Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Сборник материалов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых

ЭНЕРГИЯ МОЛОДЕЖИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ

ГБОУ ВО АГНИ

16-18 октября 2019 г.
г. Альметьевск

УДК 001

Материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии» – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2019. – 888 с.
ISBN 978-5-94454-044-7

Ответственный редактор: Закиров И.С.- д.т.н.

Редакционная коллегия:
Алиев М.М. - д.т.н.
Бикбулатова Г.И. - к.т.н.
Данилова И.Ю. – к.п.н.
Двояшкин Н.К. – д.ф.-м.н.
Насыбуллин А.В. – к.т.н.
Садыкова Р.Р.- к.э.н.
Ситдикова И.П. - к.т.н.
Табачникова Т.В. - к.т.н.
Хузина Л.Б.- д.т.н.
Шафиева С.В. – к.т.н.

Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии. 2019.

Сборник включает материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии», проходившей 16-18 октября 2019 г. в Альметьевске. В сборник вошли секционные доклады по направлениям «Геология, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Машины и оборудование в нефтяной и газовой промышленности», «Транспорт и хранение нефти и газа», «Электротехнические комплексы и системы объектов нефтегазовой промышленности: тенденции, развитие, инновации», «Прикладные и фундаментальные исследования нефти и газа», «Экономика и управление в нефтяной и газовой промышленности», «Социальные и образовательные инновации и технологии»

ISBN 978-5-94454-044-7

© ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», 2019

ГБОУ ВО АГНИ

СЕКЦИЯ 1. Геология, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Практическое применение оптических методов в качестве анализа технологической эффективности разработки нефтяных месторождений
Е. Ю. Антонова 20

Повышение эффективности бурения добывающих скважин на основе сейсмических данных и площадных геохимических исследований
И.И. Багманов, Б.В. Платов, В.А. Судаков, М.С. Шипаева 23

Особенности формирования температурного поля пласта при работе скважины в режиме постоянной депрессии
Н.В. Безруков 27

Подбор оптимальных решений при применении технологии полимерного заводнения
Д.А. Вендина 29

Экспериментальные исследования свойств нефти Вишнево-Полянского месторождения с применением реологических методов
Т.Л. Гайфуллин, И.М. Храмушина 34

Экспериментальные исследования свойств нефти с применением оптических методов
Т.Л. Гайфуллин 39

Модели радиального распределения температуры в стволе скважины
М.А. Галлямов 45

Применение технологии низкоконцентрированных полимерных составов для повышения эффективности разработки
Р.В. Гурьянов 48

Реологические свойства растворов ксантана, применяемых для селективной обработки призабойной зоны пласта
Д.Р. Едзиева, К.А. Потешкина, Л.Ф. Давлетшина 54

Загущенный кислотный состав для КГРП
И.А. Иванова, Д.А. Куряшов, Р.Р. Кутлизамаев 60

Моделирование неизотермической фильтрации в неоднородных пластах
А.В. Кадыров 63

Обзор оптических методов исследования нефти при разработке нефтяных месторождений
Г.Ф. Каюмова 65

ГБОУ ВО АГНИ

Влияние подбора рецептуры жидкости разрыва на дебит скважины после ГРП
С.А. Козлов 69
Возможности совершенствования технологии радиального вскрытия пласта
А.А. Кочнев 72
Совершенствование технологии одновременно-раздельной эксплуатации трех нефтяных пластов
С.Н. Кривощеков 75
Опыт применения микробиологического воздействия при разработки нефтяного месторождения
А.В. Куручев 78
Об эффективности применения растворителя для удаления АСПО при эксплуатации скважин
Е.П. Мартынова, Э.Р. Абзяппарова, И.А. Гуськова 83
Увеличение нефтеотдачи путем оптимизации длины горизонтальных боковых стволов для месторждений поздней стадии разработки
А.А. Назипова 87
Нефть сланцевых плеев. Информационно-аналитический обзор
М.Р. Нуртдинова 91
Доманиковые отложения республики татарстан
В.Д. Пучкова 92
Вероятные причины образования крупных скоплений сероводорода в залежах углеводородов
В.С. Сабукевич 94
Технология гидроразрыва пласта на газовых скважинах
В.М. Семенова, И.Р. Нуриев 100
Разработка залежей СВН горизонтальной парогравитационной скважиной с боковым стволом
А.В. Соловьёв 102
Методы контроля геометрии гидравлического разрыва пласта
Л.Г. Тарзиманов 104
Маркерные методы исследования скважин с многостадийным ГРП
Л.Г. Тарзиманов 108
Перспективная технология оптимизации системы ППД
Т.Ф. Халиуллин 111
Применение реологических исследований для оценки изменения свойств нефтевытесняющих композиций, применяемых в условиях Вишнево-Полянского месторождения НГДУ «Нурлатнефть»
Я.О. Цветкова 114

ГБОУ ВО АГНИ

Обзор термических методов анализа
Р.С. Шагалиев 117
Изучение влияния ПАВ-полимерных композиций на коллоидную устойчивость нефти
Л.Р. Шайхразиева, Р.Р. Салихов 122
Оценка возможности применения растворителей для воздействия на отложения битуминозной нефти с целью повышения эффективности их добычи
А.И. Шамеев 125
Анализ технологий очистки призабойной зоны пласта
Е.А. Шефер 128
Определение источника обводнения добывающих скважин и поиск возможных нарушений в колонне на основе изотопных исследований пластовой воды
М.С. Шипаева, И.И. Багманов, В.А. Судаков 134
Расчёт теплового поля при промывке скважины
А.С. Шпар 137

СЕКЦИЯ 2. Бурение нефтяных и газовых скважин

Проведение технологического процесса внедрения специальных насосов в скважинах с пескопроявлениями в условиях НГДУ «Азнакаевскнефть»
Р.Р. Абдураманова, М.В. Лебедева 140
Модернизация телесистемы ЗТС-42ЭМ-М
Р.Ф. Бадиков 145
Химические методы снижения сил трения при бурении наклонно-направленных скважин
Р.Д. Вафин 148
Породоразрушающие инструменты для бурения на обсадной колонне
Э.А. Гимазтдинова 152
Установка комплекса ОЛКС в комбинации с системой боковой промывки ствола скважины
А.С. Дормидонтов, В.В. Вязникова 155
Предупреждение прихватов при бурении горизонтального участка
Д.Е. Катеринич 157
Перспективы применения современных эмульсионных составов при глушении скважин
Д.А. Климанова, В.И. Никитин 159
Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин с приминением телесистемы «АТ-3М»
И.Р. Кулуев 163

ГБОУ ВО АГНИ

Коррозия тампонажных материалов в магнезиальных агрессивных средах
А.Н. Махмутов, С.Ф. Комлева 166
Бурение скважин на обсадных трубах
Б.Р. Минабутдинов 172
Растворы на водной основе для бурения боковых стволов
А.А. Михель 174
Повышение эффективности буферных жидкостей
А.Р. Нургалиев, М.Е. Логинова 178
Особенности промывки наклонно-направленных скважин
К. А. Солодовникова 182
Расчёт эффективности предупреждения и удаления АСПО в скважинах с использованием нагревательных кабелей
А.А. Тютяев, О.Д. Комарова 185
Применение пеноцемента для повышения качества и эффективности цементирования скважин
Л.Г. Хуснутдинова 189
Технология бурения скважин с применением роторно-управляемой системы
Р.Р.Шаймарданов 191

СЕКЦИЯ 3. Транспорт и хранение нефти и газа

Обеспечение устойчивости магистральных трубопроводов при сооружении в условиях криогенных зон арктической части РФ
В.А. Азаров, М.Н. Назарова 194
Анализ методов определения утечек природного газа в сетях газораспределения
Ю.Л. Алашевская 200
Применение нейронных сетей в оптимизации магистрального транспорта нефти
Н.С. Бакшаев 204
Обеспечение безаварийной работы ГПА с системой сухих газовых уплотнений
С.А. Белова 206
Современные тенденции в разработке ингибиторов образования нефтяных отложений
Г.О. Бурова, Е.В. Харитонов, Л.Р. Байбекова 210
Модернизация резервуаров типа РВС и РВСП путем применения гибких нагревателей на основе углеродного волокна в герметичной резиновой оболочке на НПС «Калейкино» с целью предотвращения возникновения ледяных образований
В.В. Волженский 214

ГБОУ ВО АГНИ

Сравнение динамических методов измерения массы нефти для учетных операций
Л.Р. Гарипова 216

Бутиловые эфиры жирных кислот таллового масла как основа для производства энергосберегающих гидравлических масел
А.С. Говорин, Н.Д. Губанов, Н.П. Коновалов 218

Повторное использование промысловых трубопроводов подверженных коррозии
А.Т. Зарипова, А.М. Гимранов 221

Оценка несущей способности дефектной трубы методом циклического и статического загружения газопровода «Оренбург-Заинск»
Б.Н. Миннихазиев 225

Анализ мероприятий, снижающих негативное воздействие просадочных грунтов на технологические газопроводы
В.В. Понкратова, М.Н. Назарова 228

Возможность применения композитных материалов для газовых сетей
Д.А. Прохоров 233

Влияние общего осадка нефтепродуктов на коррозионную активность металла резервуаров при хранении
Р.Р.Султанбеков 236

Применение инновационного изоляционного покрытия переменной толщины в трубопроводном транспорте
Р.М. Фаттахова 241

Противодействие внешней коррозии промыслового трубопровода с использованием фиксирующей пены
Д.А. Феоктистов 246

Применение композиций ПАВ для улучшения транспорта высоковязких углеводородов ПАО «Татнефть»
Е.В. Харитонов, Г.И. Дусметова, А.В. Шарифуллин, Г.О. Бурова, Л.Р. Байбекова, Р. Кутлизамаев 249

Способы ремонта трубопроводов. Выявления наиболее рентабельного метода
Б.М. Хусаинов 254

СЕКЦИЯ 4. Машины и оборудование в нефтяной и газовой промышленности

Повышение монтажеспособности и транспортабельности буровых вышек
Б.Р. Асфандияров 258

Способ дефектоскопии НКТ на устье скважины
Л.М. Ахметзянов 260

ГБОУ ВО АГНИ

Устройство по автоматическому пакетированию штанг
Л.М. Ахметзянов 266
Снижение износа пар трения торцевых уплотнений для повышения надежности насоса ЦНС-300-600
А.А. Ахметов..... 270
Оснащение ШСНУ усовершенствованной устьевой арматурой с резервным уплотнительным узлом
Р.И. Бакиров, М.З. Валитов..... 275
К вопросу о повышение эффективности работы клапанного узла штангового насоса
А.М. Бурханов 277
Клапаны для опрессовки насосно-компрессорных труб
М.З. Валитов, Г.И. Бикбулатова, А.Р. Диникаев..... 279
Efficiency of application of glass plastic tubing in oil and gas industry
А.В. Валиуллина, Е.Э. Фрейлих, А.И. Зайнуллина 282
Особенности применения конструкций вантовых покрытий в современных условиях
Э.Р. Галимов, Ю.С. Юрасов, Ю.В. Юрасов 286
Усовершенствование механического устройства для передвижения кустовой буровой установки
А.А. Гарданов..... 293
Гидрозащита с усиленной опорой для компрессионного насоса
Г.С. Давлиева 298
Повышение надежности работы подъемной системы
Р.Р. Еникеев..... 301
Коррозия установок дозирования ингибиторов солеотложения
Д.М. Ильясов, Э.У. Лощакова..... 303
История развития автомобиля «Мустанг» и возможность использования имеющихся наработок в нефтяной промышленности
Д.А. Колесников, П.К. Алтынбаев, Р.М. Садртдинов, З.Г. Шувалова 307
Снижение нагрузки на колонну штанг штанговой скважинной насосной установки
О.К. Красильников..... 309
Модернизация агрегата для подземного ремонта скважин приминением плашечного превентора
ППШ-89-40 для расхаживания глубинно-насосного оборудования
О.К. Красильников..... 313
Промышленный робот УРАЛ 2М для мониторинга состояния трубопроводов
Б.Х. Мамедов, **Л.З. Зайнагалина**..... 316

ГБОУ ВО АГНИ

Сравнительный анализ скважинного устьевого дозатора реагента вводного и установки дозирования химреагента с дальнейшим усовершенствованием системы ввода химического реагента
В.А. Молчанова, В.В. Хасанов 318

Анализ проводимых обработок скважин (ПНП) с целью усовершенствования процесса освоения скважин
И.Ф. Муллагалиев, А.Ш. Янтурин 325

Модернизация бензинового центробежного насоса БЦН, применяемого на гусеничных тягачах для условий Крайнего Севера
Ю.В. Прибыльцов, Ф.З. Булюкова 331

Анализ испытаний пар трения бурового насоса
Ф.В. Рахимкулов, Ф.З. Булюкова, Н.Д. Булчаев 335

Установка героторного погружного насоса
В.Г. Тимошенко, И.С. Пятов, В.Н. Ивановский 339

Возможности применения прямого управления моментом синхронного двигателя в приводе станка-качалки
М.Т. Халилов 345

Модернизация конструкции колесного транспорта
Р.М. Хузнахметов, Д.Д. Денисов 348

Выбор оптимальной стратегии техобслуживания и ремонта технологического оборудования
З.Р. Фасхиева, Р.М. Хусаинов 351

Длинноходовые штанговые насосные установки для добычи высоковязких нефтей
В.С. Шулин, К.Р. Уразаков, Г.И. Бикбулатова 355

СЕКЦИЯ 5. Электротехнические комплексы и системы объектов нефтегазовой промышленности: тенденции, развитие, инновации

Применение циклотронного преобразователя СВЧ-излучения на нефтеперерабатывающих заводах
А.М. Буравов 360

Интенсификация процесса выделения изопентана ЦГФУ ПАО «Нижнекамскнефтехим»
Г.М. Валеева, Р.Р. Шайхутдинова, Н.Л. Солодова, Б.А. Валиев, Т.Р. Гатин, Д.П. Столяров 363

Использование альтернативных источников энергии на нефтегазодобывающих месторождениях
А.С. Вахитов, С.Р. Хазиев 367

Система мониторинга при гололедообразовании высоковольтных линий электропередач
А.Р. Ганиуллин 372

ГБОУ ВО АГНИ

Повышение экономической эффективности теплопотребления нефтегазовых предприятий
А.А. Горгуц, Е.В. Кузнецова 376
Бездатчиковое управление вентильным двигателем
Д.Ю. Гришин, Г.Г. Муравьев, Р.Р. Гибадуллин, А.Н. Цветков 380
Энергетическая эффективность внедрения частотно-регулируемого электропривода насосных установок
В. Закиров, М. Акуленко 384
Солнечные электростанции столбового типа в альтернативной энергетике
Е.Ю. Корчажкина, Г.И. Сафина, Д.Р. Нугманов..... 388
Оценка возможности использования возобновляемых источников электроэнергии для электроснабжения станков-качалок
Е.О. Кривова, И.В. Ившин..... 393
Испытания на воздействие вибрации на интеллектуальную станцию управления и высокоэффективный вентильный двигатель для ШСНУ
А.А. Кубышкина, М.Ф. Низамиев 398
Диагностирование штанговых скважинных насосных установок по параметрам динамограммы
В.А. Манахов, А.Н. Цветков..... 403
Повышение энергоэффективности электроснабжения удаленных месторождений путем интеграции генерирующих мощностей на базе возобновляемых источников энергии
А.И. Мурадымова, А.Г. Логачева..... 407
Энергетическая проблема в нефтяной промышленности и ее решение
И.Р. Насртдинов, Р.Р. Хуснутдинов, А.А. Устимец 411
Диагностическое устройство для погружных электродвигателей
Д.Р. Нугманов..... 415
Аналитический обзор работ по оптимизации конструкции синхронных двигателей
Т.И. Петров, А.Р. Холикова, А.Р. Сафин..... 418
Система возможного контроля количественными потерями газа в сетях газораспределения
Д.А. Прохоров 423
Обоснование выбора датчиков установок штангового глубинного насоса для измерения технологических параметров
К.В. Штыков, А.А. Ронжин, Н.В. Денисова 426
Мусоросжигательный завод как источник энергии
Г.И. Сафина 431

ГБОУ ВО АГНИ

Влияние управляемых вентильных выпрямителей
на питающую сеть
Н.А. Фомин..... 436

К вопросу повышения энергоэффективности и энергосбережения
по ГК «Татнефть»
С.Р. Хазиев, А.С. Вахитов..... 440

Реконструкция блока стабилизация установки гидроочитски
дизельной фракции АО «Сызранский НПЗ»
А.Д. Хаматшин, Д.П. Столяров, К.Г. Аксёнов, А.Д. Шехматова..... 443

Оценка влияния частотно-регулируемых приводов на работу
электрооборудования на предприятиях нефтепереработки
М.Ю. Чернев 446

Возможность использования тепловых насосов на промышленных
площадках
Б.А. Шарипов, Е.А. Федосеева 452

Модернизация аппаратов для подготовки нефти и попутного газа
типа «Хитер – Тритер»
И.И. Шарифуллин, К.Н. Алексеев, Р.Р. Мингазов,
Е.В. Харитонов..... 454

Проектирование установки гидроочистки Бензиновой фракции
АО «ТАНЕКО»
А.Д. Шехматова, К.Г. Аксёнов, Д.П. Столяров, А.Д. Хаматшин,
Р.Р. Шайхутдинова..... 457

СЕКЦИЯ 6. Прикладные и фундаментальные исследованиянефти и газа

Способ снижения потерь гликолей на установках абсорбционной
осушки газа
К.Н. Алексеев, Р.Р. Мингазов, И.И. Шарифуллин,
Е.В. Харитонов..... 461

Алкилирующие установки бывшего СССР
Х.Х. Ахмадова, М.Х. Магомадова, Л.Ш. Садаева..... 463

Диметиловый эфир (ДМЭ) как альтернатива нефти
Х.Х. Ахмадова, Ж.Т. Хадисова, И.И. Юсупова 467

Обладающий магнитными свойствами Zn-Fe смешанный оксид в
процессе акватермолиза тяжелой нефти
А.А. Валиева, Р.Р. Закиева, Э.Р. Васильев, И.Н. Трифонова,
С.М. Петров..... 471

Оценка влияния новых гетероциклических соединений на
высоковязкую нефть
Д.Б. Иванов, З.Ф. Шарафиева, Д.А. Ибрагимова,
Л.П. Шамсутдинова, А.А. Елпидинский..... 477

ГБОУ ВО АГНИ

Обезвоживание нефтешламов солевым методом
Р.Р. Кутлизамаев, И.А. Иванова, Е.В. Харитонов, Г.О. Бурова, А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Э.Т. Оладеле 483

Состав нефтяного шлама и эффективность его низкотемпературного разрушения
И.Н. Трифонова, А.М. Ермеев, А.А Валиева, А.Р. Султанова 489

СЕКЦИЯ 7. Автоматизация технологических процессов в нефтегазовой отрасли

Попутные нефтяные газы ПАО «Татнефть». Способы их разделения и утилизации
К.Г. Аксёнов, Н.А. Терентьева, Д.П. Столяров, А.Д. Шехматова, А.Д. Хаматшин, Р.Р. Шайхутдинова 494

Оптимизация параметров прогнозирования показателей разработки на месторождениях высоковязкой нефти
И.А. Галиакберов, Н.В. Абдулкина 498

Реконструкция блока атмосферной трубчатки установки АТ-2 ОАО «Марийский НПЗ»
Т.Р. Гатин, Р. Р. Шайхутдинова, Д.П. Столяров 501

Ваттметрирование и динамометрирование как способы диагностики состояния оборудования
В.В. Громов, Н.В. Денисова 504

Методология оценки преимуществ автоматизации массового производства
И.Р. Давлитов, Р.Т. Сафин 509

АВР в сетях 0,4 кВ нефтедобывающих предприятий
Я.С. Ладик, С.Р. Сидоренко 511

Технология блокчейн в нефтегазовой отрасли
Р.И. Мазитов, Л.Р. Шаяхметова 515

Совершенствование системы безопасности трубчатых печей нагрева нефти в нефтегазовой индустрии
К.Р. Рамазанов 519

Внедрение программного комплекса по метрологическому обеспечению предприятия
А.Т. Сайфутдиярова 521

Виртуальные анализаторы показателей качества в нефтепереработке
Д.М. Усманова 524

Об особенностях измерения влагосодержания влагомером НОТА-ВП
Ф.Р. Фатхуллин 527

ГБОУ ВО АГНИ

Реконструкция блока промывки установки пиролиза ПАО «Казаньоргсинтез»
Р.Р. Шайхутдинова, Н.Л. Солодова, Г.М. Валеева, Б.А. Валиев, Т.Р. Гатин, Д.П. Столяров 530

Автоматизированный подход для расчета коэффициента гидравлических сопротивлений при транспортировке нефтяной эмульсии по трубопроводам с использованием присадок
А.И. Хайруллин 535

Применение цифровых двойников в системах управления добычи нефти
В.Р. Хисматов 540

Способ определения утечек в трубопроводах и устройство для его осуществления
Э.Р. Чернов, Х.У. Богданов 543

Анализ способов измерения обводненности мультифазной смеси
Э.Р. Чернов 547

СЕКЦИЯ 8. Экономика и управление в нефтяной и газовой промышленности

Влияние налогового маневра на нефтяной сектор российской экономики
З.Р. Аухадиева 550

Проблемы и перспективы повышения нефтеотдачи пластов
А.Р. Ахметгалина, Е.А. Каптелинина 552

Риск профиль компании: целевое видение
И.С. Ахметзянова, Л. Р. Загитова, И.Н. Глазкова 557

Некоторые аспекты концепции налогового манёвра
Л.М. Вафина, Р.Ш. Садыкова 561

Практическое применение основных методов оценки лояльности персонала к компании
А.В. Волкова 564

Оптимизация работы диспетчера в нефтегазовой промышленности
З.Г. Габдуллина 567

Моделирование бизнес-процессов: определение, подходы и этапы
М.Н. Габдулхакова, С.М. Нурыйахметова 569

Применение внутреннего бенчмаркинга для повышения эффективности деятельности предприятия (на примере НГДУ «Ямашнефть»)
С.Д. Галиахметова Р.Ф. Лисицких 573

Оценка влияния рисков проекта как инструмент повышения эффективности предприятия
Р.И. Ганиева, А.Я. Гафурова 580

ГБОУ ВО АГНИ

Подходы к определению экономической сущности понятия «инвестиционные ресурсы предприятия»
О.А. Горохова 586

Ресурсосберегающие технологии нефтегазовой промышленности как фактор снижения экологической нагрузки в ПАО «Татнефть»
А.В. Донда, И.Н. Глазкова 591

Роль технического перевооружения бурового комплекса (на примере ООО «УК «Татбурнефть»)
И.Н. Глазкова, К.М. Хакимова 595

Собственный капитал как основа финансовой устойчивости предприятия
Э.Р. Губайдуллина, Р.Ш. Садыкова 599

Процесс инсорсинга в сетевой модели организации бизнеса
А.Ю. Гудаков, Л.Н. Краснова 603

Анализ экономической эффективности внедрения компоновки для снижения давления затрубного газа в условиях НГДУ «Азнакаевскнефть»
А.Ф. Заббарова, Р.Ш. Садыкова 609

Особенности планирования денежного потока в современных условиях
Э.Р. Зарафетдинова, Р.Ш. Садыкова 613

Управление инновационной деятельностью предприятия по модели «открытых инноваций» и развития венчурной индустрии
А.А. Зарипова, А.В. Фадеева 617

Туристический кластер как основа эффективности регионального потенциала Республики Татарстан
А.А. Зарипова, А.В. Фадеева 622

Исследование методов оценки интеллектуального капитала компании (на примере ПАО «Татнефть»)
К.Д. Зимина, И.Н. Глазкова 625

Применение системы ключевых показателей эффективности (KPI) на предприятиях нефтяной отрасли
К.Д. Зимина, Р.Ш. Садыкова 630

Компетентностный подход в управлении персоналом нефтегазового комплекса
О.Ю. Зюзина, О.В. Антипова 635

Формирование функциональной структуры организации исполнения и контроля работ при реализации проекта
О.Ю. Зюзина, О.А. Фатхутдинова 637

Анализ состояния и проблемы обеспечения инновационной активности предприятий нефтегазовой отрасли
В.Н. Илашко 639

ГБОУ ВО АГНИ

Анализ региональной банковской системы (на примере Республики Татарстан)
М.С. Ионова, О.В. Киселёва 648
Исследование эффективности используемой системы мотивации труда на предприятии
Р.Р. Каримова, Л.Р. Хазипова 651
Анализ влияния цен на нефть на динамику стоимости недвижимости в России в 2000-2016 годах
У.С. Карпова, Д.А. Зарипова 655
Ключевые показатели эффективности розничного бизнеса вертикально-интегрированных нефтяных компаний и факторы, влияющие на них
А.Ю. Колегова 657
Анализ рентабельности оборотных средств НГДУ «Елховнефть» и пути его повышения
Р.Ф. Лисицких, А.Д. Мифтахова 662
Технологическое обоснование проведения реструктуризации в НГДУ «Ямашнефть» на основе слияния цехов
Д.Ю. Линючева..... 668
Применение энергии ветра и солнца в России
Д.Ю. Линючева..... 671
Особенности и экономическая целесообразность использования альтернативных источников энергии
Р.И. Мазитов, Л.Р. Шаяхметова, С.Б. Жукова..... 677
Имитационное моделирование рисков инвестиционного проекта по добыче нефти
А.Р. Махмутшина, Ч.С. Закирова..... 683
Развитие танкерного флота для транспортировки сжиженного природного газа
В.В. Митлярова, Л.В. Пападмитриева 688
Классификация подходов к определению лояльности персонала
Э.Р. Мурзина..... 690
Тенденции инновационного развития электроэнергетики: опыт в нефтедобыче
В.Р. Мухтеева, И.Н. Глазкова 693
Выделение ключевых этапов стратегического планирования на примере ПАО «Татнефть»
С.М. Нурыйахметова, Р.Н. Мамедова 698
Специфика формирования кадрового резерва предприятий нефтяной отрасли
О.С. Пахардымова..... 703

ГБОУ ВО АГНИ

Критическая оценка методик исследования экспортного потенцила предприятия
А.Р. Равилова, Р.Р. Садыкова 707
Методы оценки лояльности персонала
Л.Ф. Рамазанова 711
Мотивация, как параметр, влияющий на лояльность персонала
Л.Ф. Рамазанова 715
Экономическая добавленная стоимость (EVA) как эффективный инструмент управления стоимостью компании
Э.Р. Сагдиева, Р.Р. Садыкова 718
Анализ взаимосвязи биржевых котировок базовых инвестиционных активов - нефти марки Brent и золота
Р.В. Самуткин, Д.А. Зарипова 722
Причины роста затрат в нефтегазодобыче
Р.Ф. Сафин, Л.Н. Краснова 727
Анализ необходимости перехода к новым технологиям управления затратами
Р.Ф. Сафин, Л.Н. Краснова 729
Сущность управления затратами и перспективы развития в условиях реформирования предприятий нефтегазового комплекса
Р.Ф. Сафин, Л.Н. Краснова 731
Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья
Д.И. Сафина 733
Проблемы предприятий нефтегазового комплекса России: тенденции и пути решения
Д.И. Сафина 737
Перемещение кадров на российском рынке труда
И.С. Смирнов, В.В. Столбова, В.Н. Фаррахов 742
Мировой опыт бюджетного планирования на предприятии
А.А. Судник, О.А. Фатхутдинова 747
Отношения РФ со странами СНГ и Таможенный союз
А.И. Султанова 751
Современная система наставничества как метод обучения и способ адаптации сотрудников
А.Б. Тахаутдинова, О.Ю. Романова 756
Теоретические подходы к определению эффективности обучения персонала
А.Б. Тахаутдинова 760
Анализ факторов повышения потенциала предприятия
А.Е. Тимохин, О.А. Фатхутдинова 763

ГБОУ ВО АГНИ

Оценка политики НГДУ «Ямашнефть» в области внедрения технологических инноваций
А.Е. Тимохин, О.А. Фатхутдинова 765
Сравнительный анализ теорий мотивации персонала
А.В. Хабибуллина, О.В. Киселева 767
Теория постановки целей и её влияние на результативное поведение работников компании
А.В. Хабибуллина, О.В. Киселева 770
Анализ влияния вовлеченности на производственные показатели компании
Л.Р. Хазипова, Р.Р. Каримова 773
Проблемы и перспективы развития нефтяного сектора российской экономики в условиях импортозамещения
Р.И. Хуснутдинов 778
Управление рисками при проведении реструктуризации в НГДУ «Ямашнефть» на основе слияния цехов
С.Д. Шабакаева, О.А. Фатхутдинова 782
Влияние условий стратегического развития ПАО «Татнефть» на КПЭ Управления «Татнефтегазпереработка» до 2025 Г.
М.Р. Юнусова, И.Н. Глазкова 788
Анализ зависимости акций нефтегазовых компаний от цен на нефть
Е.Л. Языкова, Д.А. Зарипова 793
Анализ экономического положения компании ПАО «Татнефть» в нефтегазовой отрасли России
Э.А. Ямалетдинов, Д.А. Зарипова 797

СЕКЦИЯ 9. Социальные и образовательные инновации и технологии

Проблемы организационного доверия в профессиональных коммуникациях
А.Р. Ахметгалина 799
Формирование экологической культуры: зарубежный опыт и возможности его применения в России
Л.Ф. Газизова 803
Юмор в деятельности управленца
И.Р. Давлитов 809
Проблемы, возникающие при управлении автотранспортными средствами инвалидами
Н. Жмур, З.Г. Шувалова 813
Эмпирическая русская идея как катализатор революции
А.Р. Закирова, Ю.А. Аленькин 816

ГБОУ ВО АГНИ

Проблема возможного «Я» в психологии
Р.И. Камалиев..... 818
Зарубежный опыт трудоустройства выпускников вузов: возможности адаптации к Российским условиям
С.Н. Лаврова..... 823
Студенческое научное общество ASOI SPE Student Chapter: современное состояние и перспективы развития (на материалах социологического исследования)
Э.М. Маруанова, Э.А. Иванова..... 828
Влияние физической культуры на эффективность труда нефтяников
Т.А. Нуриахметов, Р.В. Медведев..... 833
Принцип адаптивности современной физической культуре в высших учебных заведениях
А.Ю. Перчугов, Г.А. Камалиева..... 837
Скептицизм в поведении современного человека
К.Р. Рамазанов..... 839
Анализ моделей стоимости жизненного цикла автомобилей
А.В. Рахимова..... 844
Проблема противодействия профессионального выгорания
А.Т. Сайфутдиярова..... 851
Конфликтологическая культура будущего специалиста и способы её формирования
Д.Н. Сафиюллина..... 854
Актуальность и эффективность существующих форм организации мероприятий для молодых работников Группы «Татнефть»
И.С. Смирнов, В.В. Столбова, Н.И. Шмидт..... 858
Внедрение изучения иностранного языка в рабочее пространство
А.И. Султанова..... 860
Профессиональное здоровье: риски и профилактика
И.А. Супонькина, З.Г. Шувалова..... 863
Анализ результатов курса дистанционного обучения персонала на примере ПАО «Татнефть»
А.Б. Тахаутдинова..... 866
Здоровый образ жизни нефтяника-оператора
С.С. Ульдюкова, М.К. Болгарова..... 869
Роль уровня физического развития в профессиональной деятельности работников нефтегазовой отрасли
Г.З. Уразбахтина, Н.И. Баранкова..... 871
Исследовательская деятельность студентов как инструмент обеспечения качественного образования
Д.А. Фахрисламова..... 874

ГБОУ ВО АГНИ

Социальные аспекты развития железнодорожного транспорта в истории, литературе и судьбе моей семьи
А. Хуббатуллин, З.Г. Шувалова..... 881
Внедрение современной системы наставничества в Группе «Татнефть»
Э.А. Ямалетдинов..... 884

ГБОУ ВО АГНИ

СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ОПТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В КАЧЕСТВЕ АНАЛИЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

THE PRACTICAL APPLICATION OF OPTICAL METHODS AS AN ANALYSIS OF THE TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF OIL FIELD DEVELOPMENT

Е. Ю. Антонова
(Elizaveta Yu. Antonova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - к.т.н., доцент А.Т. Габдрахманов

В данной статье рассматривается анализ технологической эффективности разработки нефтяных месторождений с применением оптических методов исследования нефти, изучаются различные факторы, приводящие к изменению свойств нефти в процессе разработки.

This article discusses the analysis of the technological efficiency of oil field development using optical methods for oil research, studies various factors that lead to changes in the properties of oil in the process of development.

Ключевые слова: *разработка нефтяных месторождений, воздействие на пласт, оптические методы, свойства нефти.*

Key words: *development of oil fields, impact on the reservoir, optical methods, properties of oil.*

Оптические методы изучения, в частности, способ спектрофотометрии, основанный на исследовании растворов и твердых веществ при помощи изучения спектров поглощения, применяются для разбора состава нефти и оптимальной оценки изменения свойств в процессе разработки месторождений.

Фотоколориметры и спектрофотометры, работающие в видимой, ближней ультрафиолетовой и ближней инфракрасной областях светоизлучения, дают возможность определить оптическую плотность, характеризующую способность вещества поглощать свет. В наши данные способы используются для контроля разработки нефтяных месторождений [1].

Спектрофотометрия

Спектр поглощения монохроматического света регистрируется однородной нерассеивающей системой. В этом и заключается метод спектрофотометрии. Его преимущество состоит в экспресс-оценке относительной концентрации хромоморфных соединений в нефти [2].

ГБОУ ВО АГНИ

Анализ заключается в том, что на спектрофотометрах «UV-1800» и «IRAffinity-1S» были произведены съёмки образцов нефти с верхнего и нижнего слоя нефти после контакта с нефтевытесняющими и с блокирующей композициями. На спектрофотометре «UV-1800» проанализированы эти характеристики, содержание ванадиевых порфиринов, содержание хромофорных соединений, тип нефти по плотности и содержание ароматических соединений.

С применением инфракрасного спектрофотометра с преобразованием Фурье «IRAffinity-1S» были определены алифатичность (доля алифатических фрагментов по отношению к ароматическим структурам), разветвленность, значения которой при химическом окислении остатков нефти снижаются, окисленность – растет с повышением гипергенной изменённости нефтей. Наибольшее значение разветвленности и наименьшее – окисленности в начале процесса окисления сменяется ростом окисленности и сокращением разветвлённости парафиновых структур [3].

Исходные нефти, масла и смолы, полученные в ходе разделения нефтей, были исследованы в тонком слое. Для анализа смол методом инфракрасной спектроскопии приготовили тонкую пленку высушиванием хлороформенного раствора на стекле из бромида калия. ИК-спектры снимали на приборе «Nikolet 5700» в области 400-4000 см$^{-1}$. Для исследования использовались характеристичные полосы поглощения. Для определения изменения содержания в образцах тех или иных групп и связей применяли отношения оптических плотностей. Электронные спектры снимали в видимой области в режиме поглощения на спектрофотометре с автоматической регистрацией спектра типа «UVIKON 943» в растворе соответствующих растворителей. Интенсивность оптической плотности полосы поглощения устанавливали с помощью метода графической экстраполяции. Далее расчетным методом определяли концентрации металлопорфириновых комплексов. Спектрофотометрическое исследование устойчивости нефти к выпадению асфальтенов проводили на спектрофотометре «UVIKON 943» с программой автоматической регистрации изменения оптической плотности во времени. По увеличению оптической плотности во времени фиксируется флоккуляция асфальтенов (образование рыхлых хлопьевидных агрегатов из мелких частиц дисперсной фазы, находящихся во взвешенном состоянии в жидкой или газовой среде), а по ее уменьшению – осаждение асфальтенов [4].

Метод применения данных об оптических свойствах

Также на практике используется метод применения данных об оптических свойствах для расчета остаточных извлекаемых запасов нефти. Он включает в себя отбор проб нефти, определение оптических свойств отобранных проб в видимой части спектра при различных длинах волн в лабораторных условиях, статистическую обработку

ГБОУ ВО АГНИ

полученных данных и корреляцию промысловых и лабораторных данных.

Описанный выше метод не всегда имеет высокую точность и потому, основываясь только на его результатах, нельзя однозначно дать рекомендации по использованию способов увеличения нефтеизвлечения и способов интенсификации добычи нефти. Ближайшим аналогом к нему считается метод разработки неоднородной нефтяной залежи, включающий в себя отбор нефти через добывающие скважины, закачку рабочего агента через нагнетательные скважины, отбор проб нефти из всевозможных точек пласта через конкретные промежутки времени, определение их оптических свойств при различных длинах волн и выработку рекомендаций по разработке нефтяной залежи.

Суть метода заключается в том, что при воздействии на залежь заводнением определяется вовлеченность в разработку низкопроницаемых зон с большей частью невыработанными запасами. Для этого в качестве оптических свойств нефтей определяются оптическая плотность, коэффициенты светопропускания и светопоглощения, характеристики преломления и дисперсии. Затем отбираются пробы нефти из всех добывающих скважин, находящихся в низкопроницаемой и высокопроницаемой зонах. В результате закачки рабочего агента в нагнетательные скважины ожидают эффекта от воздействия в реагирующих скважинах, где также назначают отбор проб нефти. Повторяют отбор проб нефти из добывающих скважин с определением тех же оптических качеств нефти и по возникновению следов рабочего агента в нефти делают вывод о вовлеченности в разработку низкопроницаемых зон [5].

Таким образом, оптические методы исследования нефти существенно помогают оценить технологическую эффективность разработки нефтяного месторождения. Они применимы как до, так и после влияния на продуктивный пласт. По изменению оптических свойств нефти можно сделать вывод об изменении других важных в процессе разработки свойств. Основываясь на полученных результатах, можно составить рекомендации по дальнейшей разработке нефтяного месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Габдрахманов, А.Т. Применение комплексного анализа спектров видимого оптического поглощения нефти для контроля процессов воздействия на пласты: диссертационная работа на соискание учёной степени кандидата технических наук. Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

2. Габдрахманов, А.Т. Изучение изменения оптических характеристик нефти для оценки возможности подпитки углеводородами из глубин земли. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 5 с.

ГБОУ ВО АГНИ

3. Габдрахманов, А.Т. Изучение нефти оптическими методами в широком диапазоне спектра поглощения света для оценки влияния химреагентов на свойства нефти – подбор агентов воздействия на пласт // Материалы технической коференции SPE: Третичный методы увеличения нефтеотдачи пластов.
4. Чуйкина Д.И. Влияние физико-химических методов повышения нефтеотдачи в промысловых условиях на состав нефтей многопластового месторождения Усинское: диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук. – Томск: Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, 2018. – 133 с.
5. Рыбаков, А.А. Способ разработки нефтяного месторождения / А.А. Рыбаков, А.Т Габдрахманов, И.А. Гуськова. – РИД (№ охранного документа – 0002568450), 2015.

УДК 550.34.06

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ И ПЛОЩАДНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

INCREASING DRILLING EFFICIENY BASED ON SEISMIC DATA AND GEOCHEMICAL METHODS OF RESEARCH

И.И. Багманов, Б.В. Платов, В.А. Судаков, М.С. Шипаева
(M. S. Shipaeva, I. I. Bagmanov, V. A. Sudakov)
Институт геологии и нефтегазовых технологий, К(П)ФУ
(Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University)
Научный руководитель - доктор геолого-минералогических наук Д.К. Нургалиев

В связи со сложным строением карбонатных коллекторов, обусловленных разломами, положительными структурами, насыщенными водой и неоднозначностью в интерпретации геофизического материала, возникает проблема бурения сухих скважин. Для предотвращения непродуктивного бурения был изучен сейсмический разрез исследуемой территории и проведены площадные геохимические исследования. Найденные закономерности могут служить дополнительным руководством при планировании бурения.

Due to the complex structure of carbonate reservoirs caused by faults, positive structures saturated with water and misinterpretation of the geophysical data, the problem of drilling dry wells arises. To prevent unproductive drilling, the seismic section of the study area was studied and areal geochemical studies were conducted. The patterns found can provide additional guidance when planning drilling.

Ключевые слова: *карбонатный коллектор, геохимические исследования, разломы.*
Key words*: carbonate reservoir, geochemical studies, faults.*

Республика Татарстан — один из старейших нефтегазодобывающих регионов с более чем 65-летней историей нефтедобычи. В связи с этим, возникает необходимость поиска новых ловушек, более мелких месторождений, характеризующихся чаще всего сложным строением, карбонатным коллектором, но которые вместе с тем необходимо вовлекать в разработку [1,2].

Объектом исследования является одно из таких месторождений, где коллектором служат породы турнейского возраста, представляющие собой массивные карбонаты. Глубина залегания изучаемой залежи около 900 м, мощность нефтенасыщенных пластов - 20 м.

Для нахождения ловушек нефти и газа по классической антиклинальной теории [3], была проведена 2D сейсморазведка и выявлены как положительные структуры в пластах-коллекторах, так и разломы, пересекающие их (рисунок 1).

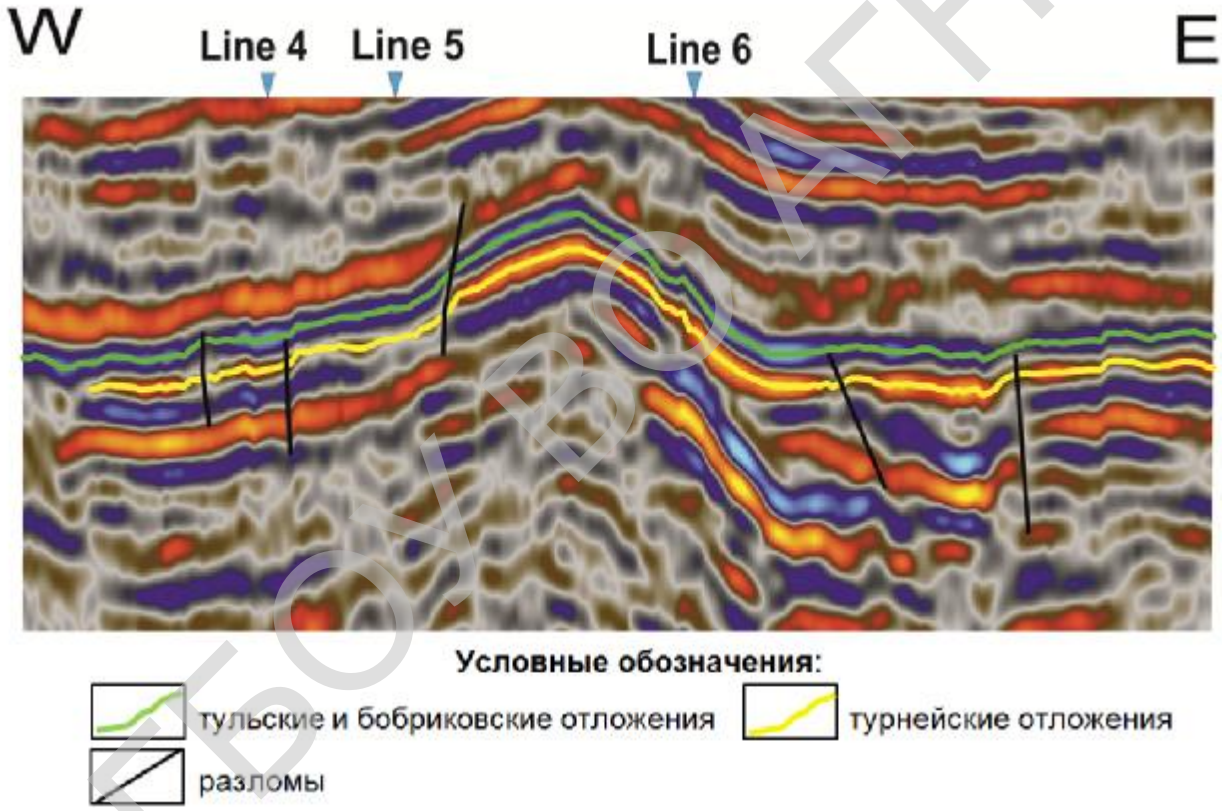


Рисунок 1 – Сейсмический разрез поперек сейсмической линии

Однако в интерпретации данных 2D сейсморазведки существует проблема геометрии разломов, пересекающих различные сейсмические линии. Область между линиями не покрыта сейсмическими данными, поэтому пространство между ними остается неизвестным.

Другая проблема заключается в оценке насыщенности пласта (воды или нефти). Для решения этой проблемы были проведены площадные геохимические исследования. Для этого было отобрано 90 образцов почвы с территории площадью 26 км^2.

ГБОУВО АГНИ

Во время анализа почвы измеряли концентрацию метана и его гомологов, как наиболее показательных на месторождениях углеводородов в связи с тем, что биохимический генезис метановых гомологов (в частности, пропана) практически исключен, в углях его значение незначительно и, насколько известно, они не достигают состояния насыщения. Преобладание гомологов метана над самим метаном в составе газов может служить показателем наличия нефтяного пласта [4]. Поэтому в данном исследовании относительная концентрация пропана была выбрана в качестве основного геохимического показателя присутствия углеводородов.

Необходимо учитывать геолого-геодинамические факторы, влияющие на результаты геохимических исследований, к которым относятся зоны повышенной вертикальной флюидопроницаемости.

В результате была построена карта геохимических аномалий с использованием относительной концентрации пропана в почвах (рисунок 2).

Предполагается, что эти аномалии связаны с наличием углеводородов, мигрировавших из пластов турнейского возраста до поверхностных слоев. Существует сильная корреляция этих геохимических аномалий с наличием разломов в пласте (рисунок 2).

Разлом, пересекающий породу пласта, позволяет флюиду перемещаться вверх, создавая аномалию пропана.

В местах, где разломы не связаны с аномалией, предполагается отсутствие нефти (водоносный пласт), например, разломы на линиях 2 и 6 на рисунке 2.

Таким образом, комплексный подход к интерпретации сейсмических и геохимических данных позволяет оценить насыщение исследуемого пласта и избежать непродуктивного бурения.

Была получена и дополнительная полезная информация - связь разломов между сейсмическими линиями. На рисунке 2 хорошо видно, что геохимическая аномалия связывает разломы на линиях 2 и 3, другая геохимическая аномалия связывает разломы от линий 1, 2 и 5. Таким образом, мы можем предположить геометрию разлома между сейсмическими линиями.

Сейсмическая интерпретация использовалась для построения структурных карт и выявления разломов на территории. Эти разломы пересекают пласты-коллекторы турнейского возраста. Однако традиционная интерпретация сейсмических данных не может обнаружить присутствие углеводородов в пласте. Другая проблема интерпретации 2D сейсмики заключается в том, как соединить разломы из разных сейсмических линий.

ГБОУ ВО АГНИ

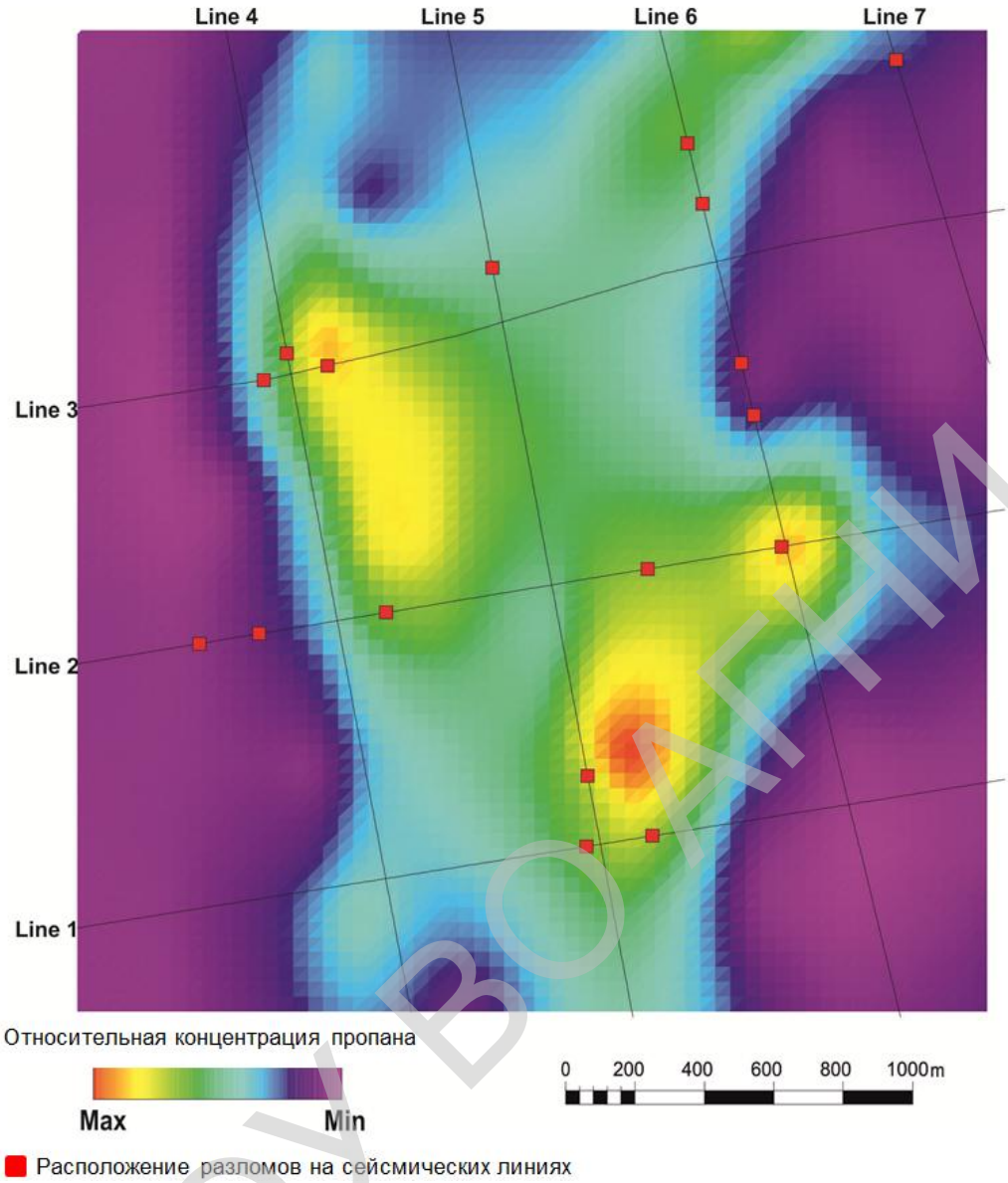


Рисунок 2 – Карта геохимического параметра с данными 2D сейсморазведки

Авторы использовали геохимический параметр относительной концентрации пропана. Пропан был выбран в качестве индикатора нефтенасыщенности, потому что его нельзя связать ни с каким другим естественным процессом.

Геохимические аномалии относительной концентрации пропана показывают места миграции углеводородов, что в свою очередь позволяет находить залежи, насыщенные нефтью.

Другой решаемой проблемой является связь разломов в зоне между сейсмическими линиями.

Таким образом, комбинированная интерпретация относительных аномалий концентрации пропана и сейсмических данных позволяет находить нефтенасыщенные участки и устанавливать геометрию разломов между сейсмическими линиями.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Фомкин А.В. Проблемы и перспективы освоения нефтяных месторождений со сложно построенными карбонатными объектами и залежами фундамента // Нефтепромысл. дело: НТЖ / ВНИИОЭНГ. – 2017. - №1. – С. 5-11.

2. Сучков Б.М., Добыча нефти из карбонатных коллекторов. - М.: Изд. «РХД», 2005. - 688 с.

3. Губкин И.М. Учение о нефти. М.: Наука, 1975. - 385 с.

4. Нежданов А.А., Косарев И.В., Агафонов Ю.К. Роль поверхностных газохимических исследований в повышении эффективности нефтегазопоисковых работ (на примере юга Тюменской области), Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО // Вторая научно-практическая конференция. - Ханты-Мансийск, 1999. – С. 237-249.

УДК 550.36

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ПЛАСТА ПРИ РАБОТЕ СКВАЖИНЫ В РЕЖИМЕ ПОСТОЯННОЙ ДЕПРЕССИИ

PECULIAR PROPERTIES OF THE TEMPERATURE FIELD FORMATION OF THE LAYER DURING WELL OPERATION UNDER CONSTANT DEPRESSION

Н.В. Безруков
(Nikita V. Bezrukov)
Башкирский государственный университет
(Bashkir State University)
Научный руководитель - д.т.н., профессор кафедры геофизики БашГУ
А.Ш. Рамазанов

Данная статья посвящена задаче формирования температурного поля пласта. Решение поставленной задачи может применяться для проверки численных симуляторов. Также были разработаны и исследованы 3 модели для расчета температурного поля в пористом пласте после пуска скважины с постоянным забойным давлением.

This article is devoted to the problem of formation of the formation temperature field. The solution of the problem can used to test numerical simulators. In addition, 3 models for calculation of the temperature field in porous layer after start-up of the well with constant bottomhole pressure have been developed and investigated.

Ключевые слова: *температурное поле, адиабатический эффект, эффект Джоуля-Томсона.*

Key words*: temperature field, adiabatic effect, effect of Joule Thomson.*

В настоящее время одним из эффективных методов исследования нефтяных пластов и решения практических задач геофизики является

скважинная термометрия. При исследовании разрабатываемых пластов регистрируется и анализируется изменения температуры, обусловленные баротермическим эффектом [1,2]. Исследование температурных полей, разработка новых математических моделей неизотермической фильтрации с учетом баротермического эффекта актуальны в современной скважинной геофизике, особенно в свете количественной интерпретации данных.

Данная работа посвящена теоретическому исследованию нестационарного температурного поля пласта после пуска скважины в эксплуатацию в режиме постоянной депрессии с учётом баротермического эффекта. Решение задачи было получено методом характеристик из уравнения энергии для насыщенной пористой среды без учета теплопроводности. [2]

$$\frac{dT}{dt} = \frac{\partial T}{\partial t} + u(r,t)\frac{\partial T}{\partial r} = -\varepsilon u(r,t)\frac{\partial p(r,t)}{\partial r} + \eta^*\frac{\partial p(r,t)}{\partial t}, \quad (1)$$

$$\mathrm{T}|_{t=0} = f(r), \quad (2)$$

где $\eta^* = m\frac{C_{ж}}{C_{пл}}\eta;\ u(r,t) = -\frac{c_{ж}}{c_{п}}\frac{k}{\mu}\frac{\partial P}{\partial r}$.

В аналогичной постановке Чекалюком Э.Б. было исследовано температурное поле пласта для режима постоянного дебита [1]. Стоит отметить, что после исследования температурного поля для плоскопараллельного потока, Чекалюк Э.Б. резюмировал непригодность режима постоянной депрессии для термозондирования пласта. Нами показано, что для плоскорадиального фильтрационного потока температура притекающей из пласта флюида меняется со временем и в режиме постоянной депрессии на пласт. Следовательно, режим постоянной депрессии также пригоден для термозондирования пласта.

Так как известное решение для давления в пласте выражается в виде несобственного интеграла от комбинаций Бесселевых функций, для описания нестационарного поля давления в пласте использовано приближенное решение по методу последовательной смены стационарных состояний (ПССС) [3].

Исследование было разбито на 4 этапа, в каждом из которых получены следующие результаты: конкретизировано общее решение для температуры при фильтрации флюида в нестационарном поле давления; получено «точное» аналитическое решение для температуры в форме интеграла; найдено приближённое решение посредством применения теоремы о среднем; получена формула, применимая для практических расчётов температуры притекающей в скважину жидкости.

Проблемы, рассмотренные в данной работе, являются актуальными, а полученные результаты могут быть использованы для оперативного исследования скважин в начальный период их эксплуатации, экспресс-оценки энергетического состояния пласта и его призабойной зоны. Теоретически обоснована пригодность режима постоянной депрессии для термического зондирования пласта.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 238 с.

2. Рамазанов А.Ш. Теоретические основы скважинной термометрии: учебное пособие. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2017. – 114 с.

3. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. – М.: Недра. 1993. – 416 с.

УДК 622.276.43:678

ПОДБОР ОПТИМАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

SELECTION OF OPTIMAL SOLUTIONS IN THE APPLICATION OF POLYMER FLOODING TECHNOLOGY

Д.А. Вендина

(Daria A. Vendina)

Национальный исследовательский

Томский политехнический университет

(National Research Tomsk Polytechnic University)

Научный руководитель - старший преподаватель ОНД Ю.А. Максимова

Полимерное заводнение является одним из методов, позволяющий повысить нефтеотдачу пластов на поздней стадии разработки месторождений. Данная технология основана на закачке воды в пласт с полимером для повышения коэффициента охвата пласта за счет увеличения вязкости. В статье раскрываются критерии выбора пластов и оборудования для применения полимерного заводнения.

Polymer flooding is one of the methods to increase oil recovery at a late stage of field development. This technology is based on the injection of water into the formation with the addition of polymer in order to increase the sweep efficiency of the formation by increasing the viscosity. The article describes the criteria for selecting layers and equipment for the use of polymer flooding.

Ключевые слова: *полимерное заводнение, потокоотклоняющие технологии, полиакриламид, нефтеотдача пласта.*

Key words*: polymer flooding, diverter technologies, polyacrylamide, reservoir recovery.*

Поскольку большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки, повышение нефтеотдачи пластов остается основной задачей. Данную стадию можно охарактеризовать широким спектром применения технологий – газовых, тепловых и физико-химических. За счет развития мировой химической промышленности, последний вид технологий получил большую популярность.

ГБОУ ВО АГНИ

Вовлечение в разработку слабодренируемых запасов, увеличение коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти являются основными задачами физико-химических методов повышения нефтеотдачи.

В России широкое применение получили потокоотклоняющие технологии (ПОТ). В своей работе [1] Бадретдинов И.А., пишет, что ПОТ основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объёмов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта и уменьшения прорыва воды к добывающей скважине. В данной статье пойдет речь о перспективном направлении по разработке ПОТ - применении полимерного заводнения.

Технология полимерного заводнения заключается в закачке большого объема оторочки полимерного раствора. Полимер способен снижать подвижность воды и повышать ее вязкость, а также увеличивать охват пластов заводнением. Полимер растворяется в воде, поэтому полимерное заводнение считается боле эффективным, чем обычное заводнение.

Механизм проведения полимерного заводнения заключается в уменьшении коэффициента подвижности воды, закачиваемой в пласт, выравнивания вязкости за счет адсорбции полимера, а также выравнивания фронта продвижения воды, закачиваемой в пласт [2]. Закачка растворов на основе полимера является эффективным методом, с помощью которого происходит выравнивание неоднородности пористой среды, а также является средством уменьшения подвижности вытесняющего агента нефти.

Применение полимерного заводнения возможно в двух случаях:

· если отношение подвижности воды и нефти в процессе заводнения водой неблагоприятное. В данном случае увеличивается коэффициент охвата;

· если пласт, даже при благоприятном отношении подвижности воды и нефти, имеет некоторую степень неоднородности. В этом случае возможно извлечение нефти из низкопроницаемых пропластков [3].

Коэффициент подвижности считается благоприятным, если его значение стремится к 1. Данный коэффициент является показателем эффективности вытеснения. Он определяется по формуле:

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_o / k_o}{\mu_w / k_w},$$

где k, μ и λ – эффективная конечная проницаемость, вязкость и подвижность; o и w – обозначения нефти и воды, соответственно.

Необходимость внедрения технологий объясняется следующими факторами:

§ увеличения потребления углеводородов;

§ увеличение процента трудноизвлекаемых запасов и уменьшение коэффициента извлечения нефти (КИН);

ГБОУ ВО АГМУ

§ большая обводненность скважин.

Что касается характеристик пласта для применения полимерного заводнения, стоит отметить, что диапазон условий для применения данной технологии значительно расширился за последние годы. Разработки, произведенные в области нефтехимии, дали возможность создать полимеры, которые стали более устойчивы к минерализации, температуре и коэффициенту сдвига.

Также был произведен ряд исследований, в результате которых были разработаны специальные защитные добавки. Данные добавки повышают устойчивость полимеров в жестких средах.

Новые разработки в области оборудования для проведения полимерного заводнения, учитывающего особенности процесса закачки реагента, уменьшают риски деструкции полимера и увеличивают эффективность процесса. Таким образом, на сегодняшний день закачка полимера осуществляется при больших значениях минерализации, температуры и в пластах с тяжелой нефтью (табл. 1) [3].

Таблица 1 – Текущий диапазон применения полимерного заводнения

Параметр	Текущий диапазон применения
Вязкость нефти, Па·с	<10
Температура, ^{0}С	<140
Проницаемость, мкм^2·10^{-3}	>10
Минерализация, г/л	<270

В первую очередь необходимо определить вязкость жидкости, закачиваемой в пласт. Далее следует выбрать подходящий полимер, учитывая минерализацию закачиваемой воды, температуру и проницаемость пласта.

Уровень минерализации, температура и время пребывания в пласте раствора будут влиять на выбор мономера, который составляет основу полимера.

Определение целевой вязкости является важным условием для проведения лабораторных и экспериментальных исследований. Если пласт неоднороден, с перекрестным потоком между слоями, то по закону Дарси можно рассчитать идеальную вязкость:

$$\mu_{полимера} = \mu_{воды} \cdot M \cdot \text{контраст проницаемости.}$$

Контраст проницаемости определяется, как отношение более высокого уровня проницаемости к более низкому уровню проницаемости для смежных слоев.

Результатом взаимодействия макромолекул с некоторым гидродинамическим объемом в растворителе является вязкость полимера. Деструкция полимера, т.е. разрушение молекул полимера, ведет за собой потерю вязкости, это ухудшает процесс заводнения и уменьшает нефтеотдачу. Существует несколько видов деструкции: химический, механический и термальный.

ГБОУ ВО АГНИ

Химическая деструкция заключается в образовании свободных радикалов. Они могут реагировать с основной цепью полимера, это может привести к снижению молекулярной массы и вязкости. Качество воды является определяющим при данном типе деструкции.

Если на основную цепь полимера воздействует высокая скорость (т.е. расхода), большое сдвиговой напряжение, а также значительный передам давления, то будет наблюдаться механическая деструкция полимера.

Воздействие температурных пластовых условий вызывает термическую деструкцию. Если раствор, в который добавляется полимер, содержит большое количество катионов (Ca^{2+} и Mg^{2+}) происходит уменьшение вязкости и осаждение полимера из раствора. При добавлении сульфонированного мономера (ATBS) в раствор увеличивается стойкость полимера к кальцию при высокой температуре (до 95^0C).

Дизайн установки для полимерного заводнения определяется типом продукта. Если полимер представляет собой порошок, то сначала необходимо его растворить.

Полимер в виде порошка хранится в бункере. С помощью дозирующего винта вещество подается в установку, заполненную азотом, где происходит разрезание гранул полимера, а также ступенчатое смачивание и смешивание. После этого раствор подается в бак дозревания, там он достигает полной гидратации и растворения. Перед закачкой в пласт маточный раствор разбавляют до целевой концентрации.

Чтобы уменьшить проблемы с закачкой воды необходимо учитывать качество воды, а именно:

- содержание нефти в воде – ниже 100 мг/л;
- содержание твердых частиц – менее 50 мг/л;
- размер твердых частиц – менее 5 мкм;
- содержание кислорода – менее 0,1 мг/л.

При применении полимерных технологий возможно использование различных реагентов. Наиболее распространенными агентами для полимерного заводнения являются полимеры на основе акриламида (полиакриламид – ПАА). ПАА - синтетическое высокомолекулярное соединение, которое образуется из акриалидных субъединиц ($-CH_2CHCONH_2-$). Рассмотрим несколько реагентов на основе полимеров.

Реагент «РИТИН-10» – обработанный полиакриламид, который представляет собой белый мелкозернистый или порошкообразный полимерное вещество. В результате затворения реагента на пресной воде возможно получить полимерно-гелевую систему (ПГС) «РИНИТ-10». Данная система способна создать дополнительное сопротивление в пласте.

ГБОУ ВО АГНИ

Вода, нагнетаемая в пласт, попадает в менее проницаемые интервалы. В результате этого выравнивается фронт заводнения и привлечение слабодренируемых интервалов, а также увеличивается КИН.

Из-за устойчивости к температуре и солям возможно длительное время работы оторочки. Частички ПГС изменяют форму из сферы в тонкие нити и обратно сокращаются через капилляры породы. В результате данного явления замедляется движение по пласту оторочки.

При быстрой закачки реагента РИТИН не успевает полностью набухнуть и окончательное формирование полимер-гелевой системы происходит непосредственно в пласте. Спустя 1,5-2 месяца после закачки ПГС добывающие скважины начинают реагировать. Продолжительность действия ПГС составляет 12–18 месяцев [4].

Более совершенной технологией повышения нефтеизвлечения является технология химического заводнения на основе закачки АСП в пласт после проведения обычного заводнения. В данном методе используются такие вещества, как полимер, сода и поверхностно-активное вещество (ПАВ).

При одновременном использовании соды и ПАВ увеличивается мобильность нефти в пласте и повышается эффективность вытеснения нефти. Полимер увеличивает охват пласта заводнением. В конечном счете, количество добываемых флюидов остается прежним, увеличивается количество нефти и сокращается объем добываемой воды.

Компания «Салым Петролеум Девелопмент» применяет на Западно-Салымском месторождении технологию АСП. По расчетам компании, использование данной технологии принесет до 25 млн тонн дополнительно добытой нефти. Что соответствует увеличению КИН на 10% по месторождению, а на участках заводнения АСП - КИН повысится на 15–20% [5].

Таким образом, падение уровня добычи углеводородов на месторождениях требует компенсирующих технологий. Полимерное заводнение является экономически эффективной технологией. Принцип данной технологии заключается в повышении вязкости закачиваемого реагента с целью увеличения эффективности охвата пласта, замедления прорыва воды, так же для повышения уровня добычи нефти.

Закачка в пласт раствора на основе полимера позволит увеличить КИН на 5-10%. Заводнение АСП способствует увеличению КИН на 10-20%, что возможно при добыче мобильной и защемленной нефти. Полимерное заводнение можно рассмотреть, как предварительный этап перед применением заводнения АСП. Это поможет подготовиться к проведению более технологичного заводнения АСП, а также сократит эксплуатационные и технические риски.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Бадретдинов И.А., Карпов В.Г. Классификация методов увеличения нефтеотдачи (экономический подход) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2014. – Т. 9. - №1. – С. 10-20.

2. Галимов Р.И. Технология полимерного заводнения на поздней стадии разработки месторождений // Молодой ученый. — 2017. — №40. — С. 4-6.

3. Тома А., Саюк Б., Абиров Ж., Мазбаев. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». - 2017. - №7-8. - С. 58-67.

4. Дарищев В.И. Инновации ОАО «РИТЕК» // Нефтегазовая вертикаль. — 2011. — №5. — 61 с.

5. Никитина А. «Салым Петролеум»: технология АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов // Нефтегазовая вертикаль. — 2014. — №4. — С. 24-26.

УДК 622.276

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ НЕФТИ ВИШНЕВО-ПОЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

EXPERIMENTAL RESEARCH OF OIL PROPERTIES OF VISHNEVO-POLYANSKOE DEPOSIT USING RHEOLOGICAL METHODS

Т.Л. Гайфуллин, И.М. Храмушина

(Timur L. Gaifullin, Irina M. Khramushina)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель - д.т.н., профессор кафедры РиЭНГМ И.А. Гуськова

Задача исследования реологических свойств, их прогнозирования и использования при разработке нефтяных месторождений становятся в настоящее время крайне актуальными, так как разработка месторождений с высоковязкими нефтями и водонефтяными зонами сопровождается осложнениями. Реологические свойства сырой нефти и ее смесей с водой зависят от ряда факторов, таких как происхождение и химический состав нефти, значения pH и температуры среды, содержание воды и поверхностно-активных веществ.

The task of studying the rheological properties, their prediction and use in the development of oil fields is becoming extremely urgent at present, since the development of fields with highly viscous oils and water-oil zones is accompanied by complications. The rheological properties of crude oil and its mixtures with water depend on a number of factors, such as the origin and chemical composition of the oil, pH and temperature, water and surfactants.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *реология, реологические свойства, динамическая вязкость.*

Key words*: rheology, rheological properties, dynamic viscosity.*

Исследование реологических свойств является основой для выбора химических методов увеличения нефтеотдачи пластов и воздействия на призабойную зону. Требования к химическим реагентам отражены в патенте *RU № 2654348*. [1]

Ежегодно происходит ухудшение структуры запасов нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с увеличением доли высоковязких и тяжелых нефтей. Задача исследования реологических свойств, их прогнозирования и использования при разработке нефтяных месторождений становятся в настоящее время крайне актуальными, так как разработка месторождений с высоковязкими нефтями и водонефтяными зонами сопровождается осложнениями. Существуют следующие осложнения: образование «застойных зон»; преждевременное обводнение добывающих скважин; образование асфальтосмолопарафиновых отложений в системе «пласт - скважина»; проявление аномалий вязкости и подвижности нефти в пласте. [2]

В статье [3] автор отмечает, что реологические свойства сырой нефти и ее смесей с водой зависят от ряда факторов, таких как происхождение и химический состав нефти, значения pH и температуры среды, содержание воды и поверхностно-активных веществ. Динамическая вязкость уменьшается с ростом температуры. Очевидным объяснением этого факта является ослабление взаимодействий между частицами дисперсий вследствие теплового движения. Температурная зависимость динамической вязкости может быть описана уравнением Walther:

$$\mu = \mu_0 exp\left[\left(\frac{T_0}{T}\right)^m\right]$$

В последнее время с увеличением доли высоковязких нефтей в общем объеме добычи углеводородов все больше возникает необходимость исследования неньютоновских свойств нефти. Трудности извлечения высоковязкой нефти заключаются в её малой подвижности, применении дорогостоящих технологий, а также в сложности обеспечения отбора больших дебитов по скважинам даже при наличии значительных запасов. С целью совершенствования технологических процессов добычи высоковязкой нефти следует знать особенности её реологического поведения. Реологические свойства нефти позволяют оценить влияние температурного воздействия и скорости фильтрации на процессы, протекающие в пласте. Понимание взаимосвязи реологических свойств и процессов структурообразования в нефтяных дисперсных системах позволит целенаправленно осуществлять подбор технологий, реагентов для добычи, параметров

ГБОУ ВО АГНИ

физического воздействия и эффективно влиять на данные характеристики. Реологические исследования составляют основу подходов для изучения проблемы структурообразования в нефтяных дисперсных системах в динамических условиях.

Экспериментальные исследования по изучению реологических свойств исследуемых проб высоковязкой нефти со скважин Вишнево-Полянского месторождения, предоставленных ПАО «Татнефть» им. В.Д, Шашина проводились, проводились на ротационном вискозиметре Rheotest RN4.1. Rheotest RN4.1 оборудован термостатом с точностью поддержания температуры +0,1◦С, при различных градиентах скорости. Исследования проводились при скорости сдвига от 0 до 300 $с^{-1}$ и от 0 до 2000 $с^{-1}$ температуре 23°С по 3 раза с каждой исследуемой пробой для вычисления абсолютной и относительной погрешности.

Таблица 1 - Результаты определения динамической вязкости высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения

Градиент скорости, с-1	Вязкость, мПа·с				
	Скв. **56	Скв. **49	Скв. **06	Скв. **57А	Скв. **83
5	300,9	220	837,8	523,3	429,9
10	297,7	232	805	524,6	423,2
20	284,5	224,7	819,2	514,4	415,5
30	289,1	220,8	818,5	500,1	417,5
40	291	218,6	804,2	506,1	411,3
60	295,6	219	789,6	509,8	406,6
100	289,7	217,9	775,7	490,1	400,1
150	289,2	214,7	756,9	477,3	391,7
200	287,6	214,4	746,8	471,9	388
300	283,3	212,4	727,5	460,5	381,1

По результатам (рисунок 1, таблица 1) проведенных исследований нефти установлено:

- в области градиента скоростей от 5 до 100 $с^{-1}$ наблюдается снижение динамической вязкости от 0,95-7,41%
- в области градиента скоростей от 100 до 200 $с^{-1}$ наблюдается снижение динамической вязкости от 0,72-3,73%
- в области градиента скоростей от 200 до 300 $с^{-1}$ наблюдается снижение динамической вязкости от 0,93-2,58%
- в интервале градиентов скорости от 5 до 300 $с^{-1}$ наблюдается снижение от 3,45 до 13,17%

ГБОУ ВО АГНИ

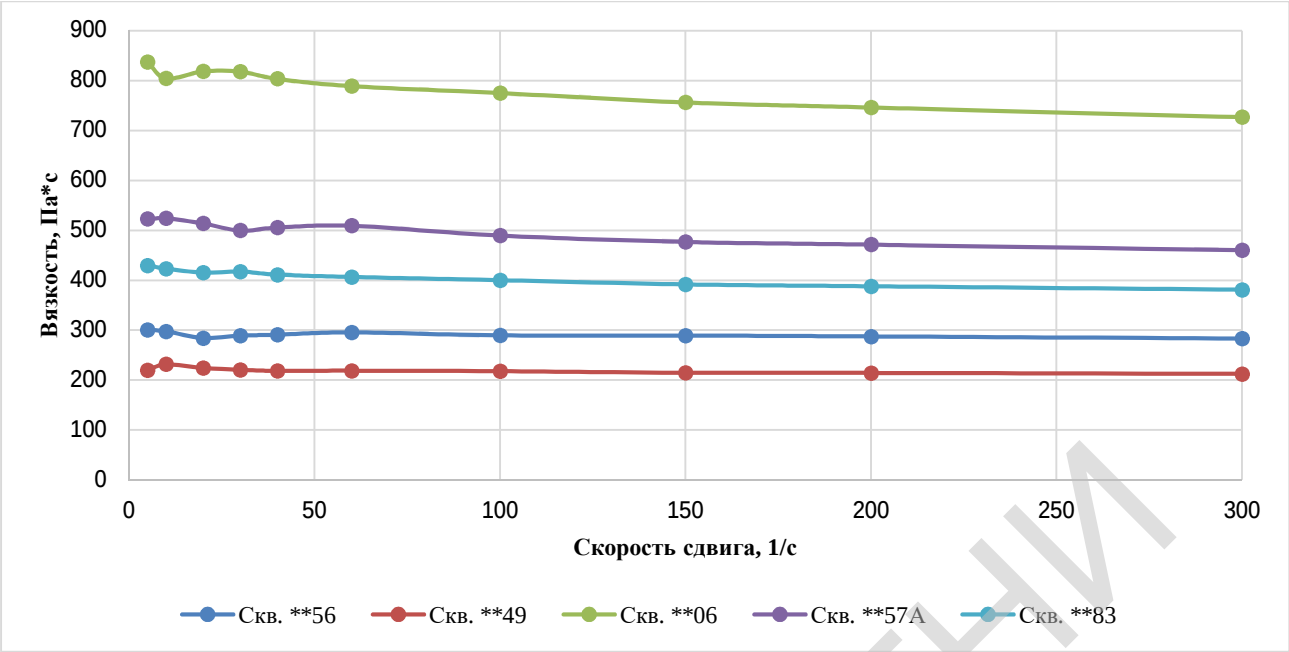


Рисунок 1 - Результаты определения динамической вязкости высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения

Величина градиента скорости при котором наступает полное разрушение структуры нефти составляет:

- нефть со скважины **56 - 364 $с^{-1}$;
- нефть со скважины **06 - 209 $с^{-1}$;
- нефть со скважины **57А - 621 $с^{-1}$;
- нефть со скважины **83 - 303 $с^{-1}$.

Таким образом, можем сделать вывод, что структура образцов высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения является устойчивой к внешним сдвиговым воздействиям.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент RU № 2654348. C10G 33/04 (2006.01), G01N 33/26 (2006.01), E21B 43/22 (2006.01). Методика исследования отрицательного влияния химических реагентов на смежные технологии / Гуськова И.М., Гумерова Д.М., Храмушина И.М., Шайдуллин Л.К. Опубл. 06.02.18, Бюл. №4.

2. Гуськова, И.А. Оценка реологических свойств водонефтяных эмульсий высоковязких нефтей [Текст] / И.А. Гуськова, Д.М. Гумерова // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. Материалы межрегиональной научно-технической конференции. – 2015. – С. 125-128.

3. Mekkaoui, M. Реологические свойства сырой нефти: влияние температуры и морской воды [Текст] / M. Mekkaoui, M. Belhadri, L. Hamma.

ГБОУ ВО АГНИ

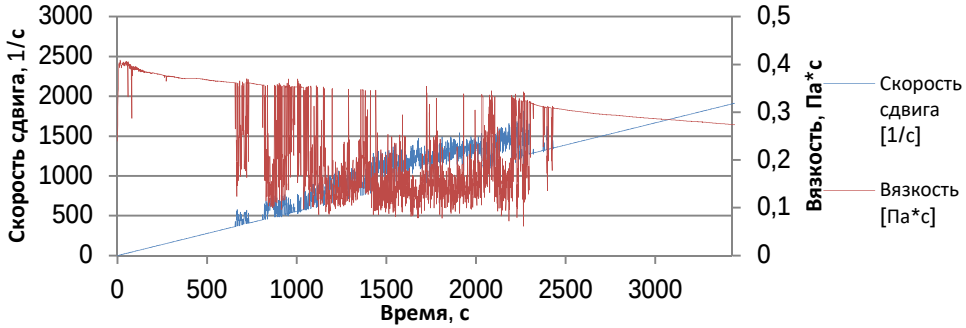


Рисунок 2 - Результаты определения динамической вязкости высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения со скважины **56

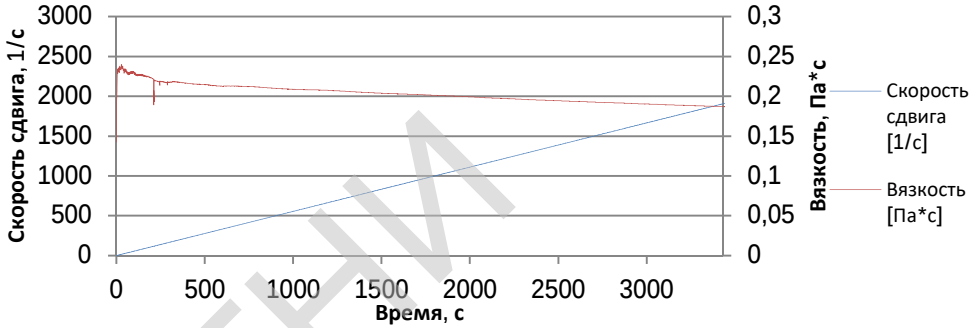


Рисунок 3 - Результаты определения динамической вязкости высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения со скважины **49

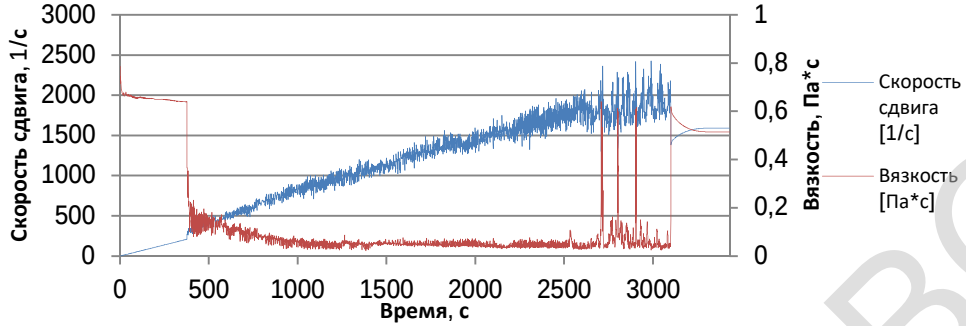


Рисунок 4 - Результаты определения динамической вязкости высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения со скважины **06

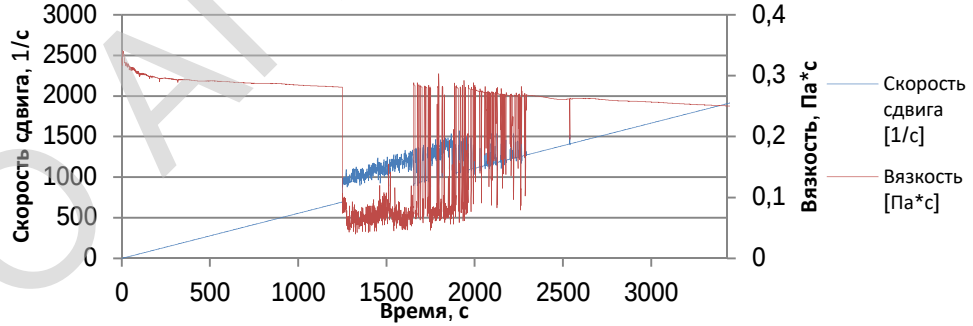


Рисунок 5 - Результаты определения динамической вязкости высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения со скважины **57А

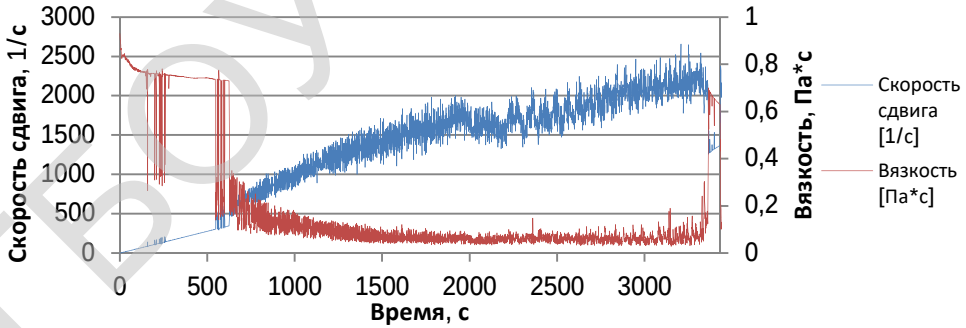


Рисунок 2 - Результаты определения динамической вязкости высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения со скважины **83

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОПТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

EXPERIMENTAL STUDIES OF OIL PROPERTIES WITH APPLICATION OF OPTICAL METHODS

Т.Л. Гайфуллин
(Timur L. Gaifullin)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - к.т.н., доцент кафедры РиЭНГМ Л.И. Гарипова

Оптические методы исследования проб нефти - это универсальный способ изучения месторождений, начиная от определения содержания различных компонентов в нефти, таких как асфальтены, порфирины металлов и вещества, влияющие на поверхностную активность, заканчивая подсчетом остаточных извлекаемых запасов разрабатываемой нефтяной залежи. Оптические исследования нефти основаны на количественном определении степени поглощения веществом света с определенными длинами волн. Высокая достоверность и скорость, в то же время относительная простота оптических исследований нефти позволяет применять их в качестве метода контроля при разработке нефтяных месторождений.

Optical methods for studying oil samples are a universal way to study deposits, to determine various components in oil, such as asphaltenes, porphyrins of metals and substances that affect surface activity, ending with the calculation of the residual recoverable reserves of the developed oil reservoir. Optical research High reliability and speed, at the same time, the relative simplicity of optical research allows them to be used as quality control in the development of oil fields.

Ключевые слова: *оптические исследования, нефть,* коэффициент светопоглощения

Key words*: optical research, oil, light absorption coefficient*

Оптические методы исследования проб нефти дают массу информации как о свойствах самих флюидов, наполняющих пласт, так и о залежах в целом. Это универсальный способ изучения месторождений, начиная от определения содержания различных компонентов в нефти, таких как асфальтены, порфирины металлов и вещества, влияющие на поверхностную активность, заканчивая подсчетом остаточных извлекаемых запасов разрабатываемой нефтяной залежи.

Оптические исследования нефти основаны на количественном определении степени поглощения веществом света с определенными длинами волн. Спектральными характеристиками являются

ГБОУВО АГНИ

коэффициент светопропускания, оптическая плотность и коэффициент светопоглощения.

Высокая достоверность и скорость, в то же время относительная простота оптических исследований нефти позволяет применять их в качестве метода контроля при разработке нефтяных месторождений. [1]

Для контроля и оценки эффективности геолого-технических мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта можно использовать оптические характеристики, в частности спектральные коэффициенты, а также коэффициент светопоглощения нефти. Значения данных коэффициентов показывают содержание в нефти смол, асфальтенов, определяют групповой состав нефти. В своей работе Габдрахманов Артур Тагирович исследовал процесс разработки нефтяного пласта на основе комплексного анализа спектров видимого оптического поглощения добываемой нефти для определения механизма вытеснения нефти в результате реализации геолого-технических мероприятий. Для решения поставленной задачи использовались величины оптической плотности раствора нефти в видимой, ближней ультрафиолетовой и ближней инфракрасной областях спектра [2].

Исследования оптических свойств проб высоковязкой нефти проводились методом спектрофотометрии с использованием высокоточного спектрофотометра UV-1800 фирмы «SHIMADZU CORPORATION ANALYTICAL & MEASURING INSTRUMENTS DIVISION.

Для сравнительного анализа оптических характеристик проб высоковязкой нефти в рабочей области спектрофотометра Shimadzu UV-1800, обеспечивающего оптимальную фотометрическую точность в диапазоне длин волн 402-670 нм, возможно использование значения коэффициентов светопоглощения на длинах волн 403нм и 408нм. Зависимость поглощения от длины волны для анализируемых проб высоковязкой нефти характеризуется максимумом при длине волны 408 нм, что обусловлено наличием ванадиевых порфиринов в составе добываемой высоковязкой нефти.

Значение коэффициента светопоглощения пробы высоковязкой нефти скважины 1 (дата проведения исследования 05.08.19) при длине волны 408нм составило 5633 1/см. На рисунке 1 отмечается максимум при длине волны 408нм. При этом разность между максимальным и минимальным значением коэффициента светопоглощения составляет всего 1153 1/см, что несущественно для нефти данного типа.

ГБОУ ВО АГНИ

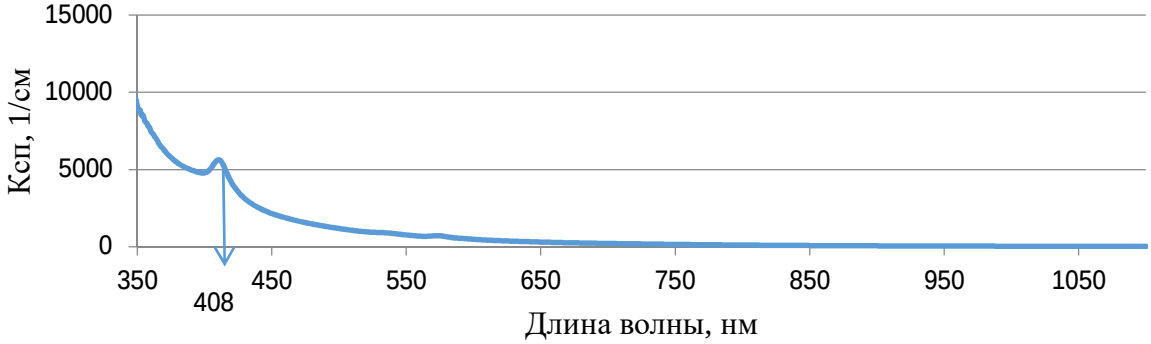


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента светопоглощения пробы высоковязкой нефти скважины 1 от длины волны (дата проведения исследования 05.08.19)

Соотношение поглощений при длине волн 465 нм и 665 нм (D465/D665) для данной пробы имеет относительно большую величину. Соотношение поглощений ближней ультрафиолетовой к ближней инфракрасной области (D440D490/(D590D670) составляет 0,19. Данный параметр более информативен для последующего сравнительного анализа характеристик высоковязкой нефти исследованных скважин в динамике.

Значение коэффициента светопоглощения пробы высоковязкой нефти скважины 1 (дата проведения исследования 12.08.19) при длине волны 410 нм составило 4482 1/см. Отмечается максимум при длине волны 410 нм (рисунок 2). При этом разность между максимальным и минимальным значением коэффициента светопоглощения составляет 755 1/см, что несущественно для нефти данного типа.

Значение соотношения поглощений при длинах волн 465нм и 665нм (D465/D665) для данной пробы высоковязкой нефти имеет относительно большую величину. Соотношение поглощений ближней ультрафиолетовой к ближней инфракрасной области (D440D490/(D590D670)) составляет 0,11.

Значение коэффициента светопоглощения пробы высоковязкой нефти скважины 1 (дата проведения исследования 19.08.19) при длине волны 410 нм составило 4641 1/см. На графике (рисунок 3) отмечается максимум при длине волны 411 нм.

Рисунок 2 – Зависимость коэффициента светопоглощения пробы высоковязкой нефти скважины 1 от длины волны (дата проведения исследования 12.08.19)

ГБОУ ВО АГМУ

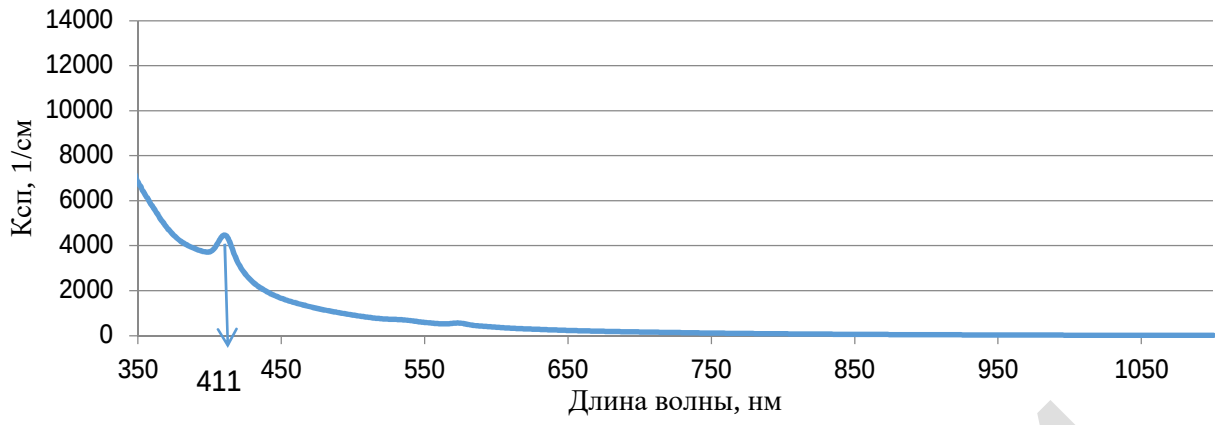


Рисунок 3 – Зависимость коэффициента светопоглощения пробы высоковязкой нефти скважины 1 от длины волны (дата проведения исследования 19.08.19)

Соотношение поглощений при длине волн 465 нм и 670 нм (D465/D665) для данной пробы высоковязкой нефти имеет относительно большую величину. Соотношение поглощений ближней ультрафиолетовой к ближней инфракрасной области (D440D490/(D590D670)) составляет 0,14.

По пробе высоковязкой нефти скважине 1 построены рефракто-денсиметрические идентификационные карты (таблицы 1 - 3) со значениями интерцепта рефракции RI по оси абсцисс и удельной рефракции sR по оси ординат (рисунки 4 - 6).

На рефракто-денсиметрической идентификационной карте значения показателей удельной рефракции и интерцепта рефракции анализируемой пробы высоковязкой нефти принадлежат IV квадранту рефракто-денсиметрической идентификационной карты, что по рефракто-денсиметрическим характеристикам соответствует смеси кислородосодержащих органических соединений с бициклическими аренами.

Таблица 1 – Результаты рефракто-денсиметрических исследований пробы высоковязкой нефти скважины 1 (дата проведения исследования 05.08.19)

Результаты измерений показателя преломления, nD	Среднее значение показателя преломления, nD	Среднее значение относительной плотности	Интерцепт рефракции, RI	Удельная рефракция, sR
1,52955	1,52774	0,946	1,05474	0,32526
1,52693				
1,52673				

ГБОУ ВО АГНИ

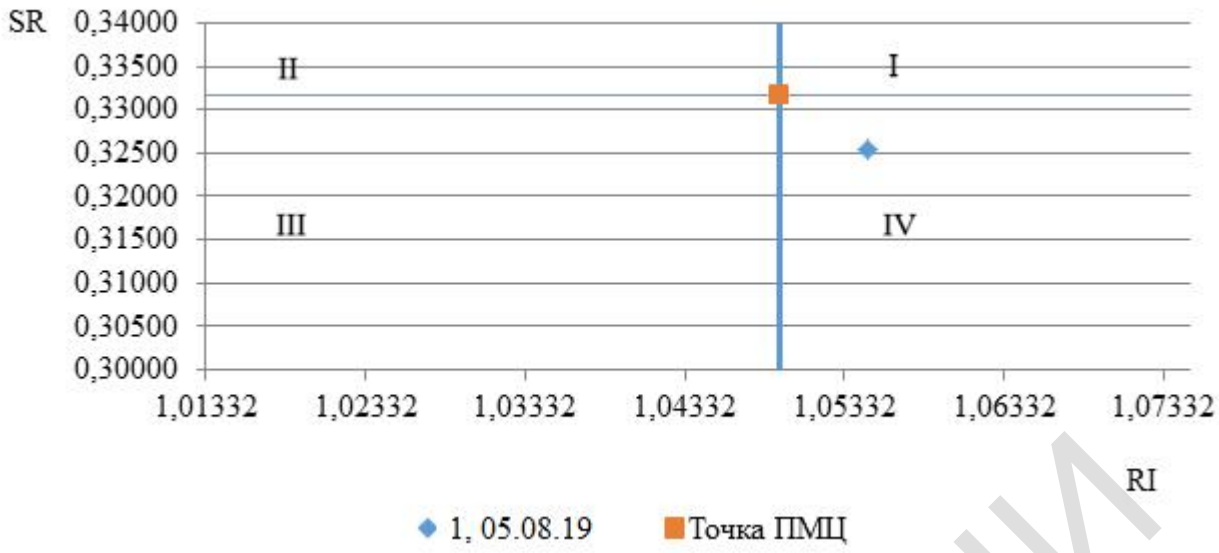


Рисунок 4 – Рефракто-денсиметрическая идентификационная карта пробы высоковязкой нефти скважины 1

Таблица 2 – Результаты рефракто-денсиметрических исследований пробы высоковязкой нефти скважины 1 (дата проведения исследования 12.08.19)

Результаты измерений показателя преломления, nD	Среднее значение показателя преломления, nD	Среднее значение относительной плотности	Интерцепт рефракции, RI	Удельная рефракция, sR
1,5243	1,52	0,946	1,05	0,32332
1,52387				
1,52377				

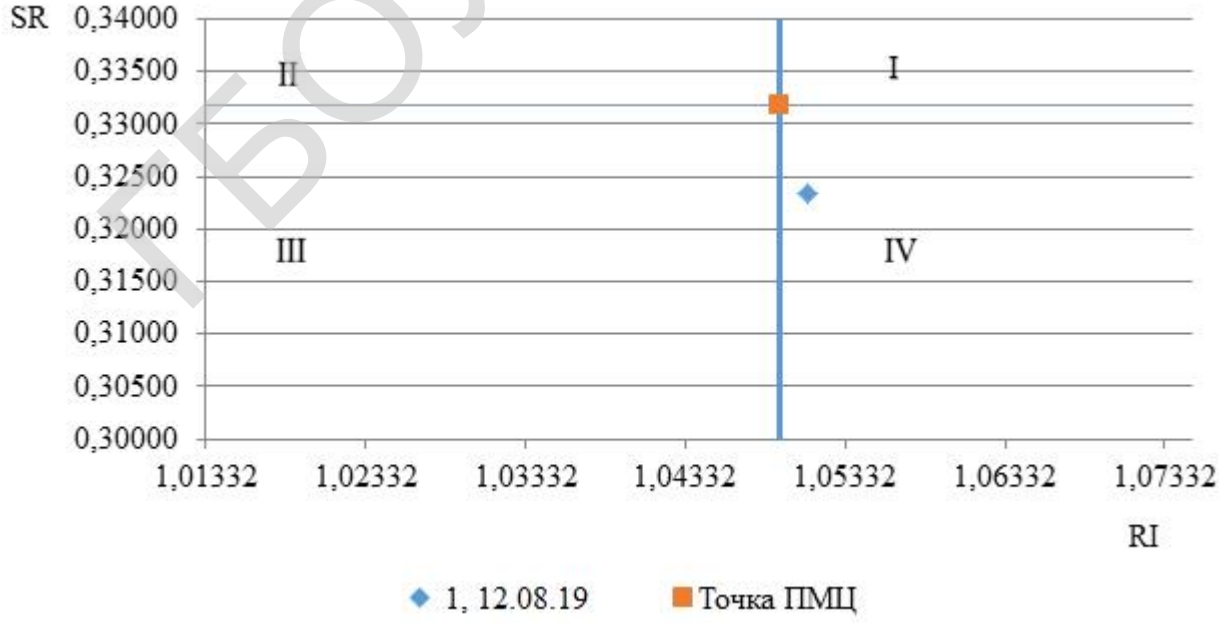


Рисунок 5 – Рефракто-денсиметрическая идентификационная карта пробы высоковязкой нефти скважины 1

ГБОУ ВО АГНИ

Значения показателей sR и RI исследованной пробы находятся в четвертом квадранте, что по рефрактометрическим характеристикам соответствует смеси кислородсодержащих органических соединений с бициклическими аренами.

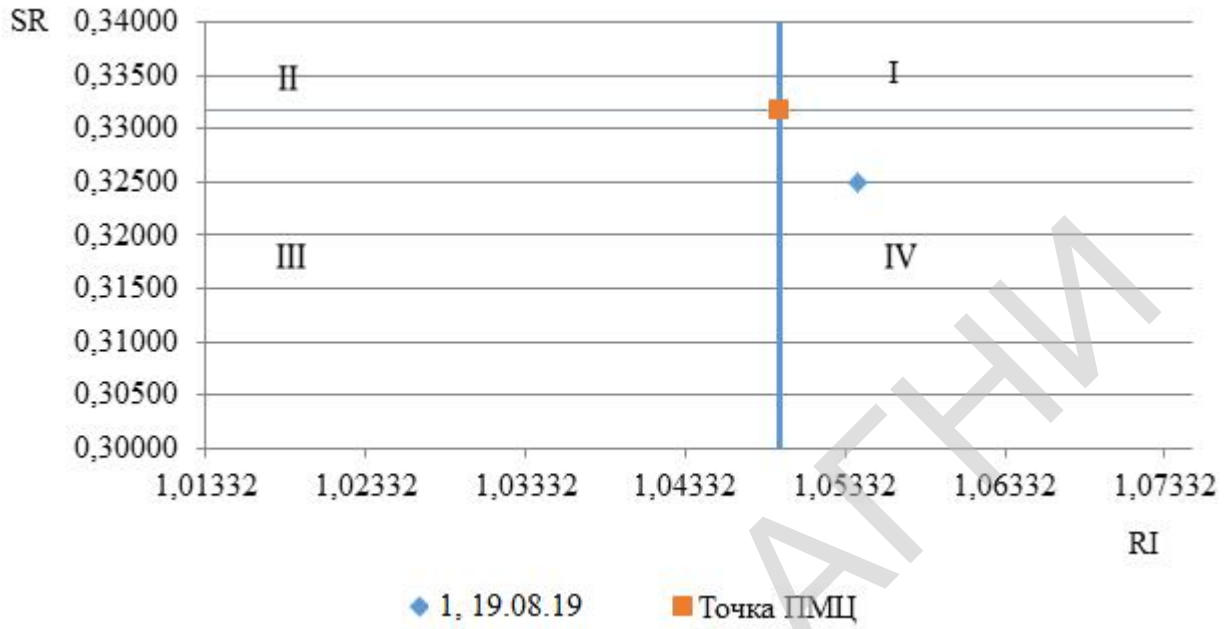


Рисунок 6 – Рефракто-денсиметрическая идентификационная карта высоковязкой нефти скважины 1

Таблица 3 – Результаты рефракто-денсиметрических исследований пробы высоковязкой нефти скважины 1 (дата проведения исследования 19.08.19)

Результаты измерений показателя преломления, nD	Среднее значение показателя преломления, nD	Среднее значение относительной плотности	Интерцепт рефракции, RI	Удельная рефракция, sR
1,52784	1,52398	0,946	1,05098	0,32342
1,52667				
1,52662				

По исследованиям пробы высоковязкой нефти (рисунок 3) значения показателей sR и RI также находятся в четвертом квадранте, что по рефрактометрическим характеристикам соответствует смеси кислородсодержащих органических соединений с бициклическими аренами.

По результатам проведенных исследований проб высоковязкой нефти скважины 1 не наблюдается существенных изменений. Среднее значение показателя (коэффициента) преломления (рефракции) анализируемой пробы высоковязкой нефти составило 1,53; средние

ГБОУ ВО АГНИ

значения удельной рефракции и интерцепта рефракции составили, соответственно, 0,32 и 1,05. Показатели рефрактометрических исследований принадлежат четвертому квадранту рефракто-денсиметрической идентификационной карты, что по рефракто-денсиметрическим характеристикам соответствует смеси кислородосодержащих органических соединений с бициклическими аренами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Раупов И.Р. Технология внутрипластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом [Текст]: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Раупов И.Р. - Санкт-Петербург, 2016. – 6 с.

2. Габдрахманов А.Т. Контроль процессов воздействия на пласты с применением комплексного метода анализа спектров видимого оптического поглощения образцов

УДК 550.36

МОДЕЛИ РАДИАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

MODELS OF RADIAL TEMPERATURE DISTRIBUTION IN THE WELLBORE

М.А. Галлямов
(Murat A. Gallyamov)
Башкирский государственный университет
(Bashkir State University)
Научный руководитель – д.т.н., профессор кафедры геофизики БашГУ
А.Ш. Рамазанов

Работа посвящена моделированию радиального распределения температуры в стволе скважины. Были получены численные решения для стационарных и нестационарных температурных полей при различных режимах потока флюида. В ходе исследования произведено анализ и сравнение различных моделей, оценена величина радиального градиента температуры.

The work is dedicated to modeling of radial temperature distribution in the wellbore. Numerical solutions for stationary and non-stationary temperature fields under different fluid flow modes has been obtained. During the research various models were analyzed and compared, the value of radial temperature gradient was estimated.

Ключевые слова: *скважинная термометрия, геотермический градиент, уравнение теплопроводности.*

Key words: *temperature well logging, geothermal gradient, heat exchange equation.*

ГБОУ ВО АГНИ

В современной скважинной термометрии измерение температуры осуществляется точечно из-за малых размеров датчика по сравнению с диаметром колонны. Существующие методики измерений и интерпретации термограмм исходят из допущения о пренебрежимо малой величине радиального градиента температуры. Для практических расчетов обычно используют среднюю по сечению температуру в стволе скважины [1].

Это допущение очевидно применимо для развитых турбулентных потоков в высокодебитных скважинах по причине интенсивного перемешивания слоев жидкости в поперечном сечении ствола скважины [2]. Однако в случае малодебитных скважин данное приближение в описании температуры требует отдельного обоснования.

Цель работы – оценить величину радиального градиента температуры в стволе скважины и его влияние на результаты термических исследований скважин.

В ходе работы были изучены три модели радиального распределения температуры. Все модели основаны на следующем уравнении энергии (в цилиндрических координатах с осевой симметрией) [3, 4]:

$$c_{fl}\rho_{fl}\left(\frac{\partial T}{\partial t} + v_z\frac{\partial T}{\partial z}\right) = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\lambda_{fl}(r)r\frac{\partial T}{\partial r} \qquad (1)$$

(c_{fl} – теплоемкость флюида, ρ_{fl} – плотность флюида, λ_{fl} – теплопроводность флюида, v_z – скорость потока).

Первая модель описывает стационарный теплообмен в случае установившегося ламинарного потока. Допускается, что температура на стенке скважины постоянная и меняется с глубиной согласно геотермическому распределению. В данном случае радиальный градиент температуры достигает максимального значения.

Вторая модель – стационарный теплообмен в случае турбулентного потока. Для учета конвективного радиального теплообмена в данной модели вводится эффективный коэффициент теплопроводности флюида, который зависит от профиля скорости потока. Расчетный радиальный градиент температуры значительно меньше, чем в первой модели из-за более интенсивного теплообмена в радиальном направлении.

Третья модель – нестационарный теплообмен в установившемся ламинарном потоке. Данная модель также учитывает теплообмен в горных породах. На границе скважина-порода задается граничное условие четвертого рода – равенство температур и тепловых потоков.

Численные решения для моделей были получены с помощью метода контрольных объемов [5]. Алгоритм решения был реализован на языке программирования Python 3 с использованием библиотек NumPy, SciPy и Matplotlib.

ГБОУ ВО АГНИ

На рисунке 1 приведен результат численного моделирования в случае нестационарного теплообмена.

Разработанные численные модели позволяют оценивать величину радиального градиента температуры в скважине на заданной глубине.

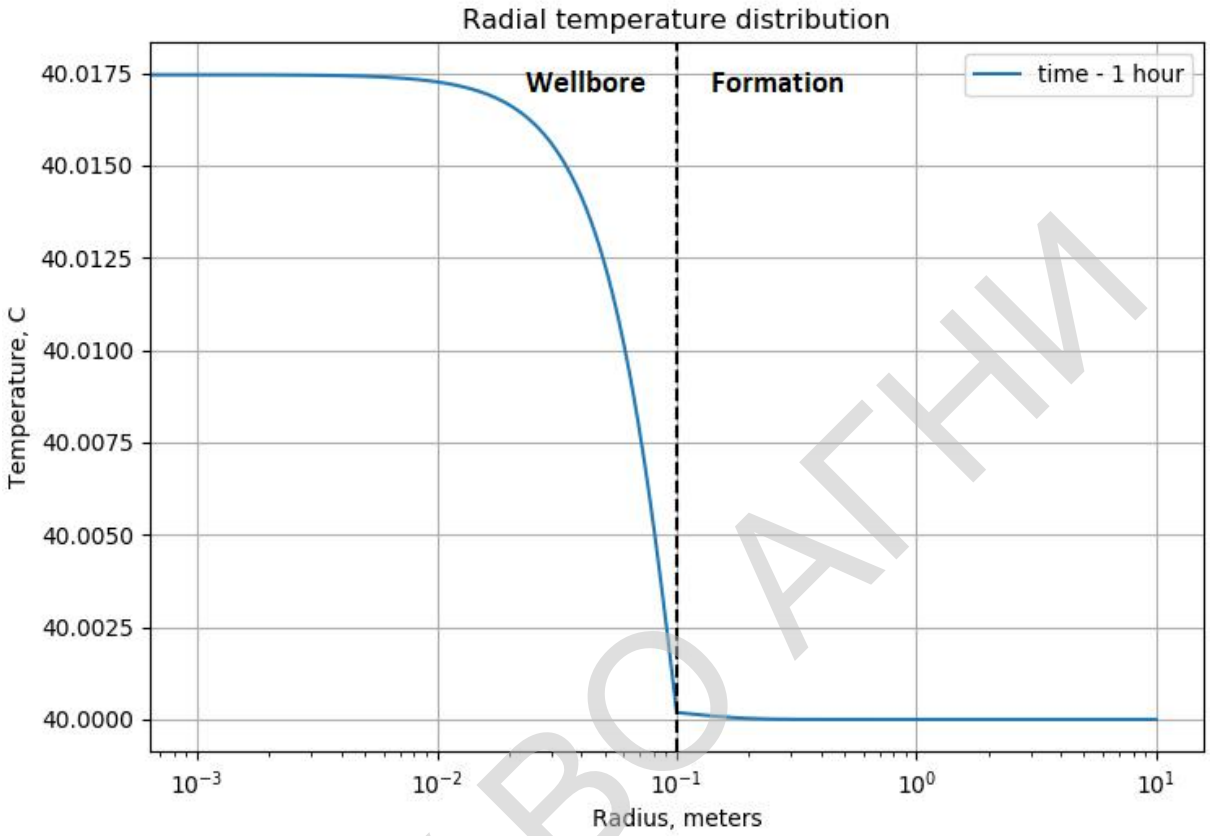


Рисунок 1 – Численное решение для нестационарного теплообмена в ламинарном потоке

ЛИТЕРАТУРА

1. *Яруллин Р.К. Датчики физических полей в геофизике: учеб. пособие. – Уфа: РИО БашГУ, 2015. – 138 с.*
2. *Рамазанов А. Ш. Теоретические основы скважинной термометрии: учебное пособие. — Уфа: РИЦ БашГУ, 2017. – 114 с.*
3. *Петухов Б.С. Теплообмен и сопротивление при ламинарном течении жидкости в трубах. – М.: Энергия, 1966. – 412 с.*
4. *Пудовкин М.А., Саламатин А.Н., Чугунов В.А. Температурные процессы в действующих скважинах. – Казань: Издательство Казанский университет, 1977. – 166 с.*
5. *Калиткин Н.Н. Численные методы. – М.: Наука, 1978. – 512 с.*

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276.6

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ НИЗКОКОНЦЕНТРИРОВАННЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ

THE USE OF TECHNOLOGY OF LOW CONCENTRATED POLYMER COMPOSITIONS TO IMPROVE DEVELOPMENT EFFICIENCY

Р.В. Гурьянов
(Ruslan V. Gurianov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.т.н., доцент Л.И. Гарипова

Целью данной работы является определение рентабельности метода увеличения нефтеотдачи используемого на Ново-Елховском месторождении.

В НГДУ «Елховнефть» применяется множество методов увеличения нефтеотдачи, среди которых есть и рассматриваемая технология использования низкоконцентрированных полимерных составов. Если рассматривать сущность технологии НКПС-М, то ее основная цель увеличение выработки обводненных неоднородных согласно проницаемости продуктивных пластов за счет увеличения охвата пластов заводнением, достигаемое путем предварительного абсолютного или неполного блокирования высокопроницаемых обводнившихся зон пластов и дальнейшего изменения направления и перераспределения фильтрационных потоков с вовлечением в разработку ранее неохваченных воздействием низкопроницаемых продуктивных зон пластов.

The purpose of this work is to determine the profitability of the oil recovery enhancement method used at the Novo-Elkhovskoye field, in connection with this, the LCPC-M technology will be analyzed for its effectiveness.

The «Elkhovneft» Oil and Gas Production Department uses many methods to increase oil recovery, which also include the proposed technology for using low-concentration polymer compositions. If we consider the essence of the LCPC-M technology, then its main goal is to increase the production of irrigated flooded according to the permeability of productive formations by increasing the coverage of the formations by water flooding, achieved by preliminary absolute or incomplete blocking of highly permeable flooded formation zones and further changing the direction and redistribution of filtration flows with involvement in the development previously unaffected by low-permeability reservoir zones.

Ключевые слова: *Ново-Елховское месторождение, методы увеличения нефтеотдачи, потокоотклоняющие технологии.*

Key words: *Novo-Elkhovskoye field, enhanced oil recovery methods, flow diverting technologies.*

ГБОУ ВО АГНИ

Проблема увеличения нефтеизвлечения пластов уже много лет является приоритетной для всей нефтяной отрасли не только в России, но и за ее пределами. Однако в истории нефтяной промышленности в различные моменты времени подход к решению этой проблемы, представление об эффективности и области применения конкретных МУН, характеризовался по-разному [1].

Проблема более полного извлечения нефтепродуктов из залежи является одной из главных задач. Доля извлекаемых запасов падает, а потребление растет, поэтому данное направление представляет глубокий интерес для всего мира. В Российской Федерации анализ состояния сырьевой базы показал, что ухудшения структуры запасов нефти в основном пришлось на то, что многие месторождения находятся уже на завершающей стадии разработки и что доля трудноизвлекаемых запасов непреклонно растет, а активные запасы быстро вырабатываются [2].

В наши дни процесс заводнения лежит в основе многих используемых МУН. Заводнение широко распространено как в России, так и за границей. Главной проблемой при этом процессе является то, что вода, прорвавшись по высокопроницаемым зонам, образует промытые участки, по которым в процессе разработки двигается вода. В этом случае остаются нетронутыми участки, где проницаемость пород низкая, но там содержится большое количество углеводородов [3].

Традиционные технологии заводнения на поздних стадиях разработки становятся уже не такими эффективными, поэтому целесообразным становится применение потокоотклоняющих и водоизолирующих технологий, используя при этом различные составы. Наиболее популярными являются закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, гелеобразующих составов и др. Большая доля ТИЗ находится в застойных зонах, закачиваемый в пласт потокоотклоняющий компонент позволяет решить эту проблему, закупоривая высокопроницаемые участки, и, тем самым, направляет выталкивающий агент в участки, которые ранее не были вовлечены в разработку [4].

Проанализируем результаты технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи, которые были проведены на Ново-Елховского месторождения за 3 года.

За 3 года больше всего обработок было осуществлено с помощью ВПСК – 42 обработки, с помощью ВДС были проведены обработки на 22 скважинах, технология НКПС-М была применена 17 раз (рисунок 1).

ГБОУВО АГНИ

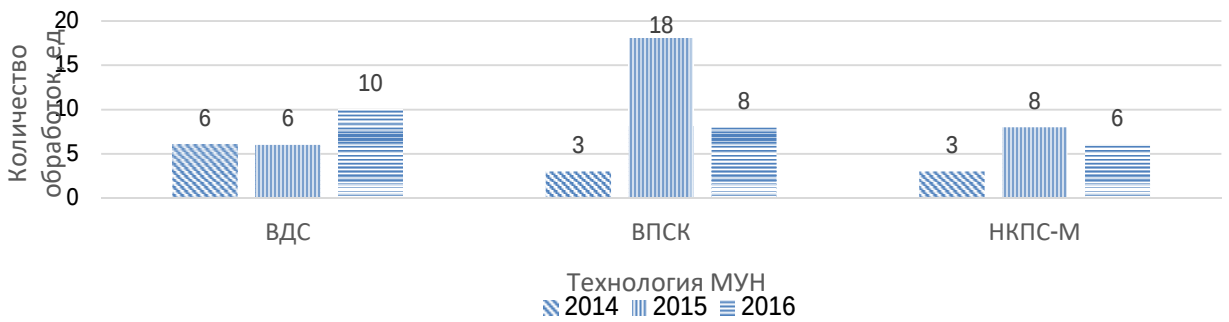


Рисунок 1 – Количество скважинно-обработок

За анализируемый период наибольшая дополнительная добыча приходится на ВПСК - 27511 т. По технологии НКПС-М – 25158 т, после применения ВДС прирост составил 12965 (рисунок 2).

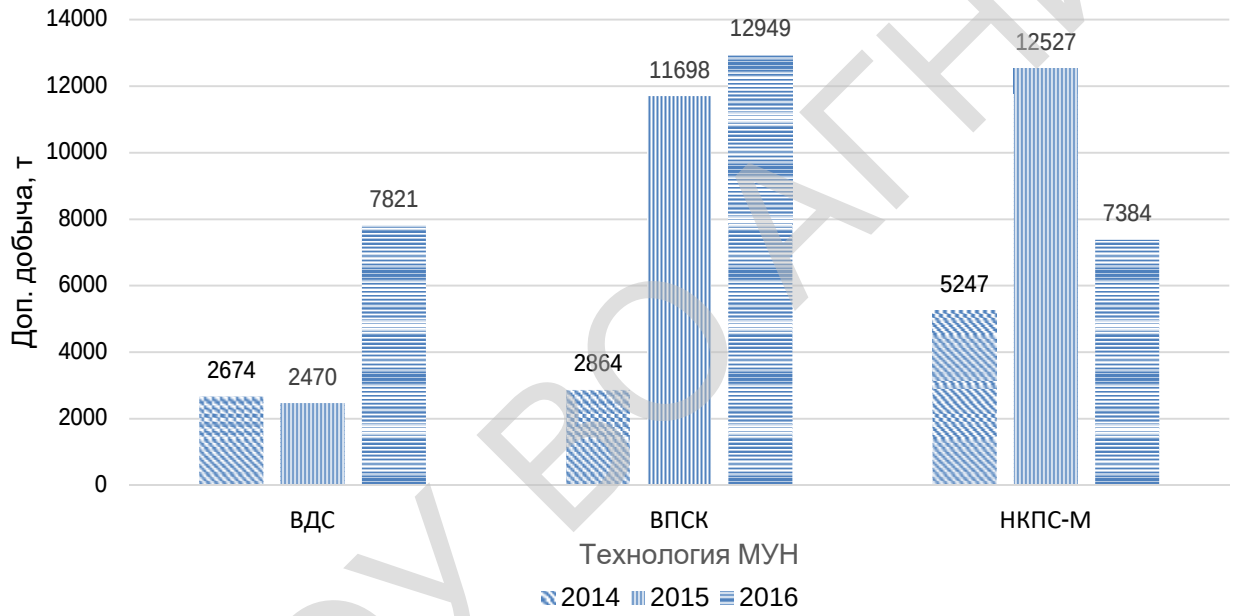


Рисунок 2 – Дополнительная добыча после ГТМ

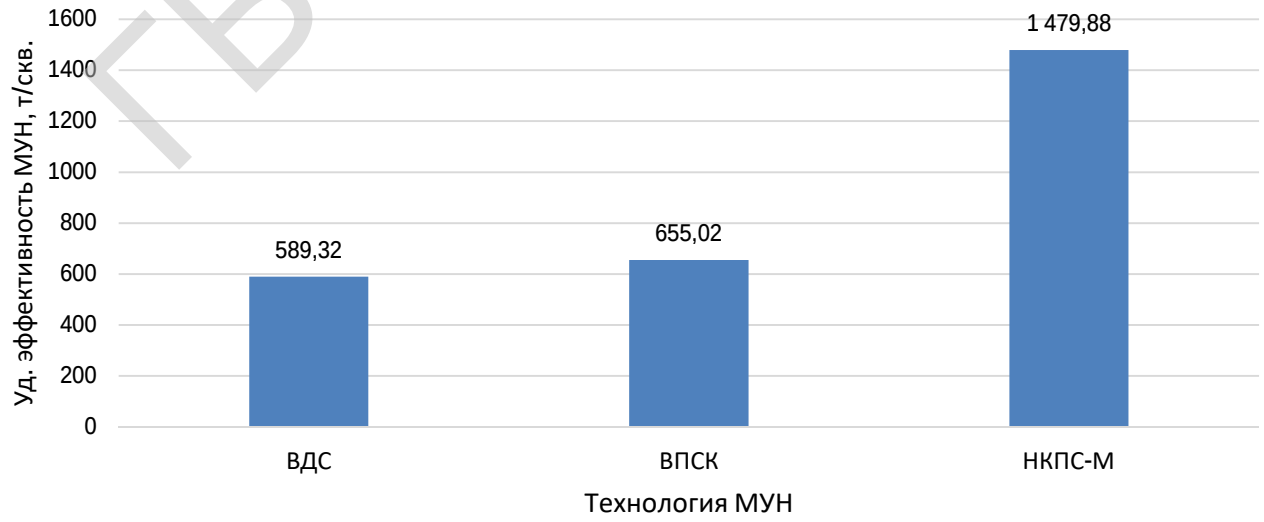


Рисунок 3 – Удельный технологический эффект от ГТМ

ГБОУ ВО АГНИ

Если анализировать удельный технологический эффект, то самым эффективным является технология НКПС-М, при использовании которой добыча на одну скважину составила 1480 т нефти, на ВПСК – 655 т/скв. После применения технологии ВДС удельная эффективность составила 589 т/скв (рисунок 3).

Если рассматривать экономическую составляющую, то самыми затратными являются технологии ВПСК и ВДС, затраты при использовании которых составляет 43,1 и 34,7 тыс. руб/скв. На технологию НКПС-М приходится 24 тыс. руб/скв.

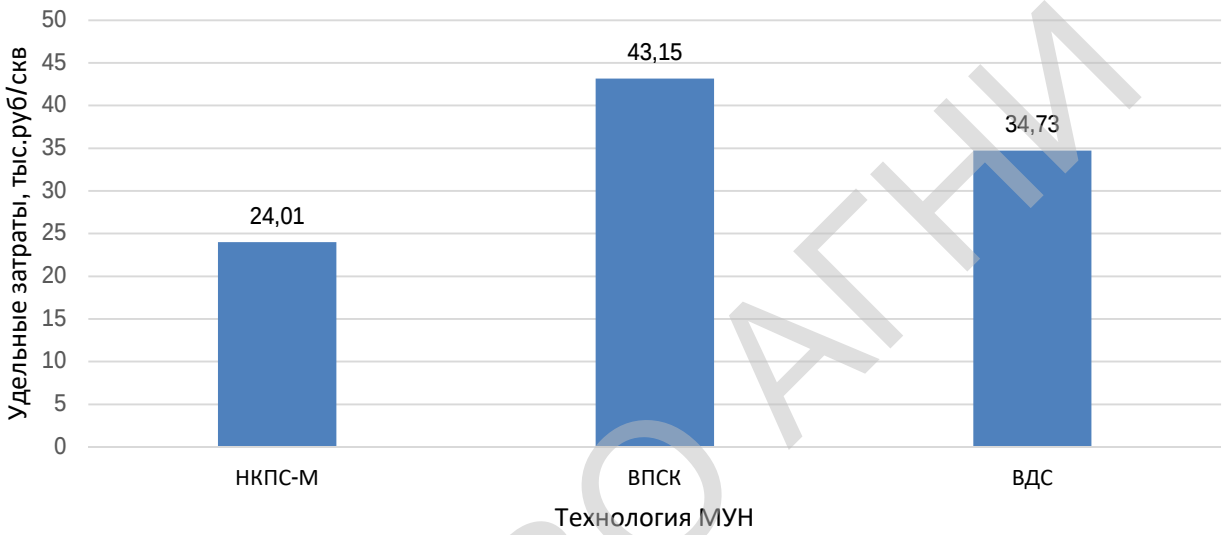


Рисунок 4 – Удельные затраты при применении ГТМ

Для расчета дополнительной добычи по каждой технологии были использованы характеристики вытеснения. Из семи характеристик вытеснения были выбраны три. Это метод Максимова, Абызбаева и Пирвердяна. Далее представим графики характеристик вытеснения по каждому методу.

ГБОУ ВО АГНИ

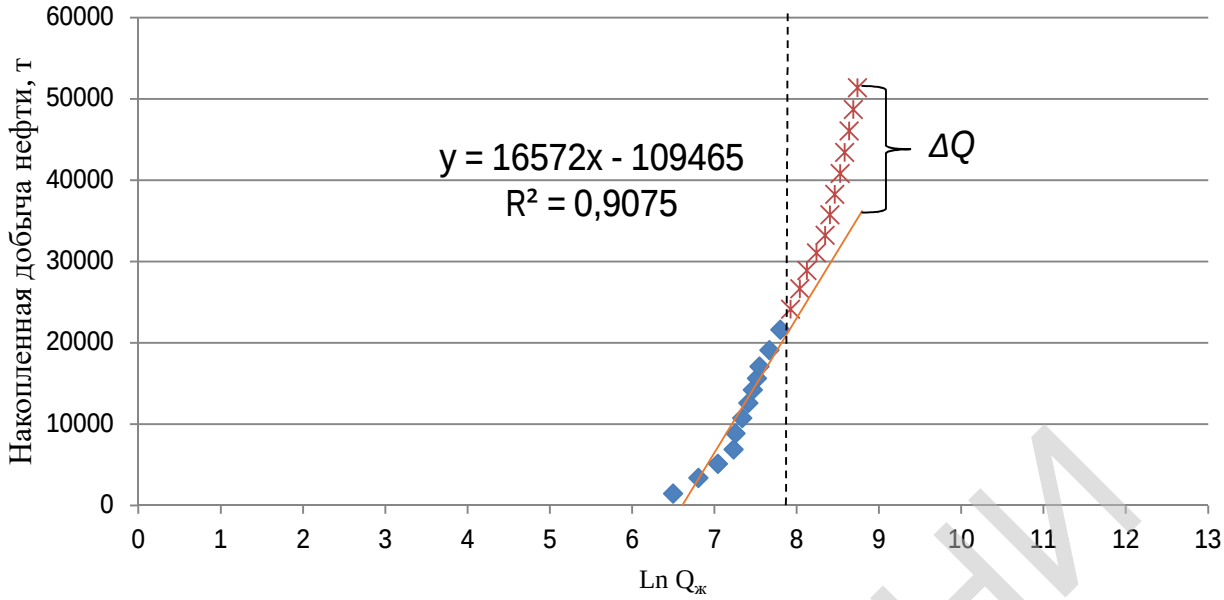


Рисунок 5 – Характеристика вытеснения по методу Максимова

По результатам расчетов самым точным оказался метод Абызбаева дополнительная добыча 14655 т (при критерии Тейла 0.000029), по методу Максимова получено 16112 т (при критерии Тейла 0.000456). При расчетах по методу Пирвердяна дополнительная добыча составила 22095 т (при критерии Тейла – 0,003941).

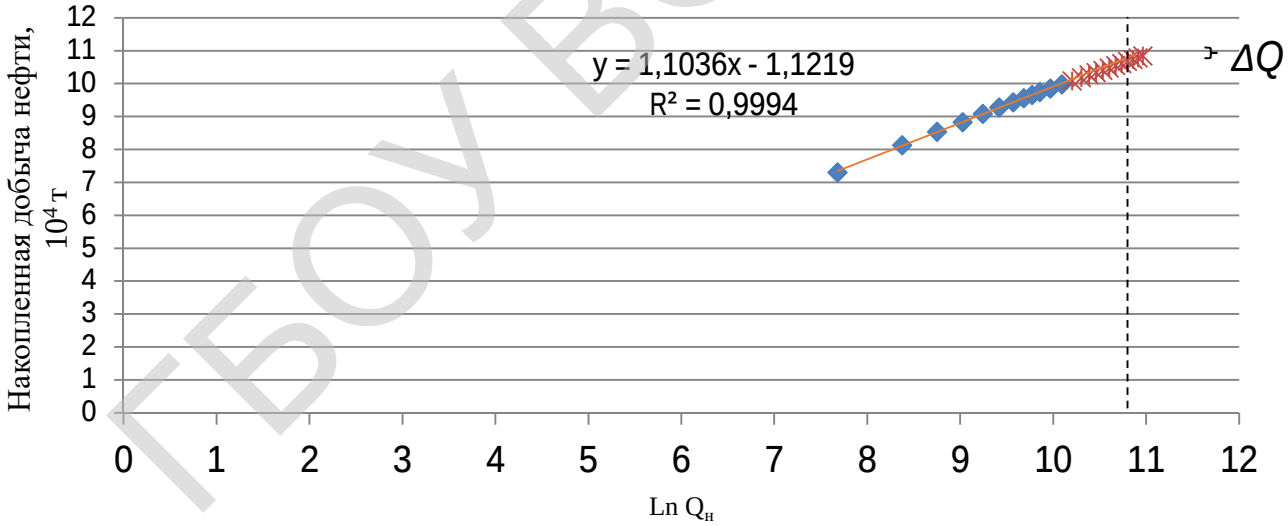


Рисунок 6 – Характеристика вытеснения по методу Абызбаева

ГБОУ ВО АГНИ

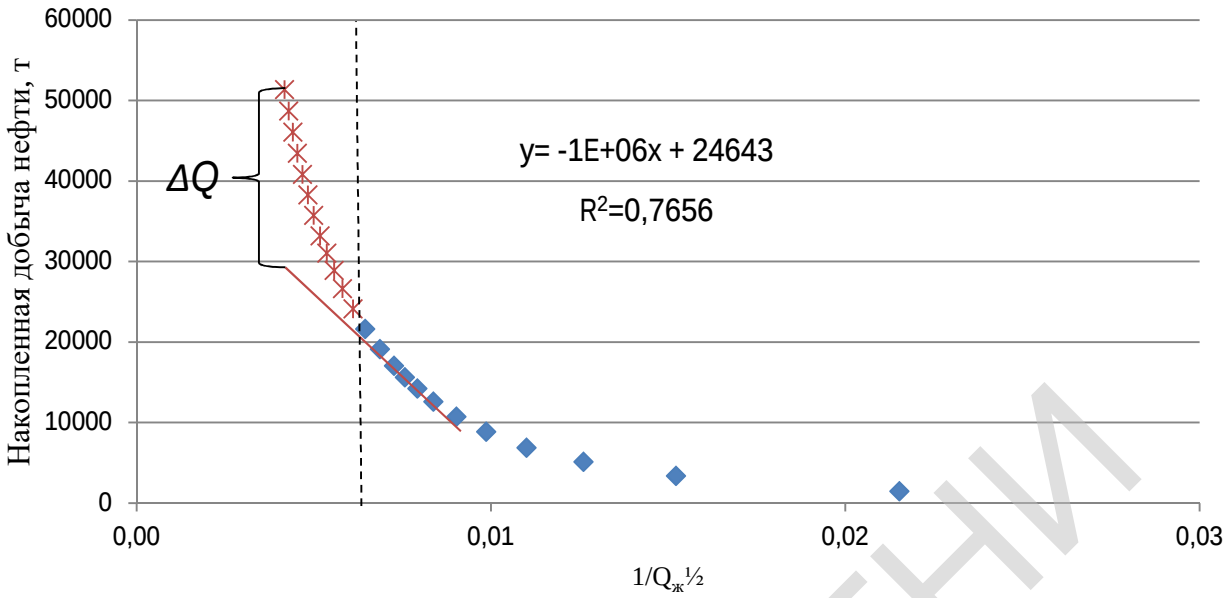


Рисунок 7 – Характеристика вытеснения по методу Пирвердяна

Таким образом, была определена рентабельность технологии НКПС-М, применяемой на объекте Ново-Елховского месторождения путем анализа таких факторов, как: количество скважинно-обработок, удельная эффективность, экономические затраты, дополнительна добыча. Также была рассчитана дополнительная добыча с использованием трех характеристик вытеснения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ибатуллин, Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений [Текст] / Р.Р. Ибатуллин. – 2010. - С. 325.

2. Крупин, С.В. Гидроизолирующие экраны на основе полисиликата натрия для повышения нефтеотдачи пластов [Текст] / С.В. Крупин, Л.Ф. Биктимирова, М.А. Сувейд, А.А. Адебайо // Вестник технологического университета. - 2015. - Т.18. - №11. - С.57-59.

3. Кузьмин, Е.В. Анализ эффективности технологий внутрипластовой водоизоляции с применением полимерных составов [Текст] / Е.В. Кузьмин, И.Р. Раупов // Булатовские чтения. - 2017. - Т.2. - С. 123-126.

4. Муллакаев, М.С. Современные методы увеличения нефтедобычи: проблема и практика применения [Текст] / М.С. Муллакаев // Современная научная мысль. - 2015. - №5. – С. 98-111.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276.6

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРОВ КСАНТАНА, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

STUDY OF THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF XANTAN AS A STRUCTURE-FORMING AGENT OF ACID TREATMENT BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

Д.Р. Едзиева, К.А. Потешкина, Л.Ф. Давлетшина
(D.R. Edzieva, K.A. Poteshkina, L.F. Davletshina)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
(National University of oil and gas «Gubkin University»)
Научный руководитель – к.т.н., доцент кафедры химических веществ для нефтяной и газовой промышленности Л.Ф. Давлетшина

В статье даны общие представления о преимуществах загущенных растворах, применяемых для селективных обработок призабойной зоны пласта. Изложены основные реологические свойства высокомолекулярных соединений в качестве загустителей, в частности, ксантана. Рассмотрены кривые вязкости и кривые течения ксантановых растворов.

The article represents the review of the physical and chemical method of increase in oil recovery of layer – thickened acid treatment of bottomhole formation zone. The main rheological properties of high molecular weight compounds as thickeners, in particular, xantan are considered. Curves of viscosity and curves of xantan solutions' flow are considered.

Ключевые слова: *кислотная обработка, полимерные растворы, реологическая модель, ксантан.*

Key words: *acid treatment, polymer solutions, rheological model, xantan.*

Закачка кислотных составов в скважину проводится для очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) от загрязнений как в новых скважинах, так и в скважинах после длительной эксплуатации. Тем самым достигается повышение продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Для обработки карбонатных пластов используют соляную кислоту. Для терригенных пластов, как правило, используется грязевая кислота. Она представляет собой смесь соляной и плавиковой кислот с концентрациями 12% для HCl и 3% для HF.

Основными преимуществами применения кислотного состава на основе соляной и плавиковой кислот являются невысокая стоимость, широкая доступность, воздействие как на карбонатную, так и на силикатную составляющую пластов. К недостаткам относится высокая скорость реакции с пластом и, как следствие, небольшая глубина проникновения в пласт, особенно при высоких пластовых температурах;

ГБОУ ВО АГНИ

высокая скорость коррозии стали; высокое межфазное натяжение на границе с углеводородной фазой. Жидкое агрегатное состояние грязевой кислоты существенно затрудняет ее перевозку и хранение. Из-за различия естественной проницаемости коллекторов имеет место неравномерная фильтрация жидкости вглубь пласта.

Одним из эффективных средств увеличения глубины проникновения раствора кислоты в низкопроницаемые пласты является применение загущенных кислот. Это предотвращает утечку кислоты в высокопроницаемые пласты, исключает промежуточные стадии закачки геля на водной основе, увеличивает соотношение обрабатываемой поверхности и объема кислоты. В качестве загустителя могут быть использованы различные полимеры [3]. Таким образом, реологические исследования загущенных кислот на сегодняшний являются актуальными.

Первой стадией изучения реологии подкисленных водных растворов полимеров является анализ растворов полимеров на дистиллированной воде без использования кислот. Ниже приведены результаты исследований подобных систем.

Полимеры – это высокомолекулярные соединения (ВМС), состоящие из большого числа повторяющихся звеньев. Размеры макромолекул в вытянутом состоянии могут достигать 1000 нм и более, т.е. они соизмеримы с размерами частиц ультрамикрогетерогенных дисперсных систем. Большой молекулярной массой ($10^4 - 10^6$ г/моль) и гибкостью цепей макромолекул объясняются специфические свойства ВМС и их растворов, такие как набухаемость, высокая загущающая способность, тиксотропность [4].

В результате набухания глобулярная макромолекула разворачивается в линейную или разветвленную цепь, образуя пространственную структуру. Появление и характер образующихся систем определяют по структурно-механическим свойствам, к важнейшим из которых относятся упругость, вязкость, пластичность. В реологии механические свойства материалов представляют в виде реологических моделей идеализированных материалов, отвечающих основным реологическим характеристикам: идеально упругое тело Гука, идеально вязкое тело Ньютона, идеально пластическое тело Сен-Венана [4]. Общую зависимость напряжения сдвига от скорости деформации можно выразить в виде степенной функции:

$$\sigma = k\dot{\gamma}^n,$$

где k и n – постоянные, характеризующие данную жидкообразную систему.

Растворы полимеров относятся к неньютоновским стационарным псевдопластическим жидкостям [4]. Для невысоких концентраций полимера в растворе характерным является, что с ростом напряжения сдвига макромолекулы постепенно ориентируются своими большими

ГБОУ ВО АГМУ

осями вдоль направления потока. Хаотическое движение частиц меняется на упорядоченное, что ведет к уменьшению вязкости.

Свойства полимеров во многом зависят от взаимного расположения звеньев в молекуле, т.е. от конфигурации. Так, биополимер типа ксантановой камеди по строению макромолекулярной цепи относятся к разветвленным (рисунок 1) [4,5].

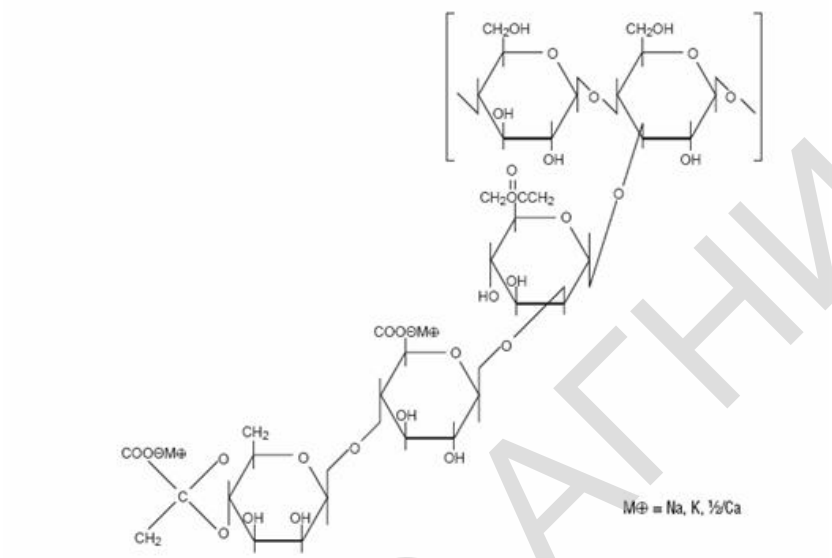


Рисунок 1 - Строение ксантановой смолы

Микробные полисахариды имеют ряд преимуществ перед полисахаридами растительного происхождения [7]. И, как следствие, наиболее широко применяются в нефтегазодобыче. Под термином биополимеры, как правило, подразумеваются полимеры именно микробного происхождения.

По сравнению с традиционно применяемыми синтетическими полимерами, биополимеры обладают рядом существенных преимуществ, в том числе такими, которые позволяют применять их в очень жестких условиях, где использование синтетических неэффективно. Они безопасны для человека, устойчивы к химической и механической деструкции [6]. Кроме того, биополимеры легче поддаются бактериальному разложению. Структура биополимеров сложнее структуры синтетических, обычно у них более высокий молекулярный вес и эффективный диаметр макромолекулы.

Ксантановая камедь – биополимер, получаемый в качестве продукта жизнедеятельности бактерий *Xanthomonas campestris* в ходе ферментативного процесса, представляет собой порошок белого или кремового цвета, без запаха, растворим в воде, растворах соли, не растворим в маслах, pH 6,0-8,0. Устойчив к солям, кислотам (кроме соляной), щелочам, широкому интервалу температур (от -18 до 120℃) [8]. Химическая формула $(C_{35}H_{49}O_{29})_n$. Ксантан слабо-анионный и хорошо разветвленный полимер. Молекулярный вес $(2-3)\times 10^6$. Молекула состоит из повторяющихся фрагментов, содержащих 5

ГБОУ ВО АГНИ

сахаристых остатков: 2 глюкозных, 2 монозных и один глюкороновой кислоты, частично этерифицированных уксусной и пиривиноградной кислотами.

Наличие большого числа химически активных групп – гидроксильных, карбоксильных, ацетатных и др., придает ксантану свойства загустителя. Длинная разветвленная структура этого полимера, вкупе с относительно слабыми водородными связями боковых групп, наделяют ксантан уникальными свойствами регулятора вязкости. При достижении определенной концентрации полимера в его цепочках образуются водородные связи, в результате чего образуется сложная, переплетенная сеть слабо связанных между собой молекул. Однако электростатические взаимодействия между ними слабы, и, если раствор подвергнуть сдвигу, начинают ослабевать силы притяжения, связывающие полимеры. При разрыве водородных связей снижается вязкость жидкости.

Таким образом, закачиваемые композиции ксантана характеризуются низким сопротивлением при движении по пласту до момента структурообразования, что свидетельствует о высокой проницающей способности и минимальных потерях полимера в процессе его продвижения вглубь пористой среды. Как только сдвиговое усилие перестает действовать, водородные связи между цепочками полимеров восстанавливаются, структурообразование раствора завершается, вязкость раствора возвращается на прежний уровень и, как следствие, фильтрационное сопротивление пропластка многократно возрастает, что приводит к его полному или частичному блокированию [5,9].

Одним из распространенных методов измерения вязкости является метод Куэтта – вращающихся коаксиальных цилиндров. В последнее время он становится основным для определения вязкости жидкости в зависимости от скорости течения, т. е. от реологических свойств. Принцип работы вискозиметра – вращение измерительного цилиндра, погруженного в исследуемую жидкость, с помощью калиброванной спиральной пружины. Вязкое трение жидкости о шпиндель определяется по закручиванию приводной пружины, которое измеряется датчиком угла вращения. Непосредственно измеряемыми являются крутящий момент *M*, действующий на контактирующую с жидкостью поверхность шпинделя (определяется в процентах от предельного значения момента кручения калиброванной пружины), угловая скорость шпинделя ω [10].

Существуют различные приборы ротационного типа: например, *Brookfield, Reotest, FANN*. Вискозиметр подбирается в зависимости от свойств испытуемой жидкости и целей эксперимента.

В НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа имени (НИУ) И.М.Губкина было проведены работы по исследованию реологических свойств водных растворов ксантановой камеди марок $Xan{-}Plex^{TM}D$

производителя Baker Hughes, а также *Гаммаксан* с концентрациями 0,01%, 0,05 %, 0,1%, 0,5 % масс.

Измерения вязкости растворов ксантанов с концентрацией 0,01%, 0,05 %, 0,1% масс. проводились на ротационном вискозиметре *Brookfield DV2T с* использованием UL-адаптера. Диапазон скоростей вращения от 0,5 до 100 об/мин, что соответствует скорости сдвига от 0,612 до 122,3 1/сек. Концетрация раствора ксантановой камеди 0,1% масс. является предельно допустимой для измерений на вискозиметре *Brookfield DV2T с* использованием UL-адаптера. Дальнейшие измерения вязкости растворов ксантанов с концентрацией 0,5 % масс. проводились на ротационном вискозиметре *Reotest.* Диапазон скоростей от 0,15 до 65,6 1/сек, шпиндель S1.

Эксперимент проводился при температуре 25 ℃. В качестве растворителя использовалась дистиллированная вода.

В таблицах 1 и 2 представлены реологические модели исследуемых марок ксантана при различных концентрациях. При этом водному раствору ксантана при концентрации 0,01% масс. наиболее удовлетворяет модель идеального тела Бингама. Начиная с концентрации 0,05 % масс., система ведет себя аналогично реологической модели Освальда [10].

Таблица 1 – Реологические модели водных растворов ксантанов

Исслед. Конц и марка	Реологическая модель	$\sigma_т$	η	R2
Xan–Plex D 0,01	$\sigma = \sigma_т + \eta * \dot{\gamma}$	0,0189	0,0189	0,9963
Гаммаксан 0,01	$\sigma = \sigma_т + \eta * \dot{\gamma}$	0,1066	0,0176	0,9958

Таблица 2 – Реологические модели водных растворов ксантанов

Исслед. Конц и марка	Реологическая модель	K	n	R2
Xan–Plex D 0,05	$\sigma = k\dot{\gamma}^n$	0,4976	0,5714	0,9994
Гаммаксан 0,05	$\sigma = k\dot{\gamma}^n$	0,4113	0,5594	0,9994
Xan–Plex D 0,1	$\sigma = k\dot{\gamma}^n$	1,9353	0,4297	0,9997
Гаммаксан 0,1	$\sigma = k\dot{\gamma}^n$	1,3251	0,4665	0,9985
Xan–Plex D 0,5	$\sigma = k\dot{\gamma}^n$	41,245	0,163	0,9764
Гаммаксан 0,5	$\sigma = k\dot{\gamma}^n$	33,215	0,2178	0,9018

ГБОУ ВО АГНИ

С увеличением концентрации увеличивается значение K и уменьшается n. С ростом концентрации система загущается и K увеличивается. При этом Xan-Plex обладает большей загущающей способностью, о чем свидетельствуют его большие значения K по сравнению с Гаммаксоном при одних и тех же концентрациях.

При n<1 система проявляет псевдопластический характер. С ростом концентрации n падает, так как система от ньютоновской (n=1) переходит к псевдопластической. При сравнении между собой растворов двух марок ксантана при одной и той же концентрации, значения n у Xan-Plex меньше. Это объясняется его большей загущающей способностью по сравнению с Гаммаксаном и, как следствие, более выраженными псевдоплатическими свойствами.

Из представленных данных следует, что ксантаны обладают хорошей загущающей способностью. В дальнейшем планируется проведение анализа кислотных растворов с исследуемыми марками ксантана.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Газимова, Г.К. Обзор методов увеличения нефтеотдачи пласта путем потокоотклонения и выравнивания профиля приемистости / Г.К. Гимазова, А.К.Вахитова, А.А. Вехровых, А.А. Елпидинский // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – С. 257-262.*
2. *Ермаков, Д.М. Применение биополимеров в нефтедобыче / М.Д. Ермаков // Нефть. Газ. Новации. – 2012. - №7. - С. 34-36.*
3. *Силин, М.А. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов / М.А. Силин, Л.А. Магадова, В.А. Цыганков, М.М. Мухин, Л.Ф. Давлетшина. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.*
4. *Фролов, Ю.Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2004. – 464 с.*
5. *Полимеры. Химические свойства и применение. [Электронный ресурс]. – https://lektsii.org/10-18479.html.*
6. *Агзамов, Ф.А. Применение биополимеров для водоизоляции пластов / Ф.А. Агзамов, Д.В. Морозов // Конгресс нефтегазопромышленников России: материалы конгресса, Уфа, 20-23 мая 2003 г. - Уфа: Мир печати, 2003. - С. 66.*
7. *Гимазова, Г.К. Обзор методов увеличения нефтеотдачи пласта путем потокотклонения и выравнивания профиля приемистости / Г.К. Гимазова [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. - 2014. - № 4. - С. 257-262.*
8. *Ермаков, Д.М. Использование биополимеров ксантановой камеди в нефтедобыче / М.Д. Ермаков // Нефть. Газ. Новации. – 2013. - №7. - С. 66-68.*

ГБОУ ВО АГПИ

9. Хисаметдинов, М.Р. Инновационные физико-химические технологии увеличения нефтегазоизвлечения ОАО «Татнефть» / М.Р. Хисаметдинов, З.М. Ганеева, Ш.К. Гаффаров // Нефть. Газ. Новации. – 2013. - №8. - С. 32-34.
10. Силин, М.А. Нефтепромысловая химия: Лабораторный практикум. Часть II / О.П. Лыков, Л.А. Магадова, С.А. Низова и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – С.86.

УДК 622.276.66

ЗАГУЩЕННЫЙ КИСЛОТНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ КГРП

THICKENED ACID COMPOSITION FOR ACID FRACTURING

И.А. Иванова, Д.А. Куряшов, Р.Р. Кутлизамаев
(Irina A. Ivanova, Dmitry A. Kuryashov, Ruslan R. Kutlizamaev)
Казанский национальный исследовательский технологический университет
(Kazan National Research Technological University)
Научный руководитель – кандидат химических наук, доцент Д.А. Куряшов

Кислотный гидроразрыв паста – одна из наиболее эффективных технологий повышения нефтеотдачи пластов. В статье предложен кислотный состав, способный переносить расклинивающие агенты в трещины породы и одновременно растворять её матрицу, улучшая тем самым проницаемость продуктивных пластов.

Acid fracturing is one of the most effective technologies for enhanced oil recovery. In the article the acid composition is able to carry the propping agents into rocks and to dissolve its matrix, thereby improving the permeability of the productive strata.

Ключевые слова: *кислотный гидроразрыв пласта, кислотный состав, проппант, ПАВ, технические жидкости.*

Key words: *acid fracturing, acid composition, proppant, surfactant, technical liquids*.

Современное состояние топливно-энергетического комплекса России и мира в области нефтедобычи характеризуется значительным ростом трудноизвлекаемых запасав нефти и газа. Традиционные запасы нефти являются наиболее простыми в техническом плане для добычи и реализации на рынке сбыта. Нетрадиционные запасы напротив сложны в разработке и требуют дополнительных энергетических затрат на извлечение. В рамках энергетической стратегии развития России возникает необходимость использования методов повышения

ГБОУ ВО АГНИ

нефтеотдачи пластов, содержащих такие углеводороды, и их совершенствования. [1].

Одним из наиболее эффективных и часто применяемых методов является гидроразрыв пласта. Операции гидравлического разрыва пласта обычно включают размещение жидкости разрыва в пласт или зону со скоростью и давлением, достаточными для разрушения пласта и образования одного или нескольких трещин. Жидкости для гидроразрыва обеспечивают две функции: во-первых, обеспечение давления, необходимого для разрыва пласта, и, во-вторых, транспортировка твердых частиц в трещину, чтобы поддерживать её открытой, когда давление сброшено, и покрывающая порода имеет возможность осесть. [2]. Существует также кислотный гидроразрыв пласта, в рамках которого производится «травление» нефтесодержащей матрицы кислотой для образования червоточин, исходящих от магистральной трещины, образованной разрывом породы. [3].

На сегодняшний день в качестве проппант-несущей жидкости используются жидкости на водной основе с использованием природного полимера гуара [4]. Такие жидкости демонстрируют отличную песконесущую способность и отвечают технологическим требованиям, однако являются инертными к карбонатной нефтесодержащей породе. То есть их функциональность ограничивается доставкой расклинивающего агента в трещины пласта.

В данной работе предлагается создание неполимерного кислотного состава, загущенного с помощью ПАВ. Такой состав будет выполнять сразу две функции: 1) перенос расклинивающего агента в образованные трещины пласта и 2) разрушение нефтесодержащей матрицы.

В рамках исследования подобран бесполимерный гелеобразователь на основе ионного ПАВ для загущения кислотных составов 15 %мас. концентрации. Среди предъявляемых требований были: 1) достижение солянокислотным составом в смеси с гелеобразователем необходимых значений вязкости; 2) снижение вязкости состава при снижении концентрации кислоты в составе.

Подбор осуществлялся на основе результатов измерений динамической вязкости солянокислотных составов с различной концентрацией ПАВ на ротационном вискозиметре Brookfield.

В результате получены следующие кривые зависимости динамической вязкости загущенных кислотных составов от скорости сдвига (рисунок 1).

ГБОУ ВО АГТУ

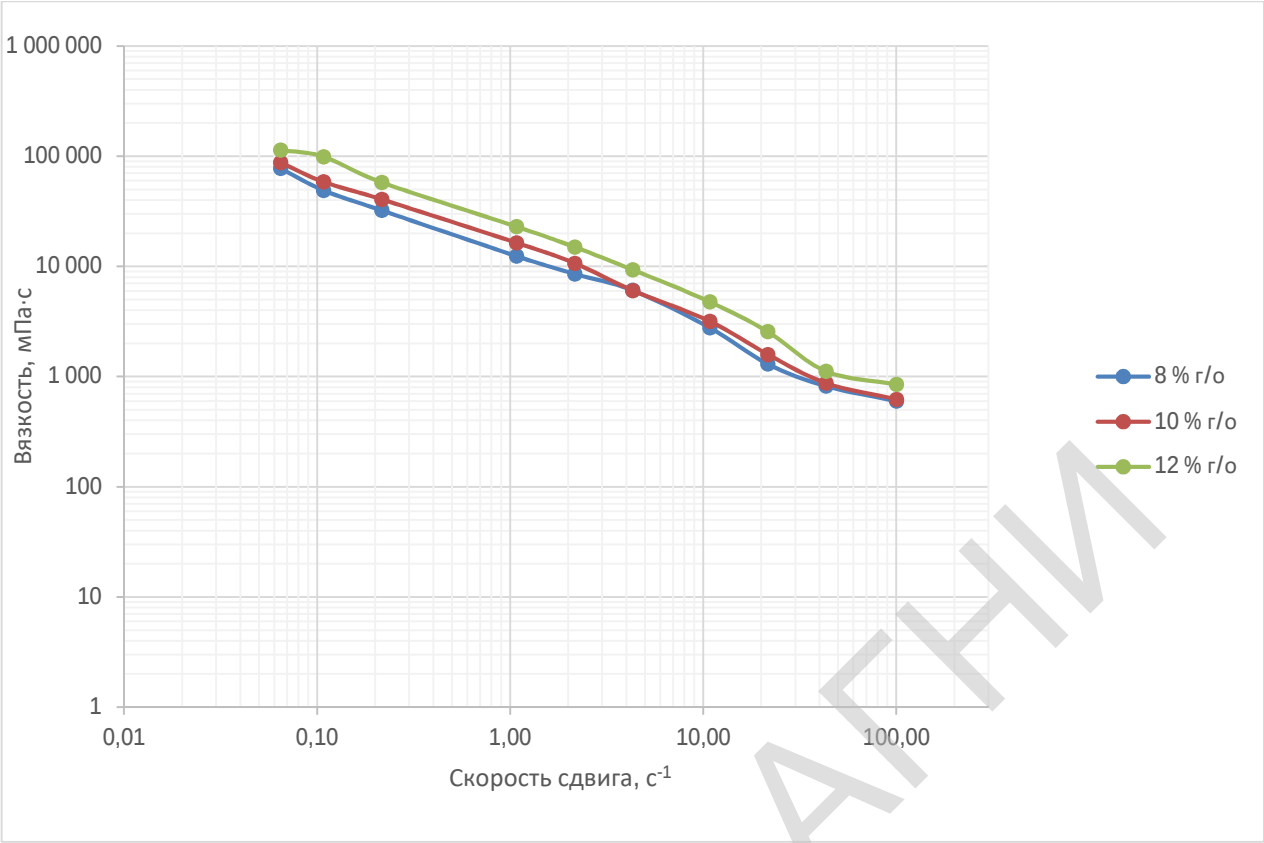


Рисунок 1 – Кривые зависимости динамической вязкости кислотных составов от скорости сдвига

Опираясь на данные зависимости, можно сделать вывод о том, что концентрация гелеобразователя 8 % является достаточной для достижения нужной степени вязкости составов.

На следующем этапе исследований определялось время оседания проппанта в испытуемом кислотном составе с концентрацией гелеобразователя 8 %. Время оседания проппанта определялось с использованием керамического проппанта фракции 30/60 при концентрации 250 кг/м^3.

Вязкость гелевой систем при скорости сдвига 100 с$^{-1}$ составляла соответственно 624 мПа·с. Результаты опыта демонстрируют высокую песконесущую способность полученного состава.

В результате подобранный гелеобразователь является перспективным реагентом для загущения технологических составов для КГРП. Такие составы смогут переносить проппант в трещины пласта и одновременно растворять породу, увеличивая тем самым степень сообщаемости трещины ГРП с призабойной зоной скважины. Это в свою очередь позволит объединить две стадии КГРП и увеличить степень раскрытия пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Owen N.A. The status of conventional world oil reserves – hype or cause of concern? // Energy policy. 2010. №38. Pp. 4743-4749.

ГБОУ ВО АГНИ

2. Patent No. US 20190040309A1. USA. Int. Cl. C09K8/74. Controlling proppant flowback using resin chemistry for acid fracturing/ Inventor: Joao Walter Pereira Suzart, Prasad Baburao Karadkar, Anupom Sabhapondit, Bilal Zoghbi. Assignee: Halliburton Energy Services Inc. Appl. No.: US16/072,769; Filed: Mar. 02, 2016; Prior Publication Data: Mar. 02, 2016.
3. Smith M.B., Montgomery C. Hydraulic Fracturing. Boca Raton: CRC Press, 2015. P. 756.
4. Шипилов А.И., Бабкина Н.В., Меньшиков И.А. Исследование свойств технологической жидкости для гидроразрыва пласта на основе вязкоупругих ПАВ // Нефтяное хозяйство. - 2018. - №3. - С. 30-33.

УДК 550.3

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ

SIMULATION OF NON-ISOTHERMAL FILTRATION IN THE HETEROGENOUS RESERVOIRS

А.В. Кадыров
(Almaz V. Kadyrov)
Башкирский государственный университет
(Bashkir State University)
Научный руководитель – д.ф.-м.н., профессор кафедры геофизики БашГУ
Р.Ф. Шарафутдинов

Изменения свойств в среде системы скважине-пласт отражаются в распределении температуры при фильтрации, что позволяет проводить анализ и решать нефтепромысловые задачи. В работе были разработаны и представлены численные расчеты термодинамических полей.

The variation of media properties in well-reservoir system affects temperature distribution during filtration, allowing to analyse and solve oilfield problems. Numerical calculations of thermodynamical fields was developed and presented in this work.

Ключевые слова: *неизотермическая фильтрация, призабойная зона пласта, термогидродинамические исследования при фильтрации.*

Key words*: non-isothermal filtration, bottom-hole formation zone, well testing at filtration.*

Исследование температурного поля в пласте и скважине позволяет решать многие нефтепромысловые задачи благодаря изменению температуры за счет термодинамических эффектов, которые возникают при фильтрации флюида в пласте под действием перепада давления [1,2].

ГБОУ ВО АГНИ

В процессе эксплуатации скважины происходит изменение состояния призабойной зоны пласта вследствие отложения парафина, асфальто-смолистых отложений, образования конденсатной пробки и т.д. И, как следствие, это приводит к изменению проницаемости, поэтому неоднородность проницаемости пористой среды является причиной изменения поля давления, что, в свою очередь, приводит к изменению температуры [3]. Поэтому актуальными являются работы, связанные с изучением влияния изменения проницаемости на температурное поле пласта.

Для моделирования фильтрации в пласте при наличии неоднородности по проницаемости используется следующая система уравнений:

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(m\rho_i s_i) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_i w_i) = 0 \\ w_i = -k\frac{k_i}{\eta_i}\frac{\partial p}{\partial x};\ s_1 + s_2 = 1 \\ i = [1, 2] \end{aligned}\right\}$$

где индексы 1 — вода, 2 — нефть;

К этим уравнениям добавляется уравнение энергии для расчета температуры.

Данная система решается методом конечных разностей. Расчетная схема реализована на языке программирования C. Визуализация произведена на языке Python с библиотекой matplotlib.

ЛИТЕРАТУРА

1. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. Термометрия пластов с многофазными потоками. – Уфа: Изд-е Башкирск. Ун-та, 1998. – 116 с.

2. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. - М.: Недра, 1993. – 416 с.

3. Коробов Г.Ю., Рогачев М.К. Предупреждение образования асфальтосмолопарафиновых отложений в системе «пласт-скважина» // Успехи Современного Естествознания. – 2016. – № 3. – С. 163-170.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276

ОБЗОР ОПТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

REVIEW OF OPTICAL METHODS OF OIL RESEARCH IN THE ENGINEERING OF OIL FIELDS

Г.Ф. Каюмова
(Gulnaz F. Kayumova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.т.н., доцент А.Т. Габдрахманов

В данной обзорной статье рассматриваются оптические методы исследования свойств нефти. Дается общее понятие об этих методах. Указываются преимущества методов.

This review article discusses optical methods for studying the properties of oil. A General concept of these methods is given. Advantages of methods are specified.

Ключевые слова: *хроматография, спектрофотометрия, оптическая поляриметрия, спектрометрия.*

Key words: *chromatographic analysis, spectrophotometric analysis, optical polarimetry.*

Решение задач разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в значительной степени сводится к определению физических свойств коллектора, пластового флюида и газа, и лабораторные изучения этих свойств, как начальных, так и текущих, являются обязательными при контроле процесса разработки нефтяного месторождения. Различают спектрофотометрию, спектрометрию, оптическую поляриметрию, рефрактометрические методы. Подробнее о данных анализах [1].

Фотоколориметры и спектрофотометры, работающие в видимой, ближней ультрафиолетовой и ближней инфракрасной областях светоизлучения, позволяют определить оптическую плотность, характеризующую способность вещества поглощать свет. В настоящее время имеется опыт применения этих методов для контроля разработки нефтяных месторождений. Метод заключается в регистрации однородной нерассеивающей системой спектра поглощения монохроматического света в указанных выше областях спектра светоизлучения для экспресс-оценки относительной концентрации хромофорных соединений в нефти [2].

Достоинства спектрофотометрической методики:

1. Значительная избирательность. Можно определять элементы в сложных пробах без химразделения.

ПГОУВО АГНИ

2. Точность. Погрешность обычно составляет 3-5% или 0,5-1% в благоприятных случаях.

3. Применимость для анализа веществ с большим или малым содержанием каких-либо компонентов.

4. Возможность определения примесей.

5. Высокая чувствительность.

6. Экспрессность.

7. Простота.

Спектрометрию подразделяют на ИК-спектроскопию, УФ-спектроскопию и спектроскопию комбинированного действия.

Метод ИК-спектроскопии основан на исследовании спектров поглощения, находящихся в ИК области. Идентификация осуществляется по набору полос инфракрасного спектра, которые являются индивидуальной характеристикой.

Достоинства:

1. Является молекулярно-специфичным, что позволяет получать информацию о функциональных группах в молекуле – их типе, взаимодействиях и ориентациях.

2. Является селективным по отношению к изомерам, благодаря «области отпечатков пальцев».

3. Является методом количественного недеструктивного анализа, даже по отношению к неустойчивым соединениям. Позволяет определять содержание от 0.1% до 100%.

4. Метод позволяет получать информацию о твердых, жидких и газообразных веществах, о поверхностях, о локальных областях и слоистых структурах

УФ – спектроскопия позволяют исследовать вещество в УФ и видимой области спектра. В основе методов лежит регистрация интенсивности поглощенного электромагнитного излучения, которое прошло через анализируемую пробу. Исследование зависимости интенсивности от длины волны в ультрафиолетовом и видимом диапазоне позволяет получить информацию о веществе.

Достоинства:

1. За счет использования голографических решеток снижается рассеивание и улучшается монохроматизация света, что приводит к повышению чувствительности.

2. Возможность проведения исследований спектра в широком диапазоне.

3. Высокая информативность.

4. Автоматизация расчетов и смены проб.

5. Способность проводить запись спектра с определенной периодичностью.

Рамановская (Raman) или спектроскопия комбинированного рассеяния (КР) - метод исследования вещества, в основу которого положено явление неупругого (рамановского) рассеяния

ГБОУ ВО АГНИ

монохроматического света. Этот метод широко используется для анализа соединений с неполярными группами. КР- и ИК-спектроскопия дополняют друг друга, что позволяет получить более полную информацию при исследовании образца.

Достоинства:

1. Правила отбора для ИК и КР спектроскопии различаются. В ИК поглощении важно изменение величины дипольного момента под действием возбуждающего излучения. В спектре КР нормальное колебание будет активно, если оно приводит к изменениям поляризуемости молекул. Поэтому некоторые колебания могут быть активными только в ИК либо только в КР спектрах (полностью симметричные колебания являются активными в КР).
2. Некоторые колебания по своей природе слабы в ИК и сильны в спектрах комбинационного рассеяния (растяжение-сжатие C≡C, C=C, C=P, S—S, S—P связей).
3. Обычно диаметр лазерного пучка составляет 1–2 мм и, следовательно, необходима небольшая площадь образца для получения КР спектра.
4. Неразрушающий характер анализа методом КР дает возможность исследовать молекулярную структуру биополимеров.
5. Поскольку вода практически не даёт вклада в спектр КР, можно легко получать КР спектры различных водных растворов без серьёзных помех.
6. Спектры КР гигроскопичных или воздушно-чувствительных образцов могут быть получены путём размещения образцов в герметичной стеклянной трубке (стекло также «прозрачно» для КР).
7. Применение в качестве источника возбуждающего излучения лазера с частотой в ближней ИК-области практически полностью устраняет флуоресценцию образца.
8. Быстрая съемка спектров КР позволяет избежать термической деструкции образца [3].

Метод визуальной оптической поляриметрии основан на изменении поляризации света при прохождении через исследуемую нефть или конденсат вследствие рассеивания света на образующихся кристаллах парафинов размер которой принимают неизменным.

Метод модуляционной оптической поляриметрии основан на изменении степени линейной или циркулярной поляризации света, проходящего через исследуемую нефть или конденсат вследствие рассеивания света на образующихся кристаллах парафинов, размер которой принимают неизменным. Метод реализован на экспериментальных установках с применением модуляции зондирующего исследуемую среду оптического излучения с помощью пьезооптических или электрооптических модуляторов света.

Достоинства метода:

ГБОУ ВО АГНИ

1. Простота и доступность используемого оборудования, простота выполнения измерений, и, как следствие, отсутствие необходимости в высококвалифицированном персонале.

2. Проба, использованная при измерениях, может быть использована для исследования другими методами или в практических целях.

3. Экспрессность.

4. Экономичность [4].

Рефрактометрические методы – методы измерения преломляющей способности нефти, определяемой групповым составом нефти и тесно связанной с ее плотностью. Изменение химического состава нефти по простиранию и мощности пласта приводит к изменениям коэффициентов преломления нефти, представляющих собой отношение скорости распространения света в воздухе и в исследуемой среде. Коэффициенты преломления исследуемых веществ имеют небольшую величину для лучей света с наименьшими длинами волн. С увеличением длин волн света коэффициенты преломления уменьшаются. Поэтому определение коэффициентов преломлений приводят для лучей света с длиной волны наиболее яркой фраунгоферовой линии в спектре излучения некоторого вещества. Обычно определяются коэффициенты преломления среды для желтой линии натрия (линия Д, длина волны 589 миллимикрон) при температуре исследуемой среды 20˚С. Определения коэффициентов преломления нефти проводятся с помощью рефрактометров.

Достоинства метода:

1. Относительная простота аппаратуры и техники выполнения.
2. Высокая точность измерений.
3. Экспрессность.
4. Является микрометодом [5].

Таким образом, главные достоинства оптических методов является их экспрессность, относительная простота выполнения анализа, экономичность, также есть возможность получать информацию об объекте, не прибегая к физическому контакту с ним.

ЛИТЕРАТУРА

1. Габдрахманов, А.Т. Применение комплексного анализа спектров видимого оптического поглощения нефти для контроля процессов воздействия на пласты: диссертационная работа на соискание учёной степени кандидата технических наук. Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

2. Габдрахманов, А.Т. Изучение изменения оптических характеристик нефти для оценки возможности подпитки углеводородами из глубин земли / А.Т. Габдрахманов // Материалы Международной научно-практической конференции «Углеводородный и

ГБОУ ВО АГМА

минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента». – Казань, 2019. – С. 168-171.
3. Артемьев, В.Ю. Инфракрасная спектрометрия как один из методов контроля при разработке ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / В.Ю. Артемьев, Е.Б. Григорьев, О.А. Шигидин // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сборник научных статей. – М., 2013. – С. 21-26.
4. Иоффе, Б.В. Рефрактометрические методы химии: учебное пособие / Б.В. Иоффе. – Ленинград: «Химия», 1983. – 402 с.
5. Латышев, А.А. Разработка и применение оптических методов исследования пластовых флюидов для повышения эффективности освоения глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождений: диссертационная работа на соискание учёной степени кандидата технических наук / А.А. Латышев. – Ухта, 2003. – С. 155.

УДК 622.245.51

ВЛИЯНИЕ ПОДБОРА РЕЦЕПТУРЫ ЖИДКОСТИ РАЗРЫВА НА ДЕБИТ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ГРП

INFLUENCE OF SELECTION OF RELIEF FLUID RECEPTURE ON WELL DEBIT AFTER FRACTURING

С.А. Козлов
(Sergei A. Kozlov)
ООО «ЛениногорскРемСервис»
(LLC «LeninogorskRemService»)
Научный руководитель – к.т.н., доцент А.А. Лутфуллин

В статье рассматривается правильность подбора рецептуры жидкости разрыва при гидравлическом разрыве пласта, ее влияние на дебит скважины после ГРП. Использование стандартного персульфатного брейкера для снижения вязкости жидкости разрыва по стандартной для месторождения технологии, и проведение опытно промысловых испытаний с использованием энзимного брейкера и низкотемпературного жидкого брейкера. При закачке жидкости разрыва в пласт и подаче в поток сухого персульфатного брейкера, есть вероятность не полного распространения брейкера по объему жидкости разрыва и его комкование, которое оказывает влияние на неполное снижение вязкости жидкости в дальних трещинах, и дополнительных трещинах, которые образуются в процессе ГРП рядом с основной трещиной.

The article discusses the correct selection of the fracturing fluid during hydraulic fracturing, its effect on the flow rate of the well after hydraulic fracturing. The use of a

ГБОУ ВО АГНИ

standard persulfate breaker to reduce the viscosity of the fracturing fluid according to standard technology for the fields, and pilot field tests using an enzyme breaker and a low-temperature liquid breaker. When the fracture fluid is injected into the reservoir and a dry persulfate breaker is introduced into the flow, there is a probability of the breaker not spreading completely over the fracture fluid volume and clumping, which affects the incomplete decrease in the viscosity of the fluid in long-distance fractures, and additional cracks that form in the course of hydraulic fracturing with a major crack.

Ключевые слова: *брейкер, гидроразрыв, дебит, жидкость.*
Key words: *breaker, hydraulic fracturing, flow rate, fluid.*

Как известно, эра легкоизвлекаемых запасов углеводородов уже в прошлом. Сейчас, в такой важной отрасли производства, как нефтегазодобыча, приходится решать все более сложные задачи и принимать все более нестандартные решения. Особенно это актуально для месторождений, находящихся на последней стадии разработки. В связи с этим, отрасль ставит все более высокую планку по качеству проводимых работ по ГРП, ведь качество каждой работы по гидроразрыву играет немаловажную роль в последующей работе скважины и на дебите нефти после ГРП.

После проведения гидроразрыва, жидкость снижает вязкость для освобождения высокопроводимой пропантной пачки и притока нефти к скважине. Процесс снижения вязкости при использовании персульфатов заключается в разрушении связей между молекулами природного полимера гуара, но для этого необходимо добиться полного распространения сухого брейкера по всему объему жидкости, но как показывает практика, данное правило выполняется не всегда на 100%.

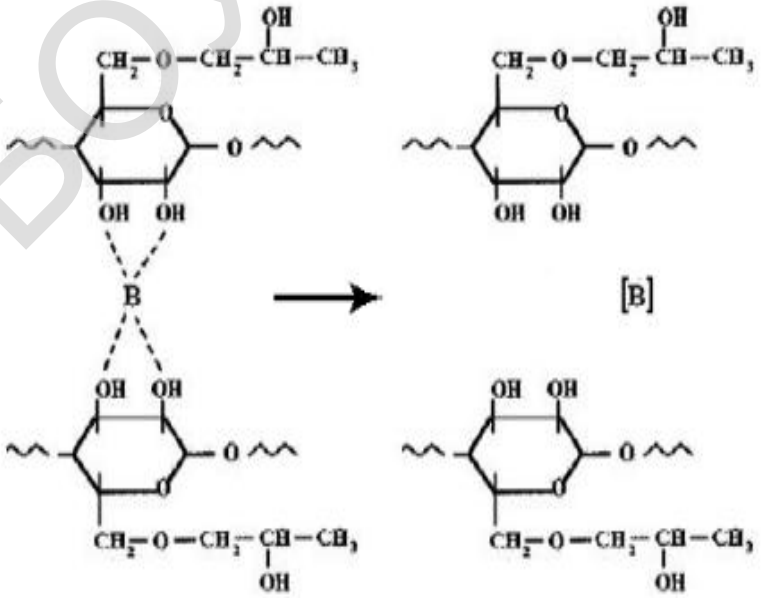


Рисунок 1 – Механизм деструкции полисахаридного геля перекисными деструкторами

ГБОУ ВО АГНИ

До недавнего времени, на всех процессах ГРП было предусмотрено использование персульфатных брейкеров. В 2017 году было принято решение провести опытно промысловые испытания по подбору иных деструкторов жидкости разрыва, для низких температур. Для этого были подобраны еще два типа разрушителей геля для пластовых условий исследуемого месторождения, таковыми стали «Энзимные» брейкеры и «низкотемпературный жидкий брейкер». Лабораторные тестирования показали снижение вязкости при использовании всех типов брейкеров до 5-20 сП, но при использовании реометра высокого давления нет возможности создать такие пластовые условия, как труднодоступные трещины.

После проведения ОПР было рассмотрено по 70 - 90 скважин с использованием каждого брейкера и были получены данные прироста за продолжительный период времени работы скважины после ГРП:

По проведенной работе можно сделать вывод, что от использования иных реагентов для снижения вязкости жидкости разрыва и разрушения сшитого геля зависит работа скважины после ГРП. Так при использовании сухого брейкера есть вероятность его неполного растворения в жидкости разрыва и комкования в процессе закачки. Отсюда следует, что в места формирования вторичных трещин скомкованный брейкер не поступает и деструкция геля в таких местах не происходит.

Таблица 1 – Прирост по нефти от типа используемого брейкера

№ п/п	Наименование брейкера	Количество скважино/операций, шт	Средний прирост, т/сут
1	Персульфатный брейкер	68	5,1
2	Энзимы	89	4,1
3	Низкотемпературный жидкий брейкер	86	5,2

Решением данной проблемы является использование жидкого низкотемпературного брейкера, это объясняется тем, что жидкое вещество при перемешивании с линейным гелем во время закачки полностью делает жидкость однородной и снижение вязкости после ГРП происходит по всему объему закачанного геля.

ЛИТЕРАТУРА

1. Яркеева Н.Р. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока нефти в скважинах.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276.6

ВОЗМОЖНОСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

POSSIBILITIES FOR IMPROVING THE TECHNOLOGY OF RADIAL DRILLING

А.А. Кочнев
(Alexander A. Kochnev)
Пермский национальный исследовательский политехнический университет
(Perm National Research Polytechnic University)
Научный руководитель – к.т.н., доцент С.Н. Кривощеков

В работе проведено сравнение основных методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Проанализированы достоинства и недостатки технологий. Авторами выделена технология радиального вскрытия пласта, в ходе работы предложены возможные варианты для совершенствования технологии.

The paper compares the main methods for increasing oil recovery and intensifying oil production. The advantages and disadvantages of technology are analyzed. The authors highlighted the technology of radial penetration of the reservoir, in the course of work suggested possible options for improving the technology.

Ключевые слова: *методы повышения нефтеотдачи, радиальное бурения, технологическая эффективность, трудноизвлекаемые запасы.*

Key words*: oil recovery enhancement methods, radial drilling, technological efficiency, hard-to-recover reserves.*

Применение методов повышения нефтеотдачи в современных реалиях являются неотъемлемой составляющей разработки месторождений нефти и газа. Возрастает актуальность разработки объектов со сложным геологическим строением, с наличием трудноизвлекаемых запасов, месторождений на поздних стадиях разработки. При высокой себестоимости добычи нефти, более привлекательными становятся относительно не дорогие и щадящие методы повышения нефтеотдачи.

На территории Пермского края наиболее не выработанными остаются сложнопостроенные карбонатные коллекторы. Объекты таких месторождений характеризуются высокой неоднородностью по коллекторским свойствам, высокой расчлененностью, наличием трещинноватости. Нефтедобывающие скважины в таких условиях характеризуются относительно высокими стартовыми дебитами нефти (40-60 т/сут), однако в дальнейшем резкими снижением дебитов в 2-2,5 раза. В таких условиях для стабилизации добычи нефти наибольшую

ГБОУ ВО АГНИ

эффективность показывают такие технологии, как бурение боковых стволов (БС), кислотные обработки (КО), кислотный гидроразрыв пласта (КГРП), радиальное бурение (РБ) и повторные перфорации, дополняемые кислотными обработками.

КО применяются на всех этапах разработки залежи для очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) с целью повышения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, они дают непродолжительный эффект и их радиус влияния ограничивается ПЗП [1].

Технология КГРП работает достаточно непредсказуемо. Эффективность находится в широких пределах относительно среднего значения приростов дебита нефти. Контролировать направление трещины невозможно, поэтому существует вероятность резкого обводнения скважины [2].

Технология БС позволяет, помимо интенсификации добычи, вовлекать в разработку не дренируемые целики нефти [3]. Эффективность технологии высока, однако проведение мероприятия не всегда рентабельно в существующей экономической ситуации [4].

Технология РБ на карбонатных объектах месторождений Пермского края показывает относительно высокую эффективность, при щадящем подходе к воздействию на пласт и не высоких требованиях к техническому состоянию скважины. При создании радиального канала вовлекаются в работу целики нефти, не охваченные процессом вытеснения, а дальнейшая кислотная обработка значительно увеличивает проницаемость канала.

На рисунке 1 представлено сравнение эффективности технологий по средним значениям основных показателей (дополнительная добыча - Qдоп, среднесуточный прирост - qн).

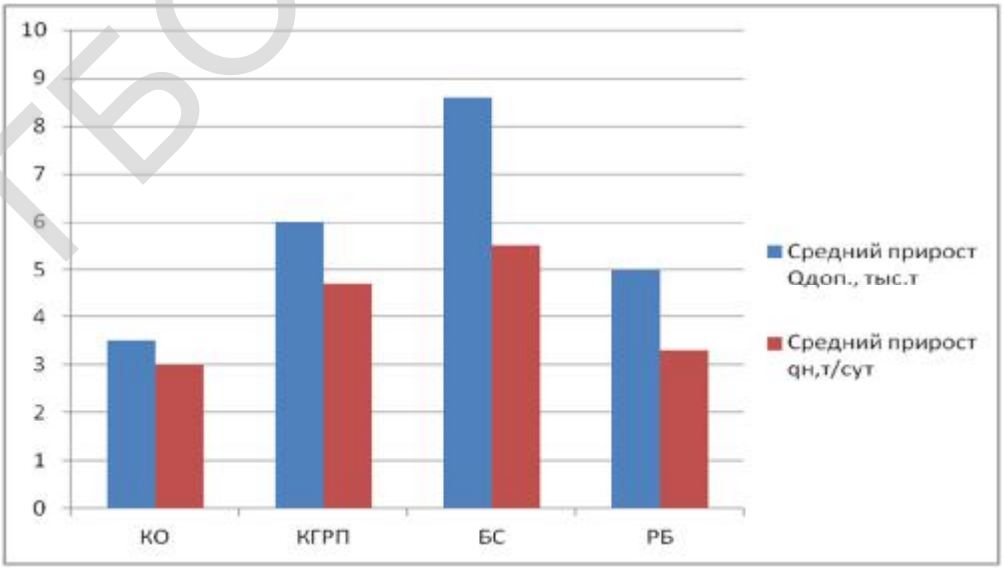


Рисунок 1 – Сравнение эффективности основных геолого-технических мероприятий в условиях карбонатных коллекторов Пермского края [4]

ГБОУ ВО АГНИ

На рисунке 1 видно, что наибольшей эффективностью характеризуется технология БС, однако стоимость технологии высока - 27 млн.руб. за операцию. Следом идет КГРП, но необходимо учитывать большой разброс скважин по эффективности - прирост дебита нефти от 0,1 т/сут до 40 т/сут, а также сложность подбора скважин-кандидатов в условиях старого фонда.

По соотношению цены и эффективности выделяется технология радиального бурения. Однако у технологии присутствуют свои недостатки: низкий эффект в терригенном коллекторе, нет возможности управления траекторией при бурении каналов, нет возможности отслеживать траекторию канала.

На сегодняшний день в России существует три основных компании, которые занимаются проведением радиального вскрытия пласта: Radial Drilling Services, ООО «Перфобур» и ООО «Нефтегазтехнология». При этом технология последней компании находится на стадии опытно-промышленных испытаний. При сравнении по основным техническим параметрам выявлено, что все разработки применимы для карбонатных и терригенных коллекторов, кроме Radial Drilling Services, которая неэффективна на терригенном коллекторе. Способ бурения ООО «Перфобур» - механический, что усложняет технологические операции и ограничивает длину и угол зарезки в пласт, у всех остальных разработок гидромониторный. Заявленная длина канала наиболее протяженная у ООО «Нефтегазтехнология» - 300-500 м, минимальная у ООО «Перфобур» - 40 м, Radial Drilling Services - 100 м. Возможность управления траекторией канала в режиме реального времени и возможность отслеживать траекторию канала в режиме реального времени не имеется ни у кого.

Комплексный анализ применяемых технологий позволил выделить основные направления для совершенствования устройств радиального вскрытия пласта:

а) Повышение информативности о пространственном положении создаваемых радиальных каналов - необходимо подтверждение соответствия пространственного положения ствола запроектированной траектории (например, по направлению в сторону наибольших остаточных запасов).

б) Повышение эффективности проведения мероприятий за счёт развития систем управления траекторией канала в «real-time'.

в) Интеллектуализация технологии радиального бурения.

В современных реалиях процессы нефтедобычи проходят стадию интеллектуализации. Применительно к технологии радиального бурения интеллектуализация технологии позволит повысить качество операций и сократить технологические издержки. В данном случае интеллектуализация может быть реализована за счет программного

ГБОУ ВО АГТУ

обеспечения, позволяющего подбирать оптимальные параметры для бурения [4].

Таким образом, в работе проведен анализ основных методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притока на месторождениях Пермского края. Детально проанализирована технология радиального вскрытия пласта. Выявлены недостатки существующих решений и предложены основные направления развития технологий по созданию высокопроницаемых ориентированных каналов фильтрации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хижняк Г.П. Определение оптимальной скорости закачки кислотных составов по результатам исследований на кернах / Хижняк Г.П., Пономарева И.Н., Амиров А.М., Глущенко В.Н. // Нефтяное хозяйство. - 2014. -№ 6. - С. 52-54.

2. Мордвинов В.А. Продуктивность скважин после кислотных гидроразрывов пласта на Гагаринском и Озерном месторождениях / Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Сидоренко Д.Д., Шаймарданов А.Р. // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 4. - С. 44-45.

3. Кривощеков С.Н., Рябоконь Е.П. Статистическое моделирование дебита скважины с боковым стволом на месторождениях Верхнего Прикамья // Нефтепромысловое дело. - 2017. - № 11. - С. 39-44.

4. Кривощеков С.Н., Кочнев А.А., Вяткин К.А. О направлениях совершенствования технологии радиального вскрытия пласта с трудноизвлекаемыми запасами для повышения нефтеотдачи // Нефтепромысловое дело. - 2019. - № 1. - С. 32-35.

УДК 622.276.56

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРЕХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

IMPROVEMENT OF THE TECHNOLOGY OF SIMULTANEOUS SEPARATE OPERATION OF THREE OIL LAYERS

С.Н. Кривощеков
(Sergey N. Krivoshchekov)
Пермский национальный исследовательский политехнический университет
(Perm National Research Polytechnic University)

В работе рассмотрены существующие способы и устройства одновременно-раздельной эксплуатации трех нефтяных пластов. В результате проведенного анализа выявлено, что известные способы не соответствуют требованиям существующих нормативных актов.

ГБОУ ВО АГНИ

The work considers the existing methods and devices for simultaneous and separate operation of three oil reservoirs. As a result of the analysis revealed that the known methods do not meet the requirements of existing regulations.

Ключевые слова: *одновременно-раздельная эксплуатация трех нефтяных пластов, транзитные скважины, предварительные патентные исследования.*

Key words*: simultaneous and separate exploitation of three oil reservoirs, transit wells, preliminary patent research.*

Технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) является перспективным способом добычи углеводородов на многопластовых месторождениях. Применение технологии ОРЭ позволяет значительно увеличивать уровни добычи углеводородов за счет возможности вовлечения в разработку вышележащих нефтенасыщенных пластов раньше, чем это запланировано проектом. Внедрение технологий ОРЭ на небольших месторождениях позволяет снизить удельные затраты на добычу нефти, т.к. не требуется строительство отдельных скважин на вышележащие пласты.

Сегодня на большинстве нефтедобывающих предприятий можно встретить такой способ эксплуатации транзитных скважин, как одновременно-раздельная эксплуатация двух нефтяных пластов, однако такой способ эксплуатации трех нефтяных пластов является инновационной и на сегодняшней день малораспространенной технологией. Основной целью внедрения технологии ОРЭ трех нефтяных пластов является снижение капельных затрат на добычу нефти, при этом такой способ эксплуатации должен соответствовать требованиям закона РФ «О недрах» и приказа Минприроды России от 14.06.2016 N356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья». Основными требованиями рассматриваемых нормативных актов в отношении технологии ОРЭ являются:

1) Осуществление раздельного учета добываемой продукции из каждого продуктивного пласта;

2) Осуществление раздельного подъема добываемой продукции на поверхность из каждого продуктивного пласта;

3) Осуществление раздельного проведения промысловых исследований.

В ходе проведения предварительного патентного исследования, выявлен ряд существующих изобретений, позволяющих одновременно эксплуатировать три нефтяных пласта, однако большинство известных способов и установок не позволяют выполнять требования выше указанных нормативных актов. Производительность ряда установок регулируется за счет изменения работы внутрискважинных клапанов, установленных в интервалах продуктивных горизонтов [1, 2, 3, 4]. Такие установки не позволяют изменять технологическую производительность

ГБОУ ВО АГТУ

без подъема оборудования на поверхность, вести раздельный учет добываемой продукции, определять и контролировать значения забойного давления, что не позволяет подбирать рациональные режимы эксплуатации нефтяных пластов.

На отечественном нефтяном промысле чаще всего применяются известные способы, позволяющие поднимать добываемую продукцию из трех нефтяных пластов при помощи одной или двух насосных установок [5, 6, 7]. При таком способе эксплуатации происходит смешивание в стволе скважины продукции из разных продуктивных пластов.

Способ эксплуатации скважин, раскрывающийся полезной моделью [8] позволяет одновременно-раздельно эксплуатировать три нефтяных пласта в соответствии с требованиями нормативных актов. Однако данный способ эксплуатации обладает большой металлоемкостью - для реализации известного способа необходимо спустить в скважину четыре отдельные колонны труб. Также существует ограничение применимости известного способа по критерию внутреннего диаметра эксплуатационной колонны - большая часть нефтедобывающих скважин отечественного нефтяного промысла не предусмотрены для одновременного спуска в них четырех колонн труб.

Кроме вышеуказанных недостатков известные способы и установки не позволяют регулировать отбор добываемой продукции по отдельным продуктивным пластам, не позволяют проводить мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти без глушения добывающей скважины и демонтажа установленных пакеров, осуществлять подачу химических реагентов на забои скважины нижних продуктивных пластов.

Для эксплуатации многопластовых месторождений (3 нефтяных пласта и более) едиными транзитными скважинами, не нарушая требований закона РФ «О недрах» и приказа Минприроды России от 14.06.2016 N356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья» необходима разработка технологии ОРЭ трех нефтяных пластов, позволяющей:

· осуществлять раздельный подъем добываемой жидкости на поверхность;

· раздельно учитывать количество добываемой продукции из каждого эксплуатационного объекта;

· осуществлять раздельное воздействие на эксплуатационные объекты с целью проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти;

· проводить гидродинамические исследования продуктивных пластов без остановки добывающей скважины.

ГБОУ ВО АГТИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент России №2339796. Устройство для одновременно-раздельной эксплуатации многопластовой скважины / Ибрагимов Н.Г., Ибатуллин Р.Р., Кунеевский В.В. и др. 2007. Бюл. №33.

2. Патент России №2358156. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации трех пластов / Ибрагимов Н.Г., Ахметвалиев Р.Н., Кононов В.М. и др. 2009. Бюл. №16.

3. Патент России №2388935. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации четырех нефтяных пластов / Ибрагимов Н.Г., Валеев М.Х., Гильфанов Р.А. и др. 2010. Бюл. №13.

4. Патент России №2410531. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации пластов / Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г. и др. 2011. Бюл. №3.

5. Патент России №2526080. Устройство для одновременно-раздельной эксплуатаии пластов (варианты) / Гарифов К.М., Заббаров Р.Г., Кадыров А.Х. и др. 2014. Бюл. №23.

6. Патент России № 2588518. Установка для одновременно-раздельной добычи углеводородов из трех пластов / Нагуманов М.М., Халиуллин Р.Д. 2016. Бюл. №18.

7. Патент России № 2493359. Насосная пакерная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов / Маслов В.Н., Данченко Ю.В., Худяков Д.А. и др. 2013. Бюл. №26.

8. Патент России № 2399749. Способ одновременно-раздельной эксплуатации трех пластов одной скважиной / Хисамов Р.С., Торикова Л.И., Шафигуллин Р.И. и др. 2010. Бюл. №26.

УДК 622.276.6

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

EXPERIENCE OF APPLICATION OF MICROBIOLOGICAL INFLUENCE AT OIL FIELD DEVELOPMENT

А.В. Куручев

(Ainur.V. Kuruchev)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель - к.т.н., доцент Л.И. Гарипова

Цель данной статьи заключается в том, чтобы определить рентабельность метода увеличения нефтеотдачи используемого на объекте разработки, в связи с этим будет производиться анализ технологии микробиологического воздействия.

ГБОУ ВО АГНИ

The purpose of this article is in defining profitability of a method of the increase in oil recovery used on subject to development will be tested in this regard technologies of microbiological influence.

Ключевые слова: *микробиологическое воздействие, методы увеличения нефтеотдачи, Ромашкинское месторождение.*

Key words: *microbiological influence, method of increase in oil recovery, Romashkinsky field.*

В настоящее время для поддержания и увеличения нефтеотдачи широко применяют методы, основанные на модификации вторичного механизма, а также методы, использующие самостоятельные физические, химические, микробиологические механизмы или их комбинации. Микробиологическое воздействие относится к таким методам и привлекает внимание малой инвестиционной потребностью, высокой эффективностью и экологической безопасностью. [1]

Область применения данной технологии – обводнённые закачиваемой водой терригенные пласты, характеризующиеся неоднородностью по проницаемости и находящиеся в условиях длительного заводнения.

Рассмотрим эффективность применения данного метода на примере одной из площадей Ромашкинского месторождения.

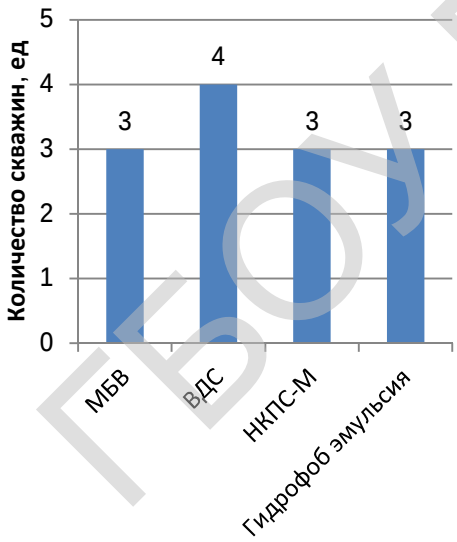


Рисунок 1 – Распределение скважин по применяемым технологиям МУН

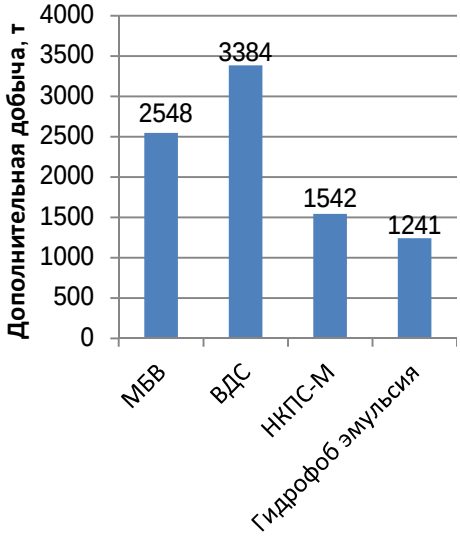


Рисунок 2 –Дополнительная добыча по применяемым технологиям МУН

ГБОУ ВО АГНИ

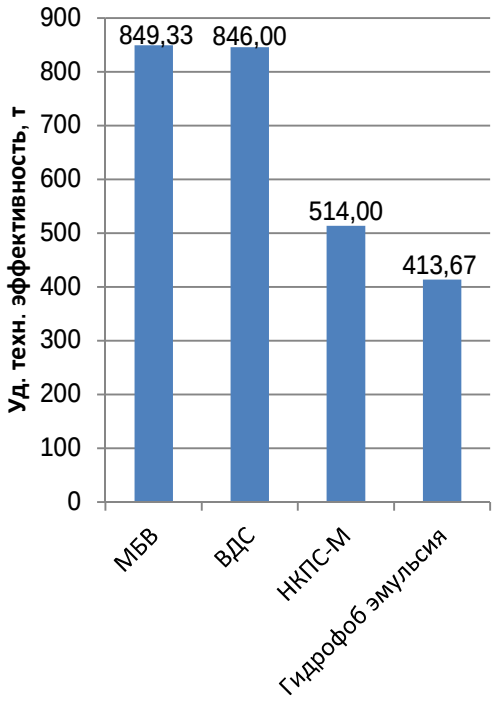


Рисунок 3 – Удельная технологическая эффективность на одну скважин

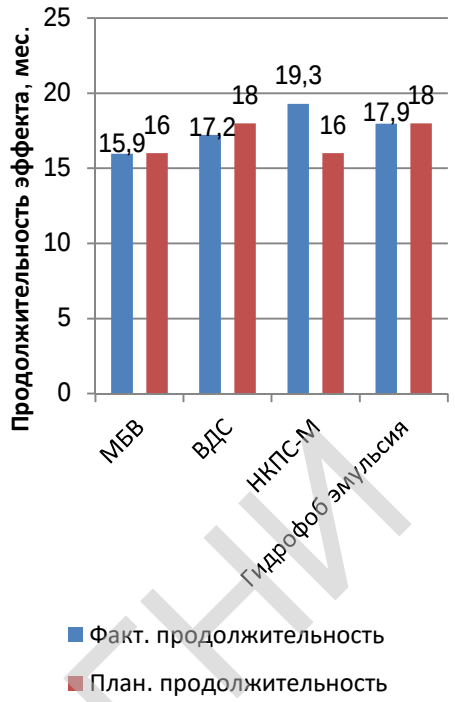


Рисунок 4 – Фактическая и плановая продолжительность эффекта от проведенного мероприятия

Для анализа были рассмотрены такие методы увеличения нефтеотдачи: микробиологическое воздействие (МБВ) – 3 скважины, волокнисто-дисперсная система (ВДС) – 4 скважины, низкоконцентрированный полимерный состав (НКПС-М) – 3 скважины и гидрофобная эмульсия – 3 скважины (рисунок 1).

Максимальную дополнительную добычу показала технология ВДС и составила 3384 т с 4 скважин, самая незначительная доп. добыча была получена после закачки гидрофобной эмульсии – 1241 т с 3 скважин (рисунок 2).

Микробиологическое воздействие и волокнисто-дисперсная система по удельной технологической эффективности на одну скважину оказались наиболее эффективными и составили 849,33 и 846 т соответственно (рисунок 3).

Фактическая продолжительность НКПС-М составила 19 месяцев и 9 дней, что превысило плановую на 3 месяца и 9 дней, продолжительность остальных рассматриваемых технологий была близка к плановой (рисунок 4).

ГБОУ ВО АГНИ

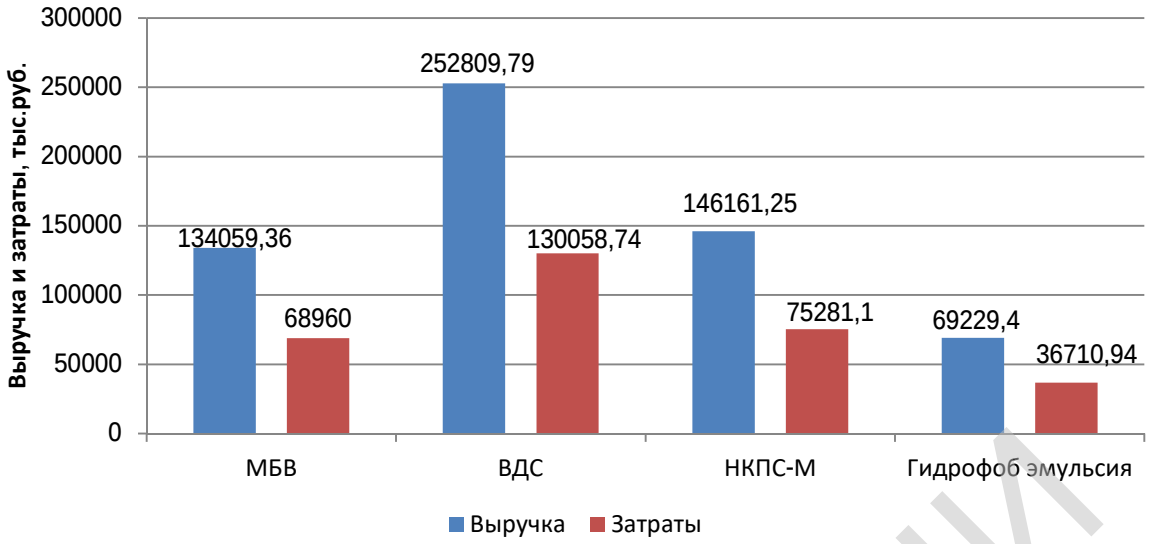


Рисунок 5 – Выручка и затраты на каждую технологию увеличения нефтеотдачи

Затраты на проведение мероприятий составили: МБВ – 68960 тыс. руб, ВДС – 130058,74 тыс. руб, НКПС-М – 75281,1 тыс. руб, Гидрофобная эмульсия – 36710,94 тыс. руб (рисунок 5). Зная выручку и затраты, с учетом НДПИ на каждую технологию, можно найти среднюю прибыль с каждой скважины. Наибольшую прибыль с одной скважины принесла технология ВДС – 30687,76 тыс. руб/скв (рисунок 6). Каждая технология в соотношении прибыль/затраты показали около 90%.

Для оценки эффективности геолого-технологических мероприятий были использованы характеристики вытеснения. Из семи характеристик, были выбраны три (по критерию Тейла).

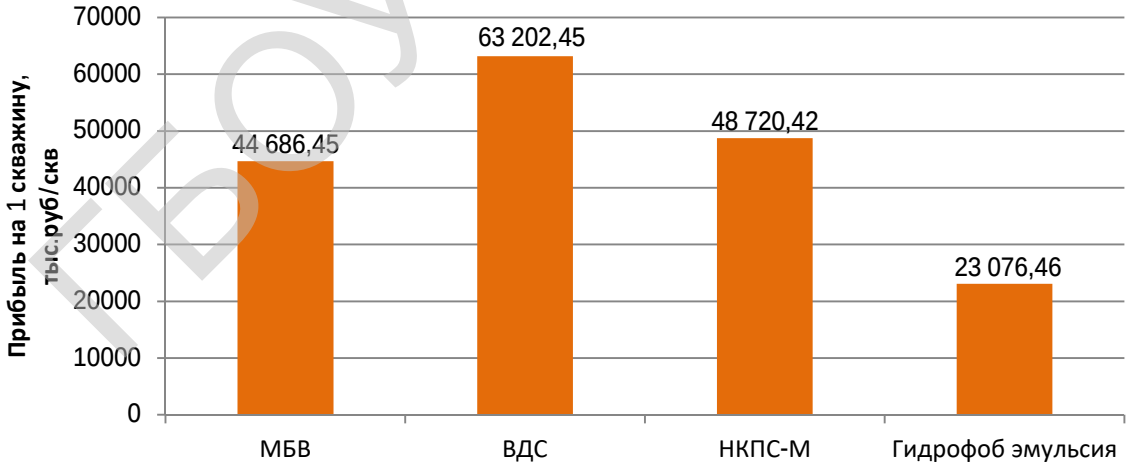


Рисунок 6 – Прибыль на одну скважину каждой применяемой технологии

ГБОУ ВО АГНИ

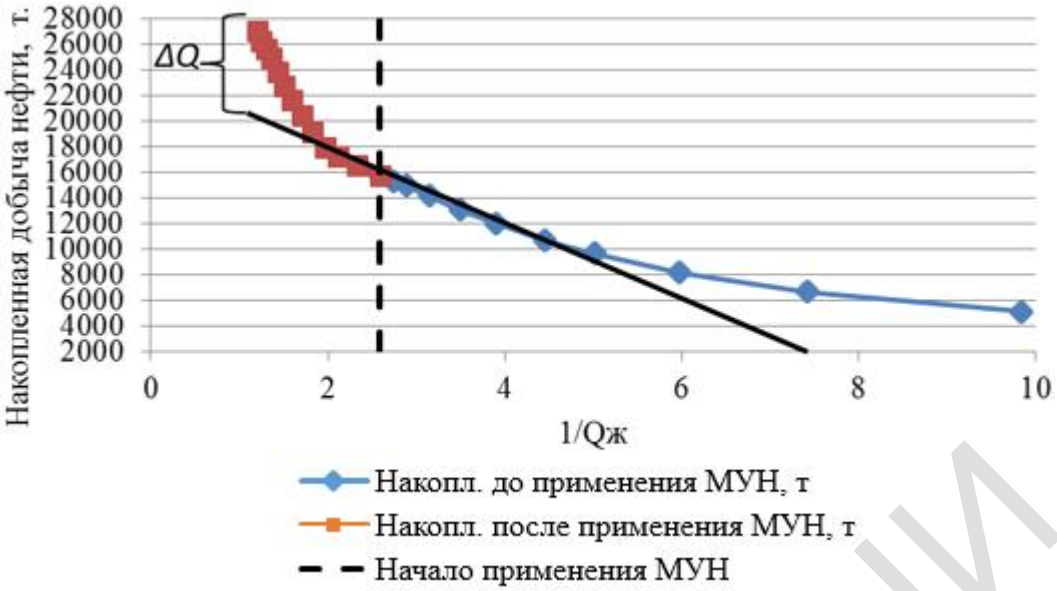


Рисунок 4 – Характеристика вытеснения по методу Камбарова

Исходя из полученных значений дополнительных добыч, которые составляют: 7702,1 тонн – метод Сазонова, 10319,6 тонн – метод Камбарова, 11782,7 тонн – метод Пирвердяна, можно найти среднее арифметическое дополнительной добычи за год эффекта от микробиологического воздействия:

$$Q_{н.доп} = (7702,1+10319,6+11782,7)/3 = 10917,3 \text{ т} = 9,94 \text{ тыс.т}$$

Наиболее точной характеристикой вытеснения является характеристика Сазонова, критерий Тейла которого составил 0,000012. После проведения расчетов дополнительной добычи нефти с помощью методик ХВ, эффективность микробиологического воздействия за год увеличила добычу на 9,94 тыс.т.

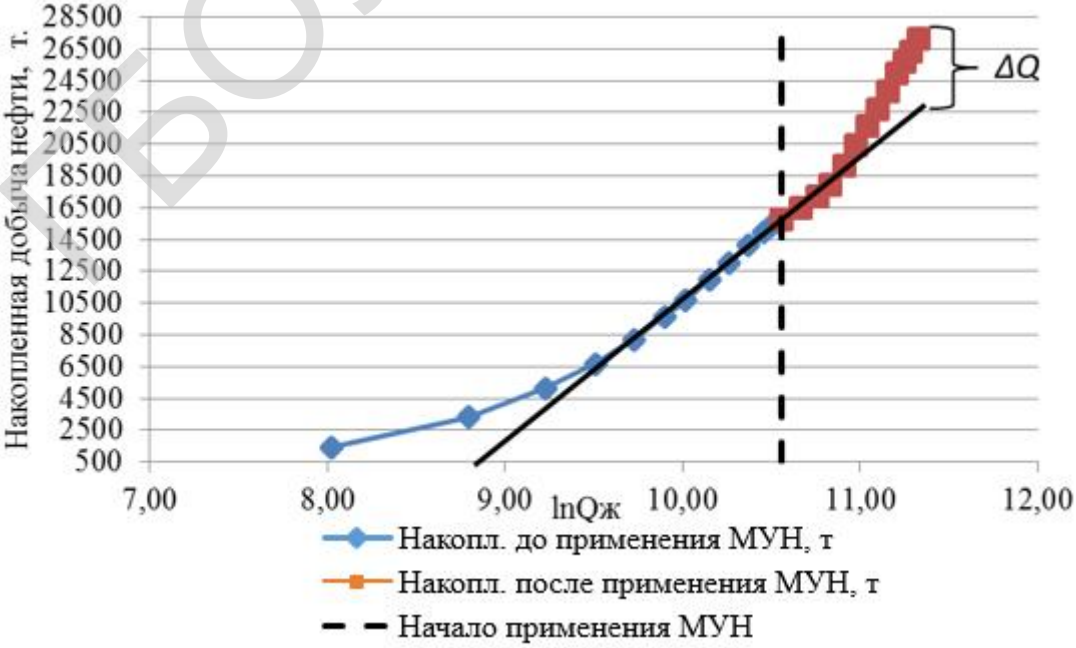


Рисунок 5 – Характеристика вытеснения по методу Сазонова

ГБОУ ВО АГНИ

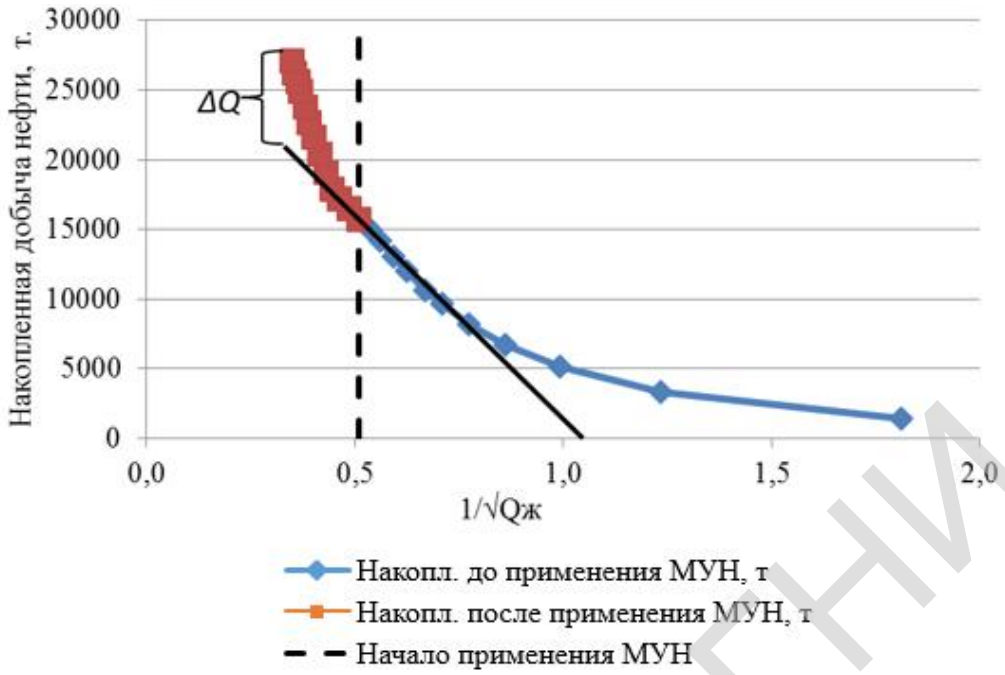


Рисунок 6 – Характеристика вытеснения по методу Пирвердяна

Таким образом, можно сделать вывод, что на рассмотренной площади Ромашкинского месторождения, примененные технологии увеличения нефтеотдачи принесли прибыль приблизительно в 90%, тем самым показав свою рентабельность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ибатуллин, Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений [Текст] / Р.Р. Ибатуллин. - 2010. – С. 269-289.

УДК 622.276

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРИТЕЛЯ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСПО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

ABOUT EFFICIENCY OF APPLICATION OF THE SOLVENT FOR REMOVAL OF ASPO AT OPERATION OF WELLS

Е.П. Мартынова, Э.Р. Абзяппарова, И.А. Гуськова
(Elena P. Martynova, Elvira R. Abzyapparova, Irina A. Guskova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - д.т.н., профессор кафедры РиЭНГМ И.А. Гуськова

Одной из серьезных проблем при добыче нефти является образование асфальтеносмолопарафиновых отложений, осложняющее эксплуатацию скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, приводящее к снижению

ГБОУ ВО АГНИ

производительности системы и эффективности работы скважинного оборудования. Как известно, наиболее перспективным методом борьбы с отложениями является удаление АСПО с помощью органических растворителей, однако эффективность растворителей может довольно значительно варьироваться в зависимости от химического состава, структуры и свойств органических отложений. В работе представлены результаты экспериментальных исследований сравнительной эффективности растворителей органических отложений в зависимости от их структуры. Показана необходимость направленного выбора растворителей органических отложений с учетом их структуры.

One of the serious problems in oil production is the formation of *asphalt-resin-paraffin sediments*, which complicates the operation of wells, oilfield equipment and pipeline communications, leading to a decrease in system performance and the efficiency of downhole equipment. As you know, the most promising method of controlling deposits is the removal of paraffin using organic solvents, but the effectiveness of the solvents can vary quite significantly depending on the chemical composition, structure and properties of organic deposits. The paper presents the results of experimental studies of the comparative effectiveness of solvents of organic deposits, depending on their structure. The necessity of a directed choice of solvents of organic deposits is shown taking into account their structure.

Ключевые слова: *асфальтеносмолопарафиновые отложения, удаление, растворитель, структура, методика.*

Key words*: asphalt-resin-paraffin sediments, removal, solvent, structure, technique.*

В большинстве регионов Республики Татарстан добыча нефти затруднена из-за формирования органических и неорганических отложений на нефтепромысловом оборудовании. Так, при добыче парафинистых нефтей серьезной проблемой, вызывающей осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), формирование которых приводит к снижению производительности системы и эффективности работы оборудования скважин. [1]

АСПО представляют собой высокодисперсные суспензии кристаллов парафино-нафтеновых углеводоров, асфальтенов и минеральных примесей в маслах и смолах. Эти суспензии в объеме имеют свойства твердых аморфных тел, которые, откладываются в призабойной зоне пласта, на нефтепромысловом оборудовании и в трубах.

Известно, что борьба с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями в процессах добычи нефти осуществляется по двум направлениям: предотвращение отложений, а также удаление уже сформировавшихся отложений. Одним из наиболее перспективных методов борьбы с отложениями является удаление АСПО с помощью органических растворителей.

ГБОУ ВО АГНИ

Свойства образцов АСПО, отобранных из одной скважины, характеризуются значительной неоднородностью [2]. Для того, чтобы рассмотреть влияние растворителя на органические отложения, расположенные на различных частях поверхности нефтепромыслового оборудования, в лабораторных условиях были проведены исследования по оценке эффективности растворителя против выпадения АСПО.

Всего было исследовано два образца АСПО разной структуры. В связи с тем, что образец 1 имел тонко-смолистую структуру в колбу, заполненную растворителем, добавляли пробы АСПО, хорошо перемешивали и оставляли на время не менее 20 минут при температуре 18-25 ^{0}С, а образец 2, имевший рассыпчатую структуру приплавляли на пластину при температуре 70 ^{0}С. Пластина, в данном случае, «играла» роль стенки технологического оборудования, на которой откладываются отложения АСПО. Следует отметить, что оба образца были отобраны с одной скважины, но с разных частей технологического оборудования. Исходные данные для исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Показатели	Образец 1	Образец 2
Глубина отбора пробы, м	От 500 до 1100	От 500 до 1100
Объем растворителя, мл	100	100
Место отбора пробы	Нагнетательный клапан	Штанговый насос на 8м.
Цвет пробы	черный	черный
Структура пробы	тонко-смолистая	рассыпчатая
Температура, при которой проводили исследования, ^{0}С	18-25	70
Вес пластины, гр	-	19,6

Методика исследований для образца 1.

В колбу, заполненную растворителем, добавляют пробу АСПО, хорошо перемешивают и оставляют на время не менее 20 минут. Полученную смесь продуктов готовят к фильтрованию, предварительно промыв фильтр тем же растворителем. Фильтруют через подготовленный бумажный фильтр, помещенный в стеклянную воронку или стеклянный фильтр, укрепленный в штативе. Раствор наливают на фильтр по стеклянной палочке, воронку с фильтром наполняют раствором не более чем на 3/4 высоты фильтра. Остаток на стакане смывают на фильтр чистым толуолом до тех пор, пока капля фильтрата,

ГБОУ ВО АГНИ

помещенная на фильтровальную бумагу, не будет оставлять масляного пятна после испарения. Остатки смеси или твердые примеси, приставшие к стенкам стакана, снимают стеклянной палочкой и смывают на фильтр горячим чистым толуолом.

Содержание дисперсной части АСПО $m_{м.ч.}$ (в % мас.) определяется по формуле:

$$m_{М.Ч.} = \frac{m_1 - m_2}{m_{АСПО}} \times 100,$$

где m_1 - масса цилиндрической формы с неорганической составляющей пробы АСПО, г; m_2 - масса цилиндрической формы, г; $m_{АСПО}$ - масса образца АСПО, г.

Методика исследований для образца 2.

Металлические пластины отшлифовывают, обезвоживают, взвешивают. Высушивают в сушильном шкафу и снова взвешивают до постоянного веса. АСПО приправляют на пластину и помещают в герметичную стеклянную колбу, которая заполнена растворителем, выдерживают время не менее 2 часов при температуре, соответствующей температурному режиму в скважине. Фиксируют изменения состояния АСПО на поверхности пластины в растворителе. Вынимают пластину, взвешивают и оставляют на открытом воздухе не менее чем на 1 час. Через каждые 15-30 мин визуально фиксируют изменения в течение 2 часов – набухание окрашивание растворителя, отслоение, поверхность в процентах. Полученный растворитель взвешивают и его разделяют на растворенную и дисперсную части, с помощью фильтра, определяют вес остатка.

Результаты, полученные после испытаний, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты исследований

Содержание дисперсных частиц, %	1,41	13,25
Содержание растворенных частиц, %	98,59	86,75

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что:

1. Действие органического растворителя на образцы АСПО существенно различается. Образец, отобранный с нагнетательного клапана штангового глубинного насоса, характеризуется большей степенью растворимости.
2. Растворимость образцов АСПО различается более чем на 12 %.
3. Результаты исследований зависят от методики проведения, первоначального состояния отобранной пробы, ее структуры и места отбора.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – С. 192.

2. Ибрагимов Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова. – М.: Нефтяное хозяйство, 2010. – С. 240.

3. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – Уфа, 2011. – №1. – С. 268-284.

УДК 622.276.6

УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ДЛЯ МЕСТОРЖДЕНИЙ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

IMPROVING OIL RECOVERY BY OPTIMIZATION OF HORIZONTAL SIDETRACKS LENGTH FOR FIELDS AT THE LATE STAGE OF DEVELOPMENT

А.А. Назипова

(A.A. Nazipova)

Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ

(Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, KFU)

Научный руководитель - младший научный сотрудник В.И. Гарифуллина

В работе рассматривается способ повышения КИН при разработке терригенных месторождений путем вовлечения в разработку неактивных скважин забуриванием боковых стволов, охватывающих недренированные участки. Для прогноза дебитов скважин с боковыми стволами были проведены расчеты по четырем методам для скважин, находящихся бездействующем фонде.

Paper discusses the method of increasing the recovery rate when developing deposits by involving inactive wells into the field development using sidetracks. In order to estimate the predicted flow rates of wells with sidetracks, calculations were carried out for wells using four analytical methods for wells which are in the suspended well stock.

Ключевые слова: *оптимальная длина горизонтальной скважины, горизонтальный боковой ствол, модель месторождения.*

Keywords: *horizontal well optimal length, horizontal sidetrack, reservoir model.*

Одним из перспективных и актуальных методов интенсификации добычи нефти и увеличения коэффициента нефтеизвлечения залежи, характеризующейся сложным геологическим строением, является использование горизонтальных скважин и боковых наклонно-

ГБОУ ВО АГНИ

направленных стволов (БС), боковых горизонтальных стволов (БГС) в ранее пробуренных скважинах.

При разработке залежи терригенных отложений наблюдаются достаточно высокие значения добычи нефти. Однако темпы отбора низкие, поэтому необходимо проводить различные мероприятия для увеличения нефтеотдачи, которое возможно достигнуть благодаря бурению новых скважин, либо вводом в разработку бездействующего фонда путем бурения боковых стволов для выработки «целиков». Второй способ является наиболее эффективным в виду высокого отбора остаточных запасов и экономической эффективности.

Целью данной работы является обоснование оптимальной длины ствола закладываемой скважины путем выявления зависимости дебита нефти от длины горизонтального участка, и на основе этого анализа расчет на гидродинамической модели прогнозных дебитов нефти.

Для анализа работы с БГС был выбран участок залежи Ромашкинского месторождения. Нефтесодержащими пластами на залежи являются терригенные отложения бобриковского горизонта нижней каменноугольной системы. Залежь, многопластовая, сложного строения пластово-сводового типа.

В первую очередь следует рассматривать скважины, находящиеся в пьзометрическом фонде, в консервации, в бездействии в связи с предельной обводненностью и нерентабельностью их эксплуатации из-за низкого дебита, а также возвращенные девонские скважины.

Перед началом бурения боковых стволов необходимо учитывать не только прямые геолого-промысловые исследования, но и реализованные системы заводнения, определяющие направления фильтрационных потоков и положение не выработанных целиков нефти. При этом ставится главная задача - избавиться от высокой обводненности скважины и повысить нефтеизвлечение за счет более тщательного изучения остаточных запасов, наличия невыработанных участков залежи и других условий.

Для определения дебитов при установившемся режиме потока существует множество решений, где для проектирования вскрытия пластов необходимо рассчитывать первоначальные параметры, с которыми скважина начнет работать. Поэтому для оценки прогнозных дебитов скважин с боковыми и боковыми горизонтальными окончаниями были проведены расчеты по четырем методикам для семи скважин (в данной статье представлены только 2 скважины):

1. Методика Joshi
2. Методика Борисова
3. Методика Giger
4. Методика Григулецкого

В результате полученных расчетов были построены графики зависимости дебита нефти от длины горизонтального участка для каждой скважины (рисунок 1).

ГБОУ ВО АГНИ

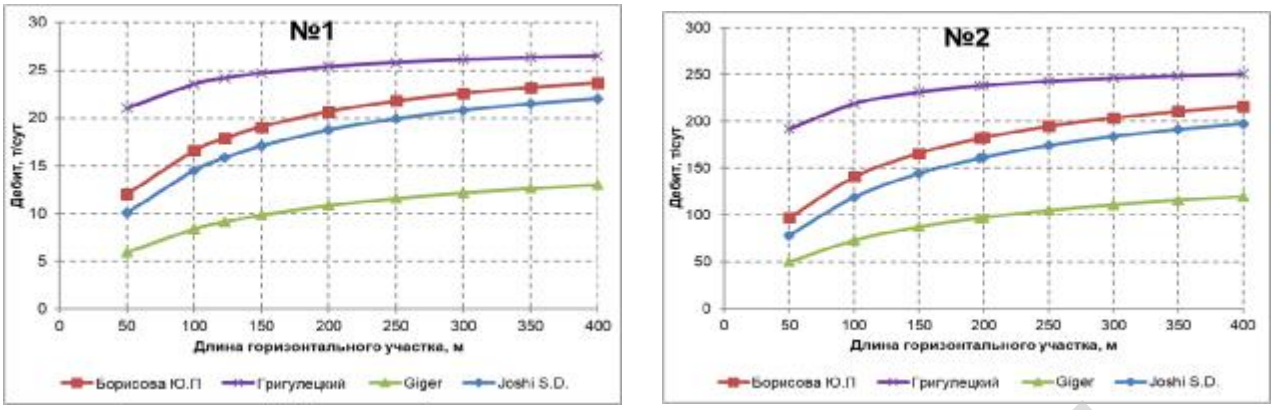


Рисунок 1 – Зависимость изменения дебита нефти скважин №1 и №2 от длины горизонтального участка

Далее был проведен расчет роста дебита нефти в процентном соотношении при увеличении длины ствола с интервалом в 50 м (рисунок 2).

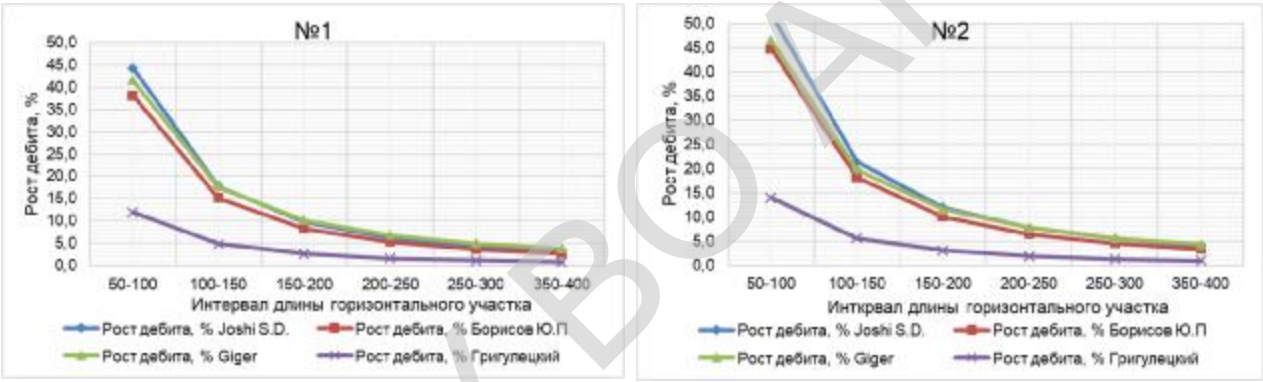


Рисунок 2 – Зависимость роста дебита нефти скважин №1 и № 2 от длины ствола

Рассматривая, приведенные выше графики, можно заметить, что при увеличении длины ствола до 150 м происходит увеличение дебита на 15-50 % на каждые 50 м, затем происходит увеличение не более чем на 12%.

Расчет на гидродинамической модели

При расчете прогнозных показателей разработки бурение боковых стволов проводилось на период с 2018 по 2040 гг. Для бурения боковых горизонтальных стволов используется принцип – отключение основных стволов (скважины) и ввод дополнительной дублирующей скважины с горизонтальным окончанием.

В качестве исходных параметров для расчета прогнозных показателей являются ограничения по выбытию (минимальный дебит нефти 0,3 т/сут; обводненность - 98%) и эксплуатационные характеристики (для прогнозных скважин - дебиты жидкости 60 т/сут; для боковых стволов - депрессии 10-15 бар).

ГБОУ ВО АГНИ

Указанная величина депрессии является предельной при данной конструкции скважины и подобных залежей, что обусловлено, прежде всего, глубиной залегания залежи (до 1000м), проницаемостью породы (для неглубокозалегающих отложений проницаемость породы превышает 1Д), типом коллектора, напряженно-деформированным состоянием осадочных пород по стволу скважины, которое в процессе разработки неглубокозалегающей залежи непрерывно реагирует на энергетические изменения в интервале заложения горизонтального участка и способствует разрушению сцепления цементного кольца с породой и колонной [1].

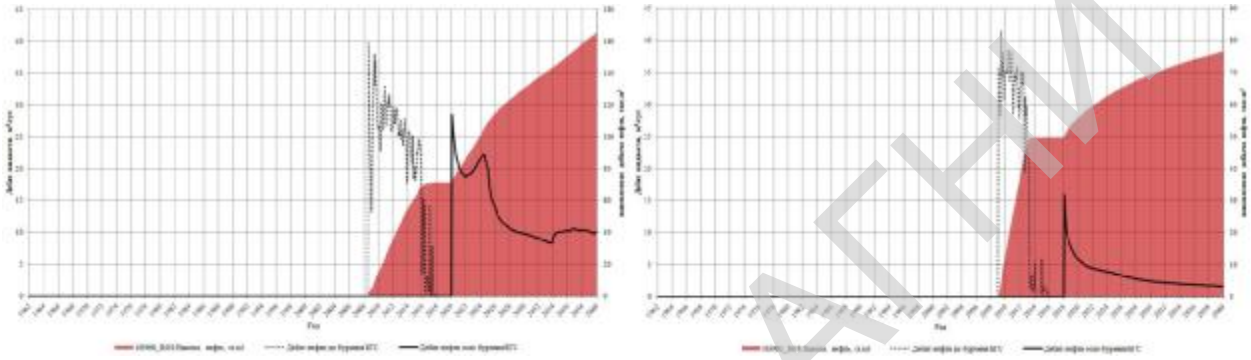


Рисунок 3 – Динамика работы скважин №1 и №2

Выводы

В скважине с длиной горизонтального участка более 250 м расчетные дебиты зачастую превышают фактические. Здесь начинают проявляться гидродинамические особенности длинных поровых каналов с периферийным притоком жидкости, пропорциональным перепаду наружного и внутреннего давления по длине горизонтального участка.

При предлагаемой сетке 300*300 м длина горизонтального участка более 150 м будет увеличивать риск вскрытия им уже частично дренированной зоны вблизи соседних добывающих скважин.

До проведения ГТМ, а именно бурение бокового ствола, дебит нефти у скважин составлял не более 1,7 т/сут. После бурения он вырос и в среднем составил 14,7 т/сут, что свидетельствует об эффективности бурения новых стволов.

Таким образом, бурение БС на терригенные отложения каменноугольной системы можно считать одним из наиболее эффективным МУН при сравнении с обычным бурением наклонно-направленной скважины, так как дебит нефти в 1,5-2 раза выше и горизонтальный ствол охватывает участки, которые трудно задействовать с помощью вертикальной скважины.

Для максимального охвата пластов воздействием и эффективного дренирования, предусматривается дополнительное бурение новых скважин на участках, где отсутствуют или ожидается недостаточное количество выхода в тираж девонских скважин, пригодных для использования на бобриковский горизонт.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Shajmukhametova. A.S., Smolina. O.V., Usmanov. S.A. The analysis of horizontal drilling using for deposits at the late stage of development, EAGE Horizontal Wells, Russia, 2017.

УДК 553

НЕФТЬ СЛАНЦЕВЫХ ПЛЕЕВ. ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР

OIL SHALE PLAYS INFORMATION AND ANALYTICAL REVIEW

М.Р. Нуртдинова

(Margarita R. Nurtdinova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель – к.т.н., доцент А.Т. Габдрахманов

В данной статье проводится анализ текущего состояния и перспектив добычи нефти сланцевых плеев.

This article analyzes the current state and prospects of oil production of shale oil.

Ключевые слова: *сланцевая нефть, кероген, сланцевые плеи*.

Key words: *shale oil, kerogen, shale plei.*

Разработка сланцевых отложений представляет собой системную задачу добычи сланцевых углеводородов, для решения которой необходимо выполнение комплекса экспериментальных, теоретических и расчётных исследований. В статье рассматриваются запасы нефти сланцевых плеев методы и технологии выработки запасов углеводородов из сланцевых отложений, а также факторы-ограничения. Показано, что сланцевые технологии характеризуются применением высокоинтенсивных методов воздействия на пласты и должны отвечать требованиям высокой адаптивности к изменению условий добычи.

ГБОУ ВО АГНИ

Рисунок 1 - Схема процессов обработки сланцевых плеев для получения нефтяного сырья

ЛИТЕРАТУРА

1. *Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года. ИНЭИ РАН, РЭА (2012), под рук. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева.*
2. *Стрижакова Ю.А. Развитие и совершенствование переработки горючих сланцев с получением химических продуктов и компонентов моторных топлив: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2011.*
3. *Калинко М.К. Тайны образования нефти и горючих сланцев. - М., 1981. - 191 с.*

УДК 553

ДОМАНИКОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

DOMANIK SEDIMENTS OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN

В.Д. Пучкова
(Victoria D. Puchkova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.т.н., доцент А.Т.Габдрахманов

В данной статье приведено описание геологических особенностей доманиковых отложений на территории Республики Татарстан. Рассмотрены проблемные вопросы по доманиковым отложениям, связанные с терминологией, постановкой запасов на баланс, а также их изучением.

This article describes the geological features of domanic sediments in the territory of the Republic of Tatarstan. The authors discuss the issues associated with terminology, booking and evaluation of the reserves.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *доманиковые отложения, доманикиты, доманикоиды, низкопроницаемые отложения, естественная трещиноватость.*

Key words: *domanic sediments, domanicites, domanicoids, low permeability deposits, natural fractures.*

Доманик — полезное ископаемое, сорт горючего сланца, стратотипное месторождение которого располагается в Ижмо-Печорской впадине Тимано-Печорской плиты. В геологии полезных ископаемых название доманик со временем перешло к целому классу осадочных пород верхнего девона, имеющих приблизительно такую же структуру и происхождение, и называемых по его типу доманиковой свитой, доманиковыми отложениями или, одним словом, доманикитами.

Доманикиты – отложения, занимающие территорию обширной некомпенсированной впадины саргаевско-доманиково-мендымского бассейна с содержанием Сорг от 5 до 20 %.

Доманикоиды – возрастной аналог биогермно-карбонатной верхнефранскотурнейской мелководно-шельфовой формации, занимающий осевые зоны КамскоКинельской системы некомпенсированных прогибов (ККСП) с содержанием Сорг 0,5 – 5 %.

В составе доманиковых отложений семилукского горизонта Республики Татарстан выделяются карбонатные и карбонатно-кремнистые породы. Согласно результатам оценки коллекторских свойств данных пород в скважине 300 Тлянчи-Тамакская, коэффициент пористости в большинстве случаев составил меньше 2 %. Проницаемость пород изменяетсяот 0,1 до 2 мД. Установлено большое количество микротрещин.

Таблица 1 – Характеристика полей (плеев) доманиковых отложений (семилукского горизонта)

Газоносный сланцевый бассейн	Глубина, м	Стратиграф. возраст	Эффект. толщина, м	Сорг, %	Общая пористость, %	Проницаемость, мД	P пласт., МПа	t пласт., °C (API)
Доманиковые отложения	500-1350	Девон (D)	90-120	1,4-23	3,0-12	0,01-3	16	33 (26)

Коллекторы в доманикитах могут иметь сложный характер — порово-трещинный, трещинно-поровый, трещинный в зависимости от преобладающего типа емкости. Но, вероятнее всего, основная фильтрация флюидов осуществляется по трещинам.

Потенциал доманикитов полностью не раскрыт. Можно констатировать, что генезис и коллекторские свойства доманикитов изучены в недостаточной мере. В настоящее время затруднительно прогнозировать зоны развития коллекторов (как трещинных, так и

ГБОУ ВО АГНИ

смешанного типа) по площади и в разрезе. Доманикиты не могут являться целевым горизонтом для постановки поисковых работ, однако при бурении скважин на отложения среднего девона и силура такие залежи могут быть пропущены из-за отсутствия достаточной изученности параметров коллекторов по данным ГИС и керна. Детальное изучение свойств коллекторов в отложениях доманиковых фаций позволит выработать подход к выделению их в разрезе по материалам промысловой геофизики и количественной оценке их эффективной емкости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гурари Ф.Г. Доманикиты и их нефтегазоносность / Ф.Г. Гурари // Советская геология. — 1981. — №11. - С. 3-12.
2. Гурари Ф.Г. Возможные типы коллекторов, связанные с доманикитами / Ф.Г. Гурари // Геология и геофизика. — 1981. - № 12. – С. 3-8.
3. Тхостов Б.А. Нефть в трещинных коллекторах / Б.А. Тхостов, А.Д. Везирова, Б.Ю. Вендельштейн, В.М. Добрынин. — Л.: Недра, 1970. — 222 с.

УДК 553.981

ВЕРОЯТНЫЕ ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ КРУПНЫХ СКОПЛЕНИЙ СЕРОВОДОРОДА В ЗАЛЕЖАХ УГЛЕВОДОРОДОВ

PROBABLE CAUSES OF THE FORMATION OF LARGE ACCUMULATIONS OF HYDROGEN SULFIDE IN HYDROCARBON DEPOSITS

В.С. Сабукевич
(Violetta S. Sabukevich)
Санкт-Петербургский горный университет
(Saint-Petersburg Mining University)
Научный руководитель - к.т.н. Д.Г. Подопригора

В статье исследованы основные гипотезы происхождения сероводорода, содержащегося в природном газе. На основе полученных данных сделан вывод, что наиболее вероятной причиной образования значительных концентраций сероводорода в залежах углеводородов является химическая реакция водорастворённых сульфатов с органическим веществом. Выявлены условия протекания реакции. Определены обстановки и процессы, благоприятствующие накоплению и сохранению сероводорода в залежах углеводородов.

In this paper, we investigated the main hypotheses of the origin of hydrogen sulfide contained in natural gas. Based on the data obtained, it was concluded that the most likely reason for the formation of significant concentrations of hydrogen sulfide in hydrocarbon deposits is the chemical reaction of water-dissolved sulfates with organic matter. The

ГБОУ ВО АГНИ

conditions of a chemical reaction are revealed. The conditions and processes that favor the accumulation and conservation of hydrogen sulfide in hydrocarbon deposits are determined.

Ключевые слова: *сероводород, залежи углеводородов, восстановление сульфатов.*

Key words: *hydrogen sulfide, hydrocarbon deposits, sulphate reduction.*

Анализ сведений об углеводородных скоплениях, содержащих значительные концентрации сероводорода, показывает, что в своём большинстве они связаны с газоконденсатными залежами, приуроченными к областям формирования мощных карбонатно-эвапоритовых комплексов, имеющих региональное значение. Как правило, эти комплексы принадлежат нефтегазовым бассейнам тектонически-активных окраин плит и расположены в зонах и поясах, испытывавших интенсивное горизонтальное сжатие [5,7]. Коллекторами являются карбонатные породы.

Прогнозирование масштабов обогащения природного газа сероводородом осложняется не до конца понятыми процессами образования сероводорода в залежах углеводородов.

В настоящее время существует пять основных гипотез происхождения сероводорода, содержащегося в природных газах:

1) вследствие дегазации мантии;

2) образование сероводорода в ходе бактериальной сульфатредукции;

3) образование сероводорода при катагенезе сераорганического вещества;

4) образование сероводорода в результате химического взаимодействия серы с углеводородами парафинового ряда;

5) образование сероводорода в результате химического взаимодействия углеводородов с сульфатами.

Отдельные физико-химические свойства сероводорода существенно сужают круг условий, обеспечивающих его сохранность и накопление в значительных масштабах в залежах углеводородов. К ним относятся:

аномально высокие масштабы рассеяния сероводорода, существенно возрастающие с глубиной;

взаимодействие сероводорода с оксидами металлов.

Н.Н. Соловьев, Л.С. Салина и В.А. Скоробогатов считают, что образование значительных количеств сероводорода возможно только при соблюдении следующих условий:

объем исходных веществ, участвующих в образовании сероводорода, должен быть практически неисчерпаем;

ГБОУ ВО АГНИ

масштабы генерации сероводорода должны многократно превышать объем его накопления в залежах углеводородов;

интенсивность процесса генерации сероводорода должна возрастать с глубиной (ростом температуры) [7].

Большинством ученых поступление сероводорода мантийного генезиса в залежи углеводородов отвергается.

Бактериальная сульфатредукция, сопровождающаяся образованием сероводорода (биогенный сероводород) и сульфидов, развивается в зоне гипергенеза в водах, содержащих сульфат-ионы (SO_4^{2-}) и органическое вещество [3]. Восстановление сульфатов бактериями осуществляется при низких (не выше 60-70˚С) температурах с помощью фермента гидрогеназы. Сульфат служит конечным акцептором электронов при окислении бактериями органического вещества. Донором электронов также может выступать водород. Метан в этом процессе бактериями не используется [2]. Биохимические процессы господствуют в диагенезе и начальном протокатагенезе, то есть в зонах умеренных температур, и практически полностью затухают в раннем мезокатагенезе. Биогенный сероводород преимущественно рассеивается и осаждается катионами тяжелых металлов. Кроме того, из-за токсичности сероводорода десульфирующая микрофлора начинает погибать уже при его концентрациях, не превышающих десятых или даже сотых долей процента [7]. По этим причинам биогенный сероводород не может создавать значительных скоплений в залежах углеводородов. По данным Р.Г. Панкиной и В.Л. Мехтиевой максимальная концентрация сероводорода, образовавшегося в ходе бактериальной сульфатредукции, в углеводородных скоплениях не превышает 2% [4].

В протокатагенезе и раннем мезокатагенезе генерация сероводорода происходит в результате термокатализа сераорганического вещества (термохимический сероводород). При погружении в более глубокие горизонты интенсивность генерации сероводорода данного генезиса резко падает из-за истощения в геологической среде нестабильных сернистых соединений в составе органического вещества. Термохимический сероводород также, как и биогенный не может создавать значительных скоплений в залежах углеводородов. Этому препятствуют огромные потери сероводорода вследствие рассеяния, растворения в подземной гидросфере и в результате взаимодействия с оксидами металлов (чаще железа). Н.Н. Соловьев, Л.С. Салина и В.А. Скоробогатов утверждают, что термохимический и биохимический сероводород участвуют в формировании залежей малосернистого газа, в которых концентрация сероводорода составляет не более 0,3%. [7].

Образование сероводорода в результате химического взаимодействия серы с углеводородами парафинового ряда происходит при значительных температурах (200–230 °С). Однако фактически

ГБОУ ВО АГМУ

установленные условия разномасштабного серного оруденения и распространения сероводорода свидетельствуют о том, что гораздо чаще именно сероводородосодержащие флюиды являются источником серы по периферии нефтегазовых бассейнов, а не наоборот [7].

В настоящее время принято считать, что только гипотеза об образовании сероводорода в результате химического взаимодействия углеводородов с сульфатами (абиогенного восстановления сульфатов) может объяснить его высокие концентрации в залежах углеводородов. Течение данной реакции происходит в мезокатагенезе и раннем апокатагенезе, то есть в условиях значительных давлений и температур. Если в роли восстановителя сульфатов выступает метан, то реакция может проходить по следующей схеме:

$$CaSO_4 + CH_4 \rightarrow CaS + CO_2 + 2H_2O$$
$$CaS + CO_2 + H_2O \rightarrow CaCO_3 + H_2S \text{ [1,5]}$$

При этом необходимо учитывать, что сульфаты в твердом состоянии очень устойчивые к восстановлению и не разлагаются при температурах менее 600–700˚С. Эти температуры заведомо превышают границы, при которых возможно образование и существование углеводородных скоплений [3]. Растворы сульфатов менее стабильны и вступают в реакцию с органическим веществом при температурах более 300˚С [2]. Значительное снижение энергетического порога реакции происходит в присутствии восстановленных соединений серы и при высоких давлениях. Р.Г. Панкина и В.Л. Мехтиева считают, что в условиях земных недр при температурах, превышающих 75˚С, в присутствии небольших количеств сероводорода, являющегося переносчиком электронов, или другой растворимой восстановленной формы серы может происходить восстановление сульфатов в водной среде. Д.М. Рузин, Л.В. Коновалова и А.В. Петухов утверждают, что при пластовом давлении 15 МПа процесс абиогенного восстановления сульфатов может протекать при 150˚С [6]. Восстановление сульфат-иона в присутствии воды в зоне повышенных температур может осуществляться как углеводородными газами, так и нефтью. [3,4]. Максимальные концентрации сероводорода, образовавшегося в результате абиогенного восстановления сульфатов, в углеводородных скоплениях могут достигать 20% и более [3].

Многими авторами (А.В. Петуховым, В.Н. Макаревичем, Н.Н. Соловьевым и др.) отмечается, что температура и давление далеко не полностью описывают термодинамические условия и природные обстановки в зонах массовой генерации сероводорода. Замечено, что эти зоны приурочены к сульфатно-карбонатным комплексам, расположенным в пределах тектонически активных окраин плит. В периоды тектонической активности в регионе сульфатно-карбонатные комплексы испытывают значительные геодинамические давления,

ГБОУ ВО АГНИ

сдвиговые напряжения и импульсы упругих волн. Увеличение внутренней энергии деформирующихся тел приводит к снижению тепловой энергии, необходимой для активации реакции абиогенного восстановления сульфатов. В результате создается система, включающая водорастворённые сульфаты, углеводороды, сероводород, сохранившийся от предыдущих этапов генерации, и водород, образовавшийся при конверсии метана, в которой даже при наличии фоновых значений пластовых температур, соответствующих интервалам глубин залегания сероводородосодержащих залежей углеводородов, возникает интенсивное течение реакции абиогенного восстановления сульфатов [1].

Приуроченность сероводородосодержащих залежей углеводородов к карбонатным комплексам объясняется тем, что в карбонатных отложениях в очень незначительных количествах, в отличие от терригенных пород, присутствуют оксиды металлов, являющиеся естественными поглотителями сероводорода. Чем чище известняки, тем меньше в них содержится оксидов металлов, и тем больше сероводорода может в них сохраниться.

К условиям и процессам, благоприятствующим накоплению и сохранению сероводорода в залежах углеводородов, относятся:

преобладание вторичной пористости в породах карбонатного комплекса, что обуславливает уменьшение количества оксидов тяжелых металлов на поверхности порового пространства;

совмещение зон генерации и аккумуляции сероводорода, что сокращает потери сероводорода при миграции в залежи углеводородов;

сокращение удельной влагоёмкости сульфатно-карбонатного комплекса, что уменьшает потери сероводорода в подземной гидросфере;

высокая газонасыщенность пластовых вод, что снижает потери сероводорода на растворение в пластовых водах [8];

отсутствие пластов терригенных пород на путях миграции сероводородосодержащего газа, так как терригенные породы обогащены оксидами металлов, которые вступают в химическое взаимодействие с сероводородом и обессернивают газ;

«промытость» отложений, в которых формируются углеводородные залежи, сероводородом ранних генераций, так как в таких резервуарах оксиды металлов уже прореагировали с ранее поступившим в отложения сероводородом, что создает условия для накопления в залежах высокосернистого газа;

наличие высококачественных покрышек, способных сохранить сероводород в залежах углеводородов;

отсутствие деструктивных факторов в виде образования трещин и разломов в природных резервуарах, содержащих углеводородные залежи, по которым в ходе струйной миграции может происходить утечка сероводородосодержащего газа.

ГБОУ ВО АГНИ

Поступление сероводорода в залежи углеводородов происходит в результате дегазации пластовых вод.

Проведенный анализ причин образования, накопления и сохранения крупных скоплений сероводорода в залежах углеводородов позволяет сделать следующие выводы:

1. Крупные скопления сероводорода в своём большинстве связаны с газоконденсатными залежами, приуроченными к областям формирования мощных карбонатно-эвапоритовых комплексов, имеющих региональное значение. Как правило, эти комплексы принадлежат нефтегазовым бассейнам тектонически-активных окраин плит и расположены в зонах и поясах, испытывавших интенсивное горизонтальное сжатие. Коллекторами являются карбонатные породы.

2. Наиболее вероятной причиной образования значительных концентраций сероводорода в залежах углеводородов является химическая реакция водорастворённых сульфатов с углеводородами в условиях высоких температур (более 300°С) и давлений. Снижение энергетического порога реакции происходит при наличии в залежах сероводорода ранних генераций и в периоды усиления тектонической активности в регионе, когда сульфатно-карбонатные комплексы испытывают значительные геодинамические давления, сдвиговые напряжения и импульсы упругих волн, приводящие к активации реакции абиогенного восстановления сульфатов.

3. Наличие значительных концентраций сероводорода можно ожидать в залежах углеводородов, приуроченных к сульфатно-карбонатным комплексам, находящихся на высоких стадиях катагенеза, в которые на одном из этапов формирования поступал сероводород ранних генераций.

4. Накопление и сохранность сероводорода в залежах углеводородов прямо зависят от наличия или отсутствия деструктивных факторов в виде образования трещин или разломов в природных резервуарах, по которым в результате струйной миграции может происходить утечка сероводородосодержащего газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Макаревич В.Н. Новые нефтегазоносные объекты в визейско-нижнепермском комплексе Тимано-Печорской провинции / В.Н. Макаревич [и др.] // Разведка и охрана недр. – М.: Всероссийский научно-исследовательский институт минерального сырья им. Н.М. Федоровского, 2011. – № 4. – С. 17–22.

2. Мехтиева В.Л. Об абиогенном восстановлении сульфатов в земной коре / В.Л. Мехтиева, Л.Я. Бризанова // Геология нефти и газа. – М.: ВНИГНИ–2, 1980. – № 3. – С. 32–39.

3. Панкина Р.Г. Происхождение H_2S и CO_2 в углеводородных скоплениях / Р.Г. Панкина, В.Л. Мехтиева // Геология нефти и газа. – М.: ВНИГНИ–2, 1981. – № 12. – С. 44–48.

ГБОУ ВО АГНИ

4. Р.Г. Панкина Образование сероводорода и углекислоты в нефтях Астраханского месторождения (по изотопным данным) / Р.Г. Панкина [и др.] // Геология нефти и газа. – М.: ВНИГНИ–2, 1983. – № 04. – С. 45–51.
5. Петухов А.В. Геодинамическая модель образования сероводорода в природных газах и нефтях в процессе импульсного сжатия горных пород при землетрясениях / А.В. Петухов // Записки Горного института. – СПб.: Санкт–Петербургский горный университет, 2010. – Т. 188. – С. 189–194.
6. Рузин Л.М. Образование сероводорода при разработке нефтяных скважин / Л.М. Рузин [и др.]. - М.: ВНИГНИ–2, 1988. – № 7. – С. 43–47.
7. Соловьев Н.Н. Основные закономерности размещения и формирования залежей сероводородосодержащего газа / Н.Н. Соловьев [и др.] // Научно-технический сборник ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. – Моск. обл.: «Газпром ВНИИГАЗ», 2016. – № 1 (25). – С. 125–133.
8. Соловьев Н.Н. Перспективы поисков скоплений газа в южных районах Туранской плиты / Н.Н. Соловьев [и др.] // Геология нефти и газа. – М.: ВНИГНИ–2, 1996. – № 9. – С. 17–23.

УДК 622.276.66

ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

TECHNOLOGY OF HYDRAULIC FRACTURING IN GAS WELLS

В.М. Семенова, И.Р. Нуриев
(Valentine M. Semenova, Ilgizar R. Nuriev)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.т.н., доцент А.Т. Габдрахманов

В данной статье рассматривается технология гидроразрыва пласта на газовых скважинах с целью увеличения производительности при добыче.

This article discusses the technology of hydraulic fracturing in gas wells in order to increase production productivity.

Ключевые слова: *гидроразрыв пласта, структуры газовых скважин, фильтрационно-емкостные свойства пласта, состав пластовых флюидов и жидкостей, коэффициент эффективности использования жидкости, физико-технологических свойств жидкости ГРП.*

Key words: *hydraulic fracturing, gas well structures, reservoir properties, composition of formation fluids, coefficient of effective use of fluid, physical and technological properties of the liquid of hydraulic fracturing.*

ГБОУ ВО АГНИ

Гидравлический разрыв пласта или, как его обычно называют, гидроразрыв пласта, - это метод, используемый для доступа к природному газу и нефти в плотных геологических формациях. Процесс включает в себя горизонтально-направленное бурение скважин в дополнение к использованию воды, песка и химикатов при высоких давлениях для разрушения породы и выделения углеводородов.

На разрабатываемых месторождениях России со временем увеличивается доля газа, добываемого из низкопроницаемых коллекторов. Поэтому повышение продуктивности скважин, вскрывающих такие коллектора, является одной из главнейших и до конца нерешенных задач.

В мировой практике газонефтедобычи для интенсификации притока флюидов в скважинах, вскрывающих низкопроницаемые продуктивные пласты, широкое распространение получил способ гидравлического разрыва пласта (ГРП). При его проведении в призабойной зоне пласта (ПЗП) образуется разветвленная система дренирования за счет раскрытия естественных микротрещин и создания вертикальной трещины большой протяженности. Это позволяет включить в отработку продуктивные пропластки, вскрытые скважиной, повысить дебит, снизить депрессию на пласт и повысить коэффициент газонефтеконденсатоотдачи месторождения.

Несмотря на широкое распространение этого метода, далеко не все операции гидроразрыва пласта, проведенные в скважинах, оказываются эффективными, что объясняется как недостаточно обоснованным выбором технологии для конкретных скважин, так и некорректным определением параметров его проведения. Поэтому поиск путей повышения эффективности гидроразрыва пласта в газовых скважинах является актуальной задачей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нифантов В.И. Выбор оптимальной технологии интенсификации притока газа в скважинах месторождений и ПХГ / Нифантов В.И., Джафаров К.И., Середа Н.Е., Малышев С.В., Живодров О.В., Нифантов А.В. // Международная конференция «Подземное хранение газа: надежность и эффективность», ООО «ВНИИГАЗ», тезисы докладов. - М., 2006. - С. 49-61.

2. СТО Газпром 2-3.3-080-2006 Инструкция по кислотному воздействию на призабойную зону газовой скважины. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. - 34 с.

3. Константинов СВ., Гусев В.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пластов за рубежом. - М.: ВНИИОЭНГ. Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело, 1985. - 61 с.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276.66

РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ СВН ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ПАРОГРАВИТАЦИОННОЙ СКВАЖИНОЙ С БОКОВЫМ СТВОЛОМ

DEVELOPMENT OF EXTRA-HEAVY OIL DEPOSITS BY HORIZONTAL STEAM-GRAVITY WELL WITH A SIDE BORE

А.В. Соловьёв
(Andrey V. Solovyov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – старший преподаватель Н.Н. Фархутдинов

В статье рассмотрена возможность совершенствования технологии добычи сверхвязких нефтей из залежей с малой толщиной продуктивного пласта горизонтальными парогравитационными скважинами с боковым стволом.

The article considers the possibility of improving the technology of production of extra-heavy oil from small thickness deposits by horizontal steam-gravity wells with a side bore.

Ключевые слова: *горизонтальная скважина, залежь, закачка пара, продуктивный пласт, сверхвязкая нефть.*

Key words*: horizontal well, deposit, steam flooding, pay zone, extra-heavy oil.*

В настоящее время большинство разрабатываемых месторождений традиционной нефти Республики Татарстан находятся на поздней стадии разработки, степень выработки активных запасов некоторых из них достигает 90 %. В таких условиях все более актуальными становятся альтернативные источники топливно-энергетического сырья, такие как сверхвязкие нефти (СВН) и природные битумы (ПБ).

Запасы и ресурсы таких нефтей на территории Республики Татарстан по некоторым данным достигают до 7 млрд т. Основная часть месторождений сверхвязкой нефти и природных битумов в Татарстане залегает на глубине 50-250 м, с эффективной нефтенасыщенной толщиной до 30 м. Залежи эксплуатируются парными горизонтальными скважинами по технологии парогравитационного дренирования, эффективность которой снижается по мере уменьшения толщины пласта, поэтому применение технологии рекомендуется в продуктивном пласте с нефтенасыщенной толщиной более 10 м.

Особое внимание в таких условиях уделяется проблеме ввода в разработку залежей СВН с толщиной продуктивного пласта менее 10 м, которая в обычных условиях ведется с применением пароциклических

ГБОУ ВО АГНИ

скважин, характеризующихся довольно низкой технологической эффективностью.

В рамках проблемы освоения залежей СВН малой толщины автором предлагается бурение в горизонтальной скважине бокового ствола для закачки пара (рисунок 1).

Рисунок 1 – Схема горизонтальной парогравитационной скважины с боковым стволом

Конструкция состоит из основного ствола скважины диаметром 245 мм, обсаженного до хвостовика-фильтра в продуктивной зоне пласта. Из основного ствола пробурен необсаженный боковой ствол, в которую спущена теплоизолированная колонна НКТ с хвостовиком на конце для закачки пара.

Боковой ствол смещен относительно основного ствола, как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении, для обеспечения наиболее полного охвата пласта дренированием и избежания преждевременного прорыва воды к зоне отбора оптимальное технологическое расстояние между скважинами составляет 70 м.

На начальной стадии эксплуатации закачка пара осуществляется как в основной, так и в боковой ствол, паровая камера увеличивается вверх до кровли пласта, после чего начинает расширяться в стороны, при этом нефть всегда находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой. После создания гидродинамической связи между стволами скважины начинается отбор жидкости по основному стволу скважины, закачка пара в боковой ствол продолжается.

ГБОУ ВО АГНИ

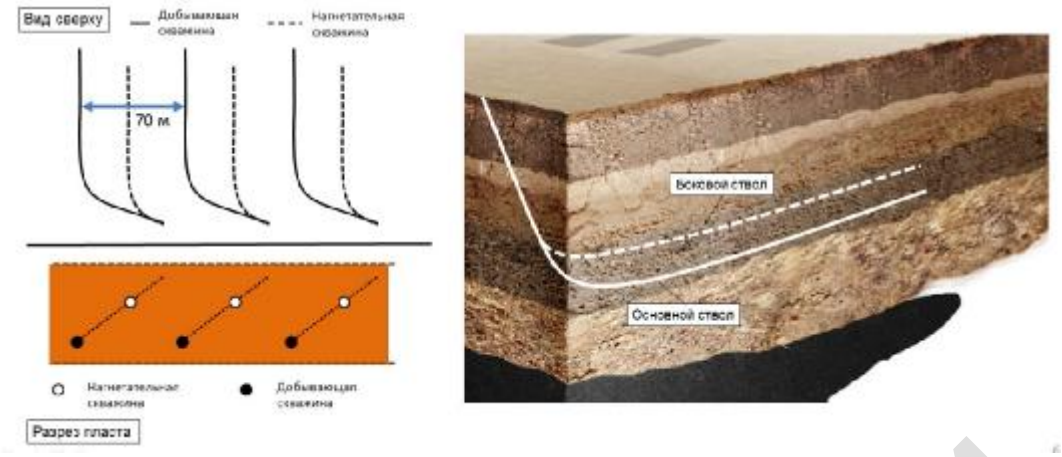


Рисунок 2 – Схема расположения скважин в пласте

Применение системы разработки из скважин с боковыми стволами также возможно по классической схеме с расположением бокового ствола вертикально над основным стволом, что позволит существенно снизить капитальные вложения в строительство куста скважины, а также увеличить охват залежи разработкой за счет возможности бурения новых скважин на сэкономленные средства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ эффективности технологий добычи сверхвязкой нефти для условий месторождений ПАО «Татнефть» / А.Т. Зарипов, Д.К. Шайхутдинов, Р.И. Хафизов, Я.В. Захаров // Территория «НЕФТЕГАЗ». - 2016. - № 7-8. - С. 42-50.

2. Лобусев М.А. Повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов путем оптимизации размещения скважин и воздействий на пласт при разработке залежей высоковязкой нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». - 2015. - № 11. - С. 106-112.

УДК 622.276.66

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ГЕОМЕТРИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

METHODS OF HYDRAULIC FRACTURING GEOMETRY CONTROL

Л.Г. Тарзиманов
(Linar G. Tarzimanov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Актуальной задачей разработки месторождения становится получение наиболее полной и достоверной информации по оценке фактической геометрии трещин гидравлического разрыва пласта. Основной целью статьи является обзор современных промыслово-

ГБОУ ВО АГНИ

геофизических исследований в области контроля геометрических параметров трещины.

The actual task of field development is to obtain the most complete and reliable information on the assessment of the actual geometry of hydraulic fractures. The main purpose of the article is to review the current field geophysical tests of the geometric parameters control of the fracture.

Ключевые слова: *гидроразрыв пласта, геометрия трещины, контроль, микросейсмический мониторинг, геофизические исследования.*

Key words*: hydraulic fracturing, fracture geometry, control, microseismic monitoring, logging.*

В настоящее время в структуре запасов углеводородов отмечается увеличение доли осложненных запасов, в том числе трудноизвлекаемых. В силу этого добыча нефти не обходится без использования современных геолого-технических мероприятий. Наиболее эффективным ГТМ на сегодняшний день является гидроразрыв пласта. Однако бывают случаи, когда после ГРП добыча нефти падает, возрастает обводненность. Эти явления возникают в результате не учета различных факторов при проведении мероприятия. Возрастает необходимость качественного определения распространения геометрических параметров трещины разрыва, особенно при проведении операции вблизи водонасыщенных интервалов. На сегодняшний день существует множество способов контроля развития геометрии трещин ГРП. Рассмотрим наиболее перспективные.

Эффективным методом определения высоты трещины ГРП является применение маркированного проппанта. В его состав входит гадолиний (Gd) и его изотопы - химические элементы, отличающиеся высоким сечением радиационного захвата нейтронов и являющийся одним из наиболее сильных из известных поглотителей нейтронов. Обладая аномально высокими сечениями захвата, гадолиний оказывает на поглощающие свойства породы эффект, соизмеримый с эффектом минерализации пластовых вод на уровне 200 г/л. Таким образом, с помощью методов ИНГК-С и ИНГК можно определить места скопления маркированного проппанта в интервале ГРП. По данным ИНГК интервал скопления маркированного проппанта при ГРП отмечается понижением показаний по сравнению с фоновым замером до ГРП. По методу ИНГК-С рассчитывается условное содержание Gd по стандартным спектрам гамма-излучения радиационного захвата до и после ГРП. Факт наличия проппанта в трещинах определяется по увеличению условного содержания Gd.

Качественно измерить ширину трещины гидроразрыва позволяют микроимиджеры. Электрические и акустические микроимиджеры

ГБОУ ВО АГНИ

применяются в основном для изучения тонкослоистых разрезов. При их использовании возможно получение непрерывной картины поверхности пород стенки скважины. Электрический микроимиджер охватывает практически весь периметр скважины и дает развертку поверхности ствола, аналогичную развертки керна. При этом возможно выделение отдельных деталей разреза, размером от 0,5 см и более. Количественная интерпретация данных микроимиджера также включает в себя определение углов падения, азимутов простирания, оценку плотности и раскрытости трещин.

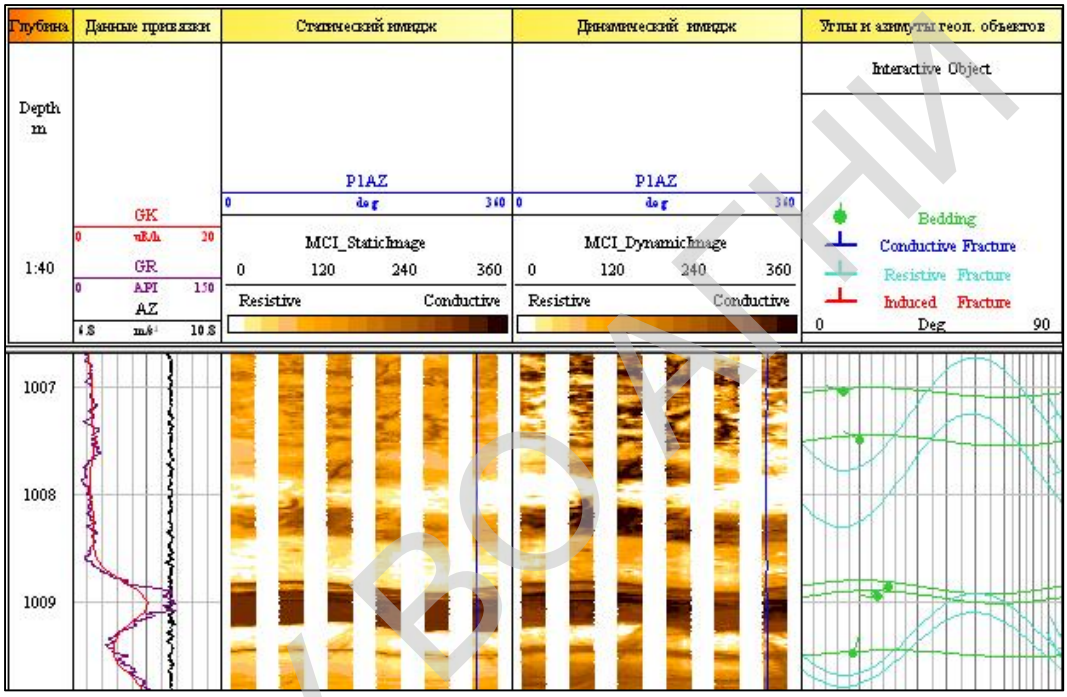


Рисунок 1 - Пример планшета микроимиджера

Наиболее информативными методами измерения геометрии трещины на сегодняшний день являются сейсмические исследования.

Классифицируют сейсмические исследования по следующим группам:

- Наземный микросейсмический мониторинг;
- Мониторинг в обрабатываемой скважине;
- Подземный микросейсмический мониторинг с заглубленным датчиком в соседней скважине.

Технология подземного микросейсмического мониторинга с заглубленным датчиком в соседней скважине получила наибольшую популярность в связи с высокой точностью измерений. Однако с экономической точки зрения использование наземного микросейсмического мониторинга является более рациональным. Но для него нужно минимизировать помехи на дневной поверхности в ходе регистрации ГРП.

ГБОУВО АГНИ

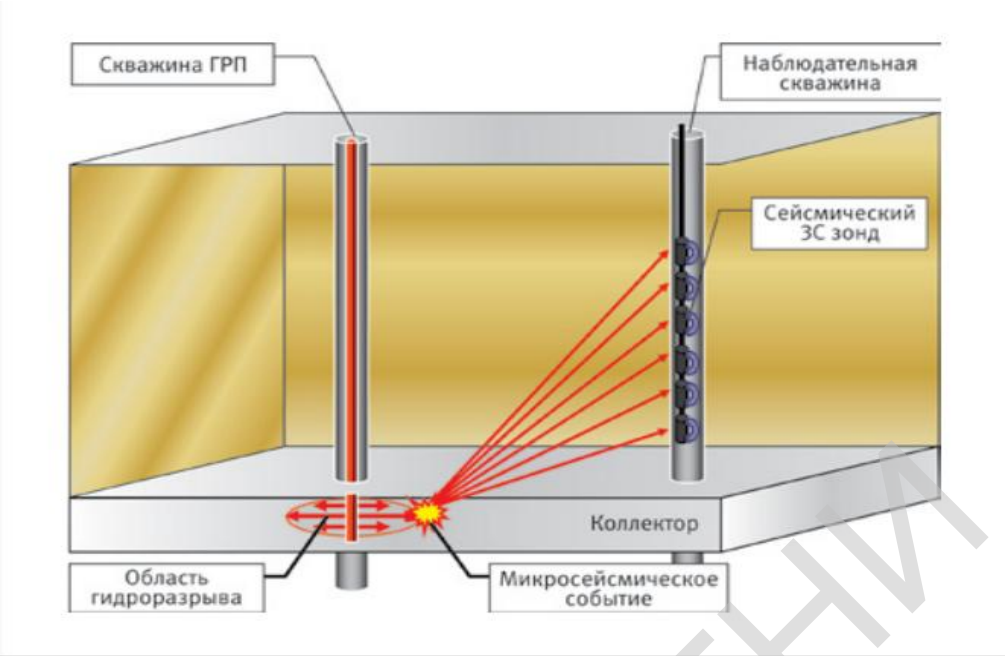


Рисунок 2 - Схема пассивного сейсмического мониторинга ГРП из соседней скважины

Суть метода микросейсмического мониторинга заключается в регистрации с помощью сейсмоприемников микросейсмических событий, возникающих в породе в процессе развития трещины ГРП.

Задачи, решаемые микросейсмическими исследованиями ГРП:

1. Объемное отображение зарождения и развития техногенных трещин разрыва относительно траектории ствола скважины;
2. Определение параметров трещин разрыва (геометрические, фильтрационные);
3. Выработка рекомендаций по улучшению и совершенствованию плана закачки на основе оперативно получаемых данных;
4. Внесение коррективов в строительство будущих горизонтальных стволов по результатам аккумуляции полученного производственного опыта.

Подводя итог, отметим, что технология микросейсмического мониторинга ГРП является наиболее перспективным направлением для определения геометрических параметров трещины. С учетом всех необходимых параметров, при правильной настройке приборов и предварительных геофизических исследований, метод пассивного сейсмического мониторинга позволяет оперативно определять геометрические параметры трещин и производить изменения в ходе самой операции, то есть осуществлять контроль и своевременно воздействовать на рост и распространение трещин ГРП. Это в свою очередь позволяет достигать максимального эффекта, избегать неопределенностей при проведении операции по разрыву пласта и получать высокие коэффициенты извлечения нефти.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров, В.М. Технологический контроль проведения многостадийного ГРП с использованием метода микросейсмомониторинга [Текст] / В.М. Александров, В.А. Белкина, Д.А. Казанская // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 10. – С. 16–19.

2. Торопов, К.В. Опыт проведения микросейсмического мониторинга многостадийного гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» [Текст] / К.В. Торопов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 11. – С. 23-26.

3. Шабалин, Н.Я. Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности. Теоретические подходы и практические результаты / Н.Я. Шабалин, В.А. Рыжов, И.Р. Шарапов // Экспозиция НЕФТЬ ГАЗ. – 2013. – № 6. – С. 40-43.

УДК 622.276.66

МАРКЕРНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГРП

MARKER METHODS FOR RESEARCHING WELLS WITH MULTISTAGE FRACTURING

Л.Г. Тарзиманов
(Linar G. Tarzimanov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Сегодня одним из основных методов интенсификации притока является стимулирование скважины методом многостадийного гидроразрыва. Проблемой данного метода является неопределенность в динамике изменения профиля притока по стадиям ГРП. Исследования с помощью маркеров позволяют идентифицировать работающие интервалы без дополнительного оборудования.

Today, one of the main methods of intensification is the method of multistage hydraulic fracturing. The problem of this method is the uncertainty in the dynamics of changes in the inflow profile by the stages of hydraulic fracturing. Research using tracers allows you to identify working intervals without additional equipment.

Ключевые слова: *многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), маркеры, трассерные исследования, профиль притока, индикатор.*

Key words*: multistage hydraulic fracturing (MSHF), markers, tracer research, flow profile, indicator.*

Маркерная диагностика на сегодняшний день играет важную роль в решении задач максимально эффективной разработки месторождений, оценке эффективности геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на

скважинах, определении профилей притока по стадиям после проведения многостадийного гидроразрыва пласта. Принцип работы основан на введении индивидуального химического индикатора в нагнетаемую жидкость или расклинивающий материал с последующей продавкой в пласт на каждой ступени МГРП. В результате чего появляется возможность отслеживать индикаторы (маркеры) в пробах пластового флюида с последующей оценкой работы каждой зоны по нефти и воде.

Классифицируют индикаторные методы исследования по следующим технологиям маркирования:

1. Водорастворимые трассеры:

· Флуоресцентные: флуоресцеин натрия, динатриевая соль эозина и другие;

· Ионные: роданистый аммоний, натрий и другие;

2. Нефтерастворимые трассеры:

· Органические: бутанол-1, 2-метилпропанол-1и другие;

3. Химические ДНК-трассеры;

4. Квантовые маркеры-репортеры (ООО «Геосплит»).

В настоящее время наиболее прогрессивной технологией в области индикаторных исследований является разработка компании ООО «Геосплит», основанная на применении маркеров-репортеров из квантовых точек. Квантовые точки - это нанокристаллы, полученные методом коллоидного синтеза и покрытые слоем адсорбированных поверхностно-активных молекул. Квантовые точки, синтезированные на основе халькогенидов кадмия, флуоресцируют в разных областях электромагнитного спектра в зависимости от своего размера. Маркеры-репортеры, созданные из квантовых точек, обладают уникальной способностью поглощать энергию в широком диапазоне спектра и испускать узкий спектр световых волн, который может регистрироваться методами проточной цитометрии.

Особенностями цитометрического метода исследования в трассерной технологии является то, что регистрируется количество маркеров каждого кода в зависимости от интенсивности их излучения на фиксированной длине волны. Полученные данные интерпретируются с помощью программного обеспечения и визуализируются в виде графиков притока по ступеням ГРП во времени и накопленных дебитах по нефти и воде в каждой из ступеней. Пример визуализации профилей притоков после 7-стадийного МГРП представлен на рисунке 1 и рисунке 2.

ГБОУ ВО АГНИ

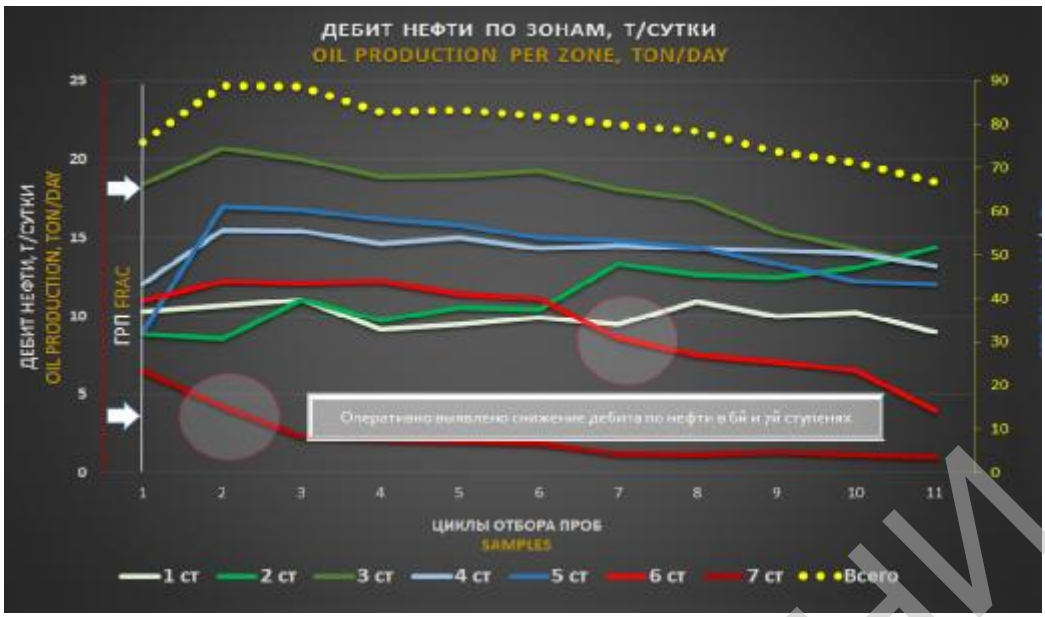


Рисунок 1 – Профиль притока по нефти

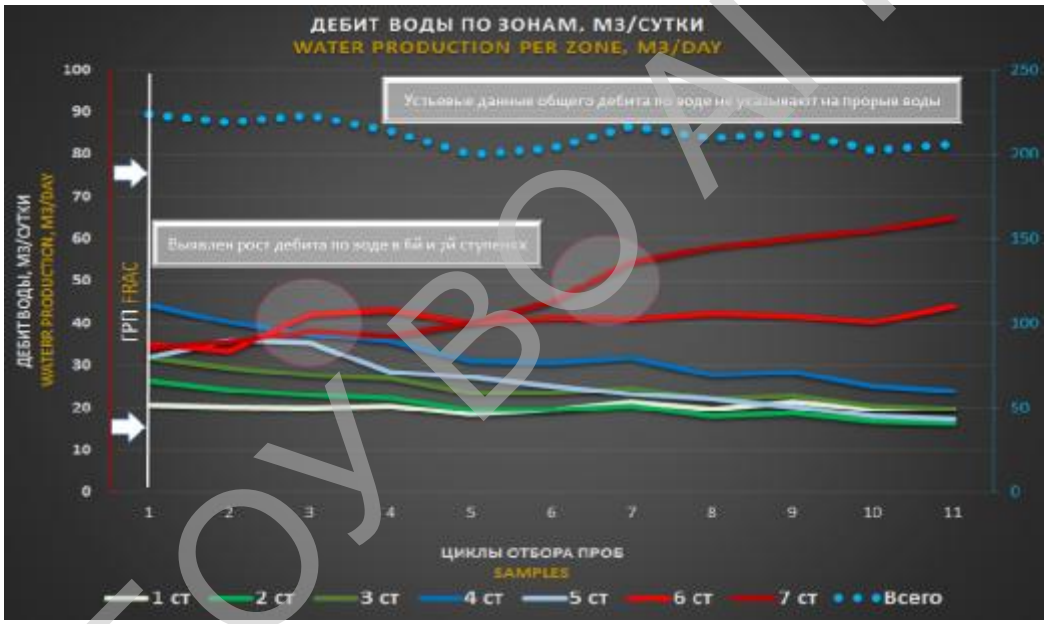


Рисунок 2 – Профиль притока по воде

Индикаторная диагностика выявила снижение дебита по нефти и соответственно увеличение дебита по воде в 6й и 7й ступенях, что позволит оперативно вносить коррективы при планировании дальнейших работ. На данный момент трассерные методы исследования являются наиболее точными и полными методами получения достоверной информации.

Использование маркерных технологий для исследования скважин с МГРП позволит решать ряд важнейших задач:

- проводить оценку динамики изменения профиля притока;
- анализировать работу каждой зоны по воде и нефти;
- исключить затраты на внутрискважинные операции;
- определять источник обводнения.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Дулкарнаев, М.Р. Системы маркерной диагностики и мониторинга для эффективного управления разработкой месторождения [Текст] / М.Р. Дулкарнаев, К.Н. Овчинников, Е.А. Малявко // Инженерная практика. – 2018. – №11. – С. 40-47.

2. Мухаметшин, И.Р. Исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при помощи химических индикаторов притока, установленных на элементах заканчивания [Текст] / И.Р. Мухаметшин, М.Т. Нухаев, Д.А. Семикин // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №3. – С. 46-49.

3. Овчинников, К.Н. Задачи разработки месторождений и бурения, решаемые с помощью технологии маркерной диагностики профилей притоков скважин [Текст] / К.Н. Овчинников // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 71–77.

УДК 622.276.6

ПЕРСПЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ППД

PROMISING TECHNOLOGY FOR OPTIMIZING RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEMS

Т.Ф. Халиуллин

(Timur F. Khaliullin)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель – к.т.н., доцент Д.Р. Хаярова

Система ППД является наиболее действенным и экономически выгодным способом воздействия на пласт при разработке нефтяных месторождений, повышение эффективности ее работы является важной задачей. Успешно оптимизировать режим заводнения, увеличить дебит нефти и снизить обводненность добываемой продукции можно только при использовании перспективных технологий, направленных как на снижение затрат на подготовку технической воды, используемой в системе ППД, так и на интенсификацию процесса добычи нефти. Одной из таких технологий является применение инвертной эмульсии кислоты.

The system of maintaining reservoir pressure is the most effective and cost-effective way of influencing the reservoir during the development of oil fields, increasing the efficiency of its work is an important task. Successfully optimizing the waterflood regime, increasing the oil flow rate and reducing the water cut of the produced products can only be done using promising technologies which aimed both at reducing the cost of preparing process water used in the reservoir pressure maintenance system and at intensifying the oil production process. The use of invert emulsion acid is one of such technologies.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *инвертная эмульсия, кислота, поддержание пластового давления, оптимизация*.

Key words: *invert emulsion, acid, reservoir pressure maintenance, optimization.*

Большинство месторождений находятся на поздней стадий разработки, что объясняет уменьшение добычи нефти, и поэтому нефтяным компаниям приходится использовать различные реагенты для интенсификации притока жидкости. Обычно реагенты закачивают вместе с водой через нагнетательные скважины, и в конечном итоге, с экономической точки зрения данные мероприятия обходятся дорого. Исходя из этого, необходимо осуществлять выбор технологии с учетом оптимизации затрат энергоресурсов и материалов.

Существуют множество методов и технологий, которые могут помочь решить данный вопрос, но не все они будут эффективны на месторождениях, которые разрабатываются длительное время. При использовании ГПЗП время реагирования скважины будет составлять 48 часов, что довольно-таки долго, поэтому предпочтительней использовать инвертную эмульсию кислоты (ИЭК или кислотообразующая соль в дисперсионной среде). Предлагаемая технология позволяет увеличить нефтеотдачу продуктивных пластов, ограничить приток воды к добывающей скважине и помимо всего этого способна сократить затраты на техническую воду [1]. Технология работает на основания селективного повышения фильтрационного сопротивления водонасыщенных интервалов пласта путем гидрофобизации коллектора.

Процесс закачивания ИЭК осуществляется следующим образом. В скважину с начала закачивают водный раствор нитрата натрия, далее туда добавляют инвертную эмульсию. Инвертная эмульсия является дисперсной средой на основе углеводородного растворителя, который обладает высокой растворяющей способностью. После начинают закачивать кислоту. При этом кислота, в свою очередь, является дисперсной фазой, в качестве нее может быть использована соляная или фтористоводородная кислота. Инвертная эмульсия препятствует преждевременному взаимодействию кислоты с раствором нитрата натрия, не давая им вступать в реакцию друг с другом в самой скважине, так как реакция должна проходить в пласте. Взаимодействие раствора нитрита натрия с кислотой приводит к образованию оксида азота. Он является трудно растворимым газом и играет роль вытесняющего агента, способствуя продвижению нефти к добывающей скважине.

Регламент применения композиций указан в таблице 1.

Отмечено (таблица 1), что объектом воздействия ИЭК являются добывающие, нагнетательные и сероводородсодержащие скважины, эксплуатирующие терригенные и карбонатные пласты. Время реагирования ИЭК составляет 24 часа, а если скважина относится к категории сероводородсодержащих время увеличивается до 48 часов.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 - Технические показатели и критерии применимости ИЭК

Технические показатели и критерии применимости	Ед.из.	ИЭК
1	2	3
Объект воздействия	-	Добывающая скважина, нагнетательная скважина и сероводородсодержащие скважины
Принцип действия	-	Ограничение притока воды в добывающую скважину основано на селективном повышении фильтрационного сопротивления водонасыщенных интервалов пласта путем гидрофобизации коллектора
Добыча нефти до	т/сут.	Менее 1т/сут
Обводненность до	%	75~99
Параметры пласта: 1) Проницаемость 2) Пористость 3)Нефтенасыщенная толщина		1) от 0,12мкм^2 2) от 0,22 3) Не менее 3м
Область применения	-	Терригенные и карбонатные пласты
Добыча нефти после	т/сут.	Прирост добычи в зависимости от скважины варьируется от 0,25~0,6т/сут и выше
Обводненность после	%	снижения обводненности на 15-26%
Объём затрачиваемых реагентов: 1) СНПХ 2) кислота 3) вода 4) раствор	-	1) СНПХ – 7870 6м^3 2) соляная кислота 12-18м^3 3) сточная вода 4м^3 4) раствор нитрата натрия (при соотношения раствора и кислоты от 1:2 до 1:3)
Плотность составляющего при 20 ^{o}C	кг/м^3	Нитрат натрия (1170-1200)
Время реагирования	час	24 (48 если скважина сероводородсодержащая)

Среди своих аналогов ИЭК является относительно не дорогой технологией, но помимо этого позволяет оптимизировать расходы на систему ППД. Уменьшение затрат на техническую воду на сегодняшний день имеет огромное значение, так как ежегодно нефтяные компания

ГБОУ ВО АГНИ

тратят по 30 млн куб. м воды на систему ППД, и каждый год это число увеличивается, что приводит к повышению себестоимости добываемой нефти и снижению рентабельности производства.

Для того что бы увеличить приток нефти к скважине, и для снижения затрат на техническую воду, то есть оптимизировать систему ППД, предлагается использовать ИЭК. Данная технология показывает себя более эффективно на скважинах с небольшими дебитами и на сероводородсодержащих скважинах. Технический результат ИЭК состоит в увеличении добычи нефти при одновременном снижении объемов попутно добываемой воды, что, в свою очередь, позволит снизить объемы обрабатываемой воды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент РФ № 2382186. 20.02.2010.
2. Еронин, В.А. Эксплуатация системы заводнения пластов [Текст] / В.А. Еронин, А.А. Литвинов, И.В. Кривоносов, А.Д. Голиков. - М.: Недра. 1973. – 200 с.
3. Голубев, И.А. Пути и решения очистки промысловых вод для системы поддержания пластового давления [Текст] / И.А. Голубев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – СПб., 2013. – 87 с.
4. Ерофеев. В.И. Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов [Текст] / В.И. Ерофеев // Ученые записки ТПУ. - 2017. - №10. – С. 96-100.

УДК 622.276.1/4

ПРИМЕНЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В УСЛОВИЯХ ВИШНЕВО-ПОЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ «НУРЛАТНЕФТЬ»

APPLICATION OF RHEOLOGICAL RESEARCHES FOR EVALUATING CHANGE OF PROPERTIES OF OIL-DISPLACING COMPOSITIONS APPLICABLE UNDER THE CONDITIONS OF THE VISHNEVO-POLYANSKOYE FIELD NGDY «NURLATNEFT»

Я.О. Цветкова
(Yana O. Tsvetkova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.т.н., доцент Д.Р. Хаярова

В статье показаны результаты реологических исследований нефтевытесняющих композиций. При выполнении экспериментальных исследований было исследовано влияние градиента скорости и состава композиции на ее динамическую вязкость.

ГБОУ ВО АГНИ

The article shows the results of rheological studies of oil-displacing compositions. During experimental studies, the influence of the velocity gradient and composition on its dynamic viscosity was revealed.

Ключевые слова: *реологические исследования, нефтевытесняющая композиция, динамическая вязкость, градиент скорости, федеральная целевая программа.*

Key words: *rheological investigations, oil-displacing composition, dynamic viscosity, speed gradient, federal target program.*

При планировании и реализации технологий интенсификации добычи нефти необходимо внедрение системного подхода, предусматривающего анализ и оценку технологий с точки зрения их взаимовлияния. Необходима оценка возможного влияния технологий интенсификации добычи на изменение реологических характеристик нефти [1]. Однако при применении технологий также важно знать и вязкость нефтевытесняющих композиций, закачиваемых в пласт.

В работе рассмотрены результаты экспериментальных исследований реологических свойств нефтевытесняющих композиций. Для получения загущенной композиции в состав композиции дополнительно были введены синтетический полимер (композиция 1) и биополимер (композиция 2). Применение растворов ПАВ совместно с низкоконцентрированными растворами полимера дает возможность одновременно снизить межфазное натяжение на границе раздела фаз, увеличить подвижность нефти и улучшить вытеснение ее водой, повысить вязкость водного раствора вытесняющего агента, снизить его подвижность [2].

Исследования нефтевытесняющих композиций (НК) проводились при температуре 30°С (примерно равна пластовым условиям) и градиентах скорости от 5 до 700 $с^{-1}$ на ротационном реометре Rheotest RN 4.1. Для приготовления композиций была использована дистиллированная вода.

Рассмотрим влияние градиента скорости на динамическую вязкость НК.

По результатам лабораторных исследований реологических свойств нефтевытесняющих композиций можно сделать следующие выводы:

1. Наибольшей вязкостью обладает композиция 2, в состав которого входит биополимер.

2. Тенденция снижения вязкости НК с увеличением градиента скорости аналогична. Максимальное снижение динамической вязкости наблюдается в области градиента скорости от 5 до 50 $с^{-1}$ и составляет для композиции 1 – на 25,6 мПа·с (в 2,6 раза), для композиции 2 – 74,0 мПа·с (в 3,4 раза).

ГБОУ ВО АГНИ

3. При дальнейшем увеличении градиента скорости темп снижения динамической вязкости падает: для композиции 1 – на 16,8 мПа·с (в 1,8 раза), для композиции 2 – на 7,5 мПа·с (в 2,7 раза).

4. В интервале градиента скорости от 300 до 700 $с^{-1}$ вязкость композиций отличается незначительно.

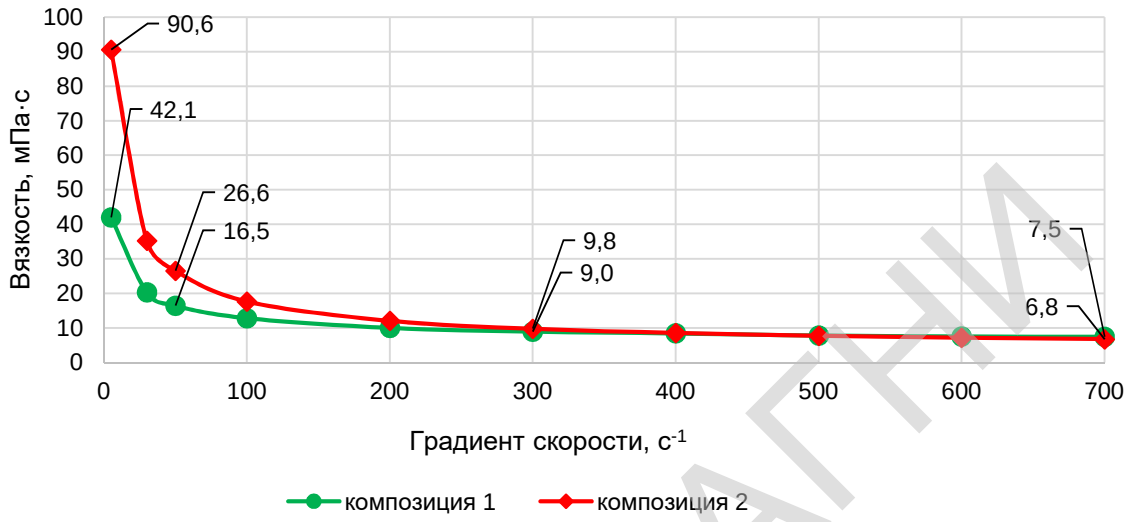


Рисунок 1 – Влияние градиента скорости на реологические свойства нефтевытесняющих композиций

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки в приоритетных направлениях научно-технического комплекса России на 2014-2020 годы» в рамках Грантового соглашения №14.610.21.0019 от 23 октября 2017 г. на тему «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть», уникальный идентификатор работы RFMEFI61017X0019.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гуськова И.А. Использование реологических исследований для оптимизации параметров технологий интенсификации добычи нефти / Гуськова И.А., Габдрахманов А.Т., Гумерова Д.М., Хаярова Д.Р., Гуськов И.И. // Территория нефтегаз. - 2015. - № 11. - С. 60-63.

2. Бабаев Э.Р. Композиции на основе водорастворимых полимеров для применения в качестве агентов вытеснения нефти / Бабаев Э.Р., Мамедова П.Ш., Солтанова З.Г. // Химические технологии и продукты. - 2016. - №3. - С. 17-19.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276

ОБЗОР ТЕРМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА

REVIEW OF THERMAL ANALYSIS METHODS

Р.С. Шагалиев

(Ruslan S. Shagaliev)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель – к.т.н., доцент А.Т. Габдрахманов

В статье рассмотрены термические методы анализа, применяемые в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений.

The article discusses thermal analysis methods that used in oil and gas field development process.

Ключевые слова: *термические методы, термогравиметрия, дифференциальная сканирующая калориметрия.*

Key words: *thermal methods, thermogravimetry, differential scanning calorimetry.*

Термические методы анализа следует различать применительно к тому, какое свойство материала, и каким образом определяется.

Термогравиметрический анализ

Сущность метода анализа состоит в регистрации изменений массы образца в зависимости от его температуры [1]. Образец нефти помещают на алюминиевую пластину, которая подсоединена к микровесам. Далее он продувается воздухом при определенном расходе, и камера нагревается по программе, которая задается с панели управления [2].

Выделяют три вида термогравиметрии:

а) Изотермическую, или стационарную, когда масса образца измеряется на протяжении некоторого времени при постоянной температуре;

б) Квазистатическую, когда образец измеряется при каждой из ряда возрастающих температур до достижения постоянного значения массы;

в) Динамическую, когда температура среды, окружающей нагреваемый образец, изменяется по заданному закону [3].

Кроме этого также проводятся варианты измерений, в которых измеряют помимо изменения массы образца, еще и разность изменений массы исследуемого и стандартного.

На рисунке 1 изображена принципиальная схема оборудования.

ГБОУ ВО АГНИ

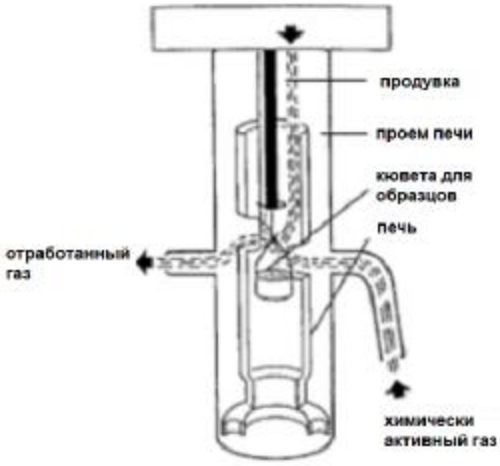


Рисунок 1 – Схема термогравиметра

Метод используется для определения температурных интервалов, в которых нефть вступает в реакцию с закачиваемым кислородом, и для того, чтобы связать протекание реакции с определённой фракцией исследуемого образца.

Дифференциальный термический анализ

Суть метода ДТА состоит в измерениях разности температур образца и эталона при нагревании или охлаждении с определенной скоростью [2].

Дифференциально-термический анализ позволяет установить:

1) наличие или отсутствие фазовых превращений;

2) температуру начала и конца любого процесса, сопровождающегося изменением баланса энергии в системе;

3) характер течения процесса во времени;

4) смещение того или иного эффекта под действием внешних причин (давление, изменение состава окружающей среды).

На рисунке 2 приведены типы кривых: 1 – исследуемое вещество термоинертно. 2 – различные теплофизические свойства исследуемого инертного материала и эталона предопределяют запись наклонной прямой, 3 – вещество, в котором протекает одна эндотермическая реакция и при этом образуется продукт с термическими характеристиками, близкими к эталону, 4 – различие термических свойств исследуемого вещества и эталона, 5 – появление дублета, обусловленного близким расположением двух термических эффектов, 6 – две одинаковые по знаку реакции происходят при практически одинаковой температуре.

Дериватографический анализ

Отличие дериватографии от обычного дифференциального термического анализа заключается в том, что кривые Т и ДТА регистрируются одновременно с кривыми изменениями массы ТГ и ДТГ.

ГБОУ ВО АГНИ

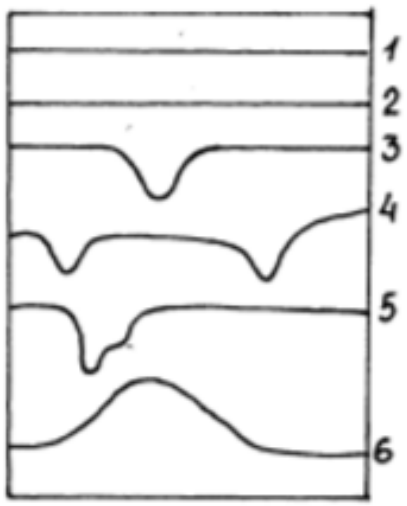


Рисунок 2 – Типы кривых ДТА [3]

Большим преимуществом дериватографии является также возможность с помощью кривой ДТГ разделить налагающиеся друг на друга термические эффекты, неразделимые обычно на кривых ДТА.

Дифференциальная сканирующая калориметрия

Метод заключается в том, что измеряется разность потока тепла через исследуемый образец нефти и некий стандартный образец, причём оба подвергаются нагреву по заданной программе. Измеряется поток тепла, точнее его разность между исследуемым и стандартным образцом. Если разность потока тепла между исследуемым и стандартным образцом является положительной, то происходящие реакции - эндотермические, в обратном случае – экзотермические.

Как и термогравиметрия, метод используется для определения тех температурных интервалов, в которых нефть вступает в реакцию с закачиваемым кислородом, и для того, чтобы связать протекание реакции с определённой фракцией исследуемого образца. Часто эти два метода объединяют.

Типичное устройство такого рода состоит из электрического дискового нагревателя, передающего тепло на две металлические пластины, на одной из которых помещён исследуемый образец, а на другой – стандартный образец. Оба образца поддерживаются в заданной газовой атмосфере и нагреваются по одинаковой, заранее заданной программе.

Разность потоков тепла через два образца строится как функция температуры, откуда определяется эндотермический или экзотермический характер реакций в исследуемом образце.

В процессе разработки случается расхождение между теоретическим и практическим результатом. В данном случает сложность состоит в том, что компоненты или псевдокомпоненты, выделенные по известным методикам для описания фазовых превращений углеводородов, могут иметь различный характер реакций окисления и наоборот. Как видно, на рисунке 4 приведена кривая

ГБОУ ВО АГНИ

тепловыделения, полученная с помощью дифференциальной сканирующей калориметрии для чистых углеводородов различного молекулярного состава. Стоит заметить, что все они имеют сходную кинетику окисления.

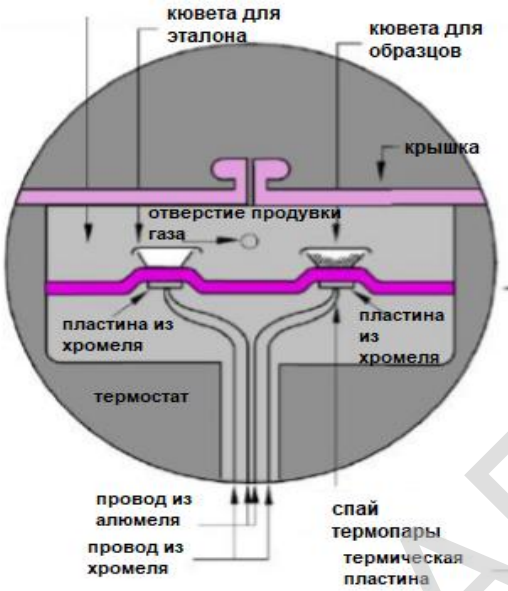


Рисунок 3 – Схема дифференциального сканирующего калориметра

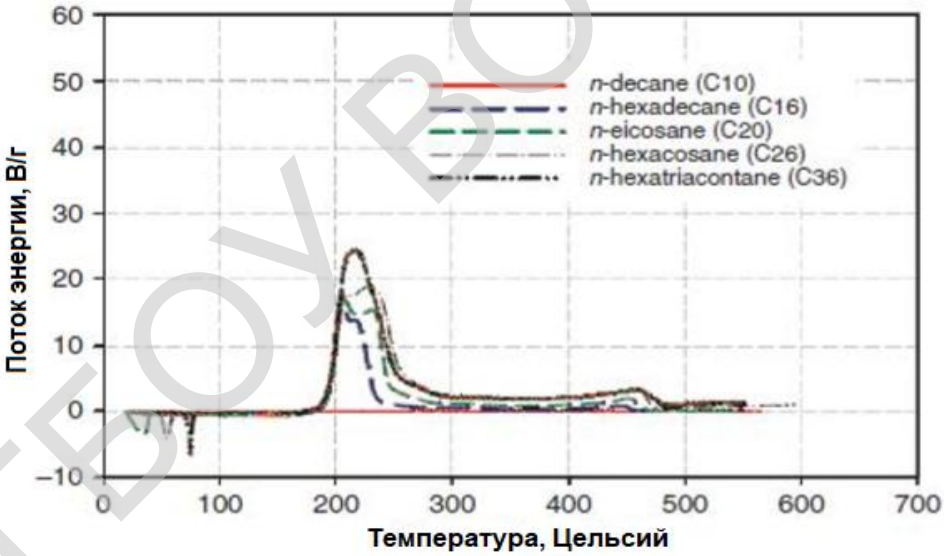


Рисунок 4 – Данные дифференциальной сканирующей калориметрии высокого давления для образцов разных парафинов при потоке воздуха в 10 см^3/мин и давлении 2068 кПа

В то же время, при моделировании фазовых превращений по известным методикам они будут охарактеризованы как разные компоненты. И, наоборот, на рис. 5 показаны аналогичные данные для двух углеводородов, которые ведут себя совершенно по-разному при окислении, но попадут в один компонент или псевдокомпонент при моделировании фазовых переходов в пластовой углеводородной системе [2].

ГБОУ ВО АГНИ

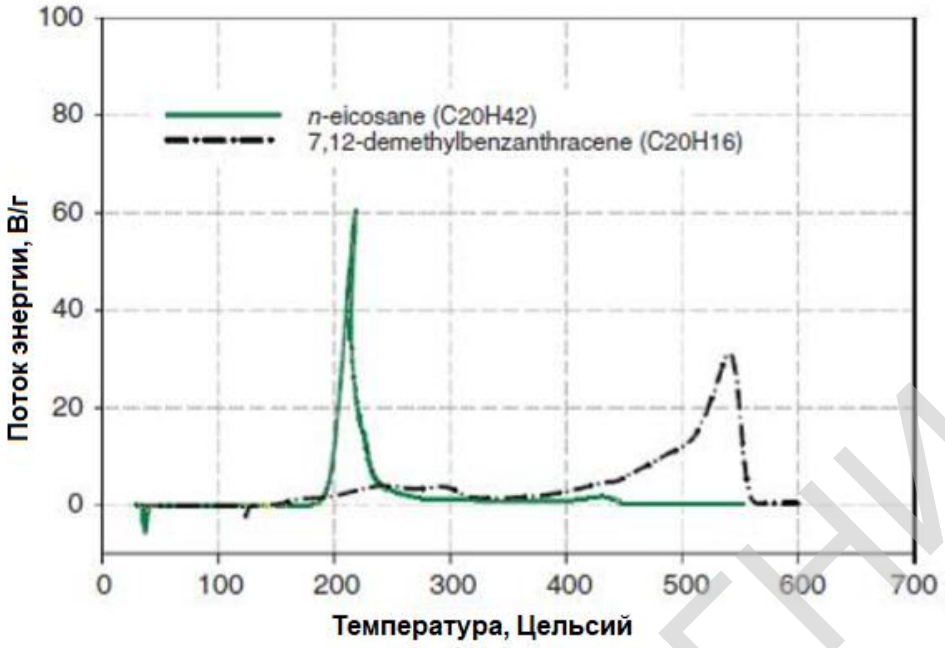


Рисунок 5 – Сравнение кривых тепловыделения для образцов углеводородов парафинового (сплошная кривая) и ароматического (штрихпунктирная кривая) ряда при давлении 4136 кПа в атмосфере воздуха

В итоге можно сказать, что термические методы используются при моделировании и выявлении процессов, протекающих в пластах, а также для определения температурных интервалов, в которых происходят физико-химические процессы, реакции.

Так в основном все методы анализа применяются в тех случаях, когда требуется определить интервалы температур, при которых нефть будет реагировать с закачиваемым кислородом, а также для того, чтобы связать протекание реакций с фракциями нефти исследуемого образца.

Отличия заключаются в измерениях, и в ТГА регистрируют изменения массы образца в зависимости от его температуры.

В ДТА, как и в ДСК – разность температур образца и эталона при нагревании или охлаждении с определенной скоростью. Но в ДТА измеряют разность температур между пробой и эталоном, тогда как в ДСК температуры пробы и эталона поддерживают одинаковой, обычно равной нулю, и контролируют разницу в необходимой для этого мощности нагрева.

ЛИТЕРАТУРА

1. Термический анализ. Ч. 1: Методы термического анализа / В.И. Ивлев, Н.Е. Фомин, В.А. Юдин [и др.]. – Саранск: Изд-во Мордов. ун-та, 2017. – 44 с.

2. Бетелин В.Б. Моделирование химических реакций окисления и горения углеводородов при добыче нефти с закачкой в пласт воздуха /

ГБОУ ВО АГНИ

Бетелин В.Б., Юдин В.А., Королёв А.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. – 161 с.
3. Макарова И.А., Лохова Н.А. Физико-химические методы исследования строительных материалов: учеб. пособие. – 2-е изд. перераб. и доп. – Братск: Изд-во БрГУ, 2011. – 139 с.

УДК 622.276

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ НА КОЛЛОИДНУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ НЕФТИ

THE STADY OF INFLUENCE OF SURFACTANT-POLYMER COMPOSITION ON THE COLLOID STABILITY OF OIL

Л.Р. Шайхразиева, Р.Р. Салихов
(Laisan I. Shaihrazieva, Radmir R. Salihov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье на примере Вишнево-Полянского месторождения, которое характеризуется неоднородностью пластовой системы, рассмотрены методы физико-химического воздействия для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. Изучено влияние ПАВ-полимерных композиций на коллоидную устойчивость исследуемой нефти.

The article discusses methods of physicochemical effects on hard-to-recover oil reserves. As an example, the Vishnevo-Polyanskoye field was used, which is characterized by heterogeneity of the reservoir system. The effect of surfactant-polymer compositions on the colloidal stability of the studied oil was studied.

Ключевые слова: *трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть, ПАВ-полимерная композиция, коллоидная устойчивость нефти.*

Key words: hard-to-recover reserves*, high-viscosity oil, surfactant-polymer (SP) composition, colloidal stability of oil.*

Для нефтегазовой промышленности в последнее время характерно ухудшение структуры запасов нефти. Доля трудноизвлекаемых запасов с каждым годом растет, поэтому актуальным является разработка технологий, направленных на увеличение коэффициента извлечения нефти.

К трудноизвлекаемым запасам относятся нефти в низкопроницаемых коллекторах, тяжелые и высоковязкие нефти, а также остаточные обводненные запасы давно разрабатываемых месторождений, запасы мелких, низкодебитных, сложнопостроенных, удаленных от инфраструктуры месторождений, запасы залежей с аномальными температурами и пластовыми давлениями и др. [1]

ГБОУ ВО АГНИ

Вишнево-Полянское месторождение высоковязкой нефти можно охарактеризовать как многопластовое со сложным геологическим строением, с залежами нефти, сосредоточенными в карбонатных и терригенных отложениях.

Объектом исследования являются отложения бобриковско-радаевский горизонта, которые представлены переслаиванием песчаных пропластков с разделяющими их неколлекторами.

Исследование свойств коллектора [2] и состава нефти [3] Вишнево-Полянского месторождения позволили выявить неоднородность, характерную для пластовой системы объекта исследования.

С учетом использования индивидуального подхода для условий Вишнево-Полянского месторождения, обосновано применение ПАВ-полимерного воздействия. Разработаны составы на минерализованной воде, состоящего из ПАА с добавлением неионогенного ПАВ (НПАВ), и на пресной воде, состоящего из биополимера с добавлением комплексного ПАВ. Предварительно определялись физико-химические свойства ПАВ: величина межфазного натяжения на границе с нефтью и адсорбция [4].

Реологические исследования ПАВ-полимерных композиций выполнялись с использованием ротационного вискозиметр Rheotest RN4.1 при температуре 20-40 ºС и в интервале скорости сдвига от 0 до 700 $с^{-1}$. На основе комплекса экспериментальных исследований установлено, что добавление к раствору биополимера катионсодержащего комплексного ПАВ и бактерицида в диапазоне температур 20-30 ºС и интервале скорости сдвига от 0 до 100 $с^{-1}$ обеспечивает сохранение вязкоупругих свойств композиции.

Для определения влияния разработанных ПАВ-полимерных композиций на коллоидную устойчивость нефти проводились исследования с использованием спектрофотометра Shimadzu UV-1800.

Проводилась съемка верхнего и нижнего слоя пробы нефти после взаимодействия с ПАВ-полимерными композициями, концентрация которых варьировалась от 2% до 14% (рис.1).

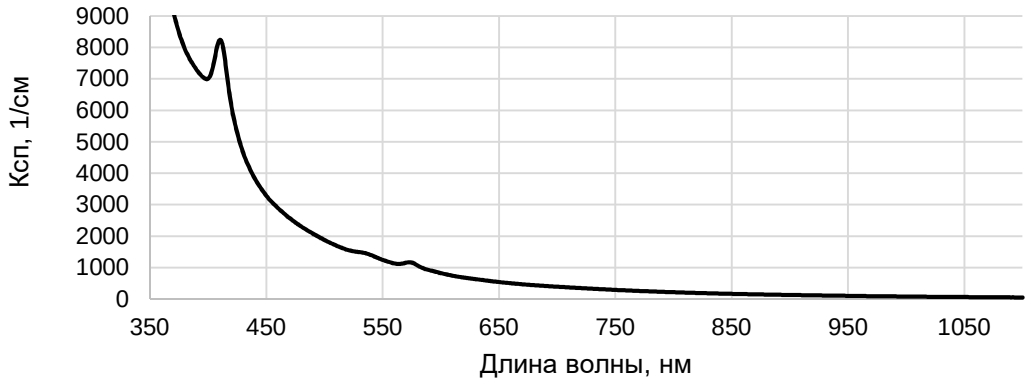
В соответствии с формулой (1) определялся коэффициент коллоидной устойчивости нефти [5,6]:

$$К_{410} = \frac{К_{сп\ ВС}}{К_{сп\ НС}} \quad (1)$$

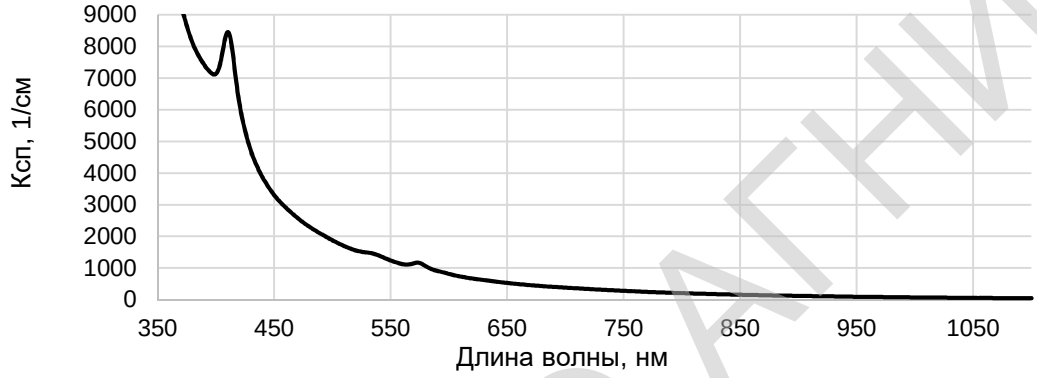
где $К_{сп\ ВС}$ – коэффициент светопоглощения верхнего слоя пробы нефти при длине волны 410 нм;

$К_{сп\ НС}$ – коэффициент светопоглощения нижнего слоя пробы нефти при длине волны 410 нм.

ГБОУ ВО АГНИ



а



б

Рисунок 1 – Зависимость коэффициента светопоглощения проб высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения после взаимодействия с 4% нефтевытесняющей композицией на минерализованной воде: верхний слой (а), нижний слой (б)

Таким образом, в результате исследований установлено, что ПАВ-полимерные композиции на минерализованной и пресной воде не оказывают значительного влияния на коллоидную устойчивость добываемой нефти (коэффициент коллоидной устойчивости изменяется от 0,8 до 1,3).

Работа выполнена в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по Соглашению о предоставлении субсидии №14.610.21.0019 от 23.10.2017 по теме «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть», уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти: учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2013. – 310 с.

2. Шайхразиева Л.Р., Орехов Е.В., Аленькин Д.А. Применение томографических исследований керна для обоснования применения

ГБОУ ВО АГНИ

ПАВ в технологиях увеличения нефтеизвлечения // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. - №2 (18). – С. 43-54.
3. Хисамов Р.С., Гуськова И.А., Шайхразиева Л.Р., Насыбуллин А.В. Изучение динамики состава подвижной части остаточных запасов нефти бобриковско-радаекского горизонта Вишнево-Полянского месторождения на основе хроматографических исследований // Нефтяное хозяйство. – 2019. - №8. – С. 118-121.
4. Гуськова И.А., Шайхразиева Л.Р. Анализ результатов экспериментальных исследований физико-химических параметров растворов поверхностно-активных веществ на основе минерализованной и пресной воды // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. - №2 (18). – С. 163-173.
5. Ибрагимов, Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова. – М.: Нефтяное хозяйство, 2010. – 240 с.
6. Пат. 2654348 Российская Федерация, МПК C09G 33/04, G01N 33/26, E21B 43/22. Методика исследования отрицательного влияния химических реагентов на смежные технологии / Гуськова И.А., Гумерова Д.М., Храмушина И.М., Шайдуллин Л.К.; заявитель и патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт». - №2016131557; заявл. 01.08.16; опубл. 06.02.16, Бюл. №4. – 13 с.

УДК 622.276.6

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОТЛОЖЕНИЯ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИХ ДОБЫЧИ

EVALUATION OF THE POSSIBILITY OF APPLICATION OF SOLVENTS FOR INFLUENCE ON SEDIMENTS OF BITUMINOUS OIL IN ORDER TO INCREASE THE EFFICIENCY OF THEIR PRODUCTION

А.И. Шамеев
(A.I. Shameev)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.т.н., доцент кафедры РиЭНГМ Д.Р. Хаярова

В работе приведены результаты исследования оптических свойств битуминозной нефти с композициями растворителей. В ходе лабораторных экспериментов была определена оптимальная композиция растворителя, способствующая повышению эффективности извлечения битуминозной нефти.

ГБОУ ВО АГНИ

The article presents the results of a study of the optical properties of bituminous oil with solvent compositions. In the course of laboratory experiments, the optimal solvent composition was determined, contributing to an increase in the efficiency of extraction of bituminous oil.

Ключевые слова: *растворитель, композиция, спектрофотометрия, оптическая плотность, содержание асфальтенов.*

Key words: *solvent, composition, spectrophotometry, optical density, asphaltene content.*

В условиях завершающей стадии разработки месторождений нефти особое внимание уделяется вовлечению в процесс добычи неохваченных участков активно разрабатываемых залежей и рассмотрению возможности добычи углеводородного сырья из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, что может быть обеспечено за счет применения технологий, базирующихся на прогреве продуктивного пласта путем закачки пара, и, как следствие, снижения вязкости добываемой продукции. Эффективность таких методов значительно увеличивается при использовании комплексных технологий, включающих, наряду с термовоздействием, применение растворителей.

Растворители, закачиваемые в участок пласта, позволяют растворять все компоненты, содержащиеся в поровом пространстве. Одной из проблем применения растворителей в данных целях является возможность выпадения асфальтенов и кольматация порового пространства, что может привести к появлению осложнений при извлечении нефти. К эффективным методам контроля процесса осаждения асфальтенов можно отнести метод спектрофотометрии [1].

В работе рассмотрены результаты лабораторных экспериментов по исследованию оптических свойств битуминозной нефти с композициями растворителей, в состав которых входит толуол, РПН, нефрас в различных концентрациях. Данные растворители были выбраны после тестовых исследований влияния РПН, толуола, нефраса и четыреххлористого углерода на выпадение асфальтенов в нефти, подвергаемой воздействию. Были получены следующие результаты: В растворе нефти с четыреххлористым углеродом концентрация асфальтенов составила 4,18%, с РПН – 5,17%, а с толуолом и нефрасом соответственно 6,25% и 6,54%, что близко к содержанию асфальтенов в контрольной пробе.

С целью разрушения эмульсии на начальном этапе извлечения нефти, в композицию растворителей дополнительно добавлялся деэмульгатор ПАВ Неонол АФ 9-12.

Для определения наиболее эффективного состава растворителя, проводились исследования, объектом которых была проба

ГБОУ ВО АГНИ

битуминозной нефти со скважины №1. Определялся коэффициент светопоглощения нефти с композициями растворителей при длине волны 630 нм. Полученное значение накладывалось на заранее приготовленную калибровочную кривую зависимости концентрации асфальтенов от коэффициента светопоглощения.

Рисунок 1 - Изменение содержания количества асфальтенов в нефти скважины №1 при взаимодействии с композицией растворителя

Для подбора универсального растворителя проведены оптические исследования по влиянию разных композиций на нефти с трех скважин, результаты которых представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Влияние композиции растворителей на изменение коэффициента светопоглощения битуминозной нефти при температуре 20˚С

№ скважины	Дата отбора	Концентрация асфальтенов, %						
		В контрольной пробе	В композиции №7		В композиции №9		В композиции №10	
			Конц. асфальтенов, %	Выпадение %	Конц. асфальтенов, %	Выпадение %	Конц. асфальтенов, %	Выпадение, %
№1	06.06.18	4,94	4,84	0,1	4,84	0,1	**4,91**	**0,03**
	13.06.18	4,39	3,73	0,66	**4,18**	**0,21**	4,09	0,3
	26.06.18	4,31	**4,24**	**0,07**	3,74	0,57	3,54	0,77
№2	06.06.18	4,54	3,77	0,77	**4,2**	**0,34**	3,76	0,78
	13.06.18	4,29	**3,98**	**0,31**	3,71	0,58	3,66	0,63
	26.06.18	4,26	3,89	0,37	3,52	0,74	**4,2**	**0,06**
№3	06.06.18	3,95	3,78	0,17	**3,92**	**0,03**	3,56	0,39
	26.06.18	4,22	3,52	0,7	3,55	0,67	**4,03**	**0,19**

ГБОУ ВО АГНИ

В результате анализа исследований оптических свойств битуминозной нефти при взаимодействии с композициями растворителей, отмечено, что:

- наилучшим образом при растворении асфальтенов нефти со скважины %1 показала себя композиция растворителя №10. Наибольшее выпадение асфальтенов наблюдается при воздействии нефти с композицией №6.
- при взаимодействии композиций растворителей с нефтями, добытыми с разных скважин, наблюдается, что композиции №7, №9 и №10 способствуют удержанию асфальтенов во взвешенном состоянии.

Необходимы дальнейшие комплексные лабораторные исследования для выбора композиции растворителя с учетом результатов оценки реологических свойств нефти и ее компонентного состава.

ЛИТЕРАТУРА

1. Якубов, М.Р. Фотоколориметрический метод контроля осаждения асфальтенов при вытеснении природных битумов растворителями на основе легких н-алканов [Текст] / М.Р. Якубов, С.Г. Якубова // Вестник технологического университета. - 2013. – №3. – С.128-131.

УДК 622.245.54-047.44

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

ANALYSIS OF BOTTOM-HOLE FORMATION ZONE CLEANING TECHNOLOGIES

Е.А. Шефер
(Evgeny A. Shefer)
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
(National Research Tomsk Polytechnic University)
Научный руководитель – старший преподаватель ОНД Ю.А. Максимова

В статье раскрывается проблема загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП). Данное явление зачастую свойственно месторождениям, эксплуатирующимся на поздней стадии разработки. Существует множество причин, способствующих снижению проницаемости призабойной зоны. Для поддержания темпов извлечения нефти и газа необходимо применять современные эффективные методы обработки ПЗП.

The article describes the problem of contamination of the bottom-hole formation zone. This phenomen is peculiar for fields at a late stage of development. There are many reasons why bottom-hole zone permeability is reduced. To maintain the oil and gas rate of recovery, it is necessary to apply modern effective methods of bottom hole treatment.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *призабойная зона пласта, обработка, проницаемость, продуктивность.*

Key words*: bottom-hole formation zone, treating, conductivity, producibility.*

В процессе разработки и эксплуатации месторождений возникает множество проблем, таких как падение темпов извлечения нефти и износ оборудования. Чтобы решить эти проблемы, нужно развивать технологии повышения извлечения флюидов, а также усовершенствовать методы добычи горючих ископаемых. Одна из самых актуальных причин снижения темпов добычи является загрязнение призабойной зоны пласта. Это явление особенно характерно для объектов, эксплуатирующихся на поздней стадии разработки.

В.М. Зайцев, Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин в своей работе [1] поясняют, что ПЗП - важнейшее место в системе взаимодействия пласта со скважиной. Дебит или расход напрямую зависит от продуктивности ПЗП. Соответственно, можно сделать вывод, что состояние ПЗП значительно влияет на гидродинамическую связь скважины с пластом и определяет фильтрацию флюида. Поэтому, поддержание призабойной зоны в «чистом» состоянии является важной технологической операцией.

Состояние ПЗП определяется по результатам гидродинамических исследований скважины. Предпосылками для применения мер по улучшению фильтрационной характеристики ПЗП может служить: наличие положительного скин-фактора (параметр, характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюида); снижение коэффициента продуктивности скважины относительно скважин с одинаковыми геологическими условиями, находящихся неподалёку; уменьшение коэффициента проницаемости в ПЗП по отношению к данным прошлых исследований.

Основные причины снижения проницаемости в призабойной зоне обусловлены физико-химическими свойствами добываемой жидкости (характерно для высоковязкой и высокопарафинистой нефти), геологической характеристикой продуктивного пласта, а также гидромеханической закупоркой фильтрационных каналов при проведении технологических операций. К таким операциям можно отнести глушение или освоение скважины с использованием промывочной жидкости и жидкости глушения, перфорацию, гидроразрыв пласта и длительную эксплуатацию.

Процессу загрязнения пласта способствует снижение пластового давления, в результате которого с жидкостью глушения происходит более глубокое проникновение механических примесей в пласт.

При смешивании пресной и пластовой вод, обладающей большей минерализацией, возможно образование нерастворимых осадков, а именно солей. Данный процесс протекает при определённых условиях:

ГБОУ ВО АГНИ

несовместимости закачиваемой и пластовой вод и низкой температуре пласта. Таким образом, необходимо следить за качеством закачиваемой воды в пласт: содержание нефти в воде не более 100 мг/л; содержание твёрдых частиц не более 50 мг/л и размером менее 5 мкм; содержание кислорода менее 0,1 мг/л [2].

На ПЗП негативно сказывается взаимодействие некоторых минералов с пресной водой. Происходит перераспределение зёрен и образуются новые минералы, перекрывающие фильтрационные каналы.

Так как нефть, газ и вода имеют разные поверхностные натяжения, попадание воды в пористую среду может привести к образованию «преграды», которая будет препятствовать фильтрации флюида.

Содержание илистых частиц в воде, закачиваемой в пласт для поддержания пластового давления, существенно загрязняет ПЗП, снижая проницаемость более, чем в 10 раз.

Нужно иметь ввиду, что глинистые пропластки, находящиеся в продуктивном пласте, при взаимодействии с водой набухают. В следствии этого происходит закупорка пор и трещин.

Неспособность коллекторских пород сопротивляться фильтрационному размыву при эксплуатации скважины становится причиной разрушения скелета пласта и поступления песчаных частиц на забой. Тяжелые частицы осаждаются, в результате чего образуется песчаная пробка, перекрывающая интервал перфорации.

Исходя из исследований О.Б. Качалова и С.Н. Назарова, можно сказать, что песчаная пробка оказывает значительное влияние на производительность скважины. Анализируя расчётные данные, видно, что даже если проницаемость пробки в 100 раз больше проницаемости пласта и перекрыто всего 60% перфорации, то производительность газовой скважины снижается до 48% [3].

Немаловажную роль в загрязнении ПЗП играют свойства добываемой жидкости. Наличие в нефти смол и парафинов может привезти к образованию асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне. Данное явление возможно при понижении пластовой температуры в результате длительной эксплуатации или закачки воды в пласт. Содержание в нефти сероводорода приводит к коррозии оборудования, продукты которой загрязняют ПЗП.

Газовым скважинам свойственно образование гидратов в ПЗП при возникновении определенных термобарических условий.

Биологический фактор также имеет место быть, так как продукты жизнедеятельности организмов нарушают гидропроводность ПЗП.

Таким образом, существует масса причин, влияющих на проницаемость призабойной зоны. При выборе метода воздействия на ПЗП нужно учитывать гидромеханические, термохимические, физико-химические и биологические факторы.

Традиционные методы воздействия на ПЗП можно классифицировать по явлениям, происходящих в процессе обработки:

ГБОУ ВО АГНИ

химические, тепловые, физические и механические. Химическая обработка применяется в случаях ухудшения проницаемости из-за отложения растворимых соединений, таких как соли, продукты коррозии и т.п. Плавиковая (HF) и соляная (HCl) кислоты считаются эффективным средством борьбы с загрязнениями, вследствие чего часто применяются на практике. При наличии АСПО в призабойной зоне применяются тепловые методы. Они основаны на обработке ПЗП горячей нефтью, водой или паром, а также применяются глубинные электронагреватели. В случае необходимости создания в призабойной зоне новых трещин с целью задействования отдалённых зон пласта применяют механическое воздействие (ГРП, перфорация). Для удаления твёрдых мелкодисперсных частиц и остаточной водонасыщенности применяют физические методы (акустический, вибрационный).

Так как данные технологии используются на протяжении многих лет, в статье будет рассмотрен более современный подход к воздействию на призабойную зону, обладающий большей эффективностью.

Рассмотрим комплексный подход к обработке ПЗП. При стандартном методе проведения кислотных обработок в основном применяется раствор соляной (12% HCl) и грязевой (12% HCl + 3% HF) кислот. Обычно выбор раствора для обработки ПЗП производится с учётом прошлых практик [4].

Эксперимент по стандартной химической обработки был произведён на 143 скважинах, из которых 64 добывающие и 79 нагнетательные. Опыт проходил на месторождениях, находящихся на третьей стадии разработки. По результатам анализа был сделан вывод, что эффективность такой обработки не выше 50% для нагнетательных скважин, а для добывающих составляет всего 40%. Низкую эффективность данного метода можно объяснить: малым изучением фильтрационных и петрофизических свойств пласта; не рассмотрением причин и характера загрязнения; неправильным подбором реагентов.

Для проведения эффективной комплексной обработки нужно составить дизайн очистки ПЗП, состоящий из трёх этапов. На первом этапе важно выяснить, необходима ли операция в данных условиях. Для этой цели производят анализ информации о первичном вскрытии пласта, рассматриваются темпы изменения пластового давления и геолого-технические мероприятия, проводимые со скважиной. На основе данных ГДИС оценивается проницаемость и степень загрязнения ПЗП. На втором этапе подбираются реагенты, определяются необходимые объёмы и концентрации, а также определение очерёдности их закачки. Чтобы правильно подобрать реагенты необходимо знать литологический состав пласта-коллектора, состав загрязняющего вещества, примерный радиус загрязнения и пластовую температуру. Третий этап заключается в формировании дизайна обработки, который включает все стадии технологических операций. Важно учитывать максимальное допустимое

давление, чтобы избежать разрушения подземного оборудования скважины.

На основе данного плана была разработана и апробирована процедура обработки ПЗП на терригенных породах. На первой стадии производилась подготовка породы ПЗП, а именно вытеснение из нее углеводородов путём закачки ароматических растворителей. Затем вытеснялась остаточная водонасыщенность вглубь пласта раствором поверхностно активных веществ (ПАВ). На второй стадии последовательно закачивали раствор соляной и грязевой кислот для восстановления проницаемости. При обработке терригенных коллекторов в основном используют грязевую кислоту. Данная кислота содержит в своем составе соляную кислоту и плавиковую, которая способна растворять кварц и соединения кремния, являющиеся основными компонентами терригенного коллектора и, одновременно, основным материалом, снижающим проницаемость ПЗП. В случае высокой карбонатизации рекомендуется отказаться от использования грязевой кислоты, так как при взаимодействии плавиковой кислоты с карбонатами будет происходить выпадение фторида кальция.

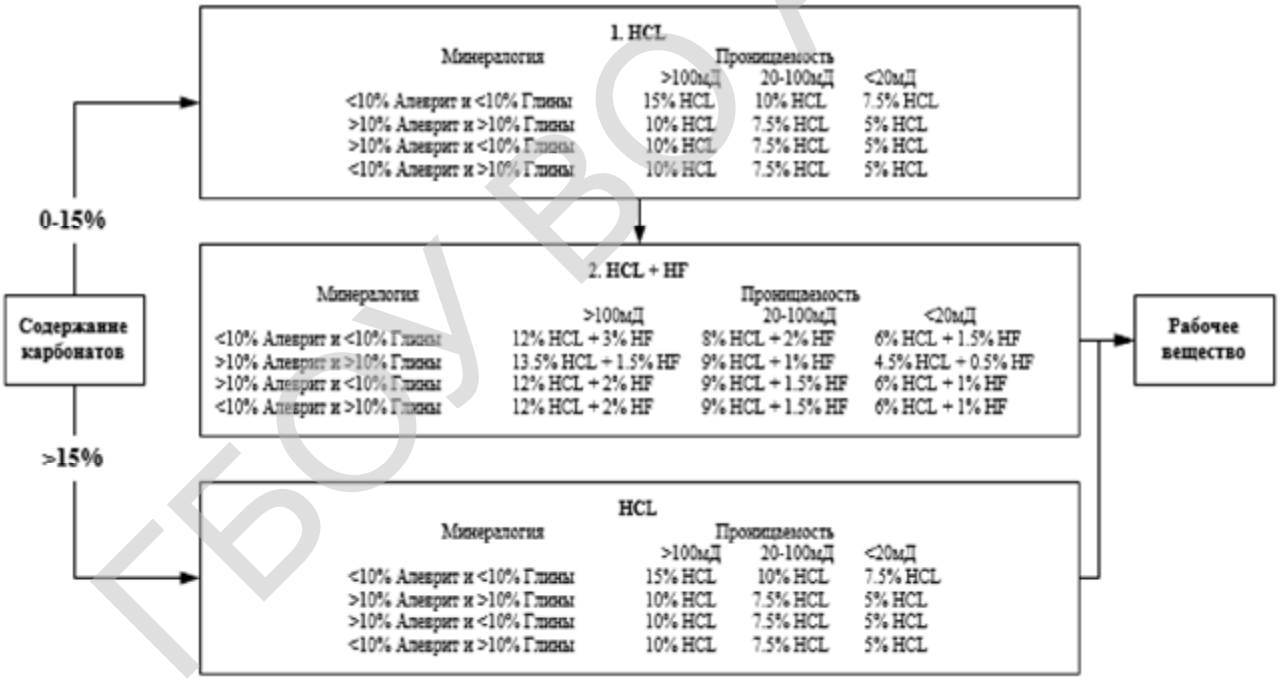


Рисунок 1 – Подбор кислоты и её концентрации [4]

В случае же малого процентного содержания карбонатов целесообразно закачивать в пласт между соляной и грязевой кислотами буферную жидкость, содержащую ПАВ, для усиления эффекта. Во избежание повреждения оборудования скважины в рабочую жидкость могут добавляться ингибиторы коррозии. На заключительной стадии производилась закачка растворов ПАВ, чтобы предотвратить изменение

ГБОУ ВО АГНИ

смачиваемости и фазовой проницаемости породы, а также вытеснить продукты реакции из ПЗП вглубь пласта.

Комплексный подход был опробован на 331 скважине, 93 из которых добывающие и 231 нагнетательные. В итоге эффективность комплексной обработки ПЗП для добывающих скважин увеличилась до 79%, а для нагнетательных до 91%.

Таким образом загрязнение призабойной зоны пласта является достаточно серьёзной проблемой при разработке месторождений, находящихся на поздней стадии. В связи с этим, для эффективной эксплуатации скважин нужно производить технологические мероприятия по очистке ПЗП. Перед выбором технологии воздействия, для достижения наилучшего эффекта, необходимо качественно изучить геолого-физические характеристики пласта и физико-химический состав флюида, а также выяснить причины засорения ПЗП. После проведения анализа следует разработать комплексный подход к решению проблемы, который может содержать комбинацию из нескольких технологий. Это позволит увеличить проницаемость ПЗП и продлить срок эксплуатации скважины. Стоит отметить, что не существует технологий воздействия на призабойную зону, имеющих 100% результат. Это объясняется тем, что при расчётах используют усреднённые значения таких параметров, как пористость, проницаемость и т.п. В реальности строение продуктивных пластов гораздо сложнее.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зайцев В.М., Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1988. – 302 с.

2. Тома А. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / Тома А., Саюк Б., Абиров Ж., Мазбаев Е. // Территория «НЕФТЕГАЗ». - 2017. - № 7–8. - С. 58–67.

3. Назаров С.Н., Качалов О.Б. Приток газа к скважине с песчаной пробкой на забое // Изв. вузов. Нефть и газ. - 1966. - № 2. - С. 51–55.

4. Петров И.А., Азаматов М.А., Дрофа П.М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. - 2010. - № 1(33). - С. 7-10.

ГБОУ ВО АГТИ

УДК 622.276.1/4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТОЧНИКА ОБВОДНЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И ПОИСК ВОЗМОЖНЫХ НАРУШЕНИЙ В КОЛОННЕ НА ОСНОВЕ ИЗОТОПНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

DETERMINATION OF WATER INFLUX SOURCE IN PRODUCTION WELLS AND SEARCH OF CASING INTEGRITY PROBLEMS BASED ON ISOTOPIC SURVEY OF RESERVOIR WATER

М.С. Шипаева, И.И. Багманов, В.А. Судаков
(M. S. Shipaeva, I. I. Bagmanov, V. A. Sudakov)
Институт геологии и нефтегазовых технологий, К(П)ФУ
(Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University)
Научный руководитель – д.г-м. н., профессор Д.К. Нургалиев

С целью определения источника поступающей воды в добывающие скважины и возможных нарушений в колонне, обусловленных заколонной циркуляцией, для последующего оперативного вмешательства в работу скважин, исследуется изотопный состав добываемой воды. Для этого используется высокоточное оборудование.

In order to determine the source of water in production wells and possible leakage in the column for subsequent surgical intervention in the operation of the wells, the isotopic composition of the produced water is studied. For this, high-precision equipment is used.

Ключевые слова: *изотопные исследования, источник обводнения, состав пластовых вод, оптимизация разработки.*

Key words*: isotopic survey, source of water flooding, deposit water composition, development optimization.*

Отсутствие своевременной информации о целостности эксплуатационной колонны и источника поступления воды в скважины мешает оптимальному процессу разработки многопластовых месторождений.

На уровне состава пластовой воды возможно приурочить ее к тому или иному объекту разработки. Для этого выделяют определённые характеристики каждого объекта при помощи скважин, работающих на один определённый горизонт, называемых опорными. Далее на скважинах, работающих на несколько пластов, определяется источник поступления воды.

Предлагается проводить изотопные исследования, включающие в себя определение изотопов водорода и кислорода [1].

Для определения изотопного состава водорода образцов воды используется изотопный масс-спектрометр Delta V Plus (ThermoFisher Scientific, Германия) с приставкой GasBench II в режиме постоянного

ГБОУ ВО АГНИ

потока (рисунок 1). Позволяет определять соотношение стабильных изотопов легких элементов: H/D, 13C/12C, 15N/14N, 18O/16O, 34S/32S.

В качестве опорных скважин было исследовано 26 скважин, работающих на тульские, бобриковские, турнейские и башкирские пласты изолированно и 8 скважин, работающих одновременно на 2 объекта (таблица 1).

Рисунок 1 – Изотопный масс-спектрометр Delta V Plus

Таблица 1 – Исследуемые скважины

№ п/п	Скважина	Пласт	Тип
1	3769	тульский	Опорная
2	2775	тульский	Опорная
3	3772	тульский	Опорная
4	2777	тульский	Опорная
5	3829	бобриковский	Опорная
6	3822	бобриковский	Опорная
7	3830	бобриковский	Опорная
8	2870	бобриковский	Опорная
9	3775	бобриковский	Опорная
10	3820	турнейский	Опорная
11	3835	турнейский	Опорная
12	2798	турнейский	Опорная
13	2851	турнейский	Опорная
14	3777	турнейский	Опорная
15	3786	турнейский	Опорная
16	2905	турнейский	Опорная
17	2788	башкирский	Опорная
18	604	башкирский	Опорная
19	599	башкирский	Опорная
20	2791	башкирский	Опорная
21	2808	башкирский	Опорная
22	2812	башкирский	Опорная
23	3784	башкирский	Опорная
24	3819	башкирский	Опорная
25	3796	башкирский	Опорная
26	2862	башкирский	Опорная

ГБОУ ВО АГНИ

27	3802	турнейский + башкирский	Исследуемая
28	3780	турнейский + башкирский	Исследуемая
29	3788	турнейский + башкирский	Исследуемая
30	3787	турнейский + башкирский	Исследуемая
31	3799	турнейский + башкирский	Исследуемая
32	3782	турнейский + башкирский	Исследуемая
33	3783	турнейский + башкирский	Исследуемая
34	3833	турнейский + башкирский	Исследуемая

В результате исследований, можно проследить следующие закономерности (рисунок 2):

1) **башкирская вода** по соотношению изотопов H/D однозначно отделяется от вод из бобриковских и частично турнейских отложений (с водами Турнейского яруса имеются пересечения границ);

2) **турнейская вода** однозначно отделяется от башкирской пониженным соотношением указанных изотопов.

Рисунок 2 – Соотношение изотопов H/D. Опорные скважины

Следующий этап исследований заключался в установлении основного источника обводнения в многопластовых скважинах. Данные скважины рассматривались группами в зависимости от перфорации. Рассмотрим одну из таких групп, скважины, имеющие перфорацию на Башкирский и Турнейский пласты (таблица 1).

Из рассмотренных 8 исследуемых скважин, выбиваются скважины 3802 (2 замера в разное время) и 3833 в которых соотношение изотопов близкое скорее к значениям Турнейского яруса. Вода из этих скважин, судя по данным показателям, принадлежит Турнейскому ярусу (рисунок 3). А в скв. 3780 наблюдаемый показатель находится в приграничных значениях изотопов. Вероятнее предполагать, что источником обводнения является смесь воды Турнейского и Башкирского ярусов.

В результате проведенных исследований показана перспектива использования состава попутно добываемой воды как естественного трассера, для установления возможных нарушений в колоне или определения источника обводнения. Для большей однозначности выбора необходимо проводить сразу несколько видов исследований и

ГБОУ ВО АГНИ

помимо изотопного состава воды смотреть ее химический компонентный состав, изменяющийся в процессе разработки [2,3,4].

Рисунок 3 –Соотношение изотопов H/D. Опорные скважины

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев Ф.А., Готтих Р.П., Сааков С.А., Соколовский Э.В. Радиохимические и изотопные исследования подземных вод нефтегазоносных областей СССР. - М.: Недра, 1975. – 271 с.

2. Самтанова Д.Э., Комплексное изучение химического состава пластовых вод нефтяных месторождений Республики Калмыкия // Вестник СПбГУ. Сер. 4. - 2014. - Вып. 1. – С. 120 –125.

3. Навроцкий О.К. Сравнительный гидрохимический анализ вод месторождений нефти и газа в пределах крупных геоструктурных элементов / Навроцкий О.К., Доценко А.М., Логинова М.П., Бричиков Н.Г. // Геология, география и глобальная энергия. - 2012. - № 4 (47). - С. 36-44.

4. Леонтьева Е.Н. Изменение химического состава попутно добываемых вод нефтяных месторождений верхнекамской нефтеносной области под влиянием разработки // Перспективы науки. - 2015. - № 2(65). – С. 7-10.

УДК 550.3

РАСЧЁТ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ ПРИ ПРОМЫВКЕ СКВАЖИНЫ

MODELLING OF HEAT TRANSFER DURING WELL FLUSHING

А.С. Шпар

(A.S. Shpar)

Башкирский Государственный Университет

(Baskir State University)

Научный руководитель – д.т.н., профессор кафедры геофизики А.Ш. Рамазанов

В описанной работе производится расчёт теплового поля в скважине и околоскважинной зоне. Задача обмена теплотой между встречными потоками и окружающей средой решается численно и

ГБОУ ВО АГНИ

аналитически. На основе полученного решения строится пользовательская программа.

In the described work the thermal field in the well and the proximity zone is calculated. The problem of heat exchange between the counterflows and the environment is solved numerically and analytically. Based on the solution obtained a user program is written.

Ключевые слова: *промывка скважины, промывочный агрегат, газогидратная пробка, теплообмен в скважине.*

Key word: *well flushing, working fluid, gas hydrate plug, heat transfer in the well.*

Одна из наиболее распространённых процедур в случае возникновения газогидратных пробок, аномально высоких температур в скважине или добычи высоковязких нефтей это – использование термодинамического воздействия промывочного агрегата (газа, воды, нефти или бурового раствора). Однако предварительная оценка влияния промывки производится крайне редко. Чтобы использовать этот метод наиболее эффективно необходимо знать, каким образом происходит теплообмен в скважине.

Данная работа направлена на получение теоретических данных о теплообмене между двумя, движущимися во встречном направлении, потоками и окружающей средой.

Постановка задачи выглядит следующим образом:

$$c_m G \frac{dT_d}{dz} = h_t(T_a - T_d)$$

$$-c_m G \frac{dT_a}{dz} = -h_t(T_a - T_d) + h_a\left(T_f - T_a\right)$$

$$T_d|_{z=0} = T_{d0}$$

$$T_d|_{z=H} = T_a|_{z=H}$$

$$T_f = T_0 + \Gamma z$$

Аналитический вид решения:

$$T_d(z) = C_1 e^{\lambda_1 z} + C_2 e^{\lambda_2 z} + T_0 + \Gamma z - B\Gamma$$

$$T_a(z) = B\lambda_1 C_1 e^{\lambda_1 z} + B\lambda_2 C_2 e^{\lambda_2 z} + B\Gamma + T_d(z)$$

где

$$\lambda_{1,2} = \frac{h_a}{2Bh_t} \pm \frac{1}{2B}\sqrt{\left(\left(\frac{h_a}{h_t}\right)^2 + 4\frac{h_a}{h_t}\right)}$$

$$C_1 = -\frac{(T_{d0} + B\Gamma - T_0)\lambda_2 e^{\lambda_2 H} + \Gamma}{\lambda_1 e^{\lambda_1 H} - \lambda_2 e^{\lambda_2 H}}$$

$$C_2 = \frac{(T_{d0} + B\Gamma - T_0)\lambda_1 e^{\lambda_1 H} + \Gamma}{\lambda_1 e^{\lambda_1 H} - \lambda_2 e^{\lambda_2 H}}$$

ГБОУ ВО АГНИ

На основе приведённого решения создана пользовательская программа, упрощающая предварительный расчёт влияния промывки скважины в зависимости от физических параметров скважины и горной породы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. – М.: Энергия, 1977. – 344 с.

2. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 238 с.

3. Zazovsky A., Haddad S. and Tertychnyi V. Thermal History Reconstruction and Estimation of Formation Temperature Using Wireline Formation Tester Measurements. – SPE 92263, 2005.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.244

ПРОВЕДЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ВНЕДРЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ НАСОСОВ В СКВАЖИНАХ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ В УСЛОВИЯХ НГДУ «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ»

CARRYING OUT TECHNOLOGICAL PROCESS OF INTRODUCTION OF SPECIAL PUMPS IN WELLS WITH SAND OCCURRENCES IN CONDITIONS OF NGDU « AZNAKAEVSKNEFT»

Р.Р. Абдураманова, М.В. Лебедева
(R.R. Abdurakhmanov, M.V. Lebedeva)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – профессор А.Р. Шайдуллина

Пескопроявление является частой проблемой, встречающейся на месторождениях. На нефтяных залежах пескопроявление является причиной, приводящей к значительному количеству подземных и капитальных ремонтов и выходом скважин из эксплуатации. В результате пескопроявлений возникают такие осложнения, как образование песчаных пробок, образование эрозии внутрискважинного и наземного оборудования, что приводит к значительным финансовым затратам. Для решения данной задачи на практике существует много способов борьбы с песком: прямая и обратная промывки, оборудование «Пескобрей», использование гидрожелонки и т.д.

Sand formation is a common problem encountered in the fields. In oil fields, sand formation is the cause that leads to a significant number of underground and major repairs and the exit of wells from operation. As a result of sand occurrences, complications such as the formation of sand jams, the formation of erosion of downhole and ground equipment, which leads to significant financial costs. To solve this problem, in practice there are many methods of sand control: forward and back flushing equipment «Pescara», the use of gidrogelei etc.

Ключевые слова: *НГДУ «Азнакаевскнефть», насос с коротким цилиндром, штанговые глубинные насосы.*

Key words: *NGDU «Aznakaevskneft», pump with short cylinder, rod depth pumps.*

Пескопроявление является частой проблемой, встречающейся наистощённых месторождениях. На нефтяных залежах пескопроявление является причиной, приводящей к значительному количеству подземных и капитальных ремонтов и выходом скважин из эксплуатации. В результате пескопроявлений возникают такие осложнения, как образование песчаных пробок, образование эрозии внутрискважинного и

ГБОУ ВО АГНИ

наземного оборудования, что приводит к значительным финансовым затратам.

Проблема борьбы с выносом песка при эксплуатации скважин всегда считалась одной из важных проблем в нефтегазодобывающей отрасли. В процессе эксплуатации газонефтяных месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ), пласты которых представлены рыхлыми, слабосцементированными породами, происходит разрушение призабойной зоны пласта и поступление на забой скважины продуктов разрушения, что вызывает значительные осложнения. Устойчивость призабойной зоны скважин тесно связана с геолого-петрографической характеристикой разрабатываемых пластов и технологическим режимом добывающих скважин.

В условиях аномально низких пластовых давлений, свойственных месторождениям, находящимся на заключительной стадии разработки, и ПХГ, продукты разрушения скапливаются на забое, что приводит к образованию песчаных пробок, кольматации фильтров, а значит, и к резкому снижению добычи нефти и газа, увеличению трудовых и материальных затрат на проведение ремонтных работ.

Относительно причин возникновения пескопроявлений существуют разные точки зрения. Видно, что имеет место избирательный характер разрушения слабосцементированных песчаников, обусловленный образованием высокопроницаемых каналов вдоль трещин, развитых в продуктивном пласте по вертикали и вдоль плоскостей напластования слойков.

Одной из главных причин выноса песка из пласта могут явиться такие мероприятия как ОПЗ, ГРП и другие работы с пластами. Механические частицы, проходя через рабочие органы СШН, производят абразивную работу, являются основной причиной заклинивания плунжеров в цилиндре, обрыва штанг, отказа клапанных пар, забивают фильтр насоса.

Во многих вновь осваиваемых насосных скважинах значительное количество мехпримесей поступает из пласта только в первые дни эксплуатации. Основная масса отказов глубинно-насосного оборудования по засорению – порядка 80 %, приходится на вновь введенные скважины из бурения, после забуривания второго ствола, проведения работ с пластами и ГРП. В дальнейшем, при отработке скважины в определенный промежуток времени отказы по причине засорения на этих скважинах отсутствуют.

Для повышения надежности и ресурса работы в скважинах, продукция которых содержит механические примеси в концентрации свыше 0,1 г/л, а твердость песка в которых выше 5 баллов по Моосу необходимо применять меры по борьбе с пескопроявлениями.

Методы борьбы с пескопроявлениями условно делятся на технологические и механические. Технологические методы основаны на изучении механических свойств породы пласта в начальных условиях и

ГБОУ ВО АГНИ

их изменений при нарушении равновесного состояния термогидродинамической системы. В данном случае такое нарушение равновесия происходит при эксплуатации скважины. К технологическим методам можно отнести регулирование создаваемой депрессии на пласт в зависимости от напряжённого состояния пластов, ориентирование перфорации скважин, метод холодной добычи высоковязкой нефти и другие.

К механическим методам борьбы с пескопроявлениями относятся использование забойных фильтров, специальных хвостовиков в узле заканчивания скважин, различных песочных якорей, современных насосов, завихрителей, сеточных фильтров различной модификации, устройств гравитационной, центробежной и акустической сепарации, устанавливаемых у приёма насосной установки.

Анализ существующих способов борьбы с мехпримесями по группам показал, что вопросы защиты штанговых глубинных насосов до конца не решены. Несмотря на то, что для ШСН разработан огромный спектр пескозащитных устройств, в конструкциях которых реализован принцип многоступенчатой сепарации с использованием гидродинамических эффектов: разворота струй газожидкостной смеси, центробежного эффекта, ускорения потока со сменой направления течения, эффекта укрупнения газовых пузырьков мелких фракций с их последующей сепарацией.

На сегодняшний день насос с КЦ является наиболее эффективной (по соотношению затраты - эффект), но пока не распространенной технологией защиты скважины от вредного влияния механических примесей.

Штанговые скважинные насосные установки (ШСНУ) предназначены для подъема пластовой жидкости из скважины на дневную поверхность. Свыше 70% действующего фонда скважин оснащены глубинными скважинными насосами. С их помощью добывается в стране около 30% нефти.

Установка состоит из: привода, устьевого оборудования, насосных штанг, глубинного насоса, вспомогательного подземного оборудования, насосно-компрессорных труб. Привод предназначен для преобразования энергии двигателя в возвратно-поступательное движение колонны насосных штанг. Существует несколько типов приводов:

1. Станок качалка. Состоит из рамы, установленной на массивном фундаменте. На раме смонтированы: стойка, на которой с помощью шарнира укреплен балансир, имеющий на одном конце головку, на другом - шарнир, соединяющий его с шатуном. Шатун соединен с кривошипом, укрепленном на выходном валу редуктора. Входной вал редуктора посредством клиноременной передачи соединен с электродвигателем. Головка балансира соединена с колонной штанг с помощью канатной подвески.

ГБОУ ВО АГМУ

2. Цепной привод. Включает установленные на основании на единой раме корпус, двигатель и редуктор. В корпусе помещен механизм, преобразующий вращательное движение в возвратно-поступательное и включающий ведущую и ведомую звездочки, охваченные замкнутой тяговой цепью. Последняя связана с кареткой, соединенной с противовесом, установленным в направляющих корпуса, соединенным через связывающий элемент с узлом подвески штанг. Содержит механизм для отката привода от устья скважины. Каретка снабжена коническими подшипниками, а две оси каретки из четырех выполнены с эксцентриком. Привод дополнительно содержит соединенную с кареткой скалку со скобой с щеками и зевом, большим величины отклонения по вертикали одной звездочки относительно другой, с шириной щеки, обеспечивающей стабильность скалки от искривления при контакте с цепью, с конусной штангой и коническим подшипником, ближайшим к скобе большего размера и дальним от скобы меньшего размера.

3. Гидропривод. Полированный шток на устье скважины соединен со штоком гидроцилиндра через устьевую подвеску. Работа гидропривода осуществляется от насосной станции, установленной в укрытии, и контролируется интеллектуальной электронной системой управления. При подъёме колонны штанг и пластовой жидкости первая секция гидравлического насос-мотора нагнетает рабочую жидкость в штоковую полость гидроцилиндра. При этом полированный шток поднимается. В это время вторая секция насос-мотора подает рабочую жидкость через сливной фильтр и теплообменный аппарат. При опускании - поток рабочей жидкости из штоковой полости гидроцилиндра, под действием веса колонны насосных штанг, вытесняется и через мультипликатор заряжает пневмогидроаккумуляторы с азотом или через первую секцию реверсивного насос-мотора сливается в бак, при этом торможение электродвигателя контролирует ИЭСУ посредством частотного преобразователя (с функцией рекуперации), происходит вырабатывание электроэнергии.

Достоинствами ШСНУ является:

- простота ее конструкции;
- простота обслуживания и ремонта в промысловых условиях;
- удобство регулировки;
- возможность обслуживания установки работниками низкой квалификации;
- малое влияние на работу ШГНУ физико-химических свойств откачиваемой жидкости;
- высокий КПД;
- возможность эксплуатации скважин малых диаметров.

МРП - средняя продолжительность работы скважины в сутках между двумя последовательными ремонтами. Сокращение времени на

ГБОУВО АГНИ

подземные ремонты увеличивает межремонтный период эксплуатации скважин, что дает возможность не только сократить расходы на подземный ремонт, но и увеличить добычу нефти.

Расчет МРП производится ежемесячно за скользящий год по эксплуатационному фонду скважин, как по способам эксплуатации, так и по всему фонду. Расчет МРП производится по формуле:

$$МРП = \frac{T \times Ф \times Кэкс}{N}, \quad (1)$$

где: Т – календарное число суток за расчетный скользящий год (365 или 366); Ф – среднеарифметический фонд эксплуатационных скважин на начало и конец расчетного скользящего года; $К_{экс}$ – коэффициент эксплуатации за расчетный скользящий год; N – число ремонтов скважин с использованием подъемного агрегата.

Для добывающих скважин показатель N включает в себя текущие ремонты скважин, связанные с ревизией или заменой подземного оборудования (насос, НКТ и др.), за исключением:

- повторных ремонтов (скважина не проработала с момента запуска 48 часов);
- ремонтов, связанных со спуском оборудования в новые скважины;
- геолого-технических мероприятий, выполняемых на рабочих скважинах, не связанных с выходом из строя подземного оборудования;
- ремонтов по внедрению новой техники;
- ревизий устьевых арматур.

Для нагнетательных скважин показатель N включает в себя текущие ремонты, связанные с подземным оборудованием, и капитальные ремонты, выполняемые в стволе скважины.

Нами изучен опыт применения насоса с коротким цилиндром НГДУ «Азнакаевскнефть», изучены достоинства и недостатки применения данного насоса. Рассмотрена успешность внедрения насоса с КЦ.

В настоящее время на месторождениях НГДУ «Азнааевскнефть» очень хорошо применяется такая установка, как ШСНУ. Это обусловлено простотой конструкции, удобством регулировки, высоким КПД, и легкостью ремонта в промысловых условиях. В НГДУ «Азнакаевскнефть» впервые был внедрен насос с коротким цилиндром. Основными объектами, на которых они применяются, являются скважины, оборудованные ШСНУ, в условиях НГДУ «Азнакаевскнефть». В НГДУ «Азнакаевскнефть» задумались над внесением изменений в ГНО, так как основной причиной поломок является пескопроявление, что приводило к коррозии оборудования, засорению насоса и т.д. Насос с КЦ не был предусмотрен конструкцией. Внедрение насоса позволяет исключить засорение насосного оборудования механическими примесями и плавающим мусором.

ГБОУ ВО АГНИ

Как следствие прекратилось заклинивание плунжера насоса в цилиндре, исключена вероятность преждевременного проведения ремонтных работ и главное увеличился МРП.

Результаты применения насоса с КЦ рассчитывались по 82 скважинам.

Анализ показал, что средняя наработка на отказ увеличилась НГДУ «Ямашнефть» почти в 2 раза.

ЛИТЕРАТУРА

1. Стратегия развития технологий одновременно–раздельной эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин в ПАО «Татнефть» - 2006 / Заббаров Р.Г., Фадеев В.Г., Ахметов Н.З., Ибатуллин Р.Р.

2. РД 153-39.0-557-08. Геолого-промысловое обоснование внедрения технологий одновременно-раздельной эксплуатации для вовлечения в разработку возвратных и подчиненных объектов. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2008. – 52 с.

3. Гарифов К.М. Рекомендации по выбору скважин для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух объектов. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2005.

4. Колонна - короткая, компоновка – глубинная // Статья из газеты «Нефтяные вести» №4 от 31 января 2018 г.

УДК 622.24

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕЛЕСИСТЕМЫ ЗТС-42ЭМ-М

MODERNIZATION OF THE TELEMETRIC SYSTEM ZTS-42EM-M

Р.Ф. Бадиков

(Ramis F. Badikov)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель – доцент Р.М. Вафин

В данной статье предложен и охарактеризован вариант модернизации забойной телеметрической системы ЗТС-42ЭМ-М с электромагнитным каналом связи, направленный на решение проблемы затухания электромагнитного сигнала в пластах изоляторах. Представлены конкретные технические решения по модернизации и улучшению телеметрической системы. По итогу, сформированы результаты, выводы применения предложенного решения.

This article proposes and characterizes the option of upgrading the telemetric system ZTS-42EM-M with an electro-magnetic communication facility, aimed at solving the problem of attenuation of the signal in insulator beds. Described specific technical

ГБОУ ВО АГНИ

solutions for the modernization and improvement of the telemetry system. As a result, formed results, conclusions of the application of the proposed solution.

Ключевые слова: *бурение, модернизация, телесистема, диполь, сигнал.*

Key words*: drilling, modernization, telemetric system, dipole, signal***.**

В процессе эксплуатации нефтяного или газового месторождения дебит скважин со временем уменьшается или прекращается вообще Количество бездействующих и малодебитных скважин во всех нефтегазодобывающих регионах страны постоянно увеличивается, поэтому важным направлением деятельности нефтегазодобывающих предприятий становиться ремонт старых скважин. Эффективными методами восстановления бездействующих и повышения производительности малодебитных скважин, является технология бурения бокового ствола, технологии многоствольного и разветвлено горизонтального бурения с применением телеметрической системы.

Забойная телеметрическая система MWD с беспроводным электромагнитным каналом связи ЗТС-42ЭМ-М предназначена для контроля и оперативного управления траекторией наклонно-направленных, горизонтальных скважин и боковых стволов в процессе бурения гидравлическими забойными двигателями.

Рисунок 1 – Предложение по телесистеме ЗТС-42ЭМ-М

Системы с ЭМКС используют электромагнитные волны (токи растекания) между изолированным участком колонны бурильных труб и породой. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между бурильной

ГБОУ ВО АГНИ

колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки.

Проблемой применения рассматриваемой телесистемы типа ЗТС-42ЭМ-М является затухание сигнала при бурении интервалов с пластами изоляторами.

Для решения данной проблемы предлагается увеличить антенну.

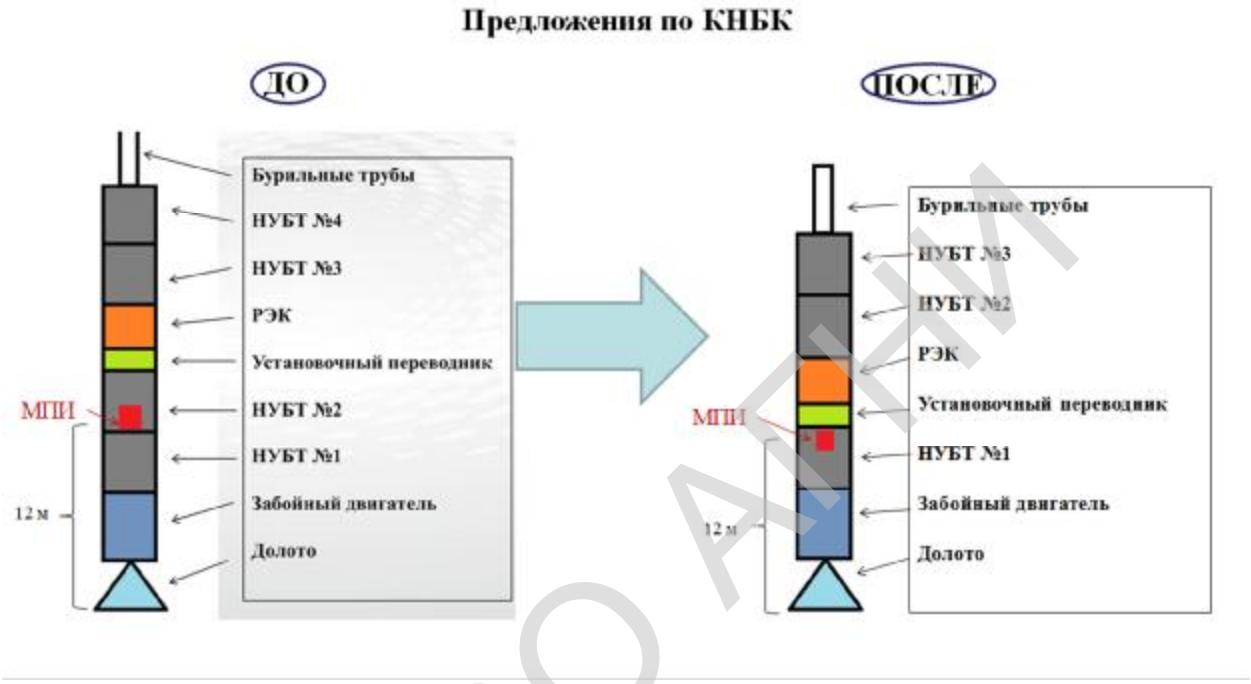


Рисунок 2 – Предложение по КНБК

Таким образом, можно заключить, что модернизация телесистемы ЗТС-42ЭМ-М позволяет упростить КНБК, сэкономить на НУБТ, ТО НУБТ, а также позволяет значительно сократить время на сборку, разборку КНБК.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Скобло В.З., Ропяной А.Ю. Реальные телесистемы. – М.: Новые технологии, 2008. – 376 с.*
2. *Никонов В.А., Залятдинов А.А. Новые модификации технологий телеметрических комплексов для решения задач нефтегазовой отрасли // Тезисы докладов «II Международная научно-практическая конференция - Бурение скважин в осложненных условиях». - 2017. - №10-11. – С. 45-46.*
3. *Уразбахтин Н.Р. Обзор современных видов телесистем, применяемых при проводке горизонтальных и наклонно-направленных скважин // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевский государственный нефтяной институт. – С. 55–57.*
4. *Чупров В.П., Гумеров М.М. Телесистема с электромагнитным каналом связи с постоянной синхронизацией // Журнал «Каротажник».*

ГБОУ ВО АГНИ

– Международная ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах. – Тверь. – С. 26–28.
5. Карпов К.А. Строительство нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – СПб.: Лань, 2017. – 188 с.

УДК 622.276

ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ СИЛ ТРЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

CHEMICAL METHODS FOR REDUCING FRICTION FORCES DURING DRILLING TILT-DIRECTED WELLS

Р.Д. Вафин
(Ramis D. Vafin)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – доцент С.В. Любимова

Одной из актуальных задач при бурении наклонно-направленных скважин является снижение прихватоопасности бурильных колонн и обеспечение доведения необходимой нагрузки на долото. Рассмотрены химические методы снижения сил трения, позволяющие уменьшить вероятность прихвата бурильного инструмента. В работе представлена классификация химических методов снижения сил трения, позволяющая научно обосновать и выбирать наиболее приемлемый метод для снижения сил трения.

One of the urgent tasks when drilling directional wells is to reduce the stickiness of drill strings and ensure that the necessary load on the bit is brought. Chemical methods for reducing friction forces are considered, which reduce the likelihood of sticking a drilling tool. The paper presents a classification of chemical methods for reducing friction forces, which allows one to scientifically substantiate and choose the most acceptable method for reducing friction forces.

***Ключевые слова**: бурение наклонно-направленных скважин, силы трения, химические методы снижения сил трения, классификация методов снижения сил трения.*

***Key words:** drilling of directional wells, friction forces, chemical methods for reducing friction forces, classification of methods for reducing friction forces.*

Опыт бурения наклонно-направленных скважин показывает, что одной из основных причин, приводящих к низким технико-экономическим показателям, являются затяжки, посадки и зависания бурильной колонны на стенках скважины, вызванные прихватом скважинного инструмента, колонны труб и другого технологического оборудования.

ГБОУ ВО АГНИ

Среди влияющих факторов можно выделить значительную силу трения бурильной колонны о стенки промежуточной обсадной колонны или ствола скважины.

Одним из направлений снижения затрат энергии при спуско-подъемных операциях, предупреждения затяжек и прихватов бурильных колонн и приборов в скважинах является повышение смазочных свойств буровых растворов. Зарубежный и отечественный опыт показывает, что применение промывочных жидкостей с улучшенными антифрикционными (противоприхватными) свойствами оказывает положительное влияние на работоспособность породоразрушающих инструментов, следовательно, влияет на технико-экономические показатели бурения.

Имеется опыт использования для улучшения смазочных свойств бурового раствора и снижения прихватоопасности в процессе бурения скважин поверхностно-активных веществ (ПАВ). Добавление ПАВ в буровой раствор в количестве 0,01...0,03% об. позволяет снизить коэффициент трения между металлом и фильтрационной коркой на 15%, были разработаны составы смазочных добавок для улучшения противоприхватных свойств полимерглинистого раствора, в котором были применены многофункциональные присадки ИНХП-21 и ВНИИНП-360. Эффективность применения смазочных добавок сравнивалась с остатками синтетических жирных кислот (ОСЖК), рыбожировой смазкой (РЖС) и графитом. Были получены следующие результаты снижения коэффициента трения для: ОСЖК - до 50%, РЖС – до 40%, графита – до 25%. Содержание смазочной добавки РЖС 0,3...1,0% об. обеспечивает снижение коэффициента трения на 30...50% по сравнению с исходным глинистым раствором, что соответствует значениям коэффициента трения при содержании в растворе 5...17% об. нефти.

По результатам исследований и применение СМАД-1 в буровом растворе позволяет увеличить проходку на долото на 25…40%, повысить механическую скорость бурения на 20...25%, сократить количество прихватов и затраты времени на их ликвидацию. При введении смазочной добавки СПРИНТ, разработанной во ВНИИКРнефть, в буровой раствор в количестве 0,3...0,5% об. достигается снижение коэффициента трения на 50...60%.

На сегодняшний день известны также следующие смазочные добавки: легкое талловое масло (ЛТМ), гудроны соапстока растительных или животных жиров, а также их смеси (СГ), растительное масло борносиликатное (РАМБС), смазочная добавка экологически безвредная (СДЭБ) и др.

Применение вышеперечисленных смазочных добавок ограничено в связи с требованиями экологической безопасности.

За рубежом наиболее известными являются добавки серии Radeageen бельгийской фирмы «Олеон» - EBL, EME-Sweet, EME salt, Dreel Free, K-LUBE и др. Например, добавка Dreel Free в количестве

ГБОУ ВО АГНИ

0,5% об. в глинистый раствор плотностью 1150 кг/м3 позволяет снизить коэффициент трения до 40%. Для повышения смазочных и противоприхватных свойств фильтрационной корки в буровых растворах, как за рубежом, так и в России, используется также малотоксичный американский реагент LUBE-167 фирмы M-I DRILLING FLUIDS. Использование реагента LUBE-167 в качестве смазочной добавки к буровым растворам позволяет уменьшить опасность возникновения прихватов до 40%. Смазочные добавки импортного производства, как правило, удовлетворяют требованиям технологии бурения скважин, но из-за высокой стоимости их применение на территории России ограничено.

На основании применяемых методов снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины предложена их классификация (таблица 1) [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Khuzina/Khuzina_4.pdf].

Химические методы базируются на применении промывочных жидкостей с улучшенными противоприхватными свойствами, достигаемыми вводом в них смазочных добавок. К механическим методам относятся технические устройства, включаемые в компоновку низа бурильной колонны: осцилляторы, вибродемпферы, вибраторы, яссы и т. д. Яссы способствуют безаварийной проходке скважин, ликвидации возникающих прихватов, но из-за высокой стоимости они широкого применения в условиях России не нашли. Центраторы служат для уменьшения прогиба бурильной колонны, площади соприкосновения со стенками скважины и т. д. Но они ориентированы на достаточно протяжённые участки бурильных колонн, а места локальных концентраций напряжений, приводящих к прихватоопасности бурильных труб, остаются незащищёнными. Поэтому необходимы дальнейшие разработки технических устройств с продольными перемещениями для устранения трения и снижения прихватоопасности на проблемных участках.

Таким образом, рассматриваемая классификация позволяет научно обосновать и выбирать наиболее приемлемый метод для снижения силы трения бурильной колонны о стенки скважины в процессе бурения вертикальных, наклонно-направленных скважин, а также скважин с горизонтальными окончаниями для снижения прихватоопасности бурильных труб.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 – Классификация методов снижения сил трения бурильной колонны о стенки скважины

Химические методы снижения сил трения																	
Российские												Зарубежные					
Графит	Нефть	ПАВ	СМАД-1	Т-66 и Т-80	Спринт	ИНХП-21, ВНИИНП-360	СЖК (ОСЖК)	РЖС	Эмультал	ЛТМ, СГ	РАМБС, СДЭБ	K-Lube	Lube-167	Dreel Free	EME-Sweet	EME-Salt	EBL
Ввод смазочной добавки от объема бурового раствора, %																	
0,02	10	0,01-0,03	1-4	0,3-0,5	2-3	0,5	0,5	0,3-1	0,3-1	0,5	0,5-1	0,5	0,5-1	0,5	0,5	0,5	0,5-1
Снижение коэффициента трения, %																	
25	20-30	15	50-60	30-50	50-60	25-50	50	30-50	25	80	30-50	30-50	30-50	40	30-40	20-40	20-40

ЛИТЕРАТУРА

1. Кравец В.А. Динамика рынка бурения [Электронный ресурс]. - URL: https://rogtecmagazine.com/rpi // ROGTEC, Медиа–кит. 2019 (дата обращения: 24.04.2016).

2. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий. - М.: Недра, 1988. - 189 с.

3. Булатов А.И. Справочник по промывке скважин. - М.: Недра, 1984. - 247 с.

4. Городнов В.Д. Буровые растворы. - М.: Недра, 1985. - 131 с.

5. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждений осложнений в бурении. - М.: Недра, 1984. - 225 с.

6. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). - М.: Недра, 1985. - 368 с.

7. Зозуля Г.П. Исследование и разработка технологий предупреждения осложнений при бурении и разобщении пластов на основе обобщения фильтрационных процессов в системе «скважина-пласт». - Тюмень, 1997.

8. Хузина Л.Б., Голубь С.И., Мухутдинов И.Б. Инженерные решения по буровым растворам при строительстве девонских скважин // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - Альметьевск: АГНИ, 2017. - Т. 16. - С. 75–79.

ГБОУ ВО АГНИ

9. Хузина Л.Б., Любимова С.В., Шайхутдинова А.Ф. Техника для снижения сил трения при бурении горизонтальных участков скважин // Нефтепромысловое дело. - 2016. - № 9. - С. 38–42.
10. Хузина Л.Б. Объективные и субъективные причины осложнений при бурении скважин ПАО Татнефть до глубины вскрытия Верей-Башкирских отложений / Хузина Л.Б., Любимова С.В., Загитова Л.Р., Сливченко А.Ф. // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. - Альметьевск: АГНИ, 2016. - № 1. - С. 47–50.
11. Хузина Л.Б., Любимова С.В. Основные направления снижения сил трения при бурении горизонтальных участков наклонно-направленых скважин // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Гірничо-геологічна. - 2016. - № 24. - С. 46–51.
12. Голубь С.И., Хузина Л.Б. Совершенствование процесса промывки как средство повышения результативности бурения // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - Альметьевск: АГНИ, 2018. - Т. 17. - С. 23–27.
13. Хузина Л.Б., Голубь С.И. Современные решения в области буровых растворов при бурении разупрочненных горных пород // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - Альметьевск: АГНИ, 2015. - Т. 13. - № 1. - С. 127–130.
14. Голубь С.И. Пути совершенствования механической очистки при бурении скважин // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. - Альметьевск: АГНИ, 2013. - № 1. - С. 76–79.
15. Усманов Р.А., Хузина Л.Б., Голубь С.И. Лабораторные исследования пластифицирующего, высокоингибированного бурового раствора для кыновских аргиллитов // Территория Нефтегаз. - 2015. - № 9. - С. 14–18.

УДК 622.24

ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЕ ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

ROCK-BREAKING TOOLS FOR CASING DRILLING

Э.А. Гимазтдинова
(Elvira A. Gimaztdinova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – профессор Л.Б. Хузина

В статье описывается история развития и мировой опыт применения технологии бурения на обсадной колонне. Изложен опыт бурения на обсадной колонне долотом с раскрывающимися лопастями в

ГБОУ ВО АГНИ

компании ПАО «Татнефть». Описывается целесообразность применения данной технологии и перспектива ее развития.

The article describes the history of development and world experience in the use of casing drilling technology. The experience of drilling on the casing with a bit with opening blades in the company of PJSC «Tatneft» is described. Expediency of application of this technology and prospects of its development are described.

Ключевые слова: *бурение на обсадной колонне; башмак с раскрывающимися лопастями.*

Key words*: drilling in the casing; a Shoe with a drop-down blades.*

Одной из важных особенностей нефтегазовой промышленности является наличие значительного количества длительно эксплуатируемых месторождений с высокой степенью обводнённости и ухудшенными коллекторскими свойствами пластов, а также сказываются влияния экономических и политических факторов, например, санкции и нестабильность цен на энергоресурсы. Несмотря на это, нефтегазовая промышленность продолжает развиваться, и появляются новые энергоэффективные технологии. В частности, в области строительства скважин - технология бурения на обсадной колонне.

Впервые о бурении на колонне обсадных труб стало известно в 1923 г. из патента о специальном извлекаемом долоте. Первый опыт бурения скважины на обсадной колонне был осуществлен в СССР в конце 70-х годов XX века. Данная технология в ее первоначальном варианте является разработкой ВНИИБТ (г. Москва). В литературе первые упоминания о бурении на обсадной колонне появились только во второй половине 90-х годов XX века.

Известны две технологии бурения на обсадной колонне:

1. Бурение с легкоразбуриваемым долотом-башмаком.
2. Бурение с неразбуриваемым долотом-башмаком, имеющим раскрывающиеся лопасти cPDC-зубками.

Особенность первой технологии состоит в том, что для разрушения горной породы используется легкоразбуриваемое долото-башмак, а для передачи долоту-башмаку крутящего момента – обсадные трубы. Породоразрушающий инструмент подвергается разбуриванию после достижения проектной глубины секции. Операция разбуривания обычно осуществляется стандартными долотами с резцами PDC, что дает продолжить бурение следующего интервала, не прибегая к дополнительным спуско-подъемным операциям. Второе направление предлагает использовать долото-башмак с раскрывающимися лопастями. Как только необходимая глубина бурения достигнута, активируется перемещающий элемент для выталкивания мягкого материала и сгибания лопастей долота-башмака к боковым стенкам кольцевого пространства. Затем перемещающий элемент может быть

ГБОУ ВО АГНИ

пробурен последующим долотом. Долото-башмак обсадной колонны остается на месте во время последующего цементирования обсадной колонны.

Наибольшего успеха в строительстве скважин с применением технологии бурения на обсадной колонне достигли зарубежные компании, в частности Weatherford и Tesco, имеющие на данный момент богатейший опыт работы как за рубежом, так и на территории России (ХМАО, Западная Сибирь). Суммарная проходка бурением на обсадных колоннах составляет более 2 миллионов метров и более чем 2000 пробуренных интервалов. Также свой вклад в развитие технологии бурения на обсадной колонне внесли компании Mobil, AtlasCopco, LUKOIL Overseas и Halliburton.

С начала 2017 г. в ПАО «Татнефть» [1] были проведены опытно-промысловые испытания технологии бурения на обсадной колонне, в интервале под кондуктор диаметром 244,5 мм. Основной задачей было выявление целесообразности применения при прохождении верхних проблемных участков, связанных с полным уходом и многочисленными проработками. Глубина бурения под кондуктор диаметром 244,5 мм составляет 300…450 м и ствол является вертикальным. Применялась неуправляемая компоновка низа обсадной колонны (КНБК) с долотом-башмаком 295,3 мм с раздвигающимися лопастями производства ООО «БУРИНТЕХ». Обсадной трубой была выбрана колонна с премиальной резьбой TMKQX с максимальным крутящим моментом до 42 кН*м. Способ передачи крутящего момента – верхний силовой привод (ВСП). Обсадная колонна соединялась с ВСП с использованием специальных переводников, изготовленных в необходимом количестве. Вращающиеся центраторы не устанавливались. Однако в процессе строительства скважины возникли проблемы с раскрытием лопастей долота для бурения на обсадной колонне.

Таким образом, необходимы дальнейшие исследования и разработки в области породоразрушающего инструмента технологии бурения на обсадной колонне.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хузина Л.Б., Любимова С.В., Сливченко А.Ф. О влиянии осложнений, возникающих в процессе бурения на герметичность обсадных колонн в начальный период эксплуатации // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - 2014. - Т. 12. - № 1. - С. 38-42.

2. Янтурин Р.А., Хузина Л.Б. Увеличение длины горизонтального участка ствола при бурении с использованием скважинных вибраторов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2006. - № 11. - С. 10-14.

3. Хузина Л.Б. Промысловые испытания компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото / Хузина Л.Б.,

ГБОУ ВО АГНИ

Фаткуллин Р.Х., Шайхутдинова А.Ф., Фахрутдинов Ш.Х., Еромасов А.В. // Территория Нефтегаз. - 2016. - № 12. - С. 20-25.
4. Khuzina L.B., Fazlieva R.I., Gimaztdinova E.A. Reduction while Drilling With Casing // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science International science and technology conference «Earth science». - Almetyevsk State Oil Institute, 2019.
5. Шороховецкий С.Е., Ковалев А.В. Мировой опыт применения технологии бурения на обсадной колонне // Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Проблемы геологии и освоения недр. - 2016. - С. 804-806.
6. Фазлыева Р.И., Гимазтдинова Э.А. Методы снижения крутящего момента при бурении скважин на обсадной колонне печ. Материалы международной научной конференции «FarEastCon 2018» (Статья принята, сборник в разработке).
7. Гимазтдинова Э.А. О факторах, влияющих на качество крепления нефтяных скважин // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - 2018. - Т. 17. - С. 114-118.

УДК 622.24

УСТАНОВКА КОМПЛЕКСА ОЛКС В КОМБИНАЦИИ С СИСТЕМОЙ БОКОВОЙ ПРОМЫВКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

INSTALLATION OF THE ELWC COMPLEX IN COMBINATION WITH THE BOREHOLE LATERAL FLUSHING SYSTEM

А.С. Дормидонтов, В.В. Вязникова
(A.S. Dormidontov, V.V. Vyaznikova)
Самарский государственный технический университет
(Samara state technical University)
Научный руководитель – доцент П.А. Гаранин

В статье описана система боковой промывки ствола скважины. Описан анализ, и статистика происшествий при установке оборудования локального крепления скважины (ОЛКС). Приведены примерные варианты установки данной системы. Возможно, данная система предотвратит возникновение многих проблем с нераскрытием ОЛКС, что повысит шансы на успешное установление профильного перекрывателя.

The article describes the system of side flushing of the wellbore. Described the incident and accident statistics when setting the local equipment mounting hole. Approximate variants of installation of this system are given.

Ключевые слова*: *ОЛКС, поглощение, шлам, инцидент, Эффект Бойкотта.

Key words: *ELWC, absorption, sludge, incident, the Effect of the Boycott.*

ГБОУ ВО АГНИ

Технология ОЛКС

Данная технология используется для предотвращения катастрофических поглощений, происходящих при бурении скважины.

Принцип действия технологии заключается в том, что обсадные трубы диаметром, большим диаметра скважины, профилируют по всей длине и уменьшают в поперечном сечении на величину, позволяющую свободно спустить их в скважину, а интервал осложнения увеличивают в диаметре раздвижным расширителем до диаметра исходных (не профилированных) обсадных труб. После спуска на бурильных трубах профильной секции в скважину, за счет давления, создаваемого закачиваемым буровым раствором, профильные трубы выправляют до исходных размеров и плотно прижимают к стенке расширенного участка скважины.

Описание инцидента

При бурении нефтяная компания получила катастрофические поглощения в интервале 2762-2804. После ГИС было решено использовать ОЛКС, при установке ОЛСК осложнений не возникло.

Далее произошёл спуск КНБК с РШ-196 **(**Шарошечный развальцевать РШ-196 и РР-180/216). Получили посадку на глубине 2791м. После этого было совершенно еще 6 рейсов, развальцевать ОЛСК не удалось из-за посадок на различных глубинах. Далее было решено применить ФО-200 (фрезер оконный). Работы фрезером проводились в интервале 2791-2804. Далее было 3 рейса для развальцовки ОЛКС, осложнений не возникло. Для последующего бурения была собрана КНБК с PDS долотом диаметром 222. На глубине 2791м была получена посадка и заклинка долота, колонна была освобождена с натяжкой в 24 т.

За время инцидента было проведено 2 ГИС перед и после установки ОЛКС.

Временной интервал между расширением ствола и установкой ОЛКС составил 43 часа.

При проведении анализа было выявлено неполное раскрытие из-за скопившегося шлама в интервале установки ОЛКС.

Собранная информация дала понять, что подобные инциденты встречаются в 30% случаем работы с ОЛКС. Причиной данных инцидентов является так называемый эффект Бойкотта, это ускоренное осаждение примеси в сосуде с наклонными стенками, достаточным углом для проявления данного эффекта является 30 градусов.

Предложенное решение данной проблемы:

Данное оборудование внешне имеет сходство с кольматирующим переводником. Оборудование способно вращаться независимо от колонны и создавать турбулентный поток. В отверстиях переводника установлены гидромониторные насадки, что позволяет создать направленный поток бурового раствора. Само оборудование имеет несколько вариантов герметизации:

ГБОУ ВО АГНИ

1) Механический клапан, закрывающийся опорой на забой.

2) Герметизация с помощью с устья с помощью специального приспособления.

3) Гидравлический клапан.

Также планируется расширить функционал данного переводника и использовать его как дополнительное средство раскатки профильной трубы.

Вывод

Большие затраты на разработку подобных систем оправданны, ведь только в данном случаем НПВ составило около 96 часов, что означает огромные потери для предприятия. По статистике подобные проблемы с ОЛКС случаются в 30% случаев, а использование данных систем существенно понизит риски осложнений. В конце хотелось бы отметить, что данную систему также можно будет использовать как подстраховку при подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник; Бурение наклонных и горизонтальных скважин / Под ред. А.Г. Калинина. - М.: Недра, 1997. - 648 с.

2. Методы предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора при бурении нефтяных и газовых скважин / Н.И. Рябов. - М.: Недра, 2003. – 64 с.

3. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. – М.: Недра, 2001. - 426 с.

УДК 622.24

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРИХВАТОВ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА

PREVENTION OF STICKING WHILE DRILLING A HORIZONTAL SECTION

Д.Е. Катеринич

(Danil E. Katerinich)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель – старший преподаватель А.Ф. Шайхутдинова

В тезисе приведена общая характеристика прихватов. Показано, что наибольшее число осложнений происходит по причине дифференциальных прихватов. Подробно рассмотрен дифференциальный прихват и способы его ликвидации.

The thesis gives a general description of tacking. It is shown that the greatest number of complications occurs due to differential seizures. Differential sticking and methods for its elimination are considered in detail.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *прихват, геометрия, проблемы, дифференциальный, колонна.*

Key words: *sticking, geometry, problems, differential, column.*

При сооружении наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком ствола приходится

сталкиваться практически со всеми видами осложнений, наиболее частым из которых являются прихваты.

Исторически разделяют прихваты на обусловленные механическим взаимодействием и дифференциальные. Согласно современной терминологии прихваты, обусловленные механическим воздействием, разделяются на две отдельные категории, а именно: прихваты шламом или обвалившейся породой и заклинивание на участках со сложной геометрией ствола. Доля дифференциальных прихватов составляет 80%, а 20% приходится на прихваты, обусловленные механическим взаимодействием и неисправностью оборудования. Дифференциальный прихват возникает, когда под действием разности давлений в скважине и в проницаемом пласте неподвижная бурильная колонна вдавливается в фильтрационную глинистую корку, образовавшуюся на открытой поверхности этого пласта. Трение между бурильной колонной и породой пласта возрастает настолько, что сдвинуть колонну с места становится невозможно. Такие прихваты возникают намного чаще в скважинах, пересекающих истощенные продуктивные пласты. И если бурильная колонна долго остается неподвижной, почти всегда возникает дифференциальный прихват.

Заклинивание на участках со сложной геометрией ствола происходит там, где форма КНБК не соответствует форме ствола. Иногда КНБК не может свободно пройти через такой участок. Если же КНБК продвигают в такой участок под большой нагрузкой, возможен прихват.

Другими словами, прихваты на участках со сложной геометрией ствола возникают при перемещении бурильной колонны вверх или вниз по стволу.

Правильное определение проблемы является первым шагом в процессе ее решения. Поэтому процесс ликвидации прихвата начинается с определения его механизма. После определения механизма можно немедленно приступать к ликвидации прихвата.

Совершенно необходимо как можно быстрее и правильнее выполнить начальные действия. Что бы ни было причиной прихвата – со временем ситуация осложняется. По статистике, в 50% всех случаев прихваченную колонну удается освободить в течение первых четырех часов после возникновения прихвата, в то время как по истечении первых четырех часов этот показатель снижается до 10%.

ГБОУ ВО АГНИ

Освобождением колонны решение проблемы не заканчивается. Завершающей стадией процесса решения любой проблемы является анализ и оценка выполненных действий для того, чтобы можно было извлечь урок и усовершенствовать свою работу.

ЛИТЕРАТУРА

1. Булатов А.И., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин. Справочное пособие. - Краснодар, 2008. – С.424.

2. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова, 2014. – 374 с.

3. Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. - Волгоград: ИКФ-Сервис, 2000. - 139 с.

УДК 622.24

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ СОСТАВОВ ПРИ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН

PROSPECTS OF APPLICATION OF MODERN EMULSION COMPOSITIONS IN WELL SILENCING

Д.А. Климанова, В.И. Никитин

(D.A. Klimanova, V.I. Nikitin)

Самарский Государственный Технический Университет

(Samara State Technical University)

Научный руководитель – старший преподаватель Г.С. Мозговой

В статье рассмотрен вопрос о загрязнении призабойной зоны пласта эмульсионными составами вследствие операции глушения. При этом в качестве цели исследования выбран подбор рецептуры жидкости глушения, исходя из её стабильности в водной и нефтяной среде, реологических характеристик, а также восстановлении проницаемости породы для нефти после контакта с технологической жидкостью.

Thee article considers the issue of contamination of the bottom-hole formation zone by emulsion formulations due to the well-killing operation. At the same time, the purpose of the study was chosen to select the well-killing fluid formulation based on its stability in the water and oil environment, rheological characteristics, and also the restoration of rock permeability for oil after contact with the process fluid.

Ключевые слова: *глушение скважин; жидкость глушения; эмульсия; фильтрация.*

Key words: *well-killing operation, well-killing fluid; emulsion; filtration.*

Одним из этапов ТКРС является глушение, и очень важно выбрать такую жидкость глушения, которая обеспечивала бы сохранность ФЕС

ГБОУ ВО АГНИ

коллектора. [1]. В данной статье описаны механизмы выбора эмульсий в качестве жидкости глушения и представлены результаты лабораторных исследований.

Глушение - наиболее массовый вид воздействия на скважины, который представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению и закачке в скважину специальных жидкостей глушения (ЖГ), обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение профилактических работ [2]. Целью работы является выбор составов глушения для обеспечения безопасного проведения ремонтных работ и сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) за счёт адаптации новых составов, а также повышения эффективности существующих технологий глушения.

Выбор эмульгаторов производился на основе следующих критериев:

1. Время приготовления эмульсии:

Важный параметр, определяющий общую технологичность процесса и характеризует экономическую составляющую работ.

2. Стабильность эмульсии:

Определяет период максимальной технической остановки скважины.

3. Термостабильность:

Данный критерий для указанных температурных условий месторождения не столь актуален, поскольку практически все приготавливаемые эмульсии во приоре должны быть стабильны при данных температурах. Стабильность эмульсий ниже при более высоких температурах [3].

4. Расход реагентов:

Данный критерий косвенно определяет экономическую составляющую технологии, а также технологичность процесса.

5. Необходимость в применении дополнительных реагентов (нефть, соли и пр.):

Самый лучший вариант, когда для приготовления эмульсии не требуется дополнительных реагентов.

Для выявления подходящих по перечисленным критериям эмульсий были приготовлены и протестированы составы на основе 12 эмульгаторов. Составы эмульгируемые под номерами 1 и 2 представляли собой смесь маслорастворимых ПАВ - аминов жирных кислот в алифатических углеводородах со стабилизаторами. Состав №2 – товарная форма, не требующая добавления углеводородной фазы при приготовлении эмульсий; а состав №1 – концентрированная форма, при приготовлении эмульсий требуется добавление углеводородной фазы. При использовании эмульгаторов №1 и №2, наблюдается, что эмульсии стабильны на протяжении всего времени, изменений нет в течение 14 дней при заданных температурах. Время приготовления не отличается от времени, заявленного производителем.

ГБОУ ВО АГНИ

Эмульгатор №3 представляет собой химреагент, включающий комплекс поверхностно-активных ингредиентов и добавку, снижающую температуру застывания и повышающую стабильность эмульсии. Эмульсия достаточно стабильна, наблюдается незначительное выделение углеводородной фазы в большей степени при 20 и 25 °С по истечению 5 суток. При приготовлении требуется использование нефти, а время на приготовление эмульсии незначительно больше заявленного производителем.

Эмульгатор для нефтедобычи №4 представляет собой углеводородный раствор аминоамидов жирных кислот, получаемых из отработанного растительного сырья с добавлением термостабилизаторов эмульсий. Эмульсия нестабильна с первого дня проведения опыта. Расслоение наблюдается уже по истечении нескольких часов, далее с каждым днём разделение фаз усиливается. По рекомендации производителя при приготовлении требуется углеводородная фаза, а время, затраченное на приготовление, значительно больше заявленного.

Использование образца №5 ведёт к расслоению эмульсии, которое наблюдается уже на первый день её приготовления. При любых температурах эмульсия ведёт себя нестабильно и с течением дней разделение фаз проявляется всё отчётливее. Для приготовления требуется дополнительно ввод углеводородной фазы. Время, заявленное производителем на приготовление эмульсии, меньше фактического.

Эмульгатор №6 состоит из производных жирных кислот, предназначен для приготовления жидкости глушения нефтяных скважин, а также для получения инвертных эмульсий, применяемых при обработке нагнетательных скважин при проведении операций по выравниванию профиля приемистости. Эмульсия достаточно стабильна. Наблюдается незначительное выделение углеводородной фазы, которая требуетсяпри приготовлении эмульсии. Время приготовления полностью соответствует заявленному производителем.

При использовании эмульгатора №7 эмульсия нестабильна с первого дня проведения опыта. Наиболее интенсивное разделение фаз происходит при 25 °С, но значительное расслоение наблюдается и при 20 и 12 °С. При приготовлении дополнительно требуется стабилизатор эмульсии и углеводородная фаза. Время приготовления значительно больше, указанного производителем.

Эмульсия, приготовленная с эмульгатором №8 достаточно стабильна, за исключением выделения небольшого процента углеводородной фазы с течением времени. Наибольшее количество выделившейся фазы наблюдается при 25 °С.

Эмульгатор №9 представляет собой 40 %-ный раствор сложных эфиров высших ненасыщенных кислот жирного ряда. Эмульсия стабильна и выделение углеводородной фазы незначительно даже на

ГБОУ ВО АГМИ

14 сутки. Для приготовления требуется нефть, а время приготовления полностью соответствует установленному производителем.

Эмульгатор № 10 также представляет собой 40 %-ный раствор сложных эфиров высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая, олеиновая, линоленовая и др.) и смоляных кислот в дизельном топливе с добавками высокомолекулярного органического термостабилизатора и 2 % оксида алкилдиметиламина. Эмульсия достаточно стабильна. Наблюдаетсянезначительное выделение углеводородной фазы. Для приготовления требуется нефть.

Эмульгатор №11 представляет собой углеводородный раствор поверхностно-активного вещества — продукта конденсации полиэтиленполиаминов с жирными кислотами талового масла. Эмульсия стабильна в течение всего времени проведения опыта. Для приготовления не требуются дополнительные компоненты. Время, затраченное на приготовление эмульсии, соответствует заявленному.

Эмульгатор №12 представляет собой углеводородный раствор азотсодержащих производных высших жирных кислот. Образец №12 предназначен для получения обратных эмульсий. Эмульсия стабильна в течение всего времени проведения опыта, изменений не наблюдается. Углеводородная фаза не требуется. Время приготовления соответствует установленному производителем.

Следует отметить, что плотность тестируемых составов является контролируемым параметром при помощи управления концентрации солей.

В результате исследований были выявлены жидкости с признаками разрушения блокирующего состава. На основании этих наблюдений рекомендовано исключить образцы под номерами 4, 5 и 7 из дальнейших исследований. Образцы с применением остальных эмульгаторов не имели признаков разрушения (расслоения). Было проведено сравнение образцов между собой по заявленным критериям. Можно сделать вывод, что образцы под номерами 1 и 2, 11 и 12 являются наиболее перспективными для внедрения на рассматриваемом месторождении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Басарыгин Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов / Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2001. – 543 с.: ил.

2. Вагина Т.Ш. Разработка блокирующего состава для глушения скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом современных требований // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2014. - № 6. - С. 38-41.

3. Гилаев Г.Г. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий / Г.Г. Гилаев, Т.В. Хисметов, А.М.

ГБОУ ВО АГНИ

Бернштейн [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №8. - С. 64-66.
4. Мардашов Д.В. Разработка технологий применения обратных эмульсий при подземном ремонте нефтяных скважин / Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев // Записки Горного института. - 2007. - Т.173.
5. Орлов Г.А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глущенко. - М.: Недра, 1991. - 225 с.

УДК 622.243.2

БУРЕНИЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМИНЕНИЕМ ТЕЛЕСИСТЕМЫ «АТ-3М»

DRILLING OF DIRECTIONA AND HORIZONTAL WELLS WITH «AT-3M» TELESYSTEM

И.Р. Кулуев
(Ildar R. Kuluev)
Альметьевский государственый нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – доцент С.В. Любимова

В последнее десятилетие в области бурения произошли значительные изменения. С каждым годом происходит повышение сложности работ, объемы бурения растут. Поэтому применение телеметрических систем обретает все больший вес на нефтесервисном рынке.

In the last decade, big changes have happend in the field of drilling. Every year there is an increase in the complexity of work, drilling volumes are growing. Therefore, the use of telemetry systems is gaining increasing weight in the oilfield services market.

Ключевые слова: *бурение, телеметрия, скважина, перспективы.*

Key words: *drilling, telemetry, well, prospects.*

На сегодняшний день Ромашкинское месторождение находится на поздней или завершающей стадии разработки. Несмотря на это бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин ведутся большими объемами. На рисунке 1 показана восходящая тенденция заинтересованности нефтяной промышленности в телеметрических системах, из которого видно, что бурение наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальными участками является актуальной задачей. Но строительство таких скважин невозможно без доступных технологий, которые, в то же время, будут удовлетворят всем современным требованиям.

ГБОУ ВО АГНИ

При бурении горизонтальных скважин и зарезке боковых стволов требуется максимально точная и безошибочная проводка ствола скважины. Несмотря на объем бурения ГС и ЗБС в процессе строительства проблемы в процессе их строительства. Наиболее значимыми из них являются:

· Необходимость освоения трудно извлекаемых запасов и вовлечения в разработку малодебитных месторождений

· Усложнение условий и рост расходов на бурение

Рисунок 1 – Количество операций MWD в России в 2006-2015 годах

Одной из технологий, способных работать в современных реалиях, является телеметрическая система с электромагнитным каналом связи АТ-3М. Телесистема способна бурить горизонтальные и сложные наклонно-направленные скважины, позволяя увеличить добычу углеводородов. А также, что не мало важно, отечественная разработка значительно дешевле зарубежных аналогов, что может сыграть ключевую роль при выборе заказчиком телесистемы.

Рисунок 2 – Динамика трудноизвлекаемых запасов и нефтеотдачи месторождений России

ГБОУ ВО АГНИ

Характеристика комплексов

АТ-3М-108, – для контроля бурения стволов долотами малого диаметра, в том числе при зарезке новых стволов в скважинах эксплуатационного фонда;

АТ-3М-172, – для контроля бурения стволов скважин долотами диаметром от 190 мм и более;

АТ-3М-195, АТ-3М-195 С – для контроля бурения стволов скважин долотами с диаметрами от 215 мм и более, в том числе под кондуктор в составе роторных компоновок.

Аппаратура телеметрической системы позволяет контролировать следующие параметры:

- Зенитный угол.
- Обороты долота.
- Осевая нагрузка на долото.
- Давление в скважине.
- Гамма-каротаж.

Скважинный прибор, присоединяемый муфтами к компоновке низа бурильной колонны над забойным двигателем, содержит турбоэлектрогенератор и электронную начинку с глубинными датчиками. В его конструкции предусмотрена защита от вибраций, проникновения бурового раствора, коррозии, влияния магнитный полей стальных масс бурового инструмента. Турбоэлектрогенератор, приводимы в действие потоком бурового раствора, обеспечивает электропитание прибора.

Наземная аппаратура включает: приемную антенну, наземные датчики, соеденительные кабели, устройство сопряжения (УСО), блок сбора информации.

Рабочее место оператора, оснащение ПЭВМ класса IBM PC586 и системой дальней мобильной связи, оборудуется в вагончике-прицепе или на шасси автомобиля повышенной проходимости.

Преимущества рассматриваемой телесистемы:

· Надежность. Отказ от модульного принципа, принят другой, применимый ко всем типоразмерам аппаратуры.

· Продолжительное время работы,

· В среднем дешевле аналогов, использующих гидроканал, в 1,5-2 раза.

Существующие аналоги:

- Телеметрическая система GE Tensor
- Телеметрическая система СИБ, ЭМК
- Телеметрическая система APS Sure Shot
- Телеметрическая система Schlumberger SlimPulse

Зарубежные производители:

- Schlumberger
- Baker Hughes
- Weatherford International

ГБОУ ВО АГНИ

· Halliburton

Телеметрическая система АТ-3М успешно реализована и приносит прибыль. На данный момент бурится до 300 направленных и горизонтальных скважин в год. При этом наибольшая протяженность горизонтального участка составила 600 м, минимальные проектные коридоры по вертикали достигали 2 м, максимальные глубины по вертикали 3800 м.

ЛИТЕРАТУРА

1. Медведев Н.В. Российский рынок сопровождения горизонтального и наклонно-направленного бурения: текущее состояние и перспективы развития до 2025 года. - URL: http://www.kngf.org/services/karotazh-v-protsesse-bureniya/mwd-measurement-while-drilling/.

2. Норман Дж. Хайн. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2010. - 752 с.

3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. - 632 с.

УДК 622.245.422.2

КОРРОЗИЯ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ В МАГНЕЗИАЛЬНЫХ АГРЕССИВНЫХ СРЕДАХ

CORROSION OF CEMENT STONE IN MAGNESIA AGGRESSIVE ENVIRONMENT

А.Н. Махмутов, С.Ф. Комлева

(A.N. Makhmutov, S.F. Komleva)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

(Ufa State Petroleum Technological University)

Научный руководитель – профессор Ф.А. Агзамов

В работе представлены результаты исследований по изучению коррозии цементного камня в агрессивных магнезиальных средах. Рассмотрена кинетика и основные факторы, влияющие на процесс коррозии.

The paper presents the results of studies on the corrosion of cement stone in aggressive magnesia environment. The kinetics and the main factors affecting the corrosion process.

Ключевые слова: *магнезиальная коррозия, портландцементный камень, бишофит, глубина коррозии, палыгорскит.*

Key words*: magnesia corrosion, portland cement stone, bischofite, depth of leaching, palygorskite.*

ГБОУ ВО АГНИ

С каждым разрабатываются всё большее количество месторождений, в разрезах которых имеются пласты, представленные твердыми магнезиальными солями или растворами этих солей, которые снижают целостность крепи скважины [1, 2].

Мощность магнезиальных соленосных отложений меняется от нескольких до тысячи метров [3, 4]. Самыми распространенными в разрезах скважин минеральными солями являются сульфаты и хлориды щелочноземельных и щелочных металлов – бишофит($MgCl_2 \cdot 6H_2O$), карналлит ($KCl \cdot MgCl_2 \cdot 6H_2O$), кизерит ($MgSO_4 \cdot H_2O$) и эпсомит ($MgSO_4 \cdot 7H_2O$). Часто в солях попадаются пласты с аномально высокими давлениями. Как правило, наличие в разрезе магнезиальных солей создает серьезные осложнения при креплении скважин.

Для крепления интервалов скважин, представленных магнийсодержащими солями, применяются магнезиальные цементы, затворяемые водными растворами магнезиальных солей, эффективность которых подтверждена практикой. В тоже время, водные растворы магнезиальных солей и магнезиальные цементы имеют pH менее 7, и поэтому обсадные колонны в этих условиях требуют дополнительной защиты [5].

При наличии в разрезе скважины отдельных пластов и пропластков, содержащие растворенные соли магния, нет практики применения технологии индивидуального цементирования указанных зон, и цементирование, как правило, проводится по всему интервалу открытого ствола тампонажным портландцементом, который может разрушаться из-за магнезиальной коррозии. Поэтому, несмотря на опасность магнезиальной коррозии по отношению к портландцементу, даже при небольших концентрациях катиона Mg^{2+}, достаточно большое количество скважин в этих условиях цементируется именно этим традиционным тампонажным материалом.

Основным агрессивным компонентом при коррозии цементного камня, контактирующего с солями магния или их водными растворами, является катион магния. В результате химических реакций агрессивных ионов с продуктами гидратации цемента, и в первую очередь с гидроксидом кальция, находящимся в поровой жидкости, образуются продукты реакции, которые либо выносятся из цементного камня в результате диффузии, либо, выпадая в осадок, остаются в его порах.

В зависимости от концентрации агрессивного вещества, состава продуктов твердения цементного камня, его структурных характеристик при магнезиальной коррозии встреча потоков агрессивных ионов с гидроксидом кальция и их нейтрализация могут происходить, как за пределами цементного камня, так и внутри камня вблизи его поверхности, либо внутри камня на значительной глубине.

Если продуктами твердения являются высокоосновные гидросиликаты кальция, то они быстро гидролизуются, зона проникновения агрессивных ионов сужается. Коррозия цементного

ГБОУ ВО АГТУ

камня может проходить по кислотному механизму, то есть разрушение камня идет послойно, и разрушение может достичь полного развития при сохранении в близкорасположенных неповрежденных слоях цементного камня почти без изменения структуры и состава [6].

При проведении экспериментальных исследований в качестве агрессивной среды использовался водный раствор $MgCl_2$ (бишофита) с концентрацией 10%, обновляемый еженедельно. Для исключения влияния изменения концентрации агрессивной среды соотношение объема агрессивной жидкости и объема цементного камня составляло 10:1.

Испытуемые образцы готовились из портландцементных растворов с водоцементным отношением (В/Ц) равным 0,4; 0,5; 0,6, которые твердели как в воде, так и на воздухе. Еженедельно из раствора извлекалось по 3 образца, которые подвергались испытаниям. Кроме того, определялась глубина коррозии, и в различных слоях цементного камня определялся фазовый состав продуктов твердения и продуктов коррозии.

Влияние В/Ц на предел прочности при сжатии цементного камня, установленного в агрессивную среду показано на рисунке 1, из которого видно, что с уменьшение начального водосодержания раствора прочность портландцементного камня во времени увеличивается.

На изломе образцов (рисунок 2) четко видны отличающиеся по цвету зоны. Между некорродированной частью и осадком на поверхности камня выделяется поврежденный (прокорродированный) слой, с частично измененным составом фазовым составом (таблица 1). Глубина прокорродированной зоны увеличивается со временем, причем с повышением В/Ц глубина зоны коррозии растет (рисунки 3 и 4).

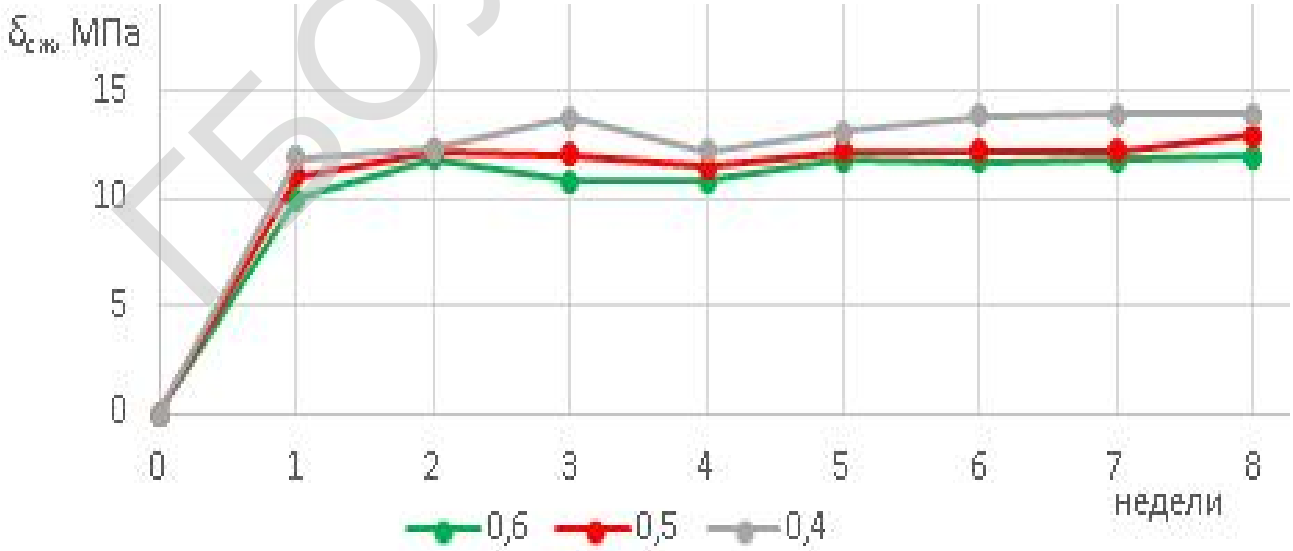


Рисунок 1 – Влияния В/Ц на прочность цементного камня, в среде $MgCl_2$

ГБОУ ВО АГМА

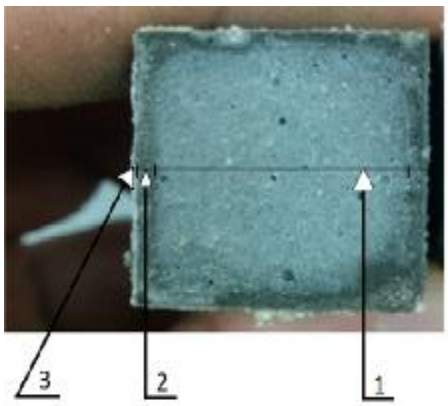
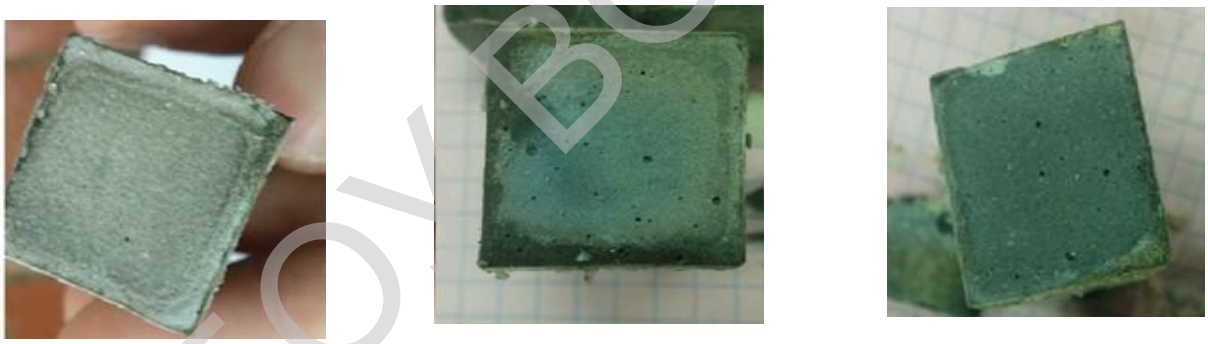


Рисунок 2 – Образец цементного камня после 14 суток в среде хлорида магния: 1 – не корродированная часть; 2 – зона коррозии; 3 – осадок гидроксида магния на поверхности образца

На изломе образцов, представленных на рисунках 2 и 3, видно послойное разрушение камня. При этом на поверхности цементного камня образовался белый рыхлый слой толщиной около 1 мм, состав которого, по данным рентгенофазового анализа (таблица 1) показал преобладание бруссита $Mg(OH)_2$.

Поскольку одним из факторов, определяющих кинетику процесса коррозии, является пористость камня, то для ее снижения была использована добавка солестойкой глины - палыгорскита в количестве 3%. При этом В/Ц раствора сохранялось равной 0,5.



а) б) в)

Рисунок 3 – Образцы цементного камня после 28 суток пребывания в агрессивной среде: а - В/Ц = 0,6; б - В/Ц = 0,5; в - В/Ц = 0,4

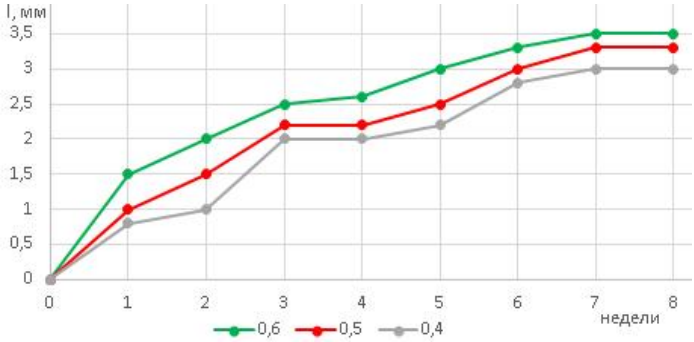


Рисунок 4 – Влияния В/Ц на глубину коррозии цементного камня в среде $MgCl_2$

ГБОУ ВО АГИИ

Эксперименты показали (рисунок 5), что коррозия также послойная, но границы слоев менее заметны, и процесс коррозии замедляется. На поверхности цементного камня также образовался слой бруссита $Mg(OH)_2$, толщиной менее 1 мм.

Результаты определения глубины коррозии образцов, содержащих палыгорскит, приведено на рисунке 6.

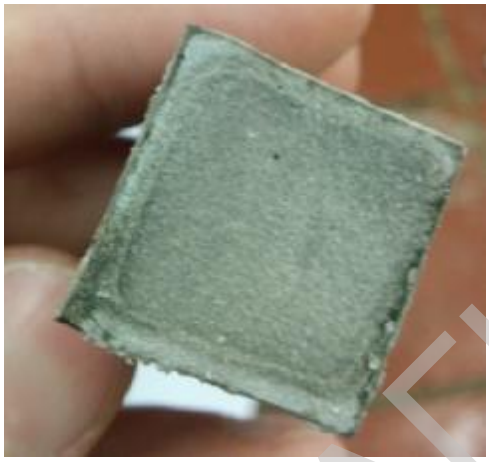


Рисунок 5 – Коррозия портландцементного цементного камня с добавкой палыгорскита

Таблица 1 – Результаты количественного рентгенофазового анализа

Зона	Формула	Наименование соединения	%
Не корродированный слой	C_3S	трехкальциевый силикат (Алит)	47,21
	C_2S	двухкальциевый силикат	14,59
	C_4AF	четырехкальциевый алюмоферрит	12,67
	C3S3H	ксонотлит	7,66
	$C_5S_6H_5$	тоберморит	7,4
	$MgCO_3$	магнезит	6,02
	C_3A	трехкальциевый алюминат	2,22
	$Ca(OH)_2$	портландит	2,18
Прокорродированный слой	C_3S	алит	7,17
	C_2S	белит	11,46
	C_4AF	четырехкальциевый алюмоферрит	7,32
	C_3A	**трехкальциевый аллюминат**	1,2
	$C_5S_6H_5$	тоберморит	19,54
	C_3S_3H	розенханит	17,75
	C_6S_3H	деллаит	12,65
	$(\underline{Mg},\underline{Fe})_2\underline{Al}_4\underline{Si}_5\underline{O}_{18}$	кордиерит	9,49
	C_2AS	геленит	4,57
	$MgCO_3$	магнезит	3,05
	$C_{12}A_7$	аллюминат кальция	2,69
	$Ca(OH)_2$	портландит	2,01
	$CaCO_3$	валерит	1,1

ГБОУ ВО АГНИ

Зона	Формула	Наименование соединения	%
Осадок	$Mg(OH)_2$	бруссит	54,70
	SiO_2	кремнезем	29,01
	$Al(OH)_3$	нордстрандит	8,63
	$CaCO_3$	кальцит	4,71
	$C_3ACs_3H_{31}$	эттрингит	1,71
	C_3S	алит	1,24

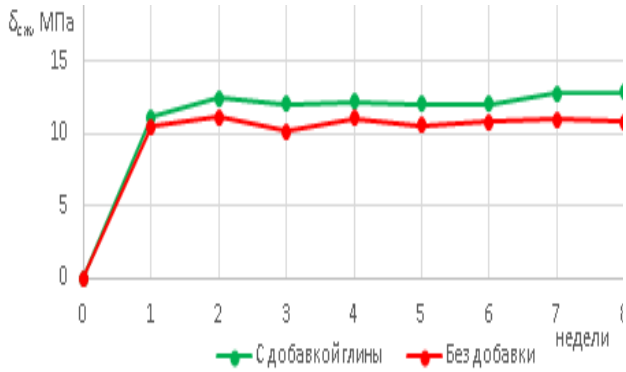


Рисунок 6 – Влияние добавки палыгорскита на прочность портландцементного камня в среде $MgCl_2$

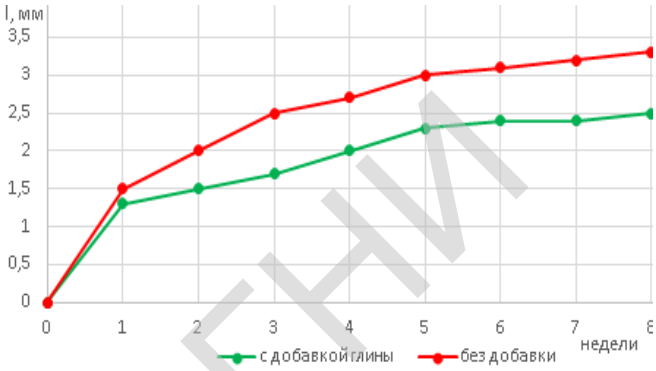


Рисунок 7 – Влияние добавки палыгорскита на глубину коррозии портландцементного камня в среде $MgCl_2$

При одинаковой пористости камня (за счет одинакового В/Ц), скорость коррозии камня, полученного из цемента с добавкой палыгорскита на 17% снизилась за счет кольматации его пор набухшей солестойкой глиной.

Выводы

1. По результатам исследований показана, взаимосвязь кинетики коррозионного поражения портландцементного камня с его структурными свойствами, дающая возможность управлять скоростью коррозии путем снижения водоцементного отношения тампонажного раствора и кольматации пор использованием добавки палыгорскита.

2. Коррозионное поражение цементного камня имеет послойный характер, от неповрежденного образца до прокорродированного слоя, отличающихся фазовым составом, причем кинетика поражения характеризуется замедлением скорости коррозии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. - СПб.: ООО «Недра», 2005.

2. Анализ и оценка качества строительства глубоких нефтяных скважин на территории верхнекамского месторождения калийных солей / Г.М. Толкачев, В.И. Галкин, А.С. Козлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2010. - № 12.

3. Технология проводки подсолевых скважин в Прикаспийской впадине / под ред. У.С. Карабалина, М.А. Танкибаева. - М.: Недра,1989. - 190 с.: ил.

ГБОУ ВО АГНИ

4. Мухин Л.К. Бурение и крепление скважин в солевых отложениях бортовой зоны Прикаспийской впадины / Мухин Л.К., Анопин А.Г., Леонидова А.И. и др. - РНТС, сер. «Бурение», № I, ВНИИОЭНГ. - М.: 1976.
5. К вопросу о способе снижения химической активности магнезиальных цементов для обеспечения безопасного применения их при цементировании обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах / Г.М. Толкачев, А.С. Козлов, Д.А. Девяткин.
6. Москвин В.М. Коррозия бетона и железобетона. Методы их защиты / Москвин В.М., Иванов Ф.М., Алексеев С.Н., Гузеев Е.А. - М.: Стройиздат, 1980. - 536 с.

УДК 622.243

БУРЕНИЕ СКВАЖИН НА ОБСАДНЫХ ТРУБАХ

CASING STRING DRILLING

Б.Р. Минабутдинов
(Bulat R. Minabutdinov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – профессор Л.Б. Хузина

Целью статьи является изучение технологии бурения на обсадных трубах, дает обобщенную характеристику и сравнивает с другими видами бурения. В данной статье рассмотрены виды, формы и характеристики бурения по данной технологии с точки зрения ее назначения.

The aim of the article is to study the technology of casing drilling, gives a generalized description and compares with other types of drilling. This article discusses the types, forms, characteristics of drilling according to this technology from the point of view of its purpose.

Ключевые слова: *бурение, скважина, обсадные колонны, технология бурения.*

Key words: *drilling, hole, casing strings, drilling technology.*

С того времени как была пробурена первая скважина обычным «буравом», прошло больше века. На протяжении этого времени нефтегазовая отрасль вышла на мировой уровень и бурение производится по совершенно новым технологиям с автоматизированным оборудованием и прочими современными устройствами. Так, в нашем регионе зарекомендовало себя роторное бурение и бурение винтовым забойным двигателем. Данные способы

ГБОУ ВО АГНИ

бурения скважин одни из самых производительных и прогрессивных по сравнению с ударной технологией, т.к. скорость работы увеличивается в 1,5-2 раза, следовательно, существенно снижается стоимость. Однако эти технологии бурения скважин, несмотря на значительные преимущества, имеют ряд недостатков, среди которых самыми значимыми можно назвать:

· большое количество спускоподъёмных операций, что увеличивает время работы, соответственно, скважина повышается в цене;

· проявление различных осложнений ввиду того, что скважина за весь процесс бурения находится в открытом состоянии, то есть обсадные колонны спускаются при завершении бурения.

Помимо роторного бурения и бурения с винтовыми забойными двигателями появился принцип бурения скважин на обсадных трубах (casing while drilling – CWD), который активно начали применять за рубежом, такие компании, как «Weatherford», «OMV», «Premier, inc.». Первые попытки бурения обсадными трубами были и в советском союзе в 60-е годы. В ходе этих работ в Саратовской области было пробурено около 30 скважин глубиной до 3000 м. В последующем работы были прекращены.

Данная технология отличается тем, что в процессе бурения протекают два процесса одновременно: - это непосредственно само бурение и обсаживание ствола скважины обсадными трубами. Это позволяет сократить количество спускоподьемных операций, а также появляется возможность разбуривания труднопроходимых зон с переходным давлением. При бурении скважин в интервале от 50 до 300м под кондуктор на ряде площадей возникают проблемы, связанные с водопроявлениями и поглощениями промывочной жидкости, многочисленными осыпаниями и проработками, что несомненно ведет к повышению стоимости скважины. Причём бурение до глубины спуска колонны производится относительно быстро, но после подъема КНБК спустить кондуктор до проектного забоя часто не представляется возможным. Для разделения несовместимых условий бурения и беспрепятственного прохождения двух зон осложнений (возможно, как различных по характеру, так и схожих), на практике, интервал под кондуктор разделяют спуском двух секций колонн диаметрами 324 и 245 мм, что ведет к увеличению затрат на материалы (обсадные трубы, цемент) и сроки строительства.

Технологию бурения на обсадной колонне начинают использовать и в ПАО «Татнефть». Бурение на обсадных колоннах является актуальным и необходимым, так как это новшество в дальнейшем времени получит развитие и станет одним из основных видов бурения, что поможет нефтяной компании продвинуться дальше и увеличить свои возможности в освоении своих скважин.

ГБОУВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Гельгфат М.Я. Бурение на обсадной колонне – история и современная классификация технологических схем скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. - №12. - С. 4-17.

2. Хузина Л.Б. Использование технологических решений при бурении горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. - №9. - С. 25-26.

3. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин: учеб. пособие. - Ухта: УГТУ, 2014. – С. 59-65.

4. Fontenot K.R., Lesse B., Sticker R.D. Using casing to Drill Directional Wells // Shlumberger: Oil-field review, 2005. - Summer. - P.44-61.

5. Directional Casing While Drilling // Tesco and Halliburton brochure. - 2008. - 2 p.

УДК 622.244.44

РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

WATER-BASED SOLUTIONS FOR DRILLING SIDE BARKS

А.А. Михель
(Artur A. Michel)
Альметьтевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – старший преподаватель С.И. Голубь

Бурение скважин методом забуривания бокового стола заключается в «реанимировании» скважины после многократного снижения ее дебита в процессе эксплуатации. Зачастую бурение скважин методом ЗБС ведется на хорошо изученных месторождениях, разрабатываемых с 70-80 годов с очень низкими пластовыми давлениями в продуктивных горизонтах. В данной статье рассматриваются основные моменты, касающиеся требований, предъявляемых к буровым растворам при бурении ЗБС.

Drilling wells by drilling the side table consists in «reanimating» the well after a multiple reduction in its production rate during operation. Often, ZBB wells are drilled in well-studied fields developed from the 70-80s with very low reservoir pressures in productive horizons. This article discusses the main points regarding the requirements for drilling fluids during the drilling of sidetracks.

Ключевые слова: *состав, раствор, боковой ствол, ФЭС.*
Key words: *composition, solution, sidetrack, FES.*

ГБОУ ВО АГНИ

Бурение скважин методом забуривания бокового ствола требует высокого уровня компетенции и профессионализма как от буровой бригады, так и от специалистов, выполняющих инженерное сопровождение бурения. Сложности в плане бурения данного типа скважин заключатся в работе со скважинами малого диаметра (122,6 мм) в условиях малого объема бурового раствора, циркулирующего в скважине, в условиях истощенных пластов, а зачастую и зон АНПД.

В процессе бурения интервала продуктивного пласта из-за нарушения напряженного состояния пород в приствольной зоне, проникновения фильтрата технологических жидкостей в структуру порового пространства пород пласта и дальнейшего его взаимодействия с пластовым флюидом (нефтью, газом, минерализованной пластовой водой и т.д.) протекают сложные физико-химические процессы, следствием которых является снижение его проницаемости. Наряду с фильтратом не исключается проникновение твердой фазы и самой промывочной жидкости, что еще более снижает фильтрационно-емкостные свойства коллекторов(ФЭС) нефти и газа.

Работами К.А. Царевича, Р.И. Щищенко, П. Эванса и А. Рейда показано, что основными факторами, оказывающими влияние на состояние пристенного участка ствола продуктивного интервала, являются: состав бурового раствора (технологической жидкости), его физико-механические свойства, величина избыточного давления между скважиной и пластом, длительность взаимодействия скважинной жидкости с пластовым флюидом, конструкция бурильной колонны и скважины, литологический состав пород коллектора, термобарические условия и т.д. [1]

Неправильный подбор состава рецептуры бурового раствора грозит ухудшением ФЭС призабойной зоны пласта Исследователи полагают, что «загрязнение» пласта в результате воздействия промывочной жидкости обусловлено следующим: реакцией содержащихся в коллекторе глин с водной средой бурового раствора, с последующим набуханием глин; кольматацией пор пласта твердыми частицами глинистого раствора; образованием в призабойной зоне пласта (ПЗП) малоподвижных эмульсий и твердых малорастворимых соединений в пласте при взаимодействии фильтрата бурового раствора с пластовым флюидом. [2,3]

Основным требованием к буровым растворам, применяемым к бурению в данных условиях является нежелательное присутствие в их составе (или полное отсутствие) следующих реагентов полиакриламид, полианионная целлюлоза, барит, глина, графит, асфальтены, силикаты. Все применяемые реагенты должны быть биоразложимы либо кислоторастворимы. При выборе реагентов для утяжеления бурового раствора основной выбор следует сделать в пользу хлорида натрия и мраморной крошки, хотя мраморная крошка и является кольматантом.

ГБОУ ВО АГТИ

Все эти реагенты в той или иной степени снижают коллекторские свойства продуктивного пласта, соответственно снижая дебит и ставя под сомнение экономическую выгоду от реконструирования скважины.

Кроме контроля за составом бурового раствора, также большое внимание следует уделить его свойствам, содержанию мела, МВТ и водоотдаче. Проникновение промывочной жидкости и ее фильтрата в пласт может привести к весьма существенному неблагоприятному изменению коллекторских свойств приствольной зоны и ухудшению условий получения притока пластовой жидкости по окончании бурения скважины. Так, проницаемость зоны кольматации из-за закупорки поровых каналов частицами дисперсной фазы промывочной жидкости может уменьшиться многократно. В продуктивных пластах почти всегда содержится некоторое количество глинистых и иных частиц, чувствительных к воде. Набухая в проникшем в пласт водном фильтрате, они увеличиваются в объеме и сужают (а порой полностью закрывают) поровые каналы. [4]. Несмотря на то, что зачастую бурение в продуктивном пласте ведется в пласте, кровля и подошва которого содержит аргиллит, представляющие из себя глины происходящие при диагенезе и эпигенезе, [5] наработка МВТ у бурового происходит достаточно интенсивно. Негативное влияние роста данного параметра в буровом растворе раствора на продуктивный пласт схоже с введением в состав раствора коммерческого натриевого бентонита.

Мраморная крошка, является главным «защитником» бурового раствора от влияния нежелательной твердой фазы за счет кольматирования продуктивного пласта. На проницаемость формируемой на стенке скважины фильтрационной корки значительное влияние оказывают гранулометрический состав и количество кольматанта, входящего в состав раствора. В качестве кольматанта чаще всего используют фракционный карбонат кальция (мрамор молотый), т. к. он легко растворяется кислотой. В случае если кольматирующая смесь состоит из частиц, значительно превышающих по размеру отверстия пор, то они не смогут сформировать эффективную фильтрационную корку. Часть из них будет уноситься потоком раствора, а между частицами будут образовываться каналы, через которые свободно фильтруется раствор. Частицы размером, значительно меньшим отверстий пор, беспрепятственно проникают в поровое пространство пласта и загрязняют его. Рациональное распределение частиц по размерам в составе кольматанта способствует образованию фильтрационной корки с минимальным проникновением фильтрата и твердых частиц в пласт. Подбор кольматанта ведется с помощью специальных компьютерных программ, выполняющих данный расчет методами Кауффера и Викерса. [6].

Бурение данного типа скважин часто ведется в условиях пластов с АНПД, что налагает особые условия на удельный вес бурового раствора. Зачастую бурение ведется на плотностях от 1,05 г/см3 до 1,10

ГБОУ ВО АГНИ

г/см3. Тщательный контроль за твердой фазой бурового раствора будет иметь важное значение для предотвращения поглощения в процессе бурения. Так как скорости бурения во время бурения скважин ЗБС не высоки, не превышают проходку более 150 м/сут, и производительность насоса ограничена 16 л/сек, это позволяет устанавливать более мелкие сетки на виброситах в диапазоне 160-200 меш., при этом учитывать, что содержание песка в буровом растворе должно быть <1%. В связи с этим будет целесообразно использовать центрифугу для очистки бурового раствора постоянно, несмотря на то, что будет непрерывное удаление мраморной крошки вместе со шламом. Надо воспринимать потерю мраморной крошки, как производственную необходимость и относится к мраморной крошке как к расходному материалу.

Таким образом, комплексный подход к выбору бурового раствора при бурении боковых стволов сможет обеспечить ожидаемые положительные результаты с сохранением коллекторских свойств пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Овчинников В.П. Эффективность применения буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов месторождений Красноярского края / Овчинников В.П., Яковлев И.Г., Аксенова Н.А., Сирин А.В., Рожкова О.В. // Бурение и нефть. – 2014. - №3.

2. Овчинников В.П., Яковлев И.Г. Совершенствование составов и технологии приготовления ИЭР на основе минерального масла // Бурение и нефть. - 2013. - №3.

3. Овчинников В.П., Яковлев И.Г., Сирин А.В. Особенности применения биополимерных ингибированных растворов для вскрытия продуктивных пластов, содержащих различные по химической активности глины (на примере месторождений Красноярского края // Бурение и нефть. - 2014. - №1.

4. Овезов М.О. Воздействие промывочной жидкости на продуктивный пласт // Молодой ученый. — 2012. — №7. — С. 39-42.

5. https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D1%80%D0%B3%D0%B8%D0%BB%D0%BB%D0%B8%D1%82.

6. Ишбаев Г.Г. Теории подбора фракционного состава кольматанта / Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Христенко А.В., Милейко А.А. // Бурение и нефть. - 2011. - №6.

7. Хузина Л.Б. Совершенствование процесса промывки как средство повышения результативности бурения // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – Том XVII. - 416 с.

ГБОУВО АГНИ

УДК 622.245

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

IMPROVING THE EFFICIENCY OF BUFFER FLUIDS

А.Р. Нургалиев, М.Е. Логинова
(Albert R. Nurgaliev, Marianna E. Loginova)
Уфимский государственный нефтяной технический университет
(Ufa State Petroleum Technological University)
Научный руководитель – профессор Ф.А. Агзамов

В статье рассматривается перспективы повышения эффективности буферных жидкостей. Целью данных исследований являлась совершенствование рецептур буферных жидкостей для повышения качества цементирования скважин. Для изучения этого вопроса были рассмотрены классификации буферных жидкостей и методика экспериментального исследования отмывающей способности. Также проведен критический обзор существующих рецептур.

The article discusses the prospects for improving the efficiency of buffer liquids. The aim of the research was to improve the formulations of buffer fluids to improve the quality of well cementing. To study this issue, the classification of buffer liquids and the method of experimental study of the washing capacity were considered. A critical review of existing formulations was also conducted.

Ключевые слова: *буферная жидкость, полимерная пленка, отмывающая способность, свойства буферных жидкостей.*

Key words*: the buffer fluid, plastic film, cleaning power, properties of buffer fluids.*

Буферные жидкости применяются при проведении процесса цементирования нефтяных и газовых скважин, где необходимо разделить два разнородных по физико-химическим свойствам состава. Основная задача буферных жидкостей заключается в более полном вытеснении бурового раствора из интервала цементирования и разделении бурового и тампонажного растворов для предотвращения коагуляции в зоне их смешения [1].

Для полного разделения бурового и цементного раствора необходимо, чтобы плотность и реологические параметры, в частности пластическая вязкость, динамическое и статическое напряжения сдвига, находились между соответствующими параметрами бурового и цементного растворов [2]. Следует отметить, что немаловажным фактором является отмывающая способность буферных жидкостей. Под этим термином понимается свойство буферной жидкости удалять остатки буровых растворов. По требованиям буферная жидкость должна обладать повышенной моющей способностью и обеспечивать хорошее сцепление цементного камня с колонной обсадных труб. К тому же

ГБОУ ВО АГНИ

буферная жидкость должна обладать низкой водоотдачей, однородностью и седиментационной устойчивостью.

Для исследования отмывающей способности буферных жидкостей в источнике [3] описывается методика, которая основывается на определении массы фильтрационной корки, после воздействия буферной жидкостью в динамических условиях. Также существует методика, суть которой заключается на определении значения напряжения сцепления цементного камня с обсадной колонной, после воздействия буферной жидкостью в динамических условиях в течение 5 минут [4].

Существует более сотни рецептур буферных жидкостей, которые классифицируются по своим физическим свойствам и составу. По физическим свойствам буферные жидкости классифицируются на низковязкие, высоковязкие и вязкоупругие [5]. По составу бывают однофазные, двухфазные, трехфазные и многофазные буферные жидкости. Данная классификация положена в основу отраслевого стандарта.

Главным преимуществом вязкоупругих разделителей является достижение максимального вытеснения. К ним относятся полимерные композиции на основе полиакриламида и сернокислого алюминия. Следует отметить, что существует ряд недостатков: сложность состава, длительность приготовления, деструкция при прокачке.

Имеется опыт применения буферных жидкостей, содержащий кварцевый, лессовый и керамзитовый песок. Данные буферные жидкости применялись для абразивного удаления глинистой корки. Опыт показал, что эффективность таких композиций высока. Недостатком является опасность выпадения песка во время вынужденных остановок в процессе цементирования.

Имеется хорошая перспектива использовать сухие буферные смеси (порошки). Применение данных смесей позволяет непосредственно перед процессом цементирования приготовить буферную жидкость необходимым значением плотности и вязкости.

Целью исследований является совершенствование рецептур буферных жидкостей для повышения качества цементирования скважин. Достижение указанной цели осуществлялось посредством решения следующих основных задач: 1) провести анализ существующих буферных жидкостей; 2) провести поиск материалов для улучшения контакта стенки обсадной колонны с цементным камнем при наличии полимерной пленки; 3) обосновать материалы, входящие в состав буферной жидкости 4) оценить эффективность буферной жидкости.

При использовании полимер-глинистых буровых растворов или вязкоупругих буферов на стенках обсадной колонны и поверхности горных пород образуется полимерная пленка. Данную пленку необходимо удалять так, как она способствует ухудшению сцеплению цементного камня, что может привести к повышению проницаемости

ГБОУ ВО АГНИ

контактной зоны цементного камня. Для удаления полимерной пленки следует использовать отмывающую порцию буферной жидкости, которая содержит поверхностно-активные вещества или химические реагенты, вызывающие деструкцию полимера. К данным реагентам входит такие соединения, как спирты, кислоты, щелочи, амины, фенолы, аммиака.

Использование в качестве буферной жидкости водных растворов поверхностно-активных веществ в некоторых случаях является более предпочтительными, нежели другие растворы. Поверхностно-активные вещества представляют собой химические соединения, обладающие поверхностной активностью, и классифицируются по химической структуре молекул: ионогенные и неионогенные.

На практике, в растворах буферных жидкостей широкое применение получило синтетическое поверхностно-активное вещество анионактивного типа – сульфонол, которое хорошо растворяется в водной среде и является биоразлагаемым [3].

Было проведено исследование, которое позволило оценить отмывающую способность буферных жидкостей, представляющих собой водный раствор поверхностно-активных веществ. Для проведения эксперимента были взяты поверхностно-активные вещества следующих классов: катионный и неионогенный. Причиной является то, что данные классы поверхностно-активных веществ малоизучены в области крепления скважин, а именно их применение в буферных жидкостях представляло особый интерес.

Из всего многообразия поверхностно-активных веществ мы выбрали СИНОЛ-КАМ (из класса катионных) и РХЗОЛ-П (из класса неионогенных). Выбор объясняется тем, что эти поверхностно-активные вещества производятся в промышленных масштабах.

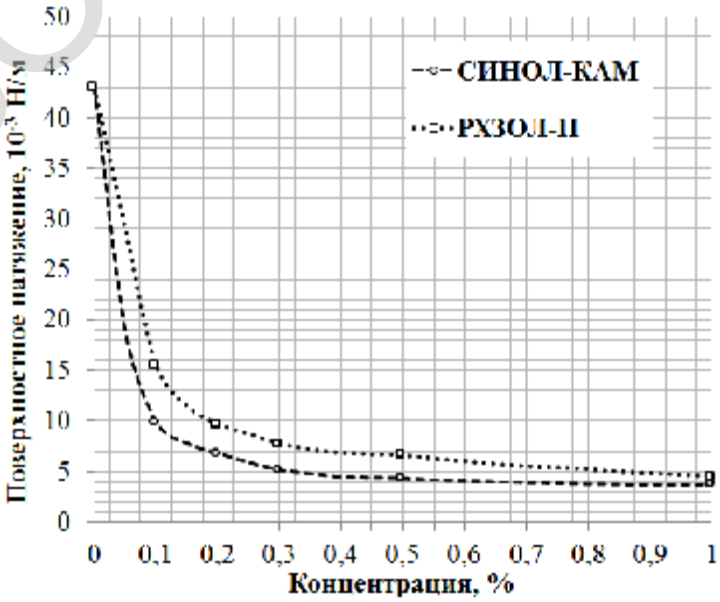


Рисунок 1 – Влияние ПАВ на поверхностное натяжение водных растворов

ГБОУ ВО АГНИ

Для выяснения механизма действия данных реагентов был проведен специальный эксперимент по оценке поверхностного натяжения. Для наглядности результатов исследования, они представлены в виде графика, показанная на рисунке 1. По результатам эксперимента установлено, что водный раствор СИНОЛ-КАМ эффективнее снижает поверхностное натяжение, чем раствор реагента РХЗОЛ-П.

На основании проведенного исследования и полученных результатов были сделаны следующие выводы:

1) рассмотрены классификации буферных жидкостей и методика экспериментального исследования отмывающей способности;

2) проведен критический обзор существующих рецептур;

3) буферная жидкость, содержащая катионное поверхностно-активное вещество, имеет повышенную эффективность по отношению к буферной жидкости, содержащая неионогенное поверхностно-активное вещество.

ЛИТЕРАТУРА

1. Материалы презентации на Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче, г. Москва, 2014. SPE-171282-RU.

2. Беловская О.С. Применение новых вязко-упругих буферных жидкостей [Электронный ресурс] / О.С. Беловская // Труды молодых ученых института ТатНИПИнефть. - 2013. - № 4. - URL http://www.tatnipi.ru/sms_2013_4.html (дата обращения: 16.05.2018).

3. Агзамов Ф.А., Садртдинов Р.Р. Отмывающая способность буферной жидкости с добавками поверхностно-активных веществ // Булатовские чтения. - 2018. - С. 23–27.

4. Агзамов Ф.А., Логинова М.Е., Нургалиев А.Р. Выбор компонентов для буферных жидкостей при заканчивании скважин растворами на углеводородной основе // Нефтяная провинция. - 2019. - № 1(17). - С. 189–196.

5. Рязанов, Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – Оренбург, 2005. – 664 с.

ГБОУВО АГНИ

УДК 622.244.4

ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫВКИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

PROBLEMS OF SLANT DIRECTED WELLS CLEANING

К. А. Солодовникова
(Ksenya. A. Solodovnikova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – старший преподаватель С.И. Голубь

Процесс бурения наклонно-направленных скважин может сопровождаться осаждением частиц разрушенной горной породы на забой и стенки скважины. Зачастую это вызвано неэффективным режимом очистки забоя и ствола скважины от частиц выбуренной горной породы. Следовательно, одной из основных задач геологоразведочного и эксплуатационного бурения является регулирование показателей промывки стволов наклонно-направленных скважин. С целью поиска решения поставленной задачи на данном этапе были рассмотрены вопросы, направленные на выявление и анализ факторов, вызывающих осложнения в процессе очистки стволов наклонно-направленных скважин. Правильно подобранные свойства очистного агента при оптимальных технологических параметрах процесса бурения позволяют достичь высокой производительности и качества буровых работ.

Controlled directional drilling can be followed by the sedimentation of destroyed rock particles on the face and well walls. It is often caused by the inefficient cleaning of the face and borehole from drilling cuttings. Therefore, one of the main objectives of prospecting and development drilling is regulation of cleaning indicators of boreholes of the slant directed wells. To find the solution of the specified objective at this stage the authors have undertaken the theoretical research directed at the revelation and analysis of the factors causing com- plications during cleaning of the slant directed boreholes. The research resulted in the identification of a number of major factors influencing the efficiency of lifting drilling cuttings from a slant borehole. According to the re- search results, correctly selected properties of the clearing agent under optimum technological parameters of drilling will ensure high efficiency and quality of drilling operations. This fact proves the need for further theoretical and experimental work in the specified field.

Ключевые слова: *наклонно-направленное бурение, очистка стволов скважин, промывочная жидкость, эффект Бойкотта.*

Key words: *controlled directional drilling, cleaning boreholes, flushing water, Boykott's effect.*

Современные требования к проведению геологоразведочных работ предполагают бурение большого количества наклонно-направленных скважин с целью более детального изучения геологического разреза, в которых возникают проблемы с очисткой забоя скважины и выносом

ГБОУ ВО АГНИ

разрушенной горной породы на поверхность по причине осаждения частиц горной породы на забой или стенки скважины при неэффективном режиме очистки. При этом эффективность очистки ствола скважины от частиц выбуренной горной породы зависит не только от основных гидродинамических показателей и технологических параметров режима бурения [2], но и от геометрии затрубного пространства и профиля ствола скважины. В свою очередь, геометрия затрубного пространства зачастую определяется эксцентричным расположением бурильной колонны в стволе скважины, а профиль ствола – зенитным углом.

Известны различные классификации зенитных углов ствола скважины, влияющих на степень очистки от частиц выбуренной породы. Как правило, выделяют три отличных друг от друга интервала, характеризующихся различным поведением частиц шлама в затрубном пространстве.

При малых зенитных углах ствола скважины (0-10º) сила тяжести, действующая на каждую частицу выбуренного шлама, заставляет их оседать в направлении забоя (рис. 1, а). С ростом зенитного угла (10–30º) плотность и вязкость частиц шлама увеличивается, в связи с чем возможно накопление осадка на стенке скважины. Вместе с тем, тенденция к скольжению частиц к забою сохраняется (рис. 1, б).

Дальнейшее повышение зенитного угла (ориентировочно до 45–60º) способствует возрастанию сил трения и замедлению скорости скольжения частиц шлама вплоть до полной остановки, что, вероятно, вызвано возникновением эффекта Бойкотта – эффекта ускоренного осаждения примеси в сосудах с наклонными стенками. Данный эффект, открытый в 1920 г., нередко проявляется в различных дисперсных средах при бурении скважин с зенитными углами 30– 60º, а наиболее интенсивно – с углами 40–50º (рис. 1, в) и заключается в накоплении шлама и некоторой части твердой фазы очистного агента при его движении или в состоянии покоя на стенке ствола наклонно-направленной скважины. Другими словами, частицы шлама из зоны суспензии осаждаются в вертикальном направлении к нижней стенке скважины и образуют осадок в наклонном стволе.

При больших углах 60-90º (рис. 1, г) наклона ствола скважины, толщина осевшего шлама обратно пропорциональна скорости восходящего потока. Если угол наклона ствола скважины превышает 60°, оползание шлама, наблюдаемое при меньших углах наклона, прекращается. Поэтому толщина осевшего шлама в таких случаях зависит прежде всего от скорости восходящего потока и свойств бурового раствора. Для конкретного бурового раствора увеличение скорости восходящего потока приводит к уменьшению толщины осевшего шлама.

ГБОУ ВО АГНИ

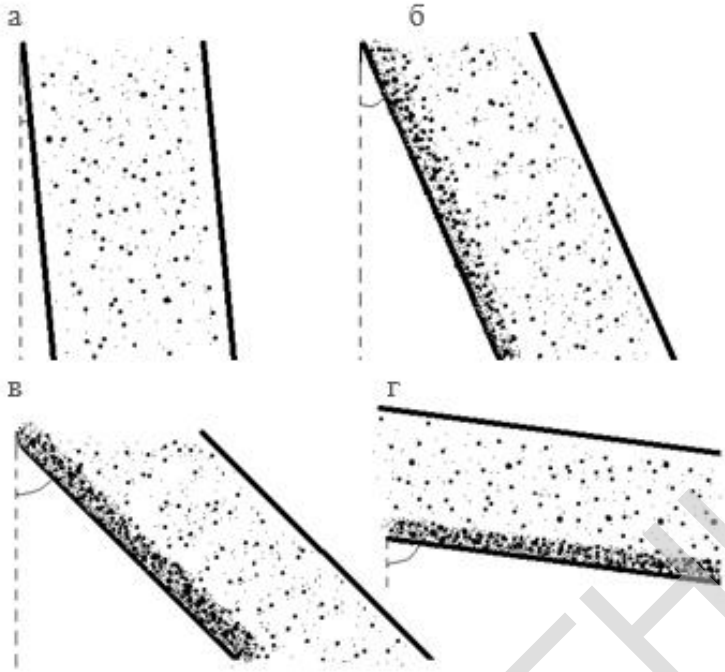


Рисунок 1 - Поведение шлама в скважине в интервалах с разными зенитными углами α:
а – 0–10º; б – 10–30º; в – 30–60º; г – 60–90º;
густота крапа отражает концентрацию частиц шлама

Таким образом, регулирование показателей промывки скважин является одной из основных задач при геологоразведочном и эксплуатационном бурении, следовательно, правильно подобранные свойства очистного агента при оптимальных технологических параметрах процесса бурения позволят достичь высокой производительности и качества буровых работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Голубь С.И., Хузина Л.Б. Совершенствование процесса промывки как средство повышения результативности бурения // Ученые записки АГНИ. - Альметьевск: Альметьевский государственный институт, 2018. - Том XVII. – 416 с.

2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для нач. проф. обр. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 352 с.

3. Пушмин П.С. Факторы регулирования гидродинамических показателей для оптимизации процесса алмазного бурения // Известия СО секции наук о Земле РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. - Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2010. - Вып. 2 (37). - С. 167–172.

4. Снижение механической скорости бурения при уменьшении водоотдачи [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ftk-nnov.ru/promyvka-skvazhin/snizhenie-mexanicheskoj-skorosti-bureniya pri.html.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276.6

РАСЧЁТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСПО В СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ

EFFICIENCY CALCULATIONS OF PREVENTING AND REMOVING ASPHALT, RESIN AND PARAFFIN DEPOSITS IN WELLS USING HEATING CABLES

А.А. Тютяев, О.Д. Комарова
(Andrey V. Tyutyaev, Olesya D. Komarova)
Самарский государственный технический университет
(Samara State Technical University)

Одним из осложняющих факторов при добыче нефти является отложения АСПО в НКТ. Для решения проблем используется технология нагрева скважинной жидкости специальными электрическими нагревательными кабелями и нагревателями. Предлагается метод расчёта необходимых температуры и мощности, исключающих образование АСПО.

One of the complicating factors in oil production is the asphalt-resin-paraffin deposits, as a result of which the production well rate is decreasing and the Electric submersible pump failure occurs. To solve problems, the thermal method is used, which consists in artificial increase of the well temperature and bottom hole zone. By using special electric heating cables and heaters, the temperature of the oil flow is maintained high.

Ключевые слова: *скважинная нагревательная установка, отложение парафина, электрокабель.*

Key words: *downhole heaters, deposition paraffin, electric cable.*

Эффективным методом профилактики и ликвидации АСПО в нефтяных скважинах является разогрев продукции скважин до температуры, исключающей выпадение твердой фазы. Источниками тепла для такого подогревания могут быть нагревающие кабели, расположенные внутри или снаружи нефтепроводящей трубы, закачанный в пласт теплоноситель, термокислотное, электромагнитное или акустическое воздействие.

Для стационарной электротепловой обработки продукции скважины в интервале пласта совместно с подземным оборудованием устанавливают электронагреватель, работающий в процессе отбора нефти непрерывно или по заданному режиму. При электротепловой обработке с целью удаления или предотвращения образования АСПО в НКТ и затрубном пространстве широко используются нагревательные кабели, размещаемые внутри или снаружи НКТ в интервале отложений.

Кабель нагревания размещают внутри НКТ в высокодебитных скважинах (режим фонтанирования, газлифта, применение

ГБОУ ВО АГНИ

центробежных насосов). В этом случае возможно использовать как непрерывный режим включения кабеля для предотвращения отложения парафина, так и периодический режим включения с растворением отложившегося парафина.

В низкодебитных скважинах, особенно с применением штанговых насосов, следует применять кабели нагревания, закрепленные снаружи НКТ в непрерывном режиме включения.

Во время работы кабеля происходит нагрев нефтяной жидкости до температуры, превышающей температуру кристаллизации парафинов, что обеспечивает:

· Постоянную чистоту внутреннего пространства НКТ

· Непрерывность работы скважины и трубопроводов;

· Полностью исключает применение других способов депарафинизации;

· Экологическую чистоту вокруг скважины;

· Гарантированное увеличение дебита скважин, особенно для высоковязкой нефти;

· Уменьшение потерь нефти, повышение коэффициента эксплуатации скважин;

· Непрерывную работу скважин.

Для успешного применения технологии электропрогрева необходимо определить следующие технологические параметры:

· Распределение температуры скважинной жидкости по глубине скважины;

· Температура на внутренней стенке эксплуатационной колонны (ЭК);

· Температуры на внутренней и внешней стенке НКТ;

· Критическая температура и давление (начало отложения).

На рисунках 1, 2, 3 показаны примеры расчетов некоторых параметров.

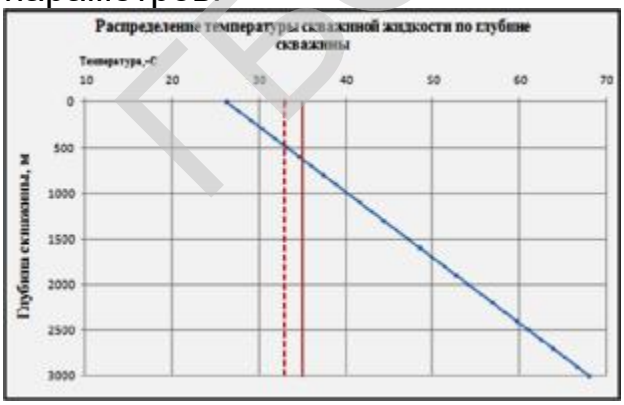


Рисунок 1 - Распределение температуры скважинной жидкости

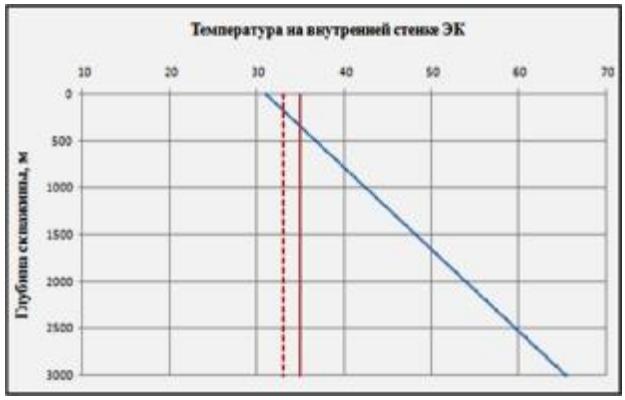


Рисунок 2 - Распределение температуры на внутренней стенке ЭК

ГБОУ ВО АГНИ

Кривая распределения температуры, указанная красным цветом, показывает температуру насыщения нефти парафином; кривая распределения, указанная синим цветом показывает температуру потока; и красная пунктирная кривая показывает температуру начала отложений.

Из приведенных графиков можно спрогнозировать выпадение отложений и определить глубину начала отложений на стенке ЭК.

После определения условий образования АСПО на скважинном оборудовании, необходимо подобрать наиболее эффективную технологию электропрогрева, а именно определить расположение, тип кабеля и его нагревающую способность. Для оценки эффективности того или иного вида кабеля был разработан расчётный модуль по определению параметров нагрева скважины кабелем, размещённым внутри и снаружи НКТ.

На рисунке 3 представлен пример расчета теплового режима скважины с кабелем, расположенным внутри НКТ.

Расчет теплового режима скважины с кабелем внутри НКТ

Исходные данные			
Диаметр изоляции кабеля	d_u=	0.026	м
Диаметр жил кабеля	$d_к$=	0.01	м
Внутренний диаметр НКТ	d_1=	0.062	м
Внешний диаметр НКТ	d_2=	0.073	м
Внутренний диаметр ЭК	d_3=	0.146	м
Внешний диаметр ЭК	d_4=	0.162	м
Средний диаметр цементного кольца	$d_ц$=	0.2	м
Коэффициент теплопроводности изоляции кабеля	λ_u=	0.7	Вт/(м·К)
Коэффициент теплопроводности среды в НКТ	λ_1=	0.16	Вт/(м·К)
Коэффициент теплопроводности НКТ	λ_2=	60	Вт/(м·К)
Коэффициент теплопроводности среды в затрубе	λ_3=	0.16	Вт/(м·К)
Коэффициент теплопроводности ЭК	λ_4=	60	Вт/(м·К)
Коэффициент теплопроводности цементного кольца	$\lambda_ц$=	0.8	Вт/(м·К)
Коэффициент теплопроводности породы	$\lambda_п$=	1.7	Вт/(м·К)
Температура жил кабеля	$T_к$=	100	С
Температура начала кристаллизации парафина		33	С
Интервал прогрева	a=	0	м
	b=	2000	м

РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ					
Температура на внутренней стенке НКТ	T_1=	54.302	-	74.149	С
Температура на внешней стенке НКТ	T_2=	54.284	-	74.139	С
Температура на внутренней стенке ЭК	T_3=	25.155	-	57.661	С

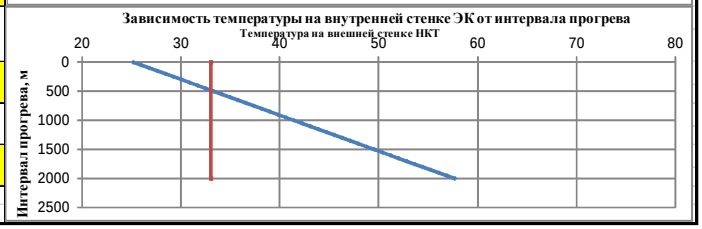


Рисунок 3 - Расчёт температурного режима скважины с кабелем внутри НКТ

Расчёты в модуле можно проводить, меняя исходные данные. В результате расчёта получается кривая распределения температуры по стволу скважины в зоне прогрева электрокабелем. Определяются температуры соответственно на внутренней и внешней поверхности НКТ, а также на внутренней стенке ЭК.

ГБОУ ВО АГНИ

Красная линия соответствует температуре образования отложений (в примере 330С) на внутренней и внешней поверхности НКТ, а также на внутренней поверхности ЭК. Пересечение красной линии с каким либо распределением означает условия образования отложений в конкретной зоне: внутри НКТ, снаружи или на внутренней поверхности ЭК. Если пересечение наблюдается во всех трёх зонах, то это означает образование АСПО во всех трех областях. Меняя температуру жил кабеля можно найти температуру и оптимальный режим прогрева для конкретной скважины и необходимую мощность на единицу длины.

Однако, расчёт показал, что даже при температуре кабеля 100°С вероятность образования АСПО в затрубе достаточно велика, так как внутренняя стенка ЭК прогревается недостаточно, чтобы исключить образование АСПО.

Для обоснования разработанной схемы было проведено компьютерное моделирование в программном комплексе ANSYS. Анализ расчётов показал, что в случае хорошего теплового контакта плоского кабеля, НКТ прогревается практически до температуры изоляции кабеля. Такой режим прогрева представляется более эффективным по сравнению с кабелем внутри при одной и той же температуре кабеля.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зевакин Н.И., Мухаметшин Р.З. Парафиноотложения в пластовых условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения // Сборник научных трудов ТатНИиПИНефть. - ВНИИОЭГ, 2008.

2. Буренков А.Е. Расчет нагревания потока нефти в скважине при применении нагревательного кабеля / Буренков А.Е., Холодный С.Д., Мерзляков Б.Л. и др. // Пермская обл. для нефтегазовой индустрии. Сборник. – Пермь: Агентство «Стиль», 2001. - МГ, 2001. - 176 с.

3. Ерофеев А.А., Лекомцев А.В. Оценка температуры образования АСПО в нефтедобывающих скважинах. – Пермь: Пермский государственный технический университет.

ГБОУ ВО АГТУ

УДК 622.245.42

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕНОЦЕМЕНТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА И ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

APPLICATION OF FOAM CEMENT TO IMPROVE THE QUALITY AND EFFICIENCY OF WELL CEMENTING

Л.Г. Хуснутдинова
(Lucia G. Khusnutdinova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – доцент С.И. Амерханова

Пеноцемент - смесь цементного раствора, пенообразователя и воздуха либо инертного газа (например, азота). Опытно – практические исследования пеноцементного раствора показали, что за счет исключения устройств ступенчатого цементирования, пакеров и дополнительных временных затрат, необходимых при выполнении стандартных работ по двухступенчатому цементированию, суммарная экономия может достигать 20—25 %. По сравнению с цементированием в одну ступень с применением микросфер пенное цементирование обеспечивает сокращение затрат в среднем на 7—9 %. Причем чем больше интервал цементирования, тем значительней экономия средств.

Foam cement is a mixture of cement mortar, foaming agent and air or inert gas (for example, nitrogen). Experimental and practical studies of the foam cement mortar showed that due to the exclusion of step cementing devices, packers and additional time required when performing standard works on two-stage cementing, the total savings can reach 20-25 %. Compared to single-stage cementing with microspheres, foam cementing provides an average cost reduction of 7-9 %. Moreover, the greater the cementing interval, the greater the savings.

Ключевые слова: *цементирование, пеноцемент, преимущество, технология.*

Key words: *cementing, foam cement, advantage, technology.*

Пеноцемент – это смесь цементного раствора, пенообразователя и воздуха либо инертного газа (например, азота). Технология цементирования пеноцементом обеспечивает:

- качественное разобщение пластов,
- увеличение межремонтного периода эксплуатации скважин,
- цементирование в условиях поглощений и при наличии газовых пластов без увеличения стоимости цементирования
- существенно сокращает затраты при закачке больших объемов цемента.

При наличии поглощающих горизонтов, аэрирование позволяет создавать цементный раствор плотностью от 0,5 до 1,9 г/см^3 без потери качества цементного камня [1].

ГБОУ ВО АГНИ

Газ, содержащийся в цементном растворе, позволяет поддерживать противодавление на пласты даже при переходе пеноцемента из жидкого состояния в твердое, что очень важно для предотвращения миграций флюидов в цементном камне. Снижение водоотдачи достигается за счет пенной структуры раствора.

Чем больше объем скважины для цементирования, тем больший требуется объем сухой цементной смеси. Так как азот заполняет часть цементируемого пространства в скважине, базового цементного раствора для заполнения затрубного пространства требуется меньше. Следовательно, для приготовления пеноцементного раствора требуется меньшее количество сухой смеси и в результате этого стоимость цементирования снижается [2].

За счет исключения устройств ступенчатого цементирования, пакеров и дополнительных временных затрат, необходимых при выполнении стандартных работ по двухступенчатому цементированию, опытно – практические исследования пеноцементного раствора показали, что суммарная экономия может достигать 20—25 %. По сравнению с цементированием в одну ступень с применением микросфер пенное цементирование обеспечивает сокращение затрат в среднем на 7—9 %. Причем чем больше интервал цементирования, тем значительней экономия средств.

Основными преимуществами технологии применения пеноцементного раствора являются [3]:

- снижение плотности цементного раствора, позволяющее уменьшить репрессию на слабые пласты, следовательно, перейти от двухступенчатого цементирования к одноступенчатому,
- сократить сроки строительства скважины;
- улучшенное вытеснение бурового раствора из скважины за счет улучшенных реологических свойств пеноцементного раствора;
- минимальная водоотдача;
- высокая адгезия цементного камня к колонне и породе;
- улучшенные механические свойства цементного камня, позволяющие увеличить межремонтный период работы скважины;

Таким образом, вышеперечисленные преимущества позволяют снизить следующие риски в процессе цементирования наклонно-направленных скважин [4]:

- отказы в работе муфты ступенчатого цементирования — переход к одноступенчатому цементированию;
- нарушение герметичности устройств ступенчатого цементирования при эксплуатации;
- недоподъем цемента до проектной глубины в случае поглощения;
- необходимость установки пакера в колонне для предотвращения газовой миграции;
- межпластовые перетоки.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. – М.: Недра, 1991. – 336 с.

2. Овчинников В.П. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / Овчинников В.П., Кузнецов В.Г., Фролов А.А., Шатов А.А., Урманчеев В.И. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 115 с.

3. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. - М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.

4. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы: учебн. пособие для вузов. — М.: Недра, 1987. – 280 с.

УДК 622.24

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ

WELL DRILLING TECHNOLOGY USING ROTARY STEERABLE SYSTEM

Р.Р.Шаймарданов
(Rafael R.Shaimardanov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – профессор Л.Б. Хузина

В настоящее время для проходки вертикальных, наклонных и горизонтальных стволов активно применяются роторные управляемые системы (РУС), а также отклоняющие системы, сочетающие применение винтовых забойных гидродвигателей и РУС. Данные системы являются наиболее совершенными, а в сочетании с системами телеметрии и геонавигации превратились в совершенные беспилотные средства дистанционного управления направлением буримых скважин.

Возможности этих систем впечатляют: при высочайших точности (± 0.1º) и оперативности данные системы способны осуществлять бурение скважин любой ориентации в пространстве протяженностью до 13 км непрерывными рейсами, протяженность которых может составлять более 1000м.Современная отклоняющая система представляет собой беспилотный электронно-механический агрегат, упраляемый дистанционно.

Currently, for the penetration of vertical, inclined and horizontal shafts are actively used rotary controlled systems (RSS), as well as deflection systems that combine the use of screw downhole hydraulic motors and RSS. These systems are the most advanced, and in combination with telemetry and geosteering systems have become perfect unmanned means of remote control of the direction of drilling wells.

The capabilities of these systems are impressive: the highest precision (± 0.1 º) and speed data system capable of drilling wells of any orientation in the space extending up to

ГБОУ ВО АГНИ

13 km in continuous flight, the length of which may be more than 1000m.Modern deflection system is a unmanned electro-mechanical Assembly, remotely controlled.

Ключевые слова: *роторная управляемая система, проходка, преимущество, технология.*

Key words: *rotary steerable system, penetration, advantage, technology.*

Роторная управляемая система – это современное поколение бурового оборудования, которое предназначено для бурения наклонно-направленных, горизонтальных и многоствольных скважин с экстремально большим отходом от вертикали, точной проводки ствола скважины и вскрытия сложных пластов и пластов с нетрадиционными запасами, а также для бурения на континентальном шельфе и Арктике.

Преимущества:

· получение более качественного ствола скважины,

· позволяет бурить протяженные – более 10 км горизонтальные стволы,

· снижение рисков возникновения осложнений и аварий,

· позволяет осуществлять управление траекторией бурения скважины,

· широкий спектр применения,

· возможность бурения в сложных геологических условиях,

· более плавная траектория (меньшая извилистость) скважины по сравнению с винтовыми забойными двигателями,

· возможность применения в скважинах с высокими пластовыми температурами и давлениями, в которых ограничено применение винтовых забойных двигателей,

· повышение скорости бурения за счет снижения сил трения и лучшей очисткой ствола от шлама,

· улучшается вынос шлама,

· использование роторной управляемой системы во много раз увеличивает эффективность разработки запасов нефти.

Системы РУС позволяют бурить пологие и горизонтальные скважины с плавным профилем из-за отсутствия перегибов ствола (обычных при использовании забойных двигателей) с большей протяженностью за счет снижения сил трения и лучшей очисткой ствола от шлама. Более высокая проходка с постоянным вращением бурильной колонны предотвращает вероятность прихватов бурильного инструмента, сокращает время на очистку ствола от выбуренной породы и дает ряд дополнительных преимуществ по качеству вскрытия продуктивного горизонта.

В настоящее время имеется опыт применения роторной управляемой системы компанией ПАО «Татнефть». При строительстве горизонтального ствола по новой технологии компании удалось существенно сократить продолжительность бурения, по плану она

ГБОУ ВО АГНИ

должна была составить 13,7 суток,а по факту получилась 7,1 суток,тем самым снизились общие итоговые затраты на бурение.Использование данной технологии, позволило получить положительные показатели такие как:

1. Увеличение средней механической скорости в горизонтальном стволе, которая составила 260%;
2. КСПО в процессе бурения не производились;
3. Окончательный каротаж и проработка ствола перед спуском хвостовика не производились;
4. Ускорение в горизонтальном стволе составило 6 суток.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нескоромных В.В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: рукопись / В.В. Нескоромных. - Красноярск.

2. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: учебник / В.В. Нескоромных. – М.: ИНФРА-М., 2015.

3. Нескоромных В.В. Методологические и правовые основы инженерного творчества: учебное пособие / В.В. Нескоромных, В.П. Рожков. – М.: ИНФРА-М., 2015.

4. Хасанов Р.А. Роторные управляемые системы. Преимущества и недостатки // Материалы научно-технической конференции аспирантов и молодых ученых. - 2004. - №55.

5. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин: учебное пособие / С.А. Кейн. – Ухта: УГТУ, 2014.

6. Шевченко И.А. Развитие технологии управляемого роторного бурения при строительстве скважин с субгоризонтальным профилем [Текст] // Технические науки в России и за рубежом: материалы III междунар. науч. конф. (г. Москва, июль 2014 г.). — М.: Буки-Веди, 2014.

7. Акбулатов Т.О. Роторные управляемые системы: учебное пособие / Т.О. Акбулатов, Р.А. Хасанов, Л.М. Левинсон. – Уфа: УГНТУ, 2006.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.692

ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ СООРУЖЕНИИ В УСЛОВИЯХ КРИОГЕННЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ РФ

ENSURING THE STABILITY OF TRUNK PIPELINES DURING CONSTRUCTION IN THE CONDITIONS OF CRYOGENIC ZONES OF THE ARCTIC PART OF THE RUSSIAN FEDERATION

В.А. Азаров, М.Н. Назарова
(Vladimir A. Azarov, Maria N. Nazarova)
Санкт-Петербургский Горный Университет
(Saint-Petersburg Mining University)

В работе рассмотрены технические решения, используемые при сооружении магистральных трубопроводов с целью обеспечения их устойчивости в Арктической части РФ.

The paper discusses technical solutions used in the construction of trunk pipelines in order to ensure their stability in the Arctic part of the Russian Federation.

Ключевые слова: *арктические трубопроводы, вечная мерзлота, сооружение трубопроводов, углеводородное сырьё, устойчивость грунта.*

Key words: *arctic pipelines, permafrost, pipeline construction, hydrocarbons, soil stability.*

Одной из основных проблем при сооружении МТ в условиях вечномерзлых грунтов является обеспечение устойчивости грунта и предотвращение его оттаивания и как следствие происхождение осадки грунтов или их пучение. Данные процессы крайне нежелательны, так как могут привести к различным механическим повреждениям трубопровода. Следует отметить, что при оттаивании многолетнемерзлого грунта, имеющего большое количество мерзлых сегментов, происходит превращение льда в грунтовую массу с водой, которая уменьшает несущую способность на 20-30%. [3]

Для предотвращения потери устойчивости магистрального трубопровода ещё на этапе проектирования необходимо выбрать наиболее рациональные и оптимальные способы прокладки МТ для уменьшения его воздействия на окружающий вечномерзлый грунт. Для северных районов, как правило, применятся прокладка на сваях для оттаивающих и болотистых местностей, а также подземная или полуподземная прокладка для грунтов, находящихся в зоне постоянно

ГБОУ ВО АГНИ

отрицательных температур. Документом, регламентирующим прокладку МТ, является СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы, и по нему выбирается наиболее оптимальный способ прокладки.

Рассмотрим особенности сооружения трубопроводов каждым из способов, а также определим недостатки, возникающие при каждом из них.

В настоящее время в криогенных зонах большое внимание уделяется прокладке трубопроводов на сваях. Основной проблемой при прокладке трубопровода такого типа является обеспечение устойчивости трубопровода в заданном положении на опорах. При забивке свай с помощью специальной техники могут образовываться протаивания грунта, которые отрицательно сказываются на последующей прокладке и эксплуатации трубопровода. Для избежания этих процессов используются специальные сезоннодействующие или действующие на постоянной основе термостабилизаторы грунта, которые обеспечивают устойчивость грунтов под основанием опоры. Одними из наиболее используемых термостабилизаторов грунта являются системы термостабилизоторов производства Газпром «СройТЭК Салават». Однако, при использовании таких систем возникает другая проблема - пучение грунтов, приводящее к выпучиванию свай. А вследствие неоднородности и неравномерности структуры грунтов сваи могут выпучиваться на разную величину, что может привести к механическим деформациям трубопровода и последующим авариям. [7]

Следует отметить применение специальных трубчатых охлаждающих систем, которые повышают стоимость строительства.

Рассчитать устойчивость трубопровода, опирающегося на сваи, можно по следующей формуле:

$$F_u = \gamma_t \gamma_c \left(RA + \sum_{i=1}^{n} R_{af,i} A_{af,i}\right)$$

где γ_t - температурный коэффициент, учитывающий изменения температуры грунтов основания из-за случайных изменений температуры наружного воздуха;

γ_c - коэффициент условий работы основания;

R - расчетное сопротивление мерзлого грунта под нижним концом сваи или под подошвой столбчатого фундамента, кПа;

A - площадь подошвы столбчатого фундамента или площадь опирания сваи на грунт, м^2;

$R_{af,i}$ - расчетное сопротивление мерзлого грунта или грунтового раствора сдвигу по боковой поверхности смерзания сваи или столбчатого фундамента в пределах i-го слоя грунта, кПа;

ГБОУ ВО АГТУ им

$A_{af,i}$ - площадь поверхности смерзания i-го слоя грунта с боковой поверхностью сваи, а для столбчатого фундамента — площадь поверхности смерзания грунта с нижней ступенью фундамента, м^2;

n - число выделенных при расчете слоев многолетнемерзлого грунта.

В связи с тем, что трубопроводы на сваях находятся в зоне очень низких температур, то отрицательные температуры могут негативно сказаться на механических свойствах материала трубы. Следовательно, для сооружения трубопроводов в данных условиях необходимо использовать специализированные марки стали, например, сталь 18Г1ФА, предназначенной для производства труб в хладностойком исполнении для арктических проектов.

Также следует отметить необходимость поддержания оптимальной температуры продукта, нарушение которой, с учётом окружающих климатических условий, может привести к потере пропускной способности трубопровода, например, в нефтепроводе возможна парафинизация, а в газопроводе образование газогидратов.

В арктических зонах, как правило, находятся высоковязкие нефти, у которых при понижении температуры ещё более повышается вязкость, и их перекачка становится невозможной. Поэтому для её перекачки требуется подогрев до 30-40 ^{0}С. Для предотвращения ореола растапливания вокруг трубопровода приходится использовать специальные термоизоляторы. В итоге это приводит к большим статическим нагрузкам на сваи и значительному удорожанию проекта. В случае песчаномерзлого грунта работа таких свай также проблематична.

С другой стороны, прокладка трубопровода на сваях позволяет оперативно найти утечки или аварийные участки, провести техническую диагностику трубы без проведения земляных работ, а также провести оперативную замену участка трубопровода. Также сваи позволяют преодолевать такие природные преграды, как болотистая местность или местность, где много мелких водных объектов, таких как ручьи, речки и т.п. В таких условиях подземная или полуподземная прокладка невозможно или затруднена технически.

Таким образом, надземная прокладка трубопроводов не всегда обоснована технически и экономически и требует в некоторых случаях больших затрат, но далеко не всегда может обеспечить безопасную эксплуатацию трубопроводного транспорта углеводородов по приведённым выше причинам.

Рассмотрим особенности подземной прокладки трубопроводов. При такой прокладке возникает необходимость в разработке многолетнемерзлых грунтов, а это является существенным недостатком, так как надежность и долговечность сооружений тем выше, чем меньше нарушено исходное природное состояние мерзлого грунта. А прокладка трубопроводов требует большого объёма земляных работ, что

ГБОУ ВО АГНИ

сокращает прочность грунта и поэтому при сооружении требуется максимально сохранять естественное состояние грунта. Многолетняя мерзлота может обеспечить очень хорошую несущую способность конструкций, но только при условии сохранения её в естественном состоянии.

Также одной из основных проблем является оттаивание грунтов, которые находятся в непосредственной близости от трубопровода в результате его термического воздействия. Для предотвращения этого используются описанные выше системы термостабилизации грунта. К ним также относятся горизонтальные трубчатые системы термостабилизации грунтов (ГЕТ) и вертикальные трубчатые системы замораживания (ВЭТ). Также используются сезоннодействующие трубчатые системы охлаждения грунта (СОУ).

Как было сказано выше, для обеспечения несущей способности грунтов в таких условиях необходимо сделать температуру перекачки продукта отрицательной либо использовать специальные средство теплоизоляции труб. Для магистральных газопроводов данная задача решается достаточно просто: газ охлаждают до температуры -3^{0}С и перекачивают по трубопроводу при такой температуре. При этом достаточно важно провести тщательную сорбцию газа для предотвращения образования газогидратов, которые могут спровоцировать временный выход трубопровода из строя или аварийную ситуацию. Также пропуск через трубопровод охлажденного газа способствует сохранению грунта мерзлым и в летний период времени. Такая перекачка способствует повышению продольной устойчивости трубопровода, а продольные смещения его частей друг относительно друга становятся практически невозможными.

Для нефтепроводов используются специальные системы теплоизоляции, так как в арктических зонах добываются, как правило, вязкие нефти, которые возможно перекачивать только в подогретом состоянии, что можете привести к ореолу оттаивания грунтов. На данный момент наиболее оптимальными способами термоизоляции являются прокладка трубопровода по типу «труба в трубе» или с использованием экструзионного пенополистирола-пеноплэкса. Остановимся на первом способе. В этом случае предпочтительно использование в качестве заполнителя в межтрубном пространстве пенобетона, обладающим достаточно высокими теплоизоляционными свойствами, а защитный кожух предохраняет его от обводнения. Прочность такой конструкции велика и способна обеспечить безопасную работу трубопровода даже при значительном оттаивании мерзлоты.

Обратимся к использованию пенополистирола. Данный материал применяется как теплозащитное покрытие и используется для замены надземной или полуподземной прокладки на траншейную. Таким образом, может оптимизироваться объём земляных работ по созданию песчаной присыпки практически в 2 раза, что приводит к минимизации

ГБОУ ВО АГТИ

срока строительства трубопровода. Но данный способ изоляции трубопровода имеет существенный минус: его использование в обводнённых грунтах крайне нежелательно, так как изоляция при периодическом оттаивании грунта даже при хорошей гидроизоляции может обводняться, так как даже при небольшом дефекте в гидроизоляции вода начинает проникать в поры изоляции, и теплоизолирующий эффект сводится фактически к нулю.

Обратимся к наземной прокладке трубопровода в зонах вечной мерзлоты. Обычно такую прокладку ведут с засыпанием трубопровода грунтом или заглублением в грунт, что переводит её в разряд полуподземной. Рассмотрим основные преимущества такого вида сооружения трубопроводного транспорта углеводородного сырья. В случае подземной или надземной прокладки возможны деформации в первом случае трубопровода в результате пучения и оттаивания грунта, а во втором - возможно выпучивание свай, что может привести к аварийным ситуациям на объектах трубопроводного транспорта. Данные проблемы возможно решить в ряде случаев путём наземного сооружения трубопровода. В первую очередь, необходимо принять во внимание закрепление трубопровода на основании грунта. Для предотвращения смещений трубопровода не только в вертикальном направлении, но и в горизонтальном лучше всего использовать анкеры, так как они минимизируют продольные перемещения трубопровода. Балластировка трубопровода является не всегда надёжным методом, так как сползание даже нескольких грузов может привести к образованию выпучины и, как следствие, к аварийной ситуации.

Одним из неоспоримых плюсов сооружения трубопровода наземным способом является то, что минимизируется влияние на окружающий вечномерзлый грунт при производстве земляных работ при строительстве трубопровода, таким образом, сохраняется хорошая устойчивость грунта, которая, как было показано выше, напрямую зависит от воздействия на грунт и объём «вторжения» в него. Также для строительства наземного трубопровода не требуется устройство траншеи, что не всегда экономически целесообразно или возможно технически. Это упрощает процесс строительства, а также уменьшает стоимость проекта.

Для наземных трубопроводов не требуются термостабилизаторы грунта, потому что, как правило, нет необходимости замораживать основание под подошвой насыпи, так как трубопровод с соответствующей термоизоляцией или в оцинкованном кожухе по типу «труба в трубе» укладывается непосредственно на мохорастительный слой, который не нарушается из-за отсыпки трубы в насыпь, что сохраняет природное мёрзлое состояние грунта.

При надземной прокладке трубопровод испытывает дополнительные ветровые нагрузки, а также различные перемещения в результате температурных воздействий, что исключается при прокладке

ГБОУ ВО АГТУ

трубопровода в насыпи. При таком способе не требуется использование таких дополнительных конструкций, как сваи или бетонные основания. Такой вид сооружения трубопроводного транспорта является также достаточно сейсмически устойчивым, так как не испытывает больших дополнительных нагрузок при подземных толчках, не имея жёсткой связи с окружающим её грунтом.

И, наконец, статистика показывает, что количество отказов на трубопроводах, проложенных в насыпи, много меньше, чем количество отказов, которые приходятся на надземное или подземное сооружение, где основными причинами выхода трубопровода из строя является или разрыв трубы, или образование трещин усталостного характера. При открытой наземной прокладке часто может происходить потеря устойчивости трубопровода. При правильном выполнении насыпи и качественном закреплении откосов её устойчивость можно будет считать обеспеченной. [6]

Одним из минусов прокладки трубопроводов надземным или наземным способом является обеспечение мест миграции животных и проезда транспорта. Неправильное проектирование может привести к существенным экологическим проблемам, таким как разрыв ореола обитания некоторых животных. А для проезда транспорта можно организовать вдольтрассовые дороги, которые также будут способствовать доступности трубопровода для проведения различных видов диагностики и, при необходимости, своевременной ликвидации последствий аварийных ситуаций на трубопроводе.

Сооружение надземных или подземных трубопроводов не всегда рационально экономически и технически, а также не гарантирует безопасность при эксплуатации трубопровода. Поэтому в настоящее время в России происходит постепенный переход к проектированию и строительству трубопроводов в насыпи, несмотря на недостаток или отсутствие определённых технологий и стандартов, а также опыта эксплуатации трубопроводов такого типа.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.

3. ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. Актуализированная редакция.

4. Колесникова Е.Ю. Прокладка трубопроводов в районах вечной мерзлоты // Actualscientificresearch 2018. Материалы XXXVII Международной научно-практической конференции. - 2018. - С.146-148.

ГБОУ ВО АГНИ

5. Колоколова Н.А., Гаррис Н.А. О выборе способа прокладки трубопроводов в районах вечной мерзлоты // Трубопроводное транспортирование. - 2013. - № 1. - С. 13-17.
6. Закирова Э.А., Гаррис Н.А. Как избежать выпучивания опор надземных трубопроводов в районах пучинистых грунтов // Нефтегазовое дело. - 2016. - Т. 14. - № 2. - С. 85–92.

УДК 622.691.48

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УТЕЧЕК ПРИРОДНОГО ГАЗА В СЕТЯХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

ANALYSIS OF METHODS FOR DETERMINING NATURAL GAS LEAKS IN GAS DISTRIBUTION NETWORKS

Ю.Л. Алашевская
(Julia L. Alashevskaya)
Санкт-Петербургский горный университет
(St. Petersburg Mining University)

Несмотря на наличие большого количества методов борьбы с утечками транспортируемого природного газа в сетях газораспределения, потери газа существуют. В данной работе проведен сравнительный анализ методов определения утечек природного газа в сетях газораспределения, с целью максимального снижения количественных потерь.

Despite the existence of a large number of methods to combat leaks of transported natural gas in the gas distribution networks, gas losses exist. In this paper, a comparative analysis of methods for determining natural gas leaks in gas distribution networks, in order to minimize quantitative losses.

Ключевые слова: *утечки газа, методы поиска, сеть газораспределения.*

Key words: *gas leaks, search methods, gas distribution network, leak.*

Утечки природного газа являются серьезной проблемой в области трубопроводного транспорта. В качестве источников утечек выступает газовое оборудование, либо сам трубопровод. Решение данной проблемы позволит сделать транспортировку природного газа безопаснее, а также увеличить срок безотказной работы трубопроводной системы в целом. Кроме того, эффективная борьба с утечками позволит сделать деятельность газораспределительных организаций экономически более целесообразной.

К наиболее вероятным местам утечек природного газа из трубопроводов и сооружений относятся стыковые соединения, места

ГБОУ ВО АГНИ

установки конденсатосборников и гидрозатворов, сальниковые уплотнения арматуры, места, поврежденные коррозией, места, случайно поврежденные при производстве аварийно-поисковых или строительно-монтажных работ, участки газопроводов и места установки арматуры, которые не обеспечены компенсационными устройствами, места соединений и возможных переломов неметаллических труб [1].

Существует несколько способов обнаружения утечек газа в трубопроводах. К наиболее распространенным методам относятся визуальные и инструментальные методы. Визуальными методами являются:

1) Поиск утечки по запаху. Поскольку природный газ не имеет запаха, то в него добавляют специальный одорант в небольших количествах с целью возможности обнаружения утечек;

2) Вспенивание мыльной эмульсии. Достаточно простой в применении и распространенный метод, который позволяет без высоких затрат определить место утечки. Недостаток данного метода в том, что необходим непосредственный контакт с трубой, поэтому метод обмыливания используется при обнаружении мест утечек внутридомового газового оборудования;

3) Наличие звука. На газопроводах высокого и среднего давления в месте утечки будет раздаваться характерный звук;

4) Обнаружение образовавшейся наледи или снежной шубы;

5) Наличие желтой травы летом, либо бурого снега зимой, что также будет свидетельствовать о наличии утечки [2].

Инструментальные методы являются более точными, нежели визуальные. Газоанализаторы позволяют определить качественные и количественные составы смесей газов. Газоанализаторы могут быть ручного, либо автоматического действия. Наиболее распространенными среди ручных являются абсорбционные газоанализаторы, в них различные реагенты последовательно поглощают компоненты газовой смеси. Газоанализаторы автоматического действия постоянно измеряют одну из физических, либо физико-химических характеристик газовой смеси или отдельных ее компонентов. Наиболее часто применяемым автоматическим датчиком является датчик загазованности, который позволяет определить концентрацию горючих газов.

Датчики загазованности являются достаточно надежным методом обнаружения утечек, но с экономической точки зрения такое оборудование невыгодно устанавливать на протяжении всего газопровода. По этой причине датчике эффективно использовать лишь на объектах хранения и переработки газа.

Существенным недостатком как визуальных, так и инструментальных методов является невозможность использования данных методов в отдаленных и труднодоступных районах.

ГБОУ ВО АГМУ

Также помимо вышеназванных методов стоит отметить несколько других – по профилю давления, объемно-балансовый метод, а также метод акустической эмиссии.

Метод выявления утечек по анализу профиля давления основывается на моделировании распределения давления вдоль трассы трубопровода и статистическом анализе. При наличии в трубопроводе утечки расход до места утечки увеличивается, а после становится меньше первоначального. Соответственно перепад давления до места утечки становится больше, а после – меньше первоначального, что вызывает появление излома в профиле давления.

Одним из недостатков данного метода является то, что он применим лишь при стационарном режиме работы газопровода, поскольку достаточно много иных факторов могут вызывать схожие изменения и, соответственно, ложные срабатывания.

Объемно-балансовый метод контроля основан на том, что при наличии утечки в газопроводе расход на выходе будет меньше, чем расход на входе. Для осуществления данного метода необходимо при помощи приборов с достаточно высокой точностью измерять расход газа на концах данного контролируемого участка.

Метод достаточно успешно применяется, но его недостаток заключается в том, что нет возможности определения точной координаты утечки, а лишь участок, в котором она располагается. Это приводит к увеличению времени поиска утечки и дополнительным потерям газа [3].

Метод анализа акустической эмиссии основан на регистрации и анализе акустических волн, которые возникают при пластической деформации, разрушении трубопровода и истечении газа через сквозные отверстия в данном объекте. Для регистрации сигналов применяют пьезоэлектрические преобразователи, а также быстродействующие измерители давления. Данный метод позволяет определить не только уже имеющиеся утечки, а также растущие дефекты с высокой точностью координат при малых временных затратах.

Достаточно существенным недостатком метода акустической эмиссии является трудность выделения сигналов акустической эмиссии на фоне шумов и различных помех [4].

Помимо существующих методов поиска утечек активно развиваются новые методы. К ним можно отнести мониторинг целостности трубопроводов с использованием волоконно-оптических датчиков. В настоящий момент отсутствует нормативная документация по данной тематике, что мешает внедрению технологии.

Сейчас для мониторинга в экстремальных условиях используются стандартные электронные датчики. Их недостатком является восприимчивость к посторонним электромагнитным излучениям, а именно к шумам и помехам. Данное оборудование не может быть

ГБОУ ВО АГНИ

использована в условиях высоких напряжений, также материалы, из которых изготавливаются стандартные электронные датчики, могут быть использованы лишь при определенных температурных режимах.

В волоконно-оптических датчиках в качестве материала используется кварцевое стекло, что позволяет сделать их более устойчивыми к тяжелым и суровым средам. Для применения данного оборудования необходимо создать нормативно-правовую базу, что позволит сделать работу трубопроводной системы более эффективной [5].

Метод визуализации летучих соединений является одним из современных и инновационных технологий. Он позволяет определить не только уже имеющиеся утечки, но и развивающиеся. Данный метод основан на технологии определения инфракрасного излучения летучих органических соединений при помощи специального устройства. В качестве этого устройства может выступать тепловизорGL1000R, с помощью которого специалист имеет возможность определить место утечки за несколько минут. Температурный диапазон транспортируемого газа при этом может колебаться от -20 °С до 350 °С.

Существенным недостатком данного метода является необходимость нахождения вблизи трубопровода [6].

Таким образом, существует достаточно большое количество методов определения утечек природного газа в сетях газораспределения. Однако каждый из методов имеет свои недостатки, которые заключаются в отсутствии возможности обнаружения точных координат утечки, необходимости нахождения вблизи трубопровода, либо невозможность применения метода в экстремальных условиях. В связи с этим требуются дальнейшие исследования и разработка эффективных методов обнаружения утечек газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каменников Н.А. Справочник газовика / Н.А. Каменников. – Киров: Кировская областная типография, 2018. – 192 с.

2. Прохоров Д.А., Назарова М.Н. Анализ методов поиска утечек природного газа в сетях газораспределения и газопотребления // Сборник материалов Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи в нефтегазовой индустрии». – Альметьевск: АГНИ, 2018. - С. 310-313.

3. Чупин В.Р., Майзель Д.И. Обнаружение утечек газа из магистрального газопровода // Известия вузов: Инвестиции. Строительство. Недвижимость. - Изд-во ИрГТУ, 2011. - № 1 (1). - С. 142-148.

4. Чупин В.Р., Гаськов Е.В., Майзель Д.И. Методы обнаружения утечек газа из магистральных трубопроводов // Известия вузов: Инвестиции. Строительство. Недвижимость. - Изд-во ИрГТУ, 2012. - № 2 (3). - С. 123-127.

5. Ганеева Л.К. К вопросу о системах мониторинга целостности трубопроводов на основе волоконно-оптических датчиков // Сборник

ГБОУ ВО АГНИ

материалов Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи в нефтегазовой индустрии». - Альметьевск: Изд-во АГНИ, 2016. - Т. 8. - № 1. - С. 146-148.
6. Исмаилов А.И. Специализированный метод инспекционного контроля по обнаружению утечек транспортируемых сред // Сборник материалов Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи в нефтегазовой индустрии». - Альметьевск: Изд-во АГНИ, 2017. - С. 325-328.

УДК 621

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ В ОПТИМИЗАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ

APPLICATION OF NEURAL NETWORK IN OPTIMIZING OF OIL TRANSPORTATION

Н.С. Бакшаев
(Nikita S. Bakshaev)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В наше время технологии нейронных сетей повсеместно внедряются в жизнь человека. Эти возможности не остались без внимания нефтегазовой индустрии. Машинное обучение применятся для оптимизации процесса бурения, анализа гидроразрыва пласта, и т.д. Но в сфере трубопроводного транспорта нефти эта технология пока не нашла применение.

Today, neural network technologies implemented in a life of a human being. This technology is actively used by oil and gas industry. Neural network is using for: optimizing a drilling process, analysis of hydraulic fracture, etc. But in the field of midstream operations this technology not being used.

Ключевые слова: *частотно-регулируемый привод, искусственная нейронная сеть, глубокое обучение, энергоэффективность транспорта нефти.*

Key words: *frequency controlled drive, artificial neural network, deep learning, energy efficiency of oil transportation.*

На сегодняшний день актуальной задачей является создание цифровых двойников на различных объектах нефтяной отрасли. Искусственный интеллект охватывает такие направления нефтегазовой отрасли, как определение характеристик коллекторов, оптимизация конструкций скважин, оптимизация процесса бурения, анализ гидроразрыва пласта, оптимизация газлифта, анализ повреждения породы, оптимизация добычи нефти, анализ рисков проектов по

ГБОУ ВО АГНИ

повышению нефтеотдачи. Но для магистральных трубопроводов такие технологии не используются.

В первой половине 2016 года мир узнал о множестве разработок в области нейронных сетей – свои алгоритмы демонстрировали Google, Microsoft и прочие стартапы.

Нейронные сети – одно из направлений в разработке систем искусственного интеллекта. Идея заключается в том, чтобы максимально близко смоделировать работу человеческой нервной системы – а именно, её способности к обучению и исправлению ошибок. В этом состоит главная особенность нейронной сети – она способна обучаться и действовать на основании предыдущего опыта, с каждым разом делая всё меньше ошибок.

В последние годы в системе магистральных трубопроводов все чаще применяют частотно-регулируемые приводы для изменения режимов перекачки. Постепенно, ввиду распространенности, цены на них будут снижаться, способствуя дальнейшему распространению. За режимом, в котором ведется перекачка следит диспетчер, отдавая команды на конкретные перекачивающие станции. Команды выполняет оператор, задавая параметры работы ЧРП. Мое предложение заключается в том, чтобы заменить работу диспетчера на нейронную сеть. Принимая решение, она будет опираться на показатели датчиков, которые будут сравниваться с исходной базой данных, внедренной изначально и обновляемой по мере обучения. Система позволит поддерживать оптимальный режим перекачки, непрерывно регулируя частоту вращения электродвигателя на всех станциях, где установлены частотно-регулируемые приводы.

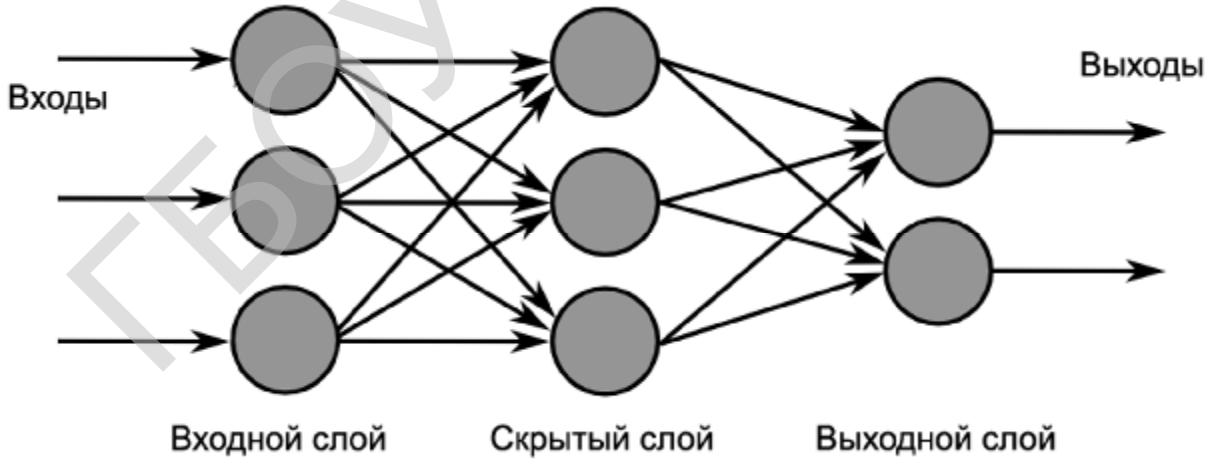


Рисунок 1 – Структура нейронной сети

ЛИТЕРАТУРА

1. Бум нейросетей: Кто делает нейронные сети, зачем они нужны и сколько денег могут приносить. - URL: https://sk.ru/news/b/press/archive/2016/07/13/bum-neyrosetey-kto-delaet-neyronnye-seti-zachem-oni-nuzhny-i-skolko-deneg-mogut-prinosit.aspx.

ГБОУ ВО АГТУ

2. Основы искусственной нейронной сети. - https://neuralnet.info/chapter/%D0%BE%D1%81%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D1%8B-%D0%B8%D0%BD%D1%81/.
3. Критерии эффективности частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов на нефтеперекачивающих станциях / Шабанов В.А., Шарипова С.Ф. - https://cyberleninka.ru/article/n/kriterii-effektivnosti-chastotno-reguliruemogo-elektroprivoda-magistralnyh-nasosov-na-nefteperekachivayuschih-stantsiyah.
4. Методика многокритериальной оценки эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов / Шабанов В.А., Калимгулов А.Р., Хакимов Э.Ф. Ревель-Муроз П.А. - https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-mnogokriterialnoy-otsenki-effektivnosti-primeneniya-chrp-na-obektah-magistralnyh-nefteprovodov.

УДК 621.51

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗАВАРИЙНОЙ РАБОТЫ ГПА С СИСТЕМОЙ СУХИХ ГАЗОВЫХ УПЛОТНЕНИЙ

ENSURING ACCIDENT-FREE OPERATION OF GPU WITH DRY GAS SEALING SYSTEM

С.А. Белова
(Svetlana A. Belova)
Санкт-Петербургский горный университет
(St. Petersburg Mining University)

Известно, что применение сухих газовых уплотнений за последние 30 лет значительно снизили статистку отказов ГПА, по сравнению с использованием масляных уплотнений. Для обеспечения безаварийной работы ГПА с системой СГУ необходимо проанализировать наиболее вероятные риски возникновения внештатных ситуаций и методы их предотвращения.

As known that the use of dry gas seals over the past 30 years has significantly reduced the statistics of GPU failures compared to the use of oil seals. To ensure trouble-free operation of GPU with the DGS system, it is necessary to analyze the most likely risks of emergency situations and methods for their prevention.

Ключевые слова: *газоперекачивающий агрегат, система сухих газовых уплотнений, компрессорная станция, авария.*

Keywords: *the gas-pumping unit, dry gas seal systems, compressor station, accident.*

Система сухих газовых уплотнений (СГУ) широко применяется для герметизации природного газа на концах валов нагнетателя в различных режимах работы ГПА: динамическом (с вращающимся ротором) и статическом (стояночном).

ГБОУ ВО РГНИ

Исходя из состава уплотняемого газа, режима работы и геометрических параметров компрессора, узел СГУ может состоять из одной или нескольких уплотнительных ступеней. Наиболее широкое распространение получили следующие компоновочные решения узлов СГУ: одинарное уплотнение, двойное уплотнение «спина-к-спине», двойное последовательное уплотнение «тандем». Для обеспечения надежности и безопасной эксплуатации ГПА используют торцевые уплотнения типа «тандем» (Рисунок 1). [6]

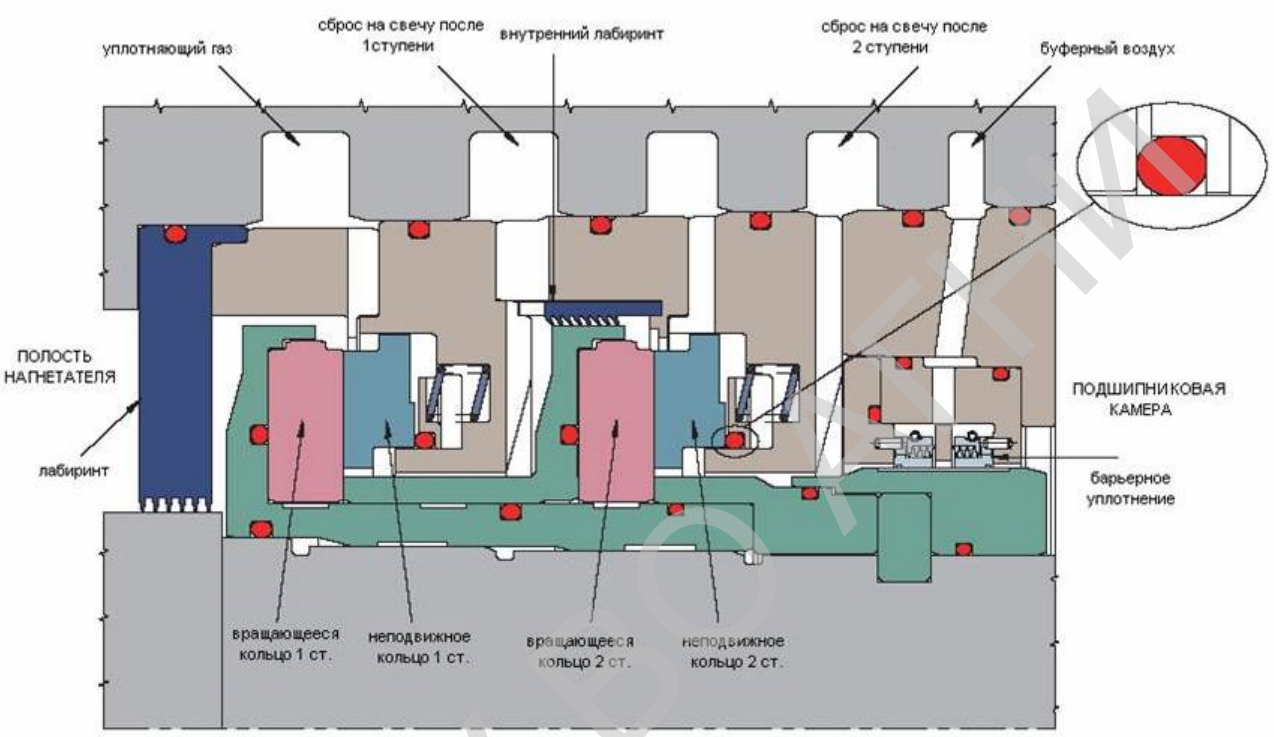


Рисунок 1 – Торцевое уплотнение типа «Тандем»

Технологические стандарты на эксплуатацию газоперекачивающих агрегатов с системой СГУ выдвигают следующие требования: [5]

1) Установка дополнительного оборудования для обеспечения подачи заданного уплотняющего газа к картриджам СГУ при различных режимах работы ГПА;

2) Анализ технического состояния уплотнения;

3) Обеспечение подачи разделительного газа к барьерным уплотнениям.

Согласно статистическим данным за 5 лет (с 2012 по 2017 год) [1], при эксплуатации систем СГУ периодически возникают проблемы, приводящие к отказам агрегатов. Причины отказов [3]:

1. Загрязнение уплотняющих поверхностей СГУ за счет контакта с «процесс-газом»;
2. Попадание масла в зону уплотнений с подшипниковых камер;
3. Отличие характеристик уплотняющего газа от заявленных производителем СГУ.

ГБОУ ВО АГНИ

Для предотвращения и сведения к минимуму перечисленных основных проблем, приводящих к аварийным остановам ГПА, предложены следующие решения:

1. Для предотвращения контакта уплотняющих поверхностей с «процесс-газом» необходимо применять вместо лабиринтного уплотнения – сегментное, пропускающее поток газа только при наличии перепада давления выше определенного значения и только в сторону газовой полости нагнетателя. При недостаточном давлении уплотнительного газа запирающий поршень пружинами прижимается к поверхности картриджа сухих газовых уплотнений и изолирует полость картриджа газового уплотнения от доступа «процесс-газа», исключая вероятность загрязнения. [4]

2. Для абсолютного сведения к минимуму попадание масла в полость картриджа уплотнений с подшипниковых камер использовать в структуре газоперекачивающих агрегатов систему активного магнитного подвеса ротора. Работа АМП основана на принципе активного магнитного подвеса ферромагнитного тела. При этом стабилизация ротора осуществляется силами магнитного притяжения, исходящих от электромагнитов, что предоставляет возможность полного отказа от маслосистем в работе ГПА.

3. Необходимо, чтобы характеристики буферного газа строго соответствовали заявленным фирмой – производителем характеристикам СГУ. Чаще всего в качестве буферного газа применяется инструментальный воздух. При его использовании требуется повышенное внимание к безопасным приемам эксплуатации системы сухих газовых уплотнений. Предпочтительнее в качестве буферного газа использовать азот.

Системы СГУ обладают большим количеством преимуществ по сравнению с масляными уплотнениями:

1. Отсутствие загрязнения сжимаемого газа маслом;
2. Уменьшение расхода электроэнергии;
3. Уменьшение потерь мощности на трение в уплотнениях;
4. Снижение частоты обслуживания сухих уплотнений (один раз в 1-3 года);
5. При масляных уплотнениях уровень дополнительной эмиссии от дегазации циркулирующего масла выше уровня утечек через газовый затвор и составляет от 1.1 до 5.6 $м^3$/мин. [3]

Таким образом, использование системы сухих газовых уплотнений в составе ГПА не только повышает их надежность и долговечность, но и позволяет упростить конфигурацию оборудования и их техническое обслуживание по сравнению с масляными уплотнениями. А приведенные решения обеспечивают безаварийную работу ГПА с системами СГУ.

ГБОУ ВО АГНИ

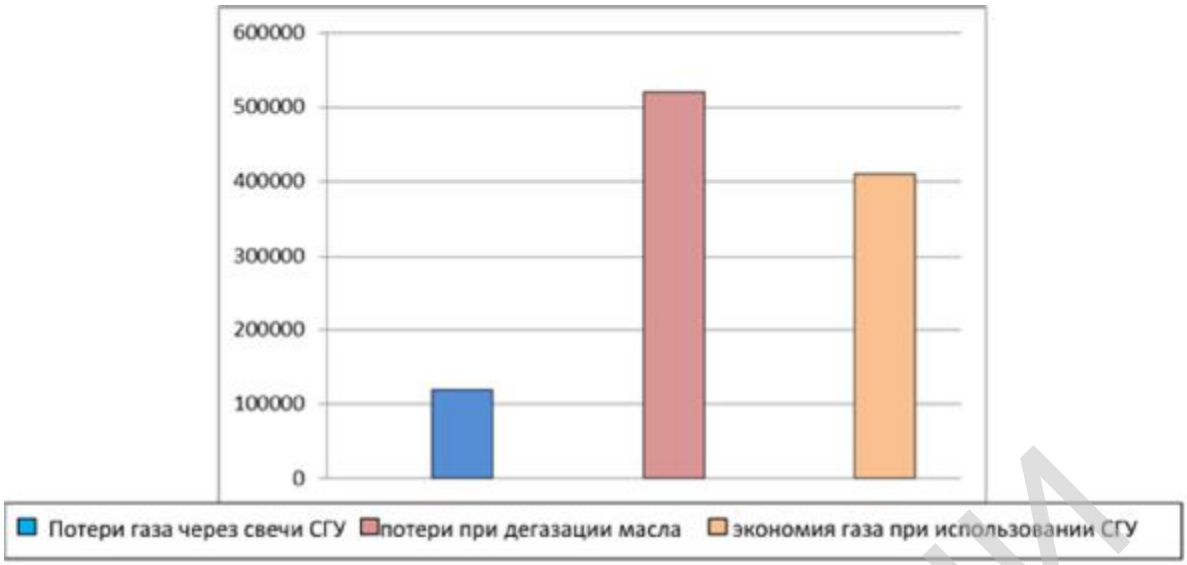


Рисунок 2 – Гистограмма экономии топливного газа при использовании сухих газовых уплотнений вместо масляных

ЛИТЕРАТУРА

1. Бажин В.Ю., Назарова М.Н., Родин С.С. Диагностика и оценка остаточного ресурса электромеханического оборудования компрессорных станций газопроводов // Материалы научно-практической конференции, СПбПУ. – 2015. – С. 55-57.

2. Борисков К.Ф. Комплексный анализ и статистика аварийных остановок газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях / П.Н. Плотников // Конференция молодых ученых 2017 УралЭНИН, ФГАОУ ВО «УрФУ». — 2017. — №29. — С. 105-108.

3. Риск – ориентированный подход в промышленной безопасности / А.Н. Попов [и др.] // Промышленная экологическая безопасность, охрана труда. —2015. — №2. — С. 20-22.

4. Степовиков С.Н. Принцип действия, технологические стандарты и требования к проектированию и эксплуатации систем сухих газовых уплотнений // Нефтегазовое дело. – 2005.

5. United States Patent No US 6789804 B2. Dry gas shutdown seal: / Wilhelm H. Kaydon Corp; Опубл. 2004.

6. СТО Газпром 2-3.5-138-2007 Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам.

7. СГУ центробежных компрессоров и нагнетателей природного газа. – URL: http://rosturbo.ru/produktsiya/tsentrobezhnyh-kompressorov/ (Дата обращения: 18.09.19).

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗРАБОТКЕ ИНГИБИТОРОВ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

MODERN TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF OIL SEDIMENT INHIBITORS

Г.О. Бурова, Е.В. Харитонов, Л.Р. Байбекова
(Galina O. Burova, Evgeny V. Kharitonov, Liya R. Baibekova)
Казанский национальный исследовательский технологический университет
(Kazan National Research Technological University)

Рассмотрены основные виды ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и влияние состава ингибиторов на их эффективность. Изложены аспекты влияния химического строения компонентов, входящих в состав ингибирующих присадок, на их эффективность. Также был произведен анализ тенденций развития в разработке присадок данного типа как в России, так и зарубежом.

The main types of inhibitors of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) and the effect of the composition of inhibitors on their effectiveness are considered. Aspects of the chemical structure of the components that make up the inhibitory additives on their effectiveness are described. An analysis was also made of development trends in the development of additives of this type both in Russia and abroad.

Ключевые слова: *ингибитор, нефтяные отложения, поверхностно-активные вещества, высоковязкая нефть, транспорт нефти.*

Key words*: inhibitor, oil deposits, surfactants, high viscosity oil, oil transport.*

ГБОУ ВО АГНИ

Современный этап эксплуатации нефтяных месторождений России характеризуется ростом количества осложняющих факторов, одним из которых является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности нефтепромыслового оборудования. Образование отложений является негативным явлением, и, как следствие, значительно снижает добычу нефти и увеличивает расход электроэнергии при механизированном способе добычи и приводит к повышенному износу оборудования [1].

Самым распространенным и эффективным на данный момент считается ингибирование образования нефтяных отложений соответствующими присадками.

Использующиеся добавки делятся на несколько типов: модификаторы, смачиватели адсорбируются на поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных

кристаллов парафина к внутренней поверхности труб, диспергаторы, депрессоры.

Полноценная информация о составе и структуре образующихся отложений при воздействии различных факторов, а также установление его связи с химическим составом нефтей, являются необходимым условием для подбора высокоэффективных углеводородных растворителей и моющих растворов для полного удаления отложений с поверхности оборудования. САВ могут оказывать дезактивирующее действие на ингибиторы парафиноотложений, которые должны образовывать с молекулами парафиновых УВ достаточно прочные ассоциативные комплексы с упорядоченной структурой, с последующим снижением температуры начала их кристаллизации. При этом присадка удерживает молекулы парафинов в объеме, мешая их выпадению из нефти [2].

В последние время все больше исследований посвящено созданию многокомпонентных композиций различных ингибиторов АСПО с синергетическим ингибирующим эффектом, возникающим при смешении реагентов различной химической природы. Комплексный ингибитор, с одной стороны, работает в объеме нефтяной системы, блокируя рост кристаллов парафиновых углеводородов, с другой, как моющая присадка − на поверхности раздела фаз нефтяная система – холодная поверхность. При этом присадка образует на поверхности монослой защитной пленки, препятствующей адгезии парафина.

В качестве добавок к растворителям используются неионногенные ПАВ, сульфокислоты и их производные, синтетические жирные кислоты, амины, ацетали, полиалкилбензольная смола, смола пиролизная тяжелая, термогазойль каталитического крекинга, азотсодержащий блоксополимер оксида этилена и оксида пропилена с молекулярной массой ~ 5000, фенолформальдегидные смолы [3,4].

В настоящее время широкое распространение находят ингибиторы АСПО, разработанные НПО Союзнефтепромхим. Например, СНПХ-7215М (представляет собой оксиалкилированные алкилфенолы в ароматическом растворителе с азотосодержащей добавкой), СНПХ-7214 (7214 представляет собой оксиалкилированные алкилфенолы с различными добавками в растворителе Нефрас Ар 120/200).

Также хорошо зарекомендовали себя отечественные реагенты МЛ-72, МЛ-80. Они применяются одновременно как удалители АСПО, ингибиторы АСПО, деэмульгаторы стойких эмульсий, а также при обработке призабойных зон скважин для удаления асфальтосмолистых и парафинистых веществ. Однако обладают высокой температурой застывания.

Ингибитор АСПО Пральт-11 марки В компании ООО «Вираж» представляет собой композицию неионогенных поверхостно-активных веществ в органическом растворителе.

ГБОУ ВО АГТИ

Существующие ингибиторы АСПО имеют разнообразные составы и различные соотношения компонентов, но возможно разделить их на несколько абстрактных групп, исходя из веществ, составляющих основу этих ингибиторов. Например, такие реагенты, как Коррексит-7815, Антипар Д-10, ХТ-48, содержат в своем составе смесь ПАВ различного типа, за счет чего имеют высокую диспергирующую и моющую способность. В отдельную группу можно объединить присадки, содержащие сополимеры непредельных сложных эфиров (ВЭС 501, ДН-1, Азолят-7, ТюмИИ-77, зарубежные ингибиторы фирмы Налко и Серво-Чемпион). Их наличие оказывает сильный депрессорный эффект. Также имеют место достаточно распространенные ингибиторы образования нефтяных отложений, основу которых составляют углеводородные растворители. Более частое применение такого типа составов наблюдается на предприятиях. Это обусловлено удобством использования для данных целей промежуточных продуктов или отходов производства.

В настоящее время разработки ингибиторов образования нефтяных отложений в основном могут идти двумя путями. Первый – синтез сополимеров сложных эфиров с различными веществами (смолами, ПАВ-ами, толуолом, этиленом и пр.). В результате получаются присадки с высокой ингибирующей активностью и хорошими депрессорными свойствами [5]. Второй – направленность на смешение поверхностно-активных веществ. В таком случае исследователи подбирают тип ПАВ-ов (неионогенные, катионные, анионные), их соотношение, возможно, растворитель и дополнительные компоненты. Такие ингибиторы обладают высокими диспергирующими и моющими свойствами, а эффективность ингибирования может варьироваться в пределах 80-100 % [6]. Стоит отметить, что присадки, приготовленные и по первому и по второму пути, часто имеют хорошие показатели антикоррозионной свойств или способны предотвращать также и солеотложения [6].

В иностранных разработках нет кардинальных отличий компонентов, входящих в состав ингибиторов, их соотношений или методов синтеза от отечественных. Например, в [7] композиция ингибитора образования отложений, содержит соль четвертичного аммония, ацетат, стеариновую кислоту, щавелевую кислоту и полиэтиленгликоль; имеет хорошую ингибирующую и антикоррозионную активность.

Исследования авторов работы [8] направлены на изучение эффективность систем ионных / неионных смешанных поверхностно-активных веществ в качестве многообещающего химического пути к применениям для повышения нефтеотдачи. Многие рассмотренные свойства могут быть полезны для разработок ингибиторов, деэмульгаторов, антикоррозионных присадок.

ГБОУ ВО АГНИ

В работе [9] рассматривается влияние магнитного нанокомпозитного депрессанта температуры текучести на структурные свойства парафинистой нефти. А именно, сравнивается влияние наночастиц Fe_3O_4 и SiO_2 на процесс кристализации парафинов, что сопоставимо со свойствами ингибиторов-депрессоров.

Также в статье [10] описана разработка и исследование ингибитора образования отложений на основе ПАВ-а, наночастиц SiO_2 и ксилола. Опыты на установке «холодного стержня» показали эффективность ингибитора до 81%.

Таким образом, можно отметить, что разработка ингибиторов образования отложений в настоящее время направлена на уход от сложных полимерных составов, в связи с тем, что проведение синтеза – сложный и долгий процесс, к тому же сами полимеры не являются биоразлагаемыми, что является важным аспектом в современном мире. В ходе анализа литературы и патентного поиска было выявлено перспективное направление в разработке ингибиторов АСПО – нанокомпозиты. Нанокомпозитные присадки в предложенных исследованиях показали очень высокую эффективность по ингибированию образования АСПО и также они понижают температуру застывания, обеспечивают новый способ дальнейшего улучшения текучести воскообразной сырой нефти при низких температурах, что имеет важные значения для применения в трубопроводном транспорте.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ибрагимов, Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.

2. Гребнев А.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложений и их ингибирование химическими реагентами: автореферат… канд.хим.наук 02.00.13 / Гребнев Александр Николаевич. – Тюмень, 2009. – 24 с.

3. Нагимов, Н.М. Новый ряд углеводородных композитов для удаления АСПО / Н.М. Нагимов, Р.К. Ишкаев, А.В. Шарифуллин // Нефтепромысловое дело. – 2011. – №9. – С.25-29.

4. Шарифуллин, А.В. Особенности состава и структуры органической части нефтяных отложений / А.В. Шарифуллин, В.Н. Шарифуллин // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 9. – С. 39-45.

5. Патент RU №2480505, 2013.

6. Патент RU №2579071, 2016.

7. Патент CN №103991973, 2014.

8. Nilanjan Pal, Mudit Vajpayee, Ajay Mandal / Cationic/Nonionic Mixed Surfactants as Enhanced Oil Recovery Fluids: Influence of Mixed Micellization and Polymer Association on Interfacial, Rheological, and Rock-Wetting Characteristics, Energy & Fuels 2019, 33, 7, P. 6048-6059.

9. Hailin Yu, Zhengnan Sun, Guolin Jing, Zhiwei Zhen, Yang Liu, Kai Guo / Effect of a Magnetic Nanocomposite Pour Point Depressant on the Structural Properties of Daqing Waxy Crude Oil, Energy & Fuels 2019, 33, 7, P. 6069-6075.

ГБОУ ВО АГНИ

10. Zhen Hao Lim, Hikmat Said Al Salim, Norida Ridzuan, Ronald Nguele, Kyuro Sasaki / Effect of surfactants and their blend with silica nanoparticles on wax deposition in a Malaysian crude oil, Petroleum Science, 2018,15. - P. 577–590.

УДК 622.692.4

МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ТИПА РВС И РВСП ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ НАГРЕВАТЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ УГЛЕРОДНОГО ВОЛОКНА В ГЕРМЕТИЧНОЙ РЕЗИНОВОЙ ОБОЛОЧКЕ НА НПС «КАЛЕЙКИНО» С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЛЕДЯНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ

MODERNIZATION OF RESERVOIRS LIKE RVS AND RVSP BY USING FLEXIBLE HEATERS BASED ON CARBON FIBER IN A SEALED RUBBER SHELL AT THE KALEIKINO PUMP STATION IN ORDER TO PREVENT THE FORMATION OF ICE FORMATIONS

В.В. Волженский
(V.V. Volzhensky)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.т.н., доцент З.Ф. Исмагилова

Вертикальные резервуары типа РВС и РВСП применяются для хранения нефтепродуктов, химических жидкостей, пищевых продуктов и других агрессивных и неагрессивных сред. Они являются необходимым элементом технологической цепочки многих отраслей промышленности: нефтехимической, пищевой, газовой, металлургической и др.

Vertical tanks like RVS and RVSP are used for storage of oil products, chemical liquids, food products and other aggressive and non-aggressive environments. They are a necessary element of the technological chain of many industries: petrochemical, food, gas, metallurgical, etc.

Ключевые слова: *резервуар, емкость, нефть, мехпримеси.*
Keywords: *reservoir, tank, oil, solids.*

Наибольшее распространение резервуары получили в нефтехимической промышленности, являясь составной частью резервуарных парков, нефтеналивных терминалов на предприятиях добычи, переработки и хранения нефти.

Основное назначение резервуарного парка – выполнение буфера между нефтепромысловыми объектами магистральных нефтепроводов. Резервуарный парк компенсирует разбаланс производительности промыслов и магистралей.

ГБОУ ВО АГНИ

Вторая роль, отводимая резервуарному парку – роль аварийной емкости, в которую принимается нефть при аварии на объектах нефтепровода.

Третье назначение парка – подготовка нефти для транспорта по нефтепроводу (отстаивание от воды и мехпримесей, смешение нефтей и др.)

В зимний период эксплуатация и обслуживание резервуаров имеет отличительный характер в отличие от летнего периода. Одна из особенностей – это образование на кровле резервуаров снежных покровов и ледяных образований.

На сегодняшний день существует единственный традиционный (ручной) способ очистки кровли резервуаров от снега и льда с помощью деревянных лопат, благодаря заключению договоров с подрядными организациями при предварительном розыгрыше тендеров, а также с помощью собственного персонала.

Данные работы относятся к работам повышенной опасности и оформляются нарядом-допуском. В ходе проведенного анализа данного вида работ были выявлены следующие недостатки, а именно

- риски для жизни и здоровья работников;
- непостоянная ценовая политика при заключении договоров с подрядными организациями;
- трудоемкость выполнения работы.

Исходя из всего вышеуказанного, предлагается применить гибкие нагреватели на основе углеродного волокна, путем монтирования их на крыше резервуаров, что позволит снизить риски для жизни и здоровья человека от выполняемых работ по очистке снега и льда, а также от падения ледяных образований с кровли резервуаров.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.

2. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85.*

3. СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения безопасности.

4. Коршак, А.А. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие для системы дополнительного профессионального образования / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 516 с.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622

СРАВНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ НЕФТИ ДЛЯ УЧЕТНЫХ ОПЕРАЦИЙ

COMPARISON OF DYNAMIC METHODS OF MEASUREMENT OF OIL WEIGHT FOR ACCOUNTING OPERATIONS

Л.Р. Гарипова
(Lyaysan R. Garipova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.т.н., доцент кафедры ТХНГ З.Ф. Исмагилова

В данной статье рассматриваются основные технико-экономические показатели различных видов преобразователей расхода, используемых в системах измерений количества и показателей качества нефти. Указываются достоинства и недостатки турбинных, ультразвуковых и массовых расходомеров, и приводится обоснование выбора массомеров как наиболее выгодных и надежных оборудований, применяемых в системах учетных операций.

This article discusses the main technical and economic indicators of various types of flow transducers used in systems of measurement of quantity and quality of oil. The advantages and disadvantages of turbine, ultrasonic and mass flowmeters are indicated, and the rationale for the selection of massometers as the most profitable and reliable equipment used in accounting systems is given.

Ключевые слова: *преобразователи расхода, расходомеры, нефть, поток.*

Key words: *flow converters, flow meters, oil, flow.*

Измерение расхода и массы веществ широко применяется как в товароучетных и отчетных операциях, так и при контроле, регулировании и управлении технологическими процессами.

Согласно ГОСТ Р 8.595-2004 существуют динамический и статический методы измерения массы нефти.

Косвенные динамические методы измерения, с применением таких приборов как турбинные и ультразвуковые преобразователи расхода, наиболее распространены на предприятиях сферы обеспечения нефтепродуктами. Основан на измерении объема продукта в трубопроводе с последующим определением массы нефти расчетным путем.

Основным рабочим элементом турбинных преобразователей расхода ТПР является вращающаяся турбинка с 4-8 лопастями, скорость которой зависит от скорости движения потока с пропорциональным объему жидкости количеству оборотов за определенное время. Главными недостатками ТПР являются

ГБОУ ВО АГНИ

чувствительность ТПР к изменениям вязкости измеряемой среды и высокий износ сопряженных деталей пар трения, приводящий к ухудшению метрологических характеристик, снижению точности и срока службы прибора.

Ультразвуковыми называют преобразователи расхода измеряющие характеристики распространяющихся в потоке газа или жидкости ультразвуковых колебаний путем анализа того или иного акустического эффекта. Основные недостатки УЗР – это сложность измерительной схемы и высокая погрешность измерения.

Динамический прямой способ с использованием массовых расходомеров в данный момент широкого применения не находит, поскольку является относительно новой методикой, основанной на прямом измерении массы продукта в трубопроводе.

Массовые расходомеры позволяют измерять массовый расход жидкостей или газов с высокой точностью до 0,1%. Это их самое главное достоинство и преимущество перед ультразвуковыми, электромагнитными, вихревыми и другими типами расходомеров.

При пуске жидкости по трубопроводу две параллельно размещенные U-образные трубы массомера изгибаются под действием потока жидкости. Степень изгиба трубы пропорциональна непосредственно массовому расходу.

Когда расход отсутствует, синусоидальные сигналы, поступающие с детекторов, находятся в одной фазе. При движении потока фазовый сдвиг дает значение расхода, а частота вибрации является прямым измерением плотности жидкости. И плотность, и расход определяются одновременно, но независимо друг от друга при вибрации трубки.

Выбор массового расходомера обусловлен возможностью прямого измерения массового расхода и плотности; высокая точностью (суммарная погрешность узла учета по массе брутто определяется только погрешностью массового расходомера, которая не превышает ±0,25%); в то время как основная погрешность ультразвуковых расходомеров без коррекции на скорость звука находится в пределах ±(2 4) %; простотой конструкции и монтажа в отличие от сложной в исполнении УЗР; - невосприимчивостью к изменениям рабочей среды (на оборудование не влияют изменения вязкости, плотности, профиля скоростей в отличие от объемных расходомеров); минимальной стоимостью дополнительного оборудования; надежностью (расходомер не имеет внутренних движущихся частей, попадание механических частиц и свободного газа не приводит к повреждению сенсора); потребностью в минимальном техническом обслуживании (в связи со стабильностью метрологических характеристик массового расходомера нет необходимости во внеочередных поверках и периодическом монтаже-демонтаже для профилактического обслуживания).

Что касательно финансовой составляющей, то экономическая выгода от внедрения массового расходомера заключается в быстрой

ГБОУВО АГНИ

окупаемости за счет увеличения высокой точности и объективности измерений, уменьшения безвозвратных потерь дорогих коммерческих измеряемых сред и надежности прибора.

Точность измерения, широкий диапазон расходов, многопараметричность делают массовые расходомеры самой производительной на сегодняшний день и наиболее гибкой технологией измерения расхода на рынке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лисицын Н.В. Методология построения системы оптимального компаундирования товарных нефтепродуктов / Лисицын Н.В., Гошкин В.П., Поздяев В.В., Кузичкин Н.В. // Химическая промышленность. – 2003. – № 8. – С. 15–20.

2. Черножуков Н.И. Технология переработки нефти и газа. — М.: Химия, 1978. - 423 с.

УДК 621.891

БУТИЛОВЫЕ ЭФИРЫ ЖИРНЫХ КИСЛОТ ТАЛЛОВОГО МАСЛА КАК ОСНОВА ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ МАСЕЛ

BUTYL ESTERS OF TALL OIL FATTY ACIDS AS A BASIS FOR THE PRODUCTION OF ENERGY-SAVING HYDRAULIC OILS

А.С. Говорин, Н.Д. Губанов, Н.П. Коновалов

(Aleksandr S. Govorin, Nikolaj D. Gubanov, Nikolaj P. Konovalov)

Иркутский национальный исследовательский технический университет

(National research Irkutsk state technical University)

Приведены некоторые результаты научно-исследовательской работы направленной на разработку технологии моторных масел с высокими эксплуатационными и энергосберегающими свойствами.

The thesis presents some results of research work aimed at the development of motor oil technology with high performance and energy-saving properties.

Ключевые слова: *моторные масла, энергосберегающие моторные масла, сложные эфиры, бутиловый эфир жирных кислот талловых масел.*

Key words*: motor oils, energy-saving motor oils, esters, butyl ether of fatty acids of tall oils.*

На сегодняшний день энергосбережение является одним из трендов развития мировой промышленности, в том числе и в России.

ГБОУ ВО АГНИ

Крупные компании, такие как, например, «Газпром» имеют политики в области энергоэффективности и энергосбережения, где основными целями перед собой ставят следующее: повышение энергетической эффективности, экономия энергетических ресурсов и снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Энергосбережение затрагивает практически все области деятельности промышленных компаний и их производств. В качестве технологического оборудования используются различные машины и механизмы, в том числе и с гидравлическим приводом. Гидравлическая система функционирует благодаря жидкой среде, с помощью которой передаются усилия. От качества гидравлического масла зависит энегоэфективность гидравлической машины. Гидравлические масла производят многие крупные фирмы такие как Mobil, Motul, Shell и др.

В качестве основы для производства энергосберегающих моторных масле можно использовать сложные эфиры жирных кислот талловых масел ЖКТМ). Такие соединения в структуре своих молекул имеют полярные группы, которые липнут в областях терния к неполярным металлическим деталям с образованием адсорбированной масленой пленки.

Образование достаточно прочной масляной пленки обуславливает возможность применения менее вязкого моторного масла, таким образом масло на основе ЖКТМ позволит достичь того же смазывающего эффекта что и масло с большей вязкостью

В Иркутском национальном исследовательском техническом университете были синтезированы бутиловые эфиры жирных кислот талловых масел. Синтез проводился в течении 1,5 – 2 часов при температуре от 110 ºС до 130 ºС при атмосферном давлении. В качестве катализатора были использованы ионообменные смолы. В основе процесса образования сложный эфиров бутиловых спиртов лежит реакция этерификации в жидкой фазе:

$$C_{18}H_{32}O_2 + C_4H_9OH \overset{t,kat}{\longleftrightarrow} C_{20}H_{36}O_2 + H_2O$$

Реакция проводилась до прекращения выделения воды.

В таблице 1 приведены качественные показатели бутиловых эфиров ЖКТМ в сравнении с товарным гидравлическим маслом фирмы Mobil, Motul и Shell.

Как видно из таблицы 1 бутиловые эфиры ЖКТМ имеют отличительное превосходство от других гидравлических масел, приведенных в таблице 1, по кинематической вязкости при 100 ºС и индексе вязкости. Наименьший класс вязкости в линейке гидравлических масел имеет масло марки DTE 10 Excel фирмы Mobil, которое заявлено как энергосберегающее и имеет близкие характеристики с бутиловыми эфирами ЖКТМ. Таким образом, бутиловые эфиры ЖКТМ имеют перспективы стать основой для производства гидравлических энергосберегающих масел с высокими эксплуатационными свойствами.

ГБОУ ВО АГТУ

Таблица 1 – Сравнение качественных показателей бутиловых эфиров ЖКТМ с гидравлическими маслами фирм Mobil, Motul и Shell

	Наименование параметра	Бутиловые эфиры ЖКТМ	Mobil DTE 10 Excel (класс вязкости по ISO 15)	Motul RUBRIC HM (класс вязкости по ISO 32)	Shell Hydraulic S1 M 32 (класс вязкости по ISO 32)
1	Вязкость кинематическая при 100 °С, мм^2/с	2,3	4,07	5,4	5,3
2	Индекс вязкости	238	168	105	96
3	Температура застывания, °С	-55	-54	-27	-18
4	Плотность, кг/м^3	985	837	886	869

Использование энергосберегающих гидравлических масел на основе сложных эфиров ЖКТМ в машинах и оборудование нефтяной и газовой промышленности может существенно сократить затраты на энергию (за счет сокращения усилий на прокачеваемость масел с низкой вязкостью) при эксплуатации гидравлических механизмов.

Однако, есть опасения, что эксплуатация бутиловых эфиров в качестве гидравлических масел будет ограничена их химическими свойством. Сложные эфиры подвержены гидролизу, а попадание некоторого количества воды имеет высокую вероятность в масло при эксплуатации гидравлического механизма. В свою очередь гидролиз приведет к образованию исходного спирта и кислоты, а параметр кислотности жестко регламентируется в гидравлических маслах.

Кроме этого, следует уделить особое внимание теромоокислительным свойствами сложных эфиров ЖКТМ, ввиду которых для более устойчивой работы в качестве гидравлических масел может понадобится ввод в смесь бутиловых эфиров ЖКТМ дополнительных антиокислителей.

Решение поставленных проблем является основными задачами на пути достижения цели по вовлечению сложных эфиров ЖКТМ в производство смазочных материалов, в том числе энергосберегающих гидравлических жидкостей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Балентас Р. Моторные масла / Балентас Р., Сафонов А.С., Ушаков А.И., Шергалис В. - М-СПб.: Альфф-Лаб, 2000. - 272 с.

2. Динцес А.И., Потоловский Л.А. Основы технологии нефтехимического синтеза. - М.: Гостптехиздат, 1960. - 852 с.

3. Бёрд П. Новые гидравлические масла // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2009. - № 5. - С. 37-39.

4. Губанов Н.Д. Основные направления разработки синтетических моторных масел // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2008. - №2. - С 106-108.

ГБОУ ВО АГМУ

5. Политика ПАО «Газпром» в области энергетической эффективности и энергосбережения [Электронный ресурс] // Газпром [сайт]. [2019]. - URL: http://www.gazprom.ru/f/posts/60/091228/2018-11-20-energetic-policy.pdf (дата обращения: 11.08.2019).
6. Каталог продукции фирмы Motul [Электронный ресурс] // Motul [сайт]. [2019]. - URL: https://www.motul.com/ru/ru/products/rubric-hm-100 (дата обращения: 11.08.2019).
7. Каталог продукции фирмы Shell [Электронный ресурс] // Shell [сайт]. [2019]. - https://www.shell.com.ru (дата обращения: 11.08.2019).
8. Каталог продукции фирмы Mobil [Электронный ресурс] // Mobil [сайт]. [2019]. - https://www.mobil.ru/ru-ru/industrial (дата обращения: 11.08.2019).

УДК 622.691.4

ПОВТОРНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПОДВЕРЖЕННЫХ КОРРОЗИИ

REUSE OF GATHERING PIPELINES AFFECTED BY CORROSION

А.Т. Зарипова, А.М. Гимранов
(Aida T. Zaripova, Azat M. Gimranov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Основным из недостатков вторичного использования трубопроводов является коррозионный износ, который влияет на гидравлические потери потока жидкости и на прочность нефтепровода. В данной работе проведены соответствующие расчеты, рассмотрена возможность повторного использования трубопроводов.

The main disadvantage of the reuse of pipelines is corrosive wear, which affects the pressure loss and the strength of the pipeline. In this work, the corresponding calculations are provided, considered the opportunity of pipelines reuse.

Ключевые слова: *промысловые трубопроводы, коррозия трубопроводов, остаточный ресурс, ресурсосбережение.*

Key words*: gathering pipelines, corrosion, remaining life, resource conservation.*

В настоящее время в России протяженность промысловых трубопроводов составляет порядка 350 тыс. км. Промысловые трубопроводы находятся в использовании десятки лет, но часть из них перестает эксплуатироваться, так и не достигнув требуемого износа. Прекращение разработки источника перекачиваемого нефтепродукта приводит к выводу из эксплуатации используемого трубопровода, однако, демонтаж и утилизация трубопроводов часто затягивается из-за

ГБОУ ВО АГНИ

недостаточной нормативной обеспеченности, что оказывает негативное влияние в плане экологии и является экономически нецелесообразным, так как на трубопровод без должной подготовки к выводу из эксплуатации продолжает влиять коррозионно-активная окружающая среда.

За последние десятки лет в отечественной практике накоплен незначительный опыт по восстановлению и повторному использованию трубопроводов, соответствующий анализ и выводы представлены в [3].

В работе [3] основной причиной, по которой нефтегазодобывающие и транспортные компании пренебрегают своевременным демонтажем трубопроводов, является отсутствие соответствующих нормативно правовых документов. Однако вопрос следует также рассматривать с экономической и экологической точки зрения. Необходимо сделать повторное использование трубопроводов привлекательным для предприятий с экономической точки зрения.

Для обеспечения надежной эксплуатации системы трубопроводов при вторичном использовании следует учитывать остаточный ресурс нефтепромысловых трубопроводов (методика и примеры расчета представлены в [2]), напряженное состояние и устойчивость в рамках последующей эксплуатации, а также гидравлические потери потока жидкости.

Для наглядности выполним прочностной и гидравлический расчет трубопровода со следующими параметрами:

- длина трубопровода - 1550 м;
- диаметр трубопровода - 159 мм;
- номинальная толщина стенки трубопровода - 8 мм;
- разность высот между начальной и конечной точкой - 86,05 м;
- начальное давление - 1,023 МПа;
- расход - 460 т/сут;
- плотность нефти при 5 °С - 942 кг/м^3;
- плотность воды при 5 °С - 1193 кг/м^3;
- массовая доля воды - 9,0 %;
- вязкость при 5 °С – 250,88 мм^2/с;
- материал трубопровода - сталь В10;
- расчетное сопротивление материала труб по прочности – 353 МПа;
- расчетное сопротивление материала труб по текучести – 216 МПа.

Гидравлический расчет выполнялся в программном комплексе Pipesim. Данная программа предназначена для моделирования многофазного установившегося течения. были приняты различные значения эквивалентной шероховатости, соответствующие новому трубопроводу и трубопроводу значительно подверженному коррозии и загрязнениям. Результаты расчета представлены в таблице 1.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 – Результаты расчета в Pipesim

Эквивалентная шероховатость, мм	Разность давления начальной и конечной точек, МПа
0,05	0,0976
0,2	0,0976
0,5	0,0978
1,0	0,098

На рисунке 1 изображена зависимость давления от расстояния. Линии графика накладываются друг на друга, что подтверждает незначительность влияния коррозионных повреждений трубопровода на потери давления по длине для промысловых трубопроводов. В большей степени это обусловлено режимом течения, в данном случае он является ламинарным. При транспортировке жидкости по промысловым трубопроводам это наиболее распространённый режим течения, так как перекачка ведется на небольшие расстояния и соответственно давление в них не превышает нескольких мега Паскаль, а в некоторых случаях перекачка ведется в безнапорном режиме.

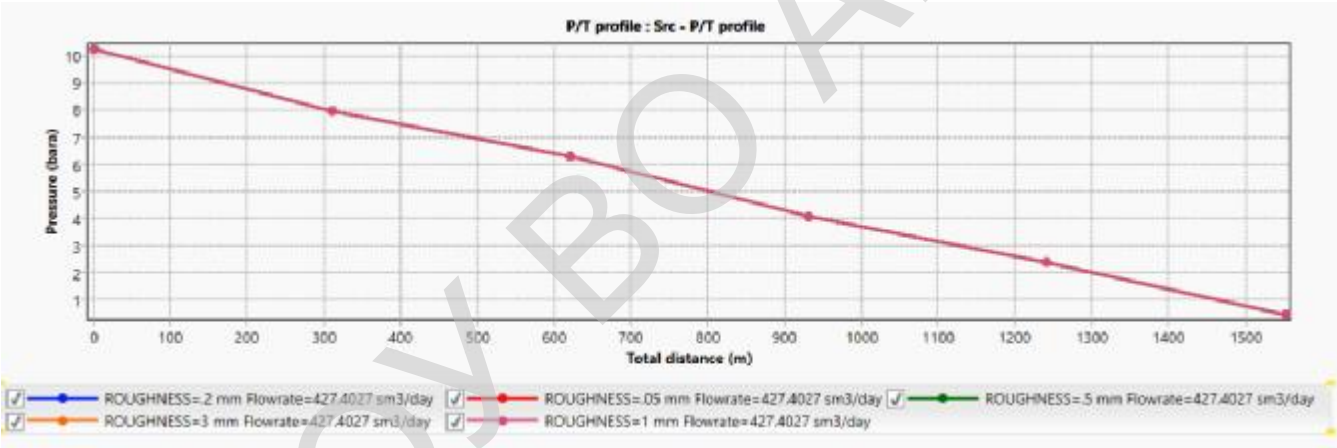


Рисунок 1 – Зависимость давления (preassure) от расстояния (total distance)

Далее следует проверить трубопровод на удовлетворение условиям прочности. Расчет будем производить согласно [1]. Произведем расчет для разных значений толщины стенки. Категорию трубопровода примем «нормальной». Значения расчетных сопротивлений материала труб по прочности и текучести будут равняться 190,7 МПа и 157,26 МПа, соответственно.

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется, если кольцевое напряжение удовлетворяет условиям – для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода:

$$\sigma_{\text{к}} \leq \min\{R_u, R_y\} \quad (1)$$

где R_u - расчетное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

R_y - расчетное сопротивление материала труб по текучести, МПа;

ГБОУ ВО АГНИ

Проверку условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений следует выполнять по формулам:

$$\sigma_1 \leq f_1 \cdot \sigma_y, \quad \text{если} \quad \sigma_1 \geq 0$$
$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \quad \text{если} \quad \sigma_1 < 0 \qquad (2)$$

где σ_{eq} - эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

σ_y - нормативный предел текучести материала труб, МПа;

f_1, f_{eq} - расчетные коэффициенты для проверки соответственно продольных и эквивалентных напряжений, принимаемые в зависимости от стадии «жизни» трубопровода $f_1 = 0{,}6$; $f_{eq} = 0{,}9$ [1, табл. 16].

Результаты расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета на прочность

Толщина стенки, мм	Кольцевые напряжения, МПа	Продольные напряжения, МПа	Эквивалентные напряжения, МПа	$f_1 \cdot \sigma_y$	$f_{eq} \cdot \sigma_y$
8	11,69	44,30	39,76	129,6	194,4
1	93,53	68,85	83,95		
0,6	155,88	87,55	135,34		
0,5	187,06	96,90	162,03		
0,4	233,82	110,93	202,58		
0,3	311,76	134,32	270,85		

По результатам расчета видно, что толщина стенки перестает удовлетворять условию прочности для кольцевых напряжений при значении менее 0,6 мм, а для продольных при значении толщины стенки менее 0,4 мм.

Из произведенных расчетов следует, что при удовлетворительных результатах расчета остаточного ресурса трубопровод можно использовать повторно.

Вопрос экономической целесообразности мероприятий по демонтажу является не менее актуальным, нежели технический. В качестве примера хотелось бы привести, выведенный из эксплуатации в 1989 году магистральный продуктопровод «Омск-Альметьевск» для перекачки ШФЛУ диаметром 720 мм. Время от времени из данного трубопровода извлекали трубы для разных второстепенных нужд. В 2006 году нашлась организация (ООО «Уралтрубопроводстрой», г. Челябинск), которая приступила к планомерному демонтажу нефтепровода и восстановлению труб с целью сбыта. В результате стоимость восстановленных труб оказывается в 2-3 раза меньше, чем аналогичных новых труб.

Существует ряд проблем, связанных с повторным использованием трубопроводов:

- организационные трудности;
- различная степень износа каждой отдельной трубы;

ГБОУ ВО АГНИ

- отсутствие стандартизирующих документов;
- вероятность повреждения труб при демонтаже.

Этим список препятствий для повторного использования трубопроводов не ограничивается, однако, в противовес стоят экологические проблемы, которые могут быть вызваны не извлеченным трубопроводом.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. - 2014.
2. Технология сооружения газонефтепроводов / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров [и др.]. - М.: ОАО «Издательсво «Недра»«, 2004. - 419 с.
3. Галяутдинов А.А. К вопросу о демонтаже трубопроводов / Галяутдинов А.А, Зубаилов Г.И., Хайрутдинов Ф.Ш., Шмаков В.А. // ogbus.ru: сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2007. - URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Galyautdinov/Galyautdinov_1.pdf (дата обращения: 21.09.2019).
4. Камынин С.А. Промысловые нефтяные трубопроводы // stud.wiki. - 2012. - URL:https://yandex.ru/turbo?text=https%3A%2F%2Fstud.wiki%2Fgeology%2F3c0a65625a3bd68a4d53b88421216c26_0.html&d=1.

УДК 622.691.4.052

ОЦЕНКА НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ДЕФЕКТНОЙ ТРУБЫ МЕТОДОМ ЦИКЛИЧЕСКОГО И СТАТИЧЕСКОГО ЗАГРУЖЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА «ОРЕНБУРГ-ЗАИНСК»

EVALUATION OF THE BEARING ABILITY OF A DEFECT PIPE BY CYCLIC AND STATIC LOADING METHOD OF THE «ORENBURG-ZAINSK» GAS PIPELINE

Б.Н. Миннихазиев
B.N. Minnikhaziev
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В настоящее время многие газопроводы эксплуатируются более 30-40 лет. Примером этому является распределительный магистральный газопровод «Оренбург –Заинск», который был введен в эксплуатацию в сентябре 1971 года. При таком сроке эксплуатации возникает потребность детального изучения общего состояния газопроводов, включающее оценку работоспособности отдельных узлов линейной части, а также решение практических задач, связанных прочностью металла трубы.

По газопроводу «Оренбург–Заинск» на Заинскую ГРЭС транспортируются газы регенерации с установок очистки газа от

ГБОУВО АГНИ

меркаптанов в смеси с очищенным газом. Газопровод выполнен в одну нитку, подземно и сооружен из труб 1020х16 мм производства Швеции на участках I-II категории и труб 1020х14 мм производства ФРГ и Франции – на участках III-IV категории. Трубы изготовлены из малоуглеродистой стали с содержанием углерода 0,18…0,20%, с пределом прочности не ниже 52 кгс/мм, пределом текучести не ниже 30 кгс/мм и ударной вязкостью 5 кгс м/ см при температуре -40^{0}С. Трубы выполнены из нормализованного листа.

В 2016 году была проведена комплексная дефектоскопия участка магистрального газопровода на 343-479,6 км.

Основные проектные характеристики данного участка: проектное давление 4,6 МПа; рабочее давление 3,4 МПа; диаметр трубопровода 1020 мм; толщина стенки 14-16 мм.

При проведении комплексной дефектоскопии газопровода на участке было выявлено 2264 различных дефектов. Основные дефекты наблюдались в виде расслоения и разрыва трубы (рис.1).

Рисунок 1 – Выявленные дефекты – плены и расслоение

Для оценки состояния металла труб проведены гидравлические испытания образцов на разрыв в Альметьевском линейно-производственном управлении магистральных газопроводов (АЛПУМГ). Образцы из труб, демонтированных из линейной части газопроводов, были изготовлены в виде катушек, снабженных заглушками.

ГБОУ ВО АГНИ

Рисунок 2. Испытание №1

Рисунок 3. Испытание №2

Рисунок 4. Испытание №3

Для изучения поведения выявленных дефектов в последующем периоде эксплуатации газопровода проведён ряд испытаний дефектной трубы методом циклического загружения. Для этого была подобрана катушка с дефектом внутренней выпуклости. На испытуемой катушке установлена дополнительная трубопроводная систему с манометром и краном на безопасном расстоянии.

ФГБОУ ВО АГНИ

Катушка загружалась по следующей схеме:

1. Давление поднимается до 6 МПа. Ежедневно, в одно и то же время, давление снижалось на 1 МПа до тех пор, пока давление не упадет до нуля.
2. Давление поднимается до 7 МПа и таким же методом снижается до нуля.
3. Давление поднимается до 8 МПа и цикл снижения давления повторяется.
4. Давление поднимается до 9 Мпа и цикл снижения давления повторялся.

Протокол проведения гидравлического испытания образца трубы Ду1000 прилагается.

Таким образом было определено значение максимального напряжения, не превышающее предела прочности металла в месте дефекта и не вызывающее его разрушения. Это позволяет рассчитать длительную прочность металла и допустимое время эксплуатации газопровода.

УДК 621

АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ, СНИЖАЮЩИХ НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ПРОСАДОЧНЫХ ГРУНТОВ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ГАЗОПРОВОДЫ

ANALYSIS OF MEASURES REDUCING THE NEGATIVE IMPACT OF SUBSIDENCE SOILS ON TECHNOLOGICAL GAS PIPELINES

В.В. Понкратова, М.Н. Назарова
(Valeria V. Ponkratova, Maria N. Nazarova)
Санкт-Петербургский горный университет
(St. Petersburg Mining University)

В работе рассматриваются мероприятия, обеспечивающие снижение просадочных свойств грунтов. Более подробно проанализированы способы прокладки газопроводов на опорах различных конструкций: наиболее распространенных (не регулируемых) опор, устанавливаемых на свайный фундамент, и регулируемых опор, которые устанавливаются без свай на железобетонное основание.

The paper considers measures to reduce the subsiding properties of soils. The methods of laying gas pipelines on supports of various designs are analyzed in more detail: the most common (non-adjustable) supports installed on a pile foundation, and adjustable supports that are installed without piles on a reinforced concrete base.

Ключевые слова: *Технологические газопроводы, просадочный грунт, регулируемые опоры, нерегулируемые опоры.*

Keywords*: Technological gas pipelines, subsiding soil, adjustable supports, non-adjustable supports.*

ГБОУ ВО АГНИ

При проектировании трубопроводов необходимо особое внимание уделять грунту, на или в котором будет проложен трубопровод. Одним из особых условий прокладки трубопровода является прокладка в просадочном грунте.

Просадочный грунт – это структурно-неустойчивый, глинистый (лессовый) грунт, который при повышении влажности выше определенного уровня теряет прочность и уплотняется под действием нагрузки [1].

Просадочный грунт имеет высокую пористость. При воздействии на него давления или повешенной влажности его плотность меняется. Высокую пористость имеют лессы и лессовидные суглинки (до 50%). Такой грунт в нормальных условиях имеет очень маленькую влажность и под воздействием дополнительной влаги изменяет свою структуру.

Опасность строительства на просадочном грунте заключается в возможности появления на начальном этапе эксплуатации трещин, а затем разрушения отдельных элементов конструкций, после чего часто наступает общее предаварийное состояние и полное прекращение эксплуатации объекта.

В сфере строительства газопроводов аварии, связанные с просадками грунта, встречаются довольно редко. За последние 5 лет не было выявлено ни одной аварии, связанной с просадками грунта [2], что свидетельствует об эффективности применяемых строительных конструкций. Просадочные грунты являются особыми природными условиями, которые удорожают строительство зданий и сооружений, в том числе и газопроводов. По этой причине в работе анализируются мероприятия, обеспечивающие снижение просадочных свойств грунтов, по надежности и их стоимости.

Технологические трубопроводы, транспортирующие горючие газы, прокладываются надземно на несгораемых конструкциях, таких как эстакады, этажерки, опоры, стойки [3].

Согласно СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений» [4], грунтовые условия строительных площадок, сложенных лессовыми просадочными грунтами, подразделяются на два типа:

- I тип — грунтовые условия, в которых просадка от собственного веса грунта отсутствует или не превышает 5 см; просадка возможна в основном от внешней нагрузки.
- II тип — грунтовые условия, в которых, помимо просадки грунтов от внешней нагрузки, возможна их просадка от собственного веса и величина ее превышает 5 см.

К мероприятиям, уменьшающим негативные воздействия просадочных грунтов, относят:

- на площадках с I типом грунтовых условий по просадочности – устройство грунтовых подушек, вытрамбовывание котлованов,

ГБОУ ВО АГНИ

закрепление грунтов, уплотнения тяжелыми трамбовками. Последний способ является довольно долговременным;

· на площадках с II типом грунтовых условий по просадочности – глубинное уплотнение грунтовыми сваями, предварительное замачивание, армирование грунтовых толщ набивными, забивными сваями, столбами из закрепленного грунта. Искусственное замачивание грунта для его естественной просадки – является наиболее дешевым способом, но занимает большой временной период (после проведения увлажнения требуется ожидать ухода воды из верхнего слоя), а также на результат могут влиять погодные условия;

· для обоих типов грунтов: водозащитные мероприятия, конструктивные мероприятия, направленные на повышение прочности жестких сооружений или увеличение податливости сооружений гибкой конструкции [1].

Для закрепления слабого грунта используют такие методы, как: цементация, силикатизация, электросиликатизация.

Одной из самых важных частей технологического трубопровода является опора. На эту конструкцию возлагается вся основная нагрузка транспортирующей сырье магистрали.

Различные виды опор отличаются друг от друга не только своей формой, но и предназначением, предотвращающим небезопасные для трубопровода колебания и возникающие время от времени большие нагрузки.

В данной работе рассматривается применение простых наиболее распространенных (не регулируемых) опор, устанавливаемых на свайный фундамент, и регулируемых опор, которые устанавливаются без свай на железобетонное основание.

Классифицируя опоры, согласно их применению, можно выделить следующие:

· неподвижные;
· подвижные;
· подвесные.

Неподвижные опоры технологических магистральных трубопроводов удерживают трубы в одном положении, исключая их перемещение. Они обеспечивают поглощение вертикальных нагрузок, которые учитывают вес трубопровода, а также массу транспортируемого по нему сырья.

Подвижные опоры рассчитаны на компенсацию продольных расширений трубопровода, возникающих вследствие температурных изменений. Данная конструкция надежно воспринимает вертикальные нагрузки (вес нефтепровода), но не мешает трубе смещаться вдоль оси (до 40 см).

Опора свободно-подвижная допускает поперечные и продольные перемещения, а продольно-подвижная – только продольные.

ГБОУ ВО АГНИ

Подвесные опоры используются для крепления трубопроводов, монтаж которых происходит внутри сооружений, с последующим прикреплениям магистрали к плитам перекрытия или опорным балкам. Конструкция их предполагает использование для крепления к трубопроводу тяг с регулирующими натяжными болтами. Подвески применяются для крепления технологических трубопроводов при невозможности использования поддерживающих снизу опор.

Опоры данных типов устанавливаются на ростверках, которые в свою очередь, монтируются на сваи.

Опоры регулируемые являются сложным механическим устройством. В отличие от вышеописанных опор, эти изделия имеют подвижные элементы. Эта особенность опорных конструкций сделала возможным их применение в трубопроводных системах компрессорных станций и насосных установок. Используются для труб наземной и подземной прокладки в экстремальных условиях (в районах крайнего Севера, с высокой подвижностью грунта).

Регулируемые опоры применяются для установки технологических трубопроводов наружных диаметров от 108 до 1020мм на фундаменты при надземной прокладке.

Регулируемые опоры промышленные предназначены для:

· компенсации усадки грунта;

· снижения горизонтальных нагрузок на опоры трубопроводной системы;

· обеспечения свободного теплового перемещения труб в пределах опорной конструкции;

· снижения уровня вибрации;

· регулировки усилий, передаваемых трубами на оборудование.

Конструкция опоры регулируемой обеспечивает возможность регулировки ложемента по высоте до 30 мм.

Опоры регулируемые условно можно разделить на два основных вида – домкратные и клиновые.

У клиновых изделий (рисунок 1) в основе конструкции лежит основание с клиньями. Для того чтобы поднять трубу, необходимо свести клинья с помощью регулирующего болта. Регулировка по высоте может осуществляться в диапазоне от 1 до 30 мм. Опора регулируемая может эксплуатироваться как в закрытом помещении, так и на открытом воздухе при температуре воздуха от -60^{0}С до +45^{0}С.

ГБОУ ВО АГМА

Рисунок 1 – Клиновая регулируемая опора

В домкратных опорах (рисунок 2) используется домкрат механического типа, благодаря которому регулировка по высоте может осуществляться в диапазоне от 1 до 150 мм. Рабочее значение температур: от -40°С до 40°С.

Рисунок 2 – Домкратная регулируемая опора

Ложемент опоры и ее основание соединены друг с другом домкратом, вращая который, появляется возможность регулировать высоту трубы относительно горизонта. Монтируются регулируемые опоры на фундаменты и прочие несущие конструкции.

Нерегулируемые опоры являются более надежными и наиболее часто применяемыми, однако их установка обходится дорого, так как необходимо бурение скважин под сваи. Установка регулируемых опор значительно дешевле, так как для их установки требуется лишь железобетонное основание. Однако предел регулирования газопроводов по высоте в случае применения данного типа опор составляет всего 3-15 см. Можно сделать вывод о том, что у каждого типа опор есть свои границы применимости и в каждом отдельном

ГБОУВО АГНИ

случае необходимо рассматривать возможность применения и экономическую составляющую каждого проектного решения.

Нерегулируемые опоры являются более надежными и наиболее часто применяемыми, однако их установка обходится дорого, так как необходимо бурение скважин под сваи. Установка регулируемых опор значительно дешевле, так как для их установки требуется лишь железобетонное основание. Однако предел регулирования газопроводов по высоте в случае применения данного типа опор составляет всего 3-15 см. Можно сделать вывод о том, что у каждого типа опор есть свои границы применимости и в каждом отдельном случае необходимо рассматривать возможность применения и экономическую составляющую проектного решения.

ЛИТЕРАТУРА

1. СП 21.13330.2012 Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.01.09-91 (с Изменением N 1) [Текст]. – Введ. 2013–01–01. – М.: ООО Аналитик, 2013. – 73 с.

2. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс] //URL: http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/.

3. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах (с Поправкой) [Текст]. – Введ. 2015–01–01. – М.: Стандартинформ, 2015. – 136 с.

4. СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83 (с Изменениями N 1, 2) [Текст]. – Введ. 2017–07–01. – 220 с.*

УДК 622.691.482

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

POSSIBILITY OF APPLICATION OF COMPOSITE MATERIALS FOR GAS NETWORKS

Д.А. Прохоров
(Dmitry A. Prokhorov)
Санкт-Петербургский горный университет
(St. Petersburg Mining University)

В последнее время многие проектные институты задаются вопросом увеличения срока службы нефтегазового оборудования. Это возможно при разработке и применении новых материалов, которые не привержены коррозии и способны выдерживать высокие давления. В

ГБОУ ВО АГНИ

представленной работе на основе опыта европейских стран и США разобраны возможные варианты композитных материалов для газовых сетей.

Recently, many design institutes have been asking themselves the question of increasing the service life of oil and gas equipment. This is possible when developing and using new materials that are not corrosion-resistant and able to withstand high pressures. In the presented work, based on the experience of European countries and the USA, possible options for composite materials for gas networks are analyzed.

Ключевые слова: *композитные материалы, газовые сети, материалы трубопроводов.*

Keywords*: composite materials, gas networks, pipeline materials.*

Роль природного газа в России сложно переоценить, это один из наиболее важных энергоресурсов. На территории нашей страны залегает не менее четверти общемировых запасов природного газа. Это позволяет использовать природный газ в различных сферах, в том числе и для бытовых нужд. По состоянию на начало 2019 года 68,6% всей страны газифицировано. При этом газ в регионы и внутри их распределяется в основном при помощи трубопроводов. К материалам газопроводов применяются особые требования, так как газопроводы должны выдержать высокие давления внутри, а также иметь высокую противокоррозионную защиту, обеспечивающую долгосрочное использование труб. Для удовлетворения всех требований целесообразно рассмотреть применение композитных материалов для газовых сетей [1].

На сегодняшний день в газовых сетях России нашли применения только два материала: сталь и полиэтилен. Сталь уже много лет используется в качестве материала для газопроводов. За это время данный материал показал свои преимущества перед другими материалами, особенно за счет высокой прочности и способности к эксплуатации при больших давлениях. Но за время эксплуатации были выявлены и недостатки: приверженность коррозии; ограниченная гибкость и большой вес. Все эти недостатки были решены не так давно при помощи использования полиэтиленовых труб. Нормативный срок службы полиэтиленовых труб около 50 лет, что больше чем у стальных труб. Но полиэтилен имеет жесткие ограничения по рабочему давлению, поэтому применение труб из полиэтилена ограничено.

В газовых сетях США и стран Европы немного другая тенденция. Там на ряду с стальными и полимерными трубами нашли своё применение трубы из композитных материалов. Такие трубы состоят из двух или более компонентов (поливинилхлорид, стекловолокно, металл) [2]. Дополнительные компоненты необходимы для улучшения свойств композитных труб, например: использование при более высоких давлениях, улучшение гибкости, стойкости к трещиноватости и

ГБОУ ВО АГНИ

температурным перепадам. В США и Европе множество компаний, занимающиеся производством гибких полимерных композитных труб: Flexpipe, NOV-Fiberspar, Technip, DeepFlex, Evonik и другие [2].

В качестве примера можно рассмотреть металлополимерную трубу для газа TECE PE-Xc\Al\PE (Рисунок 1.). Основой многослойной конструкции является внутренняя несущая труба из полиэтилена, сшитого электронно-лучевым методом [3]. Алюминиевый слой выполняет антидиффузионные и стабилизирующие функции. Внешний слой из полиэтилена желтого цвета защищает трубу от ультрафиолета и механических повреждений. Данный вид труб возможно использовать для внутридомовых газопроводов небольшого диаметра [3].

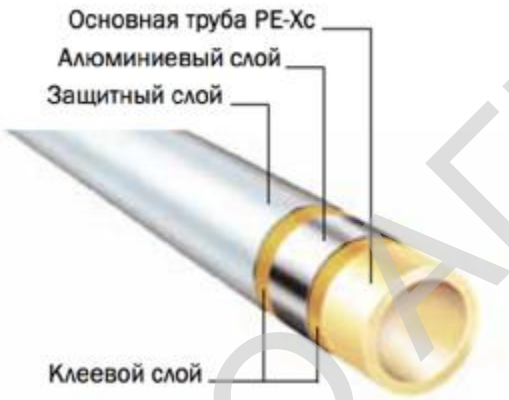


Рисунок 1 – Система газопровода TeceFlex Gas

Для использования в качестве труб высокого давления можно рассмотреть гибкую линейную трубу FiberSpar (Рисунок 2.). Труба состоит из внутреннего термопластического слоя, армированного высокопрочным стекловолокном, внедренным в эпоксидную матрицу [4]. Такие трубы изготавливаются диаметром от 115 до 224 мм, с рабочим давлением до 13,8 МПа.

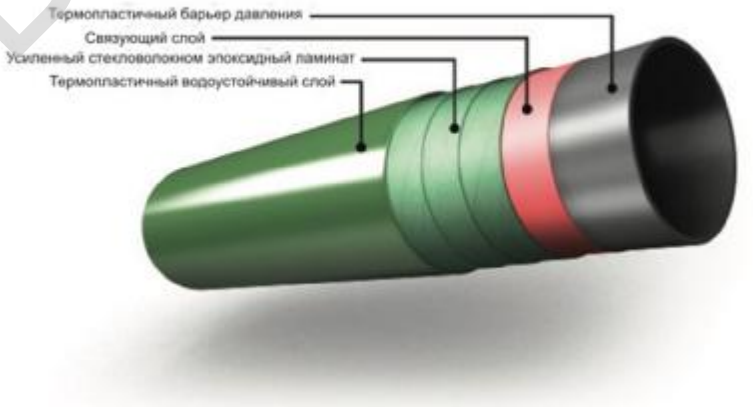


Рисунок 2 – Гибкая линейная труба, армированная стекловолокном FiberSpar

ГБОУ ВО АГНИ

Таким образом, использование композитных труб в сетях газораспределения России на сегодняшний день не распространено. Для реализации использования таких материалов необходимо обратиться к опыту европейский стран. Применение таких труб на основе многих исследований показывают свои преимущества над используемыми в настоящее время материалами газопровода: сталь и полиэтилен.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Габова М.А. Применение композиционных материалов при добыче нефти и газа // Вестник университета. - №10. - 2012. - С. 88–92.*
2. *Густов Д.С., Любин Е.А., Самигуллин Г.Х. Зарубежный опыт применения композитных труб для транспорта газа // Газ России. - 2015. - № 1. - С. 80–87.*
3. *Система газопровода TeceFlex Gas: [Электронный ресурс] URL: https://termocom-spb.ru/sistema_gazoprovoda_teceflex_gas.*
4. *Гибкая линейная труба FiberSpar: [Электронный ресурс] URL: https://fg-rus.ru/products/gibkaya-lineynaya-truba-fiberspar.*

УДК 662.758

ВЛИЯНИЕ ОБЩЕГО ОСАДКА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА КОРРОЗИОННУЮ АКТИВНОСТЬ МЕТАЛЛА РЕЗЕРВУАРОВ ПРИ ХРАНЕНИИ

THE EFFECT OF THE TOTAL SEDIMENT OF PETROLEUM PRODUCTS ON THE CORROSION ACTIVITY OF METAL TANKS DURING STORAGE

Р.Р.Султанбеков
(R.R. Sultanbekov)
Санкт-Петербургский горный университет
(Saint-Petersburg Mining University)
Научный руководитель – к.т.н. М.Н. Назарова

Резервуары для хранения нефтепродуктов должны соответствовать требованиям технической, технологической и экологической безопасности. Скорость коррозии возрастает, при длительном хранении нефтепродуктов в резервуарах. Поэтому для надежной эксплуатации резервуаров необходимы решения для предотвращения процесса разрушения, вызванные коррозией металла. При хранении мазутов из-за несовместимости топлив происходит активное образование общего осадка, где содержатся коррозионно-активные вещества. В работе проведена оценка влияния общего осадка в резервуарах на коррозионный процесс и на надежность резервуаров.

Storage tanks for petroleum products must meet the requirements of technical, technological and environmental safety. The corrosion rate increases with prolonged

ГБОУ ВО АГНИ

storage of petroleum products in tanks. Therefore, for reliable operation of the tanks, solutions are needed to prevent the destruction process caused by metal corrosion. When storing fuel oil, due to fuel incompatibility, an active formation of a common precipitate occurs, which contains corrosive substances. The paper assesses the effect of total sediment in tanks on the corrosion process and on the reliability of the tanks.

Ключевые слова: *коррозия, нефтепродукты, совместимость, общий осадок, хранение.*

Key words: *Corrosion, oil products, compatibility, mixing, total sediment, storage.*

Тенденция увеличения числа и размеров резервуарных парков в мире приводит к повышению ответственности и опасности этих сооружений [1]. Обеспечение их надежной и безопасной эксплуатации является актуальной проблемой. Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов, должны соответствовать требованиям технологической, технической, физико-химической и экологической безопасности.

Наиболее опасным и непредсказуемым процессом разрушения конструкций резервуаров является коррозия металла.

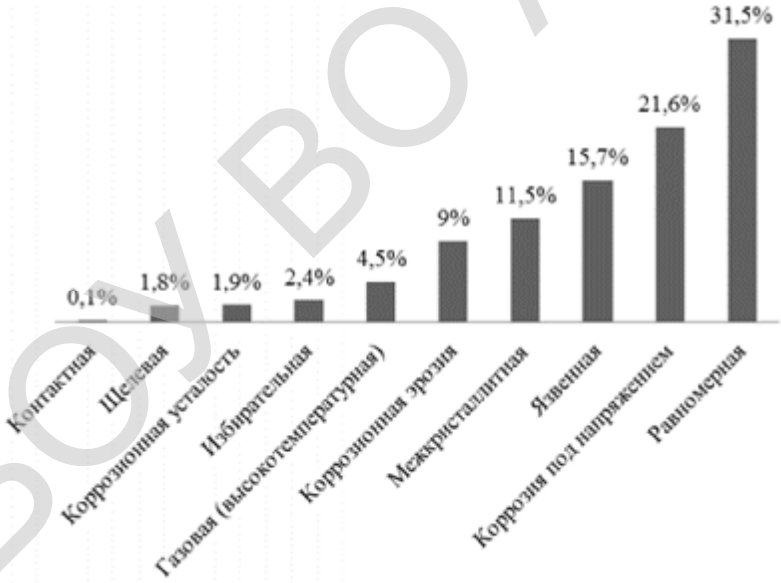


Рисунок 1 – Процентное соотношение видов коррозии

Коррозионные повреждения являются поверхностными дефектами металла. Они вызывают местное уменьшение толщины стенки с образованием на поверхности продуктов коррозии, в местах образования некоторых дефектов возникает концентрация напряжений.

Проведенные статистические исследования различных видов коррозии показаны на рис.1 [2]. Данное статистическое соотношение можно считать приблизительным, так как в реальных условиях отдельные виды коррозии встречаются в различных сочетаниях [3-5].

ГБОУ ВО АГНИ

Коррозионные повреждения внутренней поверхности резервуаров по степени воздействия коррозионно-активных компонентов нефтепродуктов разделяют на несколько зон, это кровля, днище и нижний пояс. Обследования резервуаров после хранения нефтепродуктов выявили, что днища и нижний пояс резервуаров наиболее подвержены коррозии, интенсивность коррозии под воздействием паровоздушной смеси ниже в 4 - 5 раз [6]. В зависимости от вида хранимого нефтепродукта скорость коррозии днища и нижнего пояса, составляет 0,4 мм/год и более. Скорость коррозии резервуаров для хранения легких нефтепродуктов может достигать 0.5 мм/год [7].

К наиболее опасным видам коррозии относятся точечная (питтинговая) и язвенная, поскольку из-за малых размеров язв и их заполнения продуктами коррозии такое разрушение трудно обнаружить и вовремя устранить. После 3...5 лет хранения нефтепродуктов на днище и нижнем поясе появляются язвы, глубиной до 4...5 мм, поэтому часто требуется капитальный ремонт [8].

Нефтепродукты являются коррозионно-активными веществами, потому что содержат в себе сернистые и кислородсодержащие соединения. Их количество зависит от множества факторов: вида топлива, методов переработки и происхождения нефти.

Ионы металла переходят в топливо при хранении в результате коррозионных процессов, протекающих в резервуарах для хранения топлив.

При этом в результате коррозионных воздействий снижается срок службы этих технических средств, повышается опасность потерь нефтепродуктов и ухудшается экологическая ситуация в окружающей среде, происходит загрязнение топлива продуктами коррозии. Продукты коррозии являются своеобразным абразивом, вызывающим преждевременный износ и выход из строя трущихся деталей топливной аппаратуры и цилиндро-поршневой группы двигателей внутреннего сгорания и других видов техники [9].

Коррозионную агрессивность проявляют содержащиеся в них преимущественно примеси, такие, как вода, серосодержащие и кислородсодержащие соединения, сероводород и минеральные соли [10].

Сера и сернистые соединения оказывают коррозионное воздействие на металлы вследствие непосредственного взаимодействия с металлами или в результате воздействия продуктов окисления данных соединений на металлы [11].

Кислородсодержащие соединения, содержащиеся в нефтепродуктах, также влияют на их коррозионную активность и представляют собой нафтеновые кислоты. Они попадают в нефтепродукты с исходным сырьем или образуются в нефтепродуктах в результате окисления товарных топлив при их хранении и применении. Следует отметить, что сернистые соединения являются более

ГБОУ ВО АГМУ

агрессивными для металлов и сплавов, чем продукты самоокисления нафтеновых кислот. [8]

Коррозия может осуществляться по химическому механизму при наличии в нефтепродукте химически агрессивных веществ, а именно сера, сероводород, вода. Однако исследования указывают, что часто протекание коррозии внутренних поверхностей резервуаров происходит по электрохимическому механизму из-за наличия на внутренней поверхности резервуара пленки воды, содержащей растворенный кислород, минеральные кислоты и соли. В производственных условиях при транспортировке и хранении нефтепродуктов происходит постоянное насыщение их водой и конденсация ее на металлической поверхности [12, 13].

Хроматографическими и спектрофотометрическими исследованиями показано, что водные конденсаты, отобранные из средств хранения и топливных систем, содержат низкомолекулярные продукты окисления углеводородов: карбоновые кислоты, кетоны, альдегиды, спирты. В конденсатах из серосодержащих топлив обнаружены также растворимые в воде продукты окисления сернистых соединений -преимущественно сульфоновые кислоты [14]. Следовательно, водные конденсаты, собирающиеся на металлических поверхностях, представляют собой растворы электролитов, способствующих в условиях низкой кислотности электрохимической коррозии металлов.

Высокий показатель общего осадка в нефтепродуктах негативно влияет на работу двигателей и топливной системы, способствует их износу и нарушению работы, а также приводит к засорению фильтров и сепараторов. Допустимое содержание общего осадка регламентируются стандартами, в России это ГОСТ Р 50837.6-95, который соответствует международным стандартам ASTM D4870-IP 375, IP 390 и ISO 10307. В топливах содержание общего осадка не должна превышать - 0,1 %.

Проявления «несовместимости» при смешении нефтепродуктов связаны с возникновением прочных межмолекулярных взаимодействий, вызванных изменением структурно-группового состава и взаимного соотношения концентраций высокомолекулярных соединений нефтепродуктов, что приводит к образованию ассоциатов молекул, объемных коллоидных частиц различной формы и структуры [15].

Также стоит отметить, что в силу высокой полярности вода может взаимодействовать с нерастворимыми малостабильными соединениями, гидратировать их и транспортировать к металлическим поверхностям. Вследствие своей высокой поверхностной активности, вода собирает в углеводородной среде мелкие частицы загрязнений в крупные агрегаты, которые быстро осаждаются на дно резервуара. [14].

Выпавший общий осадок содержит не только смесь асфальтенов, смол и парафинов, а также азот. серу, кислород и металлы [16].

ГБОУ ВО АГНИ

Активное образование осадка скапливается на дне резервуара и усиливает коррозионную активность и одновременно создает дополнительную нагрузку на напряженно-деформированное состояние нижнего пояса резервуара.

Поэтому необходимо предотвращать выпадение общего осадка из-за несовместимости благодаря определению совместимости топлив до смешения. Существующие методы оценки стабильности и совместимости нефтепродуктов не обладают высокой точностью и имеют большую погрешность.

Коррозия внутренних поверхностей резервуара является доминирующим фактором, влияющим на нормативный срок службы резервуара. Скорость коррозионного повреждения металла резервуара зависит от многих факторов, связанных как со свойствами металла, так и со свойствами среды, внешними воздействиями и условиями защиты данного резервуара. Одним из таких факторов является активное выпадение общего осадка из-за несовместимости при смешении нефтепродуктов. При хранении высокосернистых нефтепродуктов необходимо бороться с осадкообразованием, так как при этом происходит протекание коррозионного процесса на днище и нижнем поясе резервуаров.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: Издательство: ДизайнПолиграфСервис, 2002.

2. Абдуллин Р.М. Повышение безопасности эксплуатации промысловых трубопроводов в условиях локализации коррозии в зоне, расположенной после электроизолирующих фланцев / Абдуллин Р.М., Лаптев А.Б., Бугай Д.Е., Тюсенков А.С. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2009. - № 2.

3. Аварии и надежность стальных резервуаров. - М.: Недра, 1995.

4. Тарасенко А.А. Напряжённо-деформированное состояние вертикальных стальных резервуаров при ремонтных работах: монография. - М.: Недра, 1999.

5. Гареев А.Г., Худяков М.А., Кравцов В.В. Разрушение нефтегазового оборудования: учебное пособие. - Уфа, 2010.

6. Вигдорович В.И., Романцова С.В., Нагорнов С.А. Окислительные и коррозионные процессы в резервуарах хранения нефтепродуктов // Вестник Тамбовского университета. Серия: Естественные и технические науки. - Тамбов, 2000. - Т. 5. - № 1.

7. Тюсенков А.С. Повышение безопасности эксплуатации оборудования для подготовки и хранения нефти в условиях накопления электростатических зарядов в водонефтяной смеси: диссертация канд. техн. наук. - Уфа: УГНТУ, 2012.

ГБОУВО АГПА

8. Исанбердина Л.Р. Коррозионные повреждения стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов // Интернет-журнал «Технологии техносферной безопасности» (http://ipb.mos.ru/ttb). – 2016. - Выпуск № 2 (66).
9. Арчаков Ю.И., Тесля Б.М., Никитина Т.В. Защита от коррозии резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов // Химия и технология топлив и масел. - 1985. - № 4.
10. Гуреев А.А., Азев В.С., Камфер Г.М. Топливо для дизелей. Свойства и применение. - М.: Химия, 1993.
11. Тюсенков А.С. Изменение коррозионной активности воды при транспорте водонефтяной смеси по футерованному трубопроводу / Тюсенков А.С., Кононов Д.В., Бугай Д.Е., Лаптев А.Б. // Нефтегазовое дело. - 2011. - № 5.
12. Юхневич Р. Техника борьбы с коррозией / Юхневич Р., Богданович В., Валашкоеский Е., Видуховский А. - М.: Химия, 1980.
13. Кулиев А.М. Химия и технология присадок к маслам и топливам. - Л.: Химия, 1985.
14. Митягин В.А. Разработка и применение ингибированных противокоррозионных покрытий для сельскохозяйственной техники. Автореф. дис. ... д-ра техн. наук / МГАУ им. В.П. Горячкина. - М., 1995.
15. Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Влияние содержания парафинов, смол и асфальтенов на товарные качества нефтей // Башкирский химический журнал. - 2012. - Том 19.
16. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хамидуллин Р.Ф. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана // Технологии нефти и газа. - 2006. - №4.

УДК 621.644.073

ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННОГО ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ПЕРЕМЕННОЙ ТОЛЩИНЫ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

APPLICATION OF INNOVATIVE INSULATION COATING OF VARIABLE THICKNESS IN PIPELINE TRANSPORT

Р.М. Фаттахова
(R.M. Fattakhova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

На сегодняшний день при строительстве трубопроводов используют качественные и долговечные изоляционные покрытиями. Применение таких покрытий обусловлено климатическими особенностями, техническими условиями производства и характеристиками транспортируемого сырья. В ходе данной работы

ГБОУ ВО АГНИ

были рассмотрены изменения защитных свойств изоляционных покрытий для выработки новых технических решений по защите; показано влияние вертикальной нагрузки на изменения защитных свойств изоляционных покрытий трубопроводов. В результате чего было принято решение о возможности применения новой конструкции защитного покрытия переменной толщины.

Today, the construction of pipelines uses high-quality and durable insulation coatings. The use of such coatings is due to climatic features, technical conditions of production and analyzes of transported raw materials. In the course of this work, changes in the protective properties were considered. The effect of vertical load on changes in the protective properties of insulating coatings of pipelines is shown. As a result, it was decided to use new designs of protective coatings of variable thickness.

Ключевые слова: *Инновационное изоляционное покрытие, переменная толщина, переходное сопротивление покрытий, трубопроводный транспорт.*

Key words: *Innovative insulation coating, variable thickness, transition resistance of coatings, pipeline transport.*

Обеспечение надежной и безотказной работы крупных транспортных систем, к которым относятся магистральные трубопроводы, представляет задачу государственной важности, при решении которой значительное место отводится изоляции трубопроводов.

Неправильный выбор изоляционных материалов и конструкций приводит к преждевременным отказам трубопроводов.

На практике применяют различные изоляционные материалы: мастичные, полимерные, лакокрасочные, комбинированные и другие покрытия. В общем случае покрытия должны быть технологичными и обладать изначально высокими защитными свойствами и переходным сопротивлением. Поэтому к покрытиям трубопроводов предъявляются жесткие требования. Они должны иметь большое сопротивление изоляции, хорошую прилипаемость к металлу трубы, обладать низким водопоглощением, противостоять проникновению хлоридов, сульфатов и других ионов, обладать высокой механической прочностью, биологической и химической стойкостью, не изменять защитных свойств при отрицательных температурах и при высоких температурах летом. Материалы покрытия должны быть недефицитными, недорогими и долговечными.

Как показывает практика эксплуатации трубопроводов, до 90% разрушений защитных покрытий происходит по нижней образующей трубопровода по дуге 90° (рисунок 1). Нарушение сплошности покрытий по нижней образующей происходит из-за подвижек трубопровода, вертикальной нагрузки, разностей потенциала, а также из-за различной аэрации грунта по верхней и нижней образующей трубы.

ГБОУ ВО АГНИ

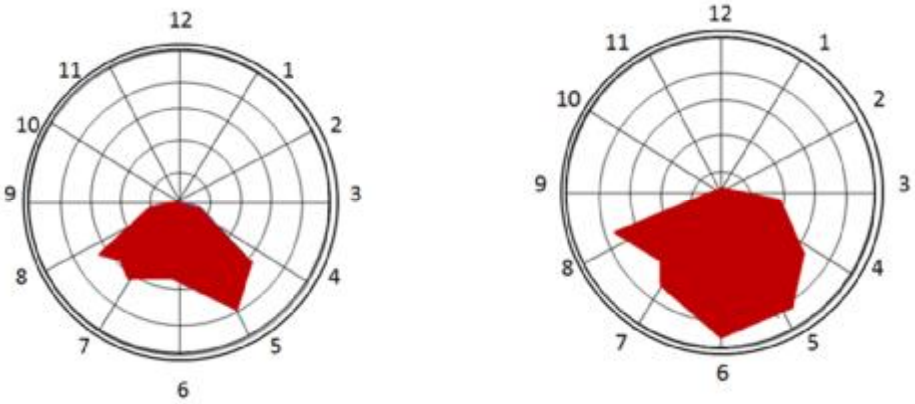


Рисунок 1 – Распределение коррозионных дефектов по периметру трубы

Выбор оптимальной толщины изоляционного покрытия во многом определяет способность конструкции длительно противостоять различным механическим, тепловым и физико-химическим воздействиям. С этой точки зрения, очевидно, что наиболее целесообразно идти по пути установления оптимальной толщины покрытия, состоящего из нескольких слоев.

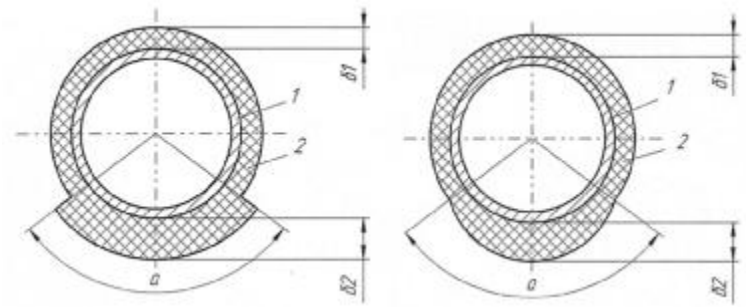
Исходя из этого, для создания надежной изоляционной оболочки из полимерных лент целесообразно идти по пути применения оптимальной ее конструкции, варьируя числом слоев в зависимости от конкретных условий эксплуатации. Поэтому необходимо увеличить его толщину именно в нижней части трубопровода.

Для повышения эксплуатационных свойств и долговечности изоляции нефтепроводов разработаны и запатентованы защитные изоляционные покрытия с переменной толщиной. Толщина покрытия верхней образующей трубы составляет около 2-2,5 мм; экспериментальными исследованиями обоснована толщина покрытия нижней образующей до 4 мм. От боковой образующей трубы до нижней толщина покрытия может увеличиваться постепенно или дискретно. Также может быть использован дополнительный слой из более прочного полимера, например, полипропилена, фторопласта и других материалов, устанавливаемых по нижней образующей трубопровода (рисунки 2, 3).

Экспериментально доказано, что в сравнение с образцами без переменной толщины, данная конструкция увеличивает среднее значение переходного сопротивления покрытия в 3, 4 раза, а наибольший эффект применения получен для трубопроводов большого диаметра.

На рисунке 2 представлены конструкции защитных покрытий трубопроводов соответственно с дискретным увеличением толщины и постепенным увеличением толщины изоляции.

ГБОУ ВО АГНИ

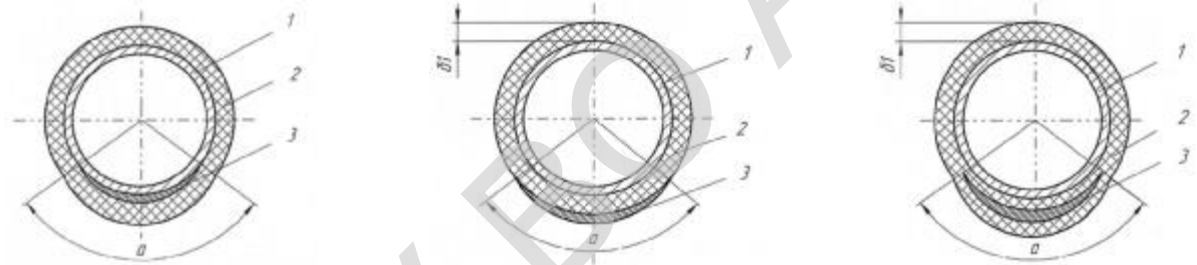


а б

Рисунок 2 – Защитное покрытие трубопровода:
а – с дискретным увеличением толщины; б – с постепенным увеличением толщины

Конструкция защитного покрытия трубопровода состоит из защитного покрытия 2, изготовленного из полимерных, битумных, стеклоэмалевых материалов может быть постоянной или переменной по дуге нижней образующей трубопровода с углом ≥ 90°.

На рисунке 3 представлены конструкции защитных покрытий трубопровода с переменной толщиной и с использованием прокладки из более прочного полимера.



а б в

а – с дополнительным слоем из более прочного полимера, наносимого на стальную трубу под защитное покрытие;
б – с дополнительным слоем из более прочного полимера, наносимого на внешнюю поверхность защитного покрытия по нижней образующей трубы; в – с дополнительным слоем из более прочного полимера, наносимого внутри защитного покрытия по нижней образующей трубы с дополнительным слоем из более прочного полимера, наносимого на стальную трубу под защитное покрытие

Рисунок 3 – Защитное покрытие трубопровода с переменной толщиной

Конструкция защитного покрытия трубопровода 1 состоит из защитного покрытия 2 и прокладки из более прочного полимера 3, которая может быть установлена под защитным покрытием, внутри защитного покрытия и снаружи основного защитного покрытия. Более логичным представляется нанесение более прочного полимера на внешней нижней образующей трубы для защиты от механических повреждений.

Принцип работы данной конструкции защитного покрытия заключается в следующем. Влажность и удельное электросопротивление грунта по периметру трубы могут значительно

ГБОУ ВО АГНИ

изменяться. Для возникновения коррозии создаются лучшие условия в нижней части трубы, где удельное сопротивление грунта и аэрация минимальны, а влажность и температура максимальны. Нарушение сплошности покрытий по нижней образующей происходит из-за подвижек трубопровода, высокой влажности грунта, а также из-за высокой температуры трубопровода. Вследствие этого толщина защитного покрытия нижней части трубы должна быть больше, чем толщина защитного покрытия верхней части трубы.

Техническим результатом исследований является более надежное и долговечное защитное покрытие трубопроводов за счет увеличения его толщины или применения дополнительного слоя из более прочного и твердого материала по нижней образующей поверхности трубопровода по дуге 90°. Данное защитное покрытие подземного трубопровода позволяет экономить изоляционные полимерные материалы за счет дифференцирования толщины покрытия, повысить эксплуатационные свойства и долговечность защитного покрытия и всего трубопровода.

Нанесение на трубы защитных покрытий с переменной толщиной не представляет трудностей в производстве как в заводских условиях, так и в трассовых полевых условиях. Эти технологии нанесения отработаны промышленностью. В заводских условиях такое защитное покрытие наносится методом продольной экструзии в расплавленном состоянии полимера, например, полипропилена. В полевых трассовых условиях отлажена технология механизированного нанесения покрытий типа Биурс, Фрусис и других, а также термоусаживающихся лент которые широко применяются в нефтегазовой отрасли.

Предлагаемая конструкция защитного покрытия подземного трубопровода предназначена для исключения возможности коррозии металла труб, повышения надежности эксплуатации и долговечности трубопровода, и может быть использована при строительстве и эксплуатации трубопроводов различного назначения.

Данный вид защитного покрытия подземного трубопровода позволяет экономить изоляционные полимерные материалы за счет дифференцирования толщины покрытия, повысить эксплуатационные свойства и долговечность защитного покрытия и всего трубопровода.

Для оценки экономической эффективности применения защитных покрытий с увеличенной толщиной по нижней образующей использованы современные данные по стоимости материалов и стоимости производственного нанесения дополнительного слоя из более прочных материалов. По оценке специалистов, стоимость защитного покрытия толщиной 1 мм на трубопровод диаметром 1020 мм длиной 1 км составляет около 30000 долларов США или 1.8 млн рублей для изоляционных материалов: полипропилен (заводского нанесения), Биурс, Frucs и термоусаживающихся (трассового нанесения).

ГБОУ ВО АГНИ

В ходе данной работы с учетом отечественного и зарубежного опыта, с использованием научно-исследовательских разработок, современных материалов были сформированы изоляционные покрытия нового типа и технологии их нанесения на производстве. Применение инновационных изоляционных покрытий переменной толщины в трубопроводном транспорте оказывает положительное воздействие, приводит к повышению надёжности и долговечности трубопровода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Большая энциклопедия нефти и газа. [Электронный ресурс]. - URL: http://ngpedia.ru.

2. Борисов Б.И. Несущая способность изоляционных покрытий подземных трубопроводов. – М.: ООО «Недра», 1986. – 160 с.

3. Мустафин Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии: Том 1: учеб. пособие / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 620 с.

4. Мустафин Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии: Том 2: учеб. пособие / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 708 с.

5. Патент №125673 РФ. Защитное покрытие подземного трубопровода / Мустафин Ф.М., Шаммазов А.М., Глазков А.С., Чэнь Цюнь, Дильмиев И.Н., Ефимов Е.В., Абсалямов Э.Р., Остапчук А.Э. Опубл. 10.03.2013. Бюл. №7.

6. СП 34-101-98 Выбор труб для магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте. – М.: АК Транснефть, 1998.

7. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. - М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013.

8. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы. - М.: Госстрой, Минрегион России, 2014.

УДК 621

ПРОТИВОДЕЙСТВИЕ ВНЕШНЕЙ КОРРОЗИИ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФИКСИРУЮЩЕЙ ПЕНЫ

RESISTANCE TO EXTERNAL CORROSION OF A PRODUCTION PIPELINE USING FIXING FOAM

Д.А. Феоктистов

(Denis A. Feoktistov)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

В наше время проблема коррозии труб промыслового трубопровода весьма актуальна. Вследствие образования коррозии в трубопроводе появляются утечки. В мире существуют технологии

ГБОУ ВО АГНИ

противодействия коррозии, а также крепления трубопровода в траншее с помощью пены, но в системах трубопроводного транспорта РФ они не применяются.

Nowadays, the problem of corrosion of pipes of the field pipeline is very relevant. Due to the formation of corrosion, leaks appear in the pipeline. In the world there are anti-corrosion technologies, as well as fastening the pipeline into the trench with foam, but they are not used in the pipeline transport systems of the Russian Federation.

Ключевые слова: *промысловый трубопровод, коррозия, фиксирующая пена, предотвращение утечек.*

Key words: *field pipeline, corrosion, fixing foam, leak prevention.*

В настоящее время протяженность промысловых трубопроводов в России составляет порядка 400 тыс. км. В практике эксплуатации таких трубопроводов важной проблемой является выход их из строя в результате коррозии. Средний срок службы промысловых трубопроводов изменяется от нескольких месяцев до 15 лет. Однако коррозионные процессы приводят к снижению механической прочности труб, и как следствие - к отказам трубопровода. В результате отказов происходит загрязнение окружающей среды, снижение добычи нефти, повышение затрат на капитальный ремонт трубопроводов и на природоохранные мероприятия.

Срок службы металлических конструкций в естественных условиях окружающей среды относительно короткий. Для того, чтобы уменьшить риск появления внешней коррозии на промысловом трубопроводе, его покрывают противокоррозионной изоляцией. Условия окружающей среды могут значительно сократить срок службы данной изоляции, не позволяя эффективно и долгосрочно защищать трубопровод от коррозии.

В качестве обычной защитной меры используются мешки с песком как в качестве замедлителей, так и для поддержки трубопровода в траншее и защиты трубопровода от контакта со стенками траншеи. Затем в траншею засыпается земля, практически не содержащая камней, в качестве дополнительной защитной меры. Замедлители в виде мешков с песком также служат для предотвращения просачивания воды в продольном направлении через более мягкую, более рыхлую грунтовую засыпку и разрушения этого защитного земляного покрытия из трубопровода. Обычно требуемый срок полезного использования для такого замедлителя составляет около двух лет, поскольку за этот промежуток времени земляная засыпка осядет и достигнет степени уплотнения, подобной соседнему грунту. После этого просачивание воды через засыпку значительно уменьшится, а траншея больше не будет каналом для воды.

Тем не менее, влага способствует быстрой дезинтеграции материала мешка с песком, так что вода, просачивающаяся через

ГБОУ ВО АГНИ

засыпку в траншею, разрушает как содержимое мешка с песком, так и защитное заземление из трубопровода. Трубопровод и его покрытие после этого истираются и иным образом подвергаются повреждению. Эта проблема чрезвычайно усугубляется в местах естественного дренажа и при наклоне траншеи трубопровода, где он служит естественным каналом для стока воды. Подушки для мешков с песком и системы замедления также дороги из-за времени и труда, необходимых для их заполнения и размещения.

В 1975 году за рубежом было запатентовано изобретение, относящееся к усовершенствованному способу опоры, крепления и противокоррозионной защиты трубопровода в траншее с помощью генерирования фиксирующей пены, также называемой замедлителем. Замедлители представляют собой устройства, размещенные вокруг трубопровода в траншее, по существу заполняющие пустоту между трубопроводом и стенкой траншеи, для замедления протекания воды в продольном направлении вдоль траншеи через глиняную засыпку. Таким образом, замедлители препятствуют последующей эрозии защитной земляной засыпки вокруг трубопровода.

До настоящего изобретения не было предложено ни одного способа, который позволял бы легко формировать пенопластовые опоры трубопровода и замедлять его на месте. В частности, ни один из предшествующих способов не раскрывает разбрызгивание множества слоев расширяющейся, быстро схватывающейся органической распыляемой пены в траншею для создания желаемой структуры без форм. Образованные таким образом пенопластовые структуры обладают уникальной характеристикой степени боковой гибкости, обеспечивая при этом достаточную вертикальную прочность для поддержки и защиты трубопровода в траншее. Задержки отделяются засыпкой и препятствуют продвижению воды в продольном направлении через засыпку в траншее.

Опорные подушки и замедлители формируются на месте путем распыления множества слоев быстро отверждаемой вспенивающейся органической распыляемой пены в траншею до тех пор, пока не будет создана пенистая структура желаемых размеров. Данный способ устраняет любые требования к устройствам для пенообразования для создания структуры заданного размера. Наиболее эффективным является нанесение пены в места сварных швов труб. Такие замедлители и опорные подушки позволят укрепить конструкцию трубопровода, предотвратить коррозию в местах сварки, а также более жестко зафиксировать трубопровод в траншее.

ЛИТЕРАТУРА

1. Защита от коррозии промысловых трубопроводов / Копытова Н.П. - М: СФУ г. Архангельск 2017 г. - URL: https://cyberleninka.ru/article/v/ zaschita-ot-korrozii-promyslovyh-truboprovodov.

ГБОУ ВО АГМУ

2. Pipeline retard, support and protection method / Замедление, поддержка и метод защиты трубопровода, пат. US4069684 США, изобретатель Эрнест И. Уилсон опубл. - URL: https://patents.google.com/patent/US4069684.
3. Protection of pipeline joint connections / Защита стыков трубопроводов, пат. WO1998006552A1 Франция, изобретатель Пол Л. Пул, Уильям Х. Гован опубл. - URL: https://patents.google.com/patent/ WO1998006552A1.
4. ВСН 008-88 Противокоррозионная и тепловая изоляция. – Миннефтегазстрой; введен 1989-01-01. – СССР.

УДК 665.7.035

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИЦИЙ ПАВ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

APPLICATION OF SURFACE COMPOSITIONS TO IMPROVE
THE TRANSPORT OF HIGH-VISCOUS HYDROCARBONS
PJSC TATNEFT

Е.В. Харитонов, Г.И. Дусметова, А.В. Шарифуллин,
Г.О. Бурова, Л.Р. Байбекова, Р. Кутлизамаев
(Evgeny V. Kharitonov, Guzal I. Dusmetova, Andrew V. Sharifullin,
Galina O. Burova, Liya R. Baybekova, R. Kutlizamaev)
Казанский национальный исследовательский технологический университет
(Kazan National Research Technological University)

Трубопроводный транспорт углеводородов является ключевым видом логистической связи районом добычи с районами их переработки и потребления. В этих условиях, энергосбережение является одной и ключевых направлений политики транспортных компаний. Наиболее эффективным способом на настоящий момент является применение противотурбулентных присадок.

Pipeline transportation of hydrocarbons is a key type of logistic connection between the production area and the areas of their processing and consumption. In these conditions, energy saving is one of the key directions of transport companies' policies. The most effective way at the moment is the use of anti-turbulent additives.

Ключевые слова: *нефть, транспорт, вязкость, противотурбулентная присадка, лабораторная установка.*
Key words*: oil, transport, viscosity, anti-turbulent additive, laboratory.*

Тенденция развития добычи нефти показывает, что за последние 20 лет доля высоковязких нефтей в общемировом запасе увеличивается. Российская Федерация по общемировым запасам высоковязких нефтей находится на третьей позиции, а геологическая

ГБОУ ВО АГНИ

оценка запасов ВВН и ПБ на территории Республики Татарстан на 2015 год варьируется в пределах от 1.5 до 7 млрд. тонн. Это очень значительные запасы дорогостоящего сырья, которое может быть использовано не только в качестве топливного варианта или источника энергии, но и является высокоценным химическим сырьем. Так, например, битумы, полученные из нефти Ашальчинского месторождения РТ, по показателям качества намного превосходят битумы полученные из остатков нефтепереработки западносибирской нефти России [1-2].

На настоящий момент, нефтедобывающая отрасль России хронологически развивается все большим введением в эксплуатацию новых месторождений, увеличением продуктивности имеющихся месторождений путем обустройства новых добывающих кустов и подключением их сетей к магистральным нефтепроводам. В связи с этим происходит все большее удлинение трубопроводов от нефтедобывающих скважин до систем подготовки нефти и дальнейших дожимных насосных станций. В ряде случаев это расстояние достигает 100 км.

Большое разветвление трубопроводной сетки влечет большими потерями напора на протяжении линии до установки подготовки нефти. Это приводит к снижению пропускной способности трубопровода и, как следствие, снижение показателей добычи месторождения. Данная проблема решается установкой промежуточных промысловых насосных агрегатов, либо увеличением диаметра трубопровода, либо строительством луппинговых линий. Однако эта технология не применима в условиях добычи Крайнего Севера, где находится 1/3 всех запасов высоковязких нефтей России. Болотистые грунты, вечная мерзлота не позволяют строить трубопроводы большого диаметра и дублирующих ветвей, а условия удаленности от промышленных центров и центров сбыта металломатериала повышают себестоимость строительства объектов добычи. К тому подключение насосов на кустовых линиях влечет энергетическую нагрузку на электрические сети и электрические станции самих месторождений, в связи с отсутствием постоянного источника энергии с «большой земли».

Для увеличения пропускной способности трубопроводной системы наиболее рациональным методом является использование специальных добавок, которые работают на снижение потерь энергии движения на трение о стенки, получившие название противотурбулентные присадки. Экспериментальные исследования по опыту применения ПТП на опытно-промышленных транспортировках данных полимерных составов показали, что с ростом молекулярной массы полимера происходит большее увеличение производительности трубопровода [3]. Однако недостатком полимеров, обладающая большой молекулярной массой (свыше 1000000 а.е.м.) является их низкая структурная устойчивость. При прохождении центробежных насосов, местных сопротивлений и от действия турбулизации потока происходит разрушение полимера и

ГБОУ ВО АГНИ

снижение ее эффективности. Эффективность действия ПТП оценивается величиной эффекта Томса и может быть выражена величиной увеличения пропускной способности трубопровода или снижением гидравлического сопротивления от действия ПТП [4].

Действительную эффективность противотурбулентных присадок, которая предназначена для увеличения пропускной способности трубопроводной системы, может подтвердить только реальном трубопроводе при проведении опытно-промышленных работ, однако не все синтезируемые присадки показывают положительную эффективность. К тому же закачивать неисследованную присадку в перекачиваемое сырье не всегда является рациональным решением. Это может повредить перекачивающее оборудование, остановить работу трубопровода и, в конце концов, испортить качество перекачиваемого сырья. В этих условиях необходимо наличие методик и технических устройств, которые могли бы испытать присадки и дать оценочную эффективность их действия.

Наиболее распространёнными методиками оценки эффекта Томса на сегодняшний день являются способ прокачки жидкости через капилляр и проверка реологических свойств на Реотесте [9]. Однако данные методики не способны оценить эффективность действия присадки на различных жидкостях, имеющих большую разницу по вязкости (от воды – 1сСт до высоковязких нефтей – 50сСт) в большом диапазоне температур и давления. И наиболее существенным недостатком данных систем является невозможность оценки изменения перепада давления на трубопроводном участке под действием ПТП.

Синтезированные противотурбулентные присадки оценивали по снижению гидравлического сопротивления (эффект Томса) перекачиваемой среды при постоянных температурах на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений в условиях, близких к реальным (патент на полезную модель RU 166259, G01F25/00, 21.11.2016. Авторы: Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хуснуллин Р.Р., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В., патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ»).

Результатом проведенных гидродинамических исследований на установке, как мы отмечали ранее, является расходная характеристика – функциональная зависимость изменения расхода жидкости во времени. В нашем случае наиболее эффективной шкалой является изменение расхода по числу циркуляционных циклов присадки, т.е. по количеству раз, которое проходит условная молекула жидкости или ПТП через циркуляционный насос за время проведения эксперимента.

Далее будут проведены результаты исследований по изучению разработанных присадок серии NAVA на эффект увеличения пропускной способности углеводородной дисперсной системы (Рисунки 1-3).

ГБОУ ВО АГНИ

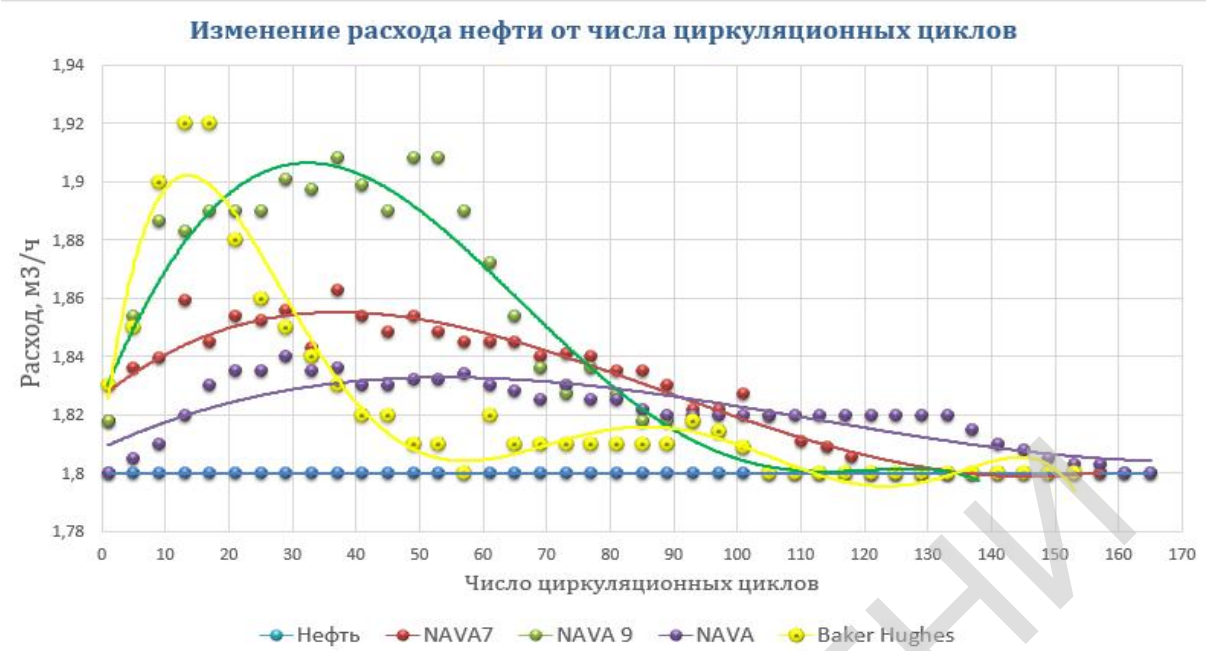


Рисунок 1 – График изменения расхода нефти при использовании противотурбулентных составов

Как видно из данных результатов исследования происходит увеличение пропускной способности трубопроводной системы при использовании противотурбулентных присадок в количестве 100 ppm. Так, например, пересчет эффективности в численные значения для исследований на нефтяной системе показал, что присадки позволяют повысить пропускную способность трубопровода на уровне 10-12%. Данные значения соизмеримы с промышленно применяемыми композициями, в то время как стоимость промышленных составов будет выше на 10-15 раз по сравнению с композициями NAVA. [5].

Рисунок 2 – График изменения расхода 10% нефтяной эмульсии при использовании противотурбулентных составов

ГБОУ ВО АГНИ

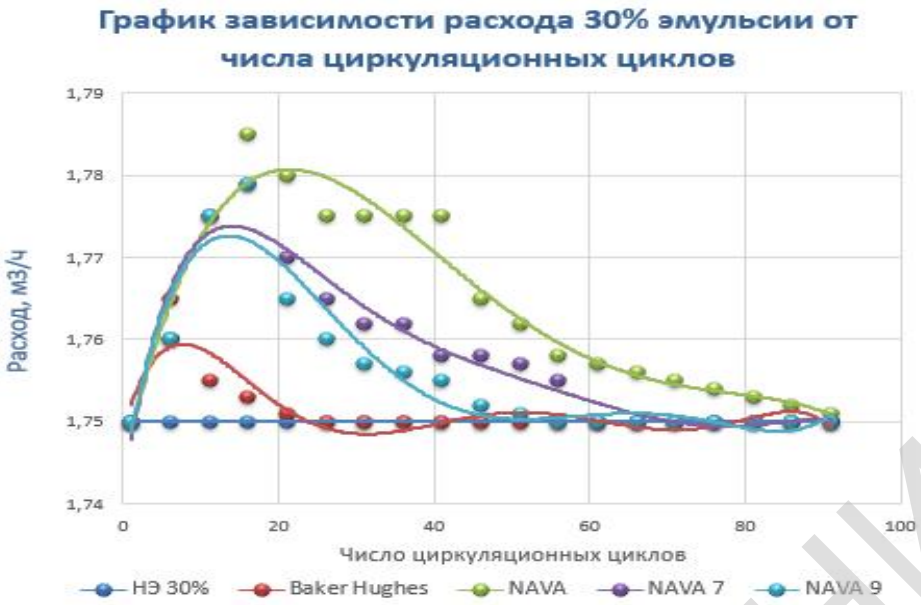


Рисунок 3 – График изменения расхода 30% нефтяной эмульсии при использовании противотурбулентных составов

Повышение водосодержания приводит к повышению эффективности действия разработанных ПТП по сравнению с промышленными композициями, что является наиболее приемлемым для перекачки канализационных стоков, которые представляют собой сложные дисперсные системы с высокой вязкостью и высоким содержанием воды как нефтяные эмульсии.

Оптимальная концентрация для промышленных присадок была выбрана в 100 ppm, так как именно при данной концентрации все присадки показали максимальную эффективность по увеличению гидравлического сопротивления на установке на прямогонной фракции дизельного топлива (модельная жидкость) [5].

Исходя из данных рисунка 3 можно сделать вывод, что присадка Baker Hughes обладает наибольшей величиной эффекта Томса и составляет 13.31 % по методике исследования на установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений. Присадка NAVA 7 имеет меньшую эффективность по сравнению с промышленным образцом ПТП и равняется 11,02%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хуснуллин Р.Р. Композиционные составы для снижения гидравлического сопротивления в системах трубопроводного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин: дис. канд. техн. наук / Хуснуллин Р.Р. – СПб., 2015. – 149 с.

2. Дусметова Г.И. Разработка и испытание вякостно-противотурбулентной присадки с нанокомпонентом / Дусметова Г.И., Шарифуллин А.В., Шарифуллин В.Н., Харитонов Е.В. // Нефтяное хозяйство. - 2017. - № 4. - С. 117-120.

ГБОУ ВО АГНИ

3. Харитонов Е.В. Разработка вязкостной присадки на основе сэвилена с добавлением нанокомпонента / Харитонов Е.В., Дусметова Г.И., Шарифуллин А.В., Насыпов Д.Р. // Вестник технологического университета. - 2016. - №22. - С.47-50.
4. Установка для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений [Текст]: пат.166259 Рос. Федерация МПК C01F 25/00 / Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хуснуллин А.В., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В.; заявитель патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ». - №2016100724/28; заявл. 11.01.2016; опубл. 20.11.2016, Бюл. №32. – 4 с.
5. Харитонов Е.В., Дусметова Г.И., Увезеимна Д., Оладеле Э., Шарифуллин А.В. Международный форум-конкурс молодых ученых (Санкт-Петербург, 19-21 апреля 2017г.). Сборник научных трудов, часть II. - Санкт-Петербург, 2017. - С. 180.

УДК 621.644

СПОСОБЫ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ. ВЫЯВЛЕНИЯ НАИБОЛЕЕ РЕНТАБЕЛЬНОГО МЕТОДА

PIPELINE REPAIR METHODS. IDENTIFY THE MOST COST-EFFECTIVE METHOD

Б.М. Хусаинов
(Bakhadyr M. Khusainov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В процессе эксплуатации трубопроводы и их элементы подвергаются нагрузкам, которые приводят к различным дефектам. Характер износа определяется условиями эксплуатации, свойствами материала, из которого выполнен трубопровод, его конструктивными особенностями, качеством изоляции и т.д. В основном трубопроводы подвержены коррозионному износу, а нарушение условий эксплуатации трубопровода приводит к разрыву трубы, отрыву фланца, выбиванию прокладки, ослаблению болтовых соединений.

During operation, pipelines and their elements are subjected to stresses that lead to various defects. The nature of the wear is determined by the operating conditions, the properties of the material from which the pipeline is made, its design features, insulation quality, etc. Basically, pipelines are subject to corrosive wear, and violation of the operating conditions of the pipeline leads to pipe rupture, flange tearing, gasket knocking out, and bolt connections loosening.

Ключевые слова: *ремонт, трубопровод, метод, эксплуатация, санация.*

Key words: *repair, pipeline, method, operation, rehabilitation.*

ГБОУ ВО АГНИ

Попутный В работе представлены три метода ремонта трубопроводов, позволяющие возобновить его работоспособность в кратчайший срок. Метод санации, показанный на рисунке 1, основан на процессе нанесения цементно-песчаного покрытия (ЦПП) на внутреннюю поверхность трубопровода.

Суть метода состоит в том, что в предварительно очищенный механическим способом участок трубопровода вводится разбрызгивающее устройство, которое протягивается через трубопровод при помощи лебедки. В устройство равномерно подается цементно-песчаная смесь из емкости и набрызгивается на стенки ремонтируемого трубопровода. Вторым методом в работе является метод релайнинг (труба в трубе), показанный рисунке 2.

Рисунок 1 - Метод ЦПП

Это способ протягивания внутрь поврежденной трубы новой трубы. При этом старая труба может подвергаться или не подвергаться разрушению. Релайнинг без разрушения старой трубы очень экономичен и не требует больших сроков. Однако труба, протягиваемая внутри старой трубы, имеет меньший диаметр по сравнению с прежней. Использование метода «труба в трубе» позволяет протягивать в старый трубопровод новые участки труб длиной в несколько сотен метров при минимальном объеме земляных работ, в кратчайшие сроки и с наименьшими трудозатратами.

ГБОУ ВО АГНИ

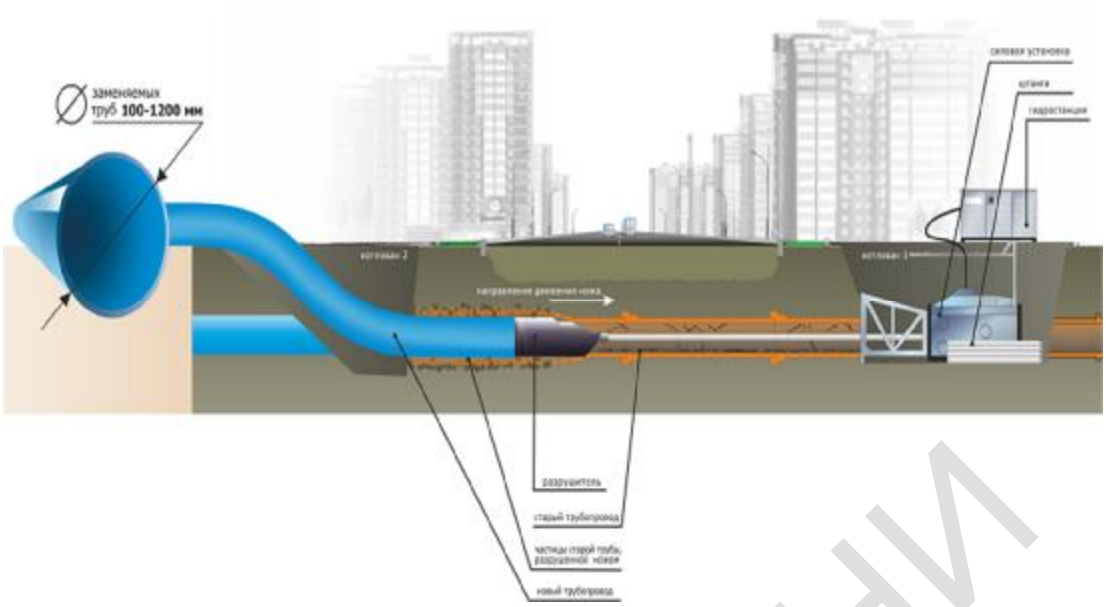


Рисунок 2 - Метод «Труба в трубе»

И завершающий метод в работе, метод введения полимерного мягкого рукава в ремонтируемый трубопровод (рисунок 3). Производится он следующим образом: ремонтируемый участок сети предварительно очищают струей высокого давления и во внутреннюю полость трубопровода протаскивается пропитанный специальной эпоксидной, полиэфирной или полиуретановой композицией стекловолоконный шланг.

Затем шланг под давлением сжатого воздуха или воды принимает форму трубы и полимеризируется в среде транспортируемой жидкостью. При повышении температуры воды композиция затвердевает, создавая прочную, гладкую поверхность и обеспечивает полную герметичность.

Проанализировав данные методы, в работе представлена таблица преимуществ и недостатков этих методов и выявлен наиболее рентабельный метод.

Рисунок 3 - Метод введения полимерного рукава

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Агапчев В.И. Состояние и перспективы бестраншейного метода восстановления систем водоснабжения и водоотведения / Агапчев В.И., Виноградов Д.А., Мартяшова В.А., Пермяков Н.Г. // Водоснабжение и санитарная техника. – 2003. – №12. - С.17-19.

2. Храменков С.В. Стратегия модернизации водопроводной сети. – М.: Стройиздат, 2005. - С. 308.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.242.5

ПОВЫШЕНИЕ МОНТАЖЕСПОСОБНОСТИ И ТРАНСПОРТАБЕЛЬНОСТИ БУРОВЫХ ВЫШЕК

INCREASING THE MOUNTING ABILITY AND TRANSPORTABILITY OF DERRICKS

Б.Р. Асфандияров
(B.R. Asfandiarov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - к.т.н. М.З. Валитов, к.т.н. Р.М. Фатхутдинова

В статье рассмотрен вопрос использования буровых вышек, а также вопрос их эксплуатации в нефтегазовой промышленности и способы ее усовершенствования.

The article discusses the use of oil rigs, as well as the issue of their operation in the oil and gas industry and ways to improve it.

Ключевые слова: *монтажеспособность, транспортабельность, А-образные вышки.*

Key words: *mounting ability, transportability, A-shaped towers.*

Буровая вышка является одним из основных узлов буровой установки. В связи со значительными габаритами и массой их монтаж и транспортирование занимает значительную долю работ. [1]

Увеличение глубины бурения, оснащение буровой установки верхним приводом также приводит к увеличению массы и габаритов вышки.

В настоящее время в связи с относительно низкой трудоемкостью монтажа, буровые установки оснащаются, в основном, А-образными вышками. С целью снижения затрат на изготовление, а также обеспечения контроля технического состояния, производство вышек осуществляется из стандартных профилей (двутавры, швеллеры). Кроме того, ноги вышки собираются из 2-3 секций при помощи быстроразъемных соединений.

Выполнение ног вышки в виде плоских ферм от кронблочной площадки до шарнирных узлов для соединения с порталами позволяет исключить возникновение изгибающих напряжений в металлоконструкции.

ГБОУ ВО АГНИ

Недостатками конструкций большинства вышек являются ограниченный запас продольной устойчивости ног вышки и распорных балок, а также низкая монтажеспособность.

Целью предлагаемой работы является повышение нагрузочной способности и монтажеспособости, снижение трудоемкости монтажа и транспортирования.

Для решения поставленной задачи в буровой вышке с открытой передней гранью, включающей две ноги, соединенные с наголовником с возможностью ограниченного поворота относительно него, жесткие вставки, соединяющие ноги сзади вышки, ноги вышки состоят из секций, соединенных между собой жестко, а с основанием и наголовником – шарнирами.

Поперечное сечение секций ног в плане имеют Г-образную форму и состоят из двух взаимно перпендикулярных ферм, при этом в сдвинутом положении вышка имеет П-образную форму. В сдвинутом положении ног разность ширин оснований смежных секций больше суммарной ширины передних продольных стержней секций.

Вышка снабжена устройством подъема и опускания в виде портала. Транспортировка вышки осуществляется следующим образом:

1. вышка опускается в горизонтальное положение;
2. снимаются задние плоские фермы;
3. снимаются оси с двух проушин, соединяющих верхнюю секцию с наголовником;
4. ноги сдвигаются друг к другу с образованием П-образного сечения;
5. ноги вышки в пределах каждой секции жестко соединяются между собой задними фермами;
6. секции отсоединяются друг от друга;
7. верхние секции сдвигаются вовнутрь нижних с образованием одного грузового места, габариты которого не превышают размеров нижней секции.

С целью обеспечения свободного перемещения верхних секций в нижних секциях, последние могут быть снабжены роликами.

Предлагаемой конструкцией вышки могут быть оснащены мобильные буровые установки. Увеличение расстояния между ногами в рабочем их состоянии позволит существенно увеличить площадь основания и отказаться от оттяжек.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы. – М.: Недра, 1988. – 501 с.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276

СПОСОБ ДЕФЕКТОСКОПИИ НКТ НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ

METHOD FOR TEXT DEFECTOSCOPY ON THE WELL OF THE WELL

Л.М. Ахметзянов
(Lenar M. Akhmetzyanov)
ПАО «Татнефть»
(PJSC «Tatneft»)

Развитие современной нефтедобывающей промышленности наряду с экономическими выгодами часто приводит к негативным последствиям в случае выхода из строя нефтепромыслового оборудования. Предотвратить такие аварии возможно только путем эффективного использования методов и средств неразрушающего контроля и технической диагностики. Выбор метода и оборудования неразрушающего контроля для решения задач дефектоскопии, толщинометрии и технической диагностики зависит от параметров контролируемого объекта и условий его обследования.

В настоящее время, в связи с усложняющимися задачами по повышению качества выпускаемой продукции и надежности ее эксплуатации, требуется дальнейшее совершенствование методов и средств неразрушающего контроля и технической диагностики, поскольку ни один из методов не является универсальным.

The development of the modern oil industry, along with economic benefits, often leads to negative consequences in case of failure of oilfield equipment. To prevent such accidents is possible only through the effective use of methods and means of non-destructive testing and technical diagnostics. The choice of non-destructive testing method and equipment for solving problems of flaw detection, thickness measurement and technical diagnostics depends on the parameters of the controlled object and the conditions of its examination.

Currently, due to the increasing complexity of improving the quality of products and the reliability of their operation, further improvement of methods and means of non-destructive testing and technical diagnostics is required, since none of the methods is universal.

Ключевые слова: *насосно-компрессорные трубы, модуль дефектоскопии.*

Key words*: tubing, flaw detection module.*

Все большее предпочтение сейчас отдается комплексной диагностике, позволяющей получить как можно больше информации о контролируемом объекте. Применение систем неразрушающего контроля и технической диагностики на всех циклах производственного процесса от выпуска продукции до ее эксплуатации позволит избежать

не только всевозможных катастроф и аварий, но и привести в итоге к экономическому выигрышу.

Так, с целью предотвращения аварий в нефтедобывающей промышленности и выхода из строя нефтепромыслового оборудования функционируют цеха по ремонту труб нефтяного сортамента в составе различных трубных баз, задачей которых являются не только восстановительные работы, но и определение возможности дальнейшей эксплуатации ремонтируемых объектов. К числу таких объектов относятся, в частности, насосные штанги, насосно-компрессорные трубы (далее – НКТ) и т.д.

Ремонтный цех представляет собой технологическую линию по ремонту НКТ или насосных штанг, работающую в автоматическом режиме. К числу оборудования, работающего в составе трубной базы, относятся: механизированные установки для очистки и транспортирования труб, стеллажи-накопители, установки для свинчивания и навинчивания муфт, отрезные станки, а также целые комплексы средств неразрушающего контроля и технической диагностики, включающие такие методы контроля, как магнитный, электромагнитный, радиационный, ультразвуковой и др.

Неразрушающий контроль глубинно-насосных штанг является актуальной задачей дефектоскопии нефтепромыслового оборудования с точки зрения снижения числа подземных ремонтов, связанных с обрывом колонн насосных штанг. Дефектоскопия штанг может использоваться как для выходного контроля на предприятиях-изготовителях, так и для входного контроля на нефтедобывающих предприятиях, а также для планового контроля в цехах по ремонту насосных штанг.

В целом, создание подобных технологических линий неразрушающего контроля и диагностики нефтепромыслового оборудования позволит значительно снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций в процессе эксплуатации, а также существенно уменьшить затраты, связанные с ремонтом и ликвидацией последствий аварии.

Наряду со ставящимися задачами по повышению надежности и срока службы нефтепромыслового оборудования также ставятся задачи по снижению себестоимости добываемой продукции. Данные задачи предложено решать в том числе путем оптимизации и повышения эффективности производственных процессов за счет устранения непроизводительных потерь.

На сегодняшний день процесс ремонта скважин сопровождается необходимостью вывоза всех поднятых НКТ на ремонтные базы для оценки возможности дальнейшей эксплуатации и определения остаточного ресурса с последующим ремонтом. Данный способ является затратным и существенно влияет на стоимость ремонта НКТ.

ГБОУ ВО АГНИ

С целью снижения затрат на ремонт скважин и повышения производительности предлагается внедрить в производственный процесс способ дефектоскопии НКТ непосредственно на устье скважины в процессе проведения спускоподъемных работ с применением мобильного комплекса неразрушающего контроля МКНК-01 «Урал» (рисунок 1).

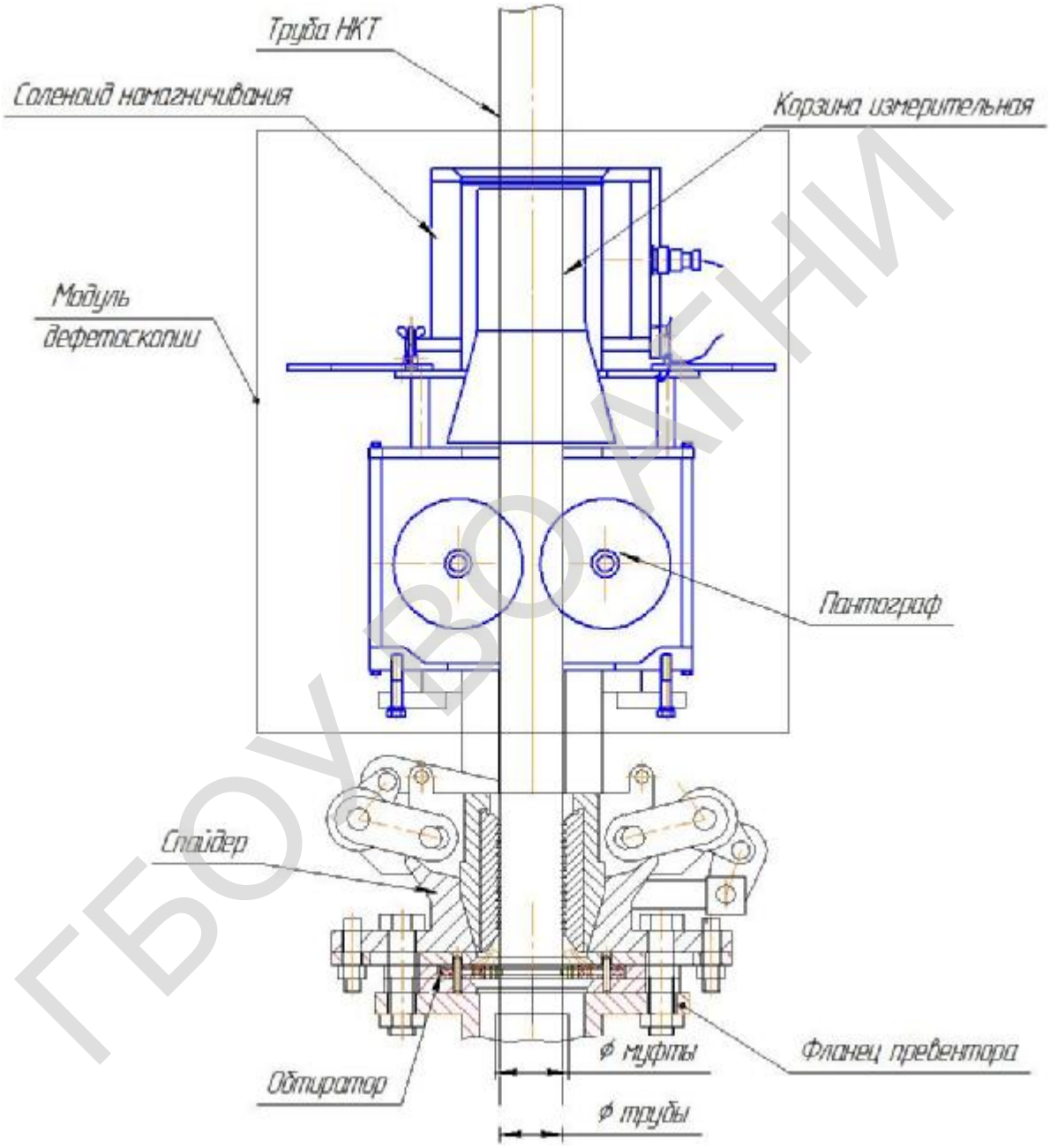


Рисунок 1 – Магнитный комплекс диагностики

Модуль дефектоскопии (далее – МД) состоит из пантографа, корзины измерительной, соленоида намагничивания. Конструктивно пантограф установлен на плиту опорную. В пантографе установлены ролики, которые прижимаются к поверхности контролируемой трубы. Благодаря роликам труба позиционируется относительно оси блока

ГБОУ ВО АГНИ

измерительного. Сверху на пантограф установлена корзина измерительная с датчиками, которые накладываются на поверхность трубы. На корпус измерительной корзины установлен соленоид намагничивания, который создает магнитное поле, пронизывающее контролируемую трубу. При наличии дефекта в материале трубы происходит изменение магнитного поля, эти изменения улавливаются датчиками, в датчиках формируется сигнал, который поступает в контроллер шкафа управления. Поступивший сигнал обрабатывается и сравнивается с сигналами, полученными от искусственных дефектов на контрольном образце. По результатам сравнительного анализа формируется сигнал – о годности трубы. На валу одного из прижимных роликов установлен измерительный энкодер, с помощью которого определяется место (по длине трубы) расположения дефекта. Соединительные кабели имеют длину до 25 метров, поэтому шкаф управления может быть расположен на расстоянии до 25 метров от устья скважины.

Для работы МД на приемных мостках в конструкции блока предусмотрено следующее:

- пневмоцилиндры, которые используются для прижатия роликов пантографа к трубе;
- мотор-редукторы, которые предают роликам пантографа вращательное движение;
- кронштейн с роликом и энкодером, который крепится на фланце катушки и предназначен для измерения длины трубы.

Рисунок 2 – Размещение оборудования на скважине

ПРОУРО АГНИ

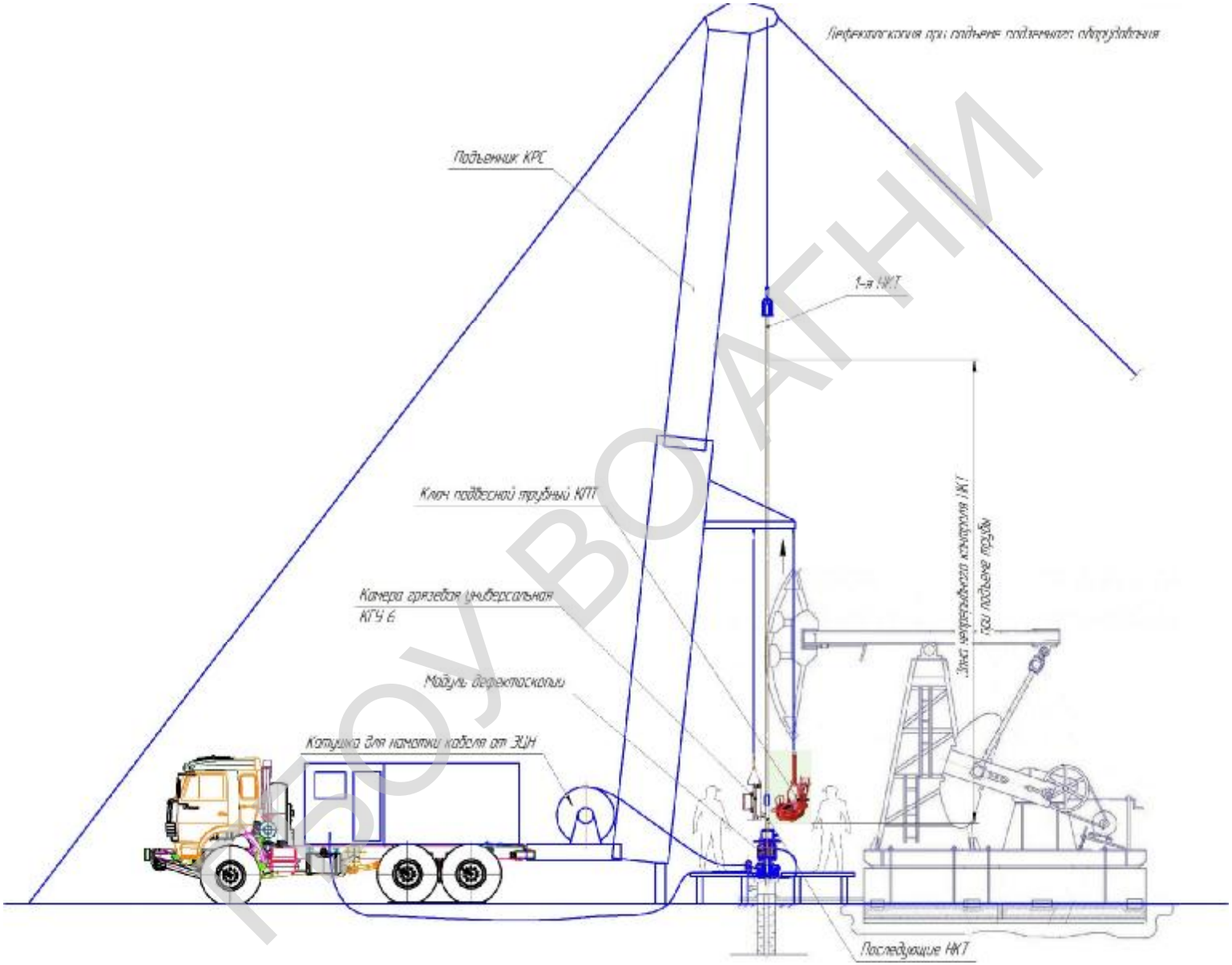


Рисунок 3 – Схема производства работ

ГБОУ ВО АГНИ

Данное решение позволит снизить затраты на ремонт и транспортировку НКТ.

Годовой экономический эффект составит более 10 млн. рублей.

Итоги

Положительный эффект от применения мобильного комплекса неразрушающего контроля:

- соответствие выявленных дефектов НКТ на устье скважины и в цеховых (стационарных) условиях;
- обеспечение работоспособности комплекса в постоянном режиме в диапазоне заявленных скоростях подъема НКТ;
- обеспечение работоспособности комплекса при наличии отложений на внутренней и наружной поверхности НКТ.

Выводы

Реализация мероприятий по внедрению мобильного комплекса неразрушающего контроля обеспечивает в целом повышение эффективности производственных процессов при ремонте скважин, снижение потерь при производстве работ бригад ПРС/КРС, сокращение издержек предприятия за счет снижения затрат на транспортировку НКТ, снижения количества преждевременных отказов глубинно-насосного оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ивановский В.Н. Оборудование для добычи нефти и газа. Ч. 2: учебное пособие / Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. - М.: ГУП «Нефть и газ», 2003. - 792 с.

2. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа [Текст]: учебник для вузов / А.Г. Молчанов. - 2-е изд., испр. и доп. - М.: Альянс, 2010. - 588 с.

3. Борисов Ю.С. Организация ремонта и технического обслуживания оборудования: учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.

4. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов: учебник для вузов / И.Ю. Быков, В.Н. Ивановский, Н.Д. Цхадая [и др.]. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. – 371 с.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276

УСТРОЙСТВО ПО АВТОМАТИЧЕСКОМУ ПАКЕТИРОВАНИЮ ШТАНГ

AUTOMATIC BAR PACKING DEVICE

Л.М. Ахметзянов
(Lenar M. Akhmetzyanov)
ПАО «Татнефть»
(PJSC «Tatneft»)

Руководством ПАО «Татнефть» поставлена задача по удвоению текущей стоимости компании, увеличению добычи нефти до 38,4 млн тонн в год к 2030 году при 100% восполнении запасов, поэтапному увеличению объема переработки нефти до 15,3 млн тонн в год при обеспечении наибольшего экономического эффекта от эксплуатации комплекса ТАНЕКО, реализации более 18 млн шин в год, строительству объектов 1-го этапа нового газонефтехимического комплекса, снижению уровня удельных операционных затрат. Однако только комплексный подход к снижению издержек позволяет эффективно снижать затраты. Для снижения издержек в компании должны быть предприняты различные мероприятия и на различных уровнях. Одним из направлений по снижению затрат является эксплуатация глубиннонасосного оборудования.

The management of PJSC TATNEFT has set the task of doubling the current value of the company, increasing oil production to 38.4 million tons per year by 2030 with 100% replenishment of reserves, and gradually increasing the volume of oil refining to 15.3 million tons per year while ensuring the greatest economic the effect of the operation of the TANECO complex, the sale of more than 18 million tires per year, the construction of the facilities of the 1st stage of a new gas and petrochemical complex, and the reduction in the level of specific operating costs. However, only an integrated approach to reducing costs can effectively reduce costs. To reduce costs, the company must take various measures at various levels. One of the ways to reduce costs is the operation of deep pump equipment.

Ключевые слова: *Подземный ремонт скважин, капитальный ремонт скважин, насосно-компрессорные трубы, штанги.*

Key words*: Underground well repair, overhaul of wells, tubing, rods.*

Все работы по вводу скважин в эксплуатацию связаны со спуском в них оборудования: НКТ, глубинных насосов, насосных штанг и т.п. В процессе эксплуатации скважин фонтанным, компрессорным или насосным способом нарушается их работа, что выражается в постепенном или резком снижении дебита, иногда даже в полном прекращении подачи жидкости.

Работы по восстановлению заданного технологического режима эксплуатации скважины связаны с подъемом подземного оборудования

ГБОУ ВО АГНИ

для его замены или ремонта, очисткой скважины от песчаной пробки желонкой или промывкой, с ликвидацией обрыва или отвинчивания насосных штанг и другими операциями.

Изменение технологического режима работ скважин вызывает необходимость изменения длины колонны подъемных труб, замены НКТ, спущенных в скважину, трубами другого диаметра, УЭЦН, УШСН, ликвидации обрыва штанг, замены скважинного устьевого оборудования и т.п. Все эти работы относятся к подземному (текущему) ремонту скважин и выполняются специальными бригадами по подземному ремонту.

Более сложные работы, связанные с ликвидацией аварии с обсадной колонной (слом, смятие), с изоляцией появившейся в скважине воды, переходом на другой продуктивный горизонт, ловлей оборвавшихся труб, кабеля, тартального каната или какого-либо инструмента, относятся к категории капитального ремонта.

Работы по капитальному ремонту скважин выполняют специальные бригады. Задачей промысловых работников, в том числе и работников подземного ремонта скважин, является сокращение сроков подземного ремонта, максимальное увеличение межремонтного периода работы скважин.

Высококачественный подземный ремонт - главное условие увеличения добычи нефти и газа. Чем выше качество ремонта, тем больше межремонтный период и тем эффективнее эксплуатация скважины.

Ежегодно по НГДУ «Альметьевнефть» проводится более 1200 ремонтов (рисунок 1) скважин силами бригад подземного и капитального ремонта скважин (ПРС и КРС).

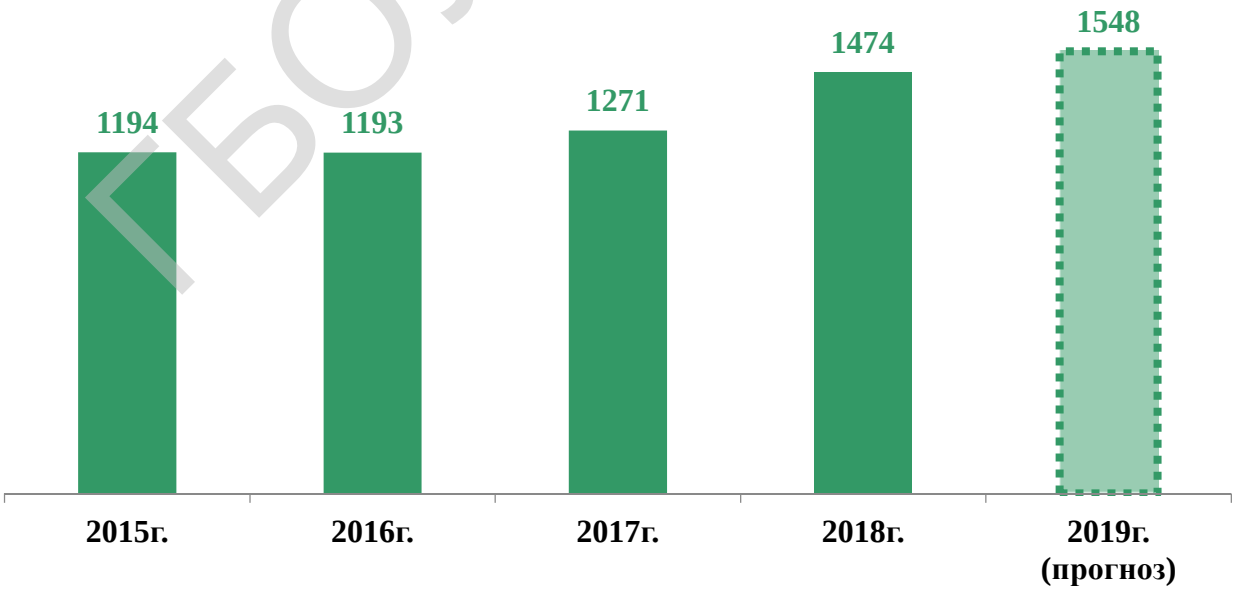


Рисунок 1 – Динамика ремонтов скважин, шт.

ГБОУВО АГНИ

Продолжительность ремонта скважин составляет в среднем 80-90 часов (рисунок 2).

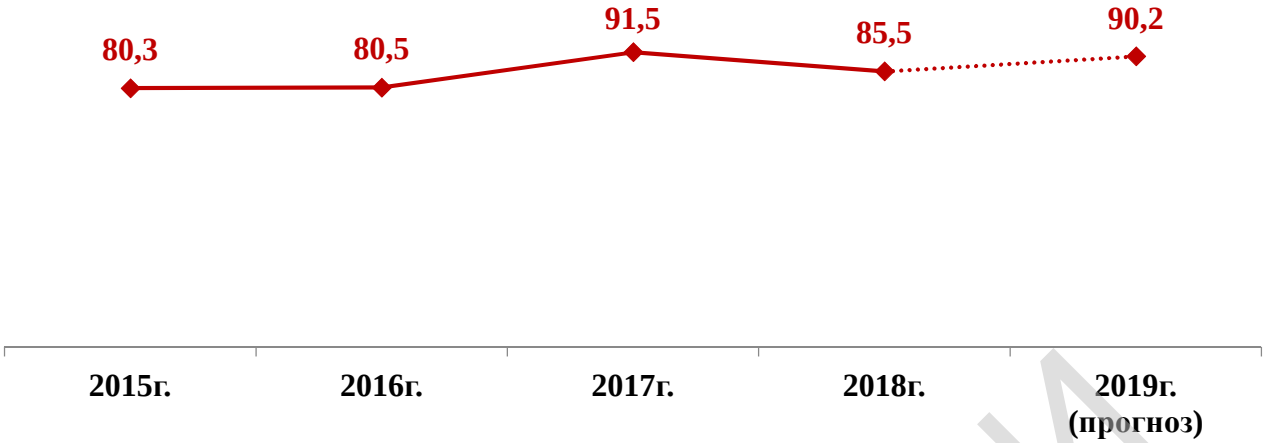


Рисунок 2 – Средняя продолжительность 1 ремонта, час.

Учитывая среднюю стоимость 1-го часа работы бригады ПРС (5,2 тыс. руб./час.) затраты по ремонту скважин выглядят следующим образом (рисунок 3).

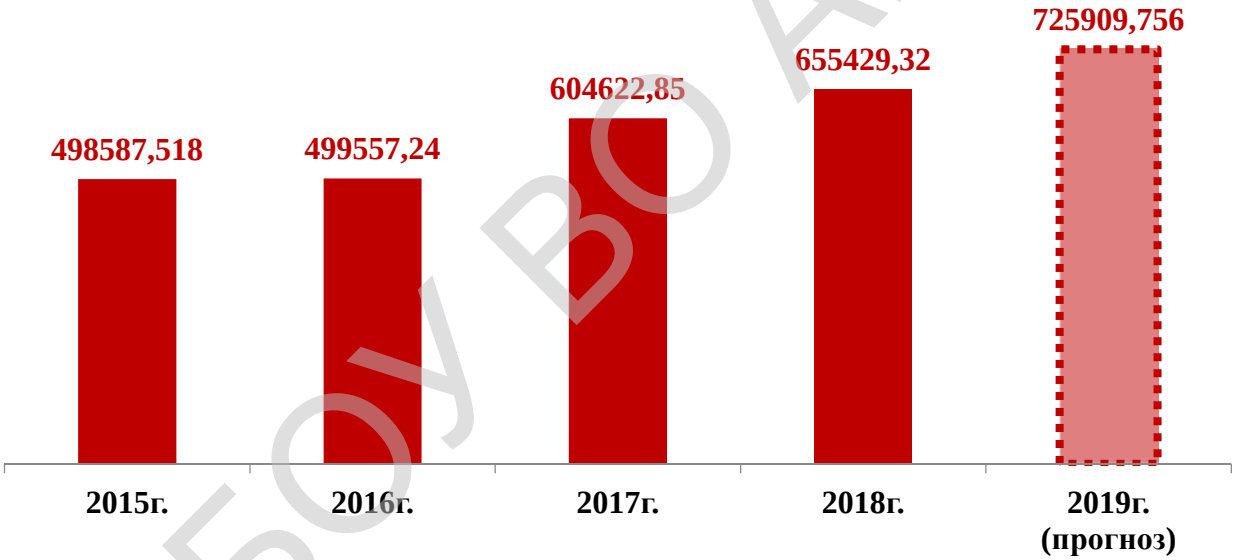


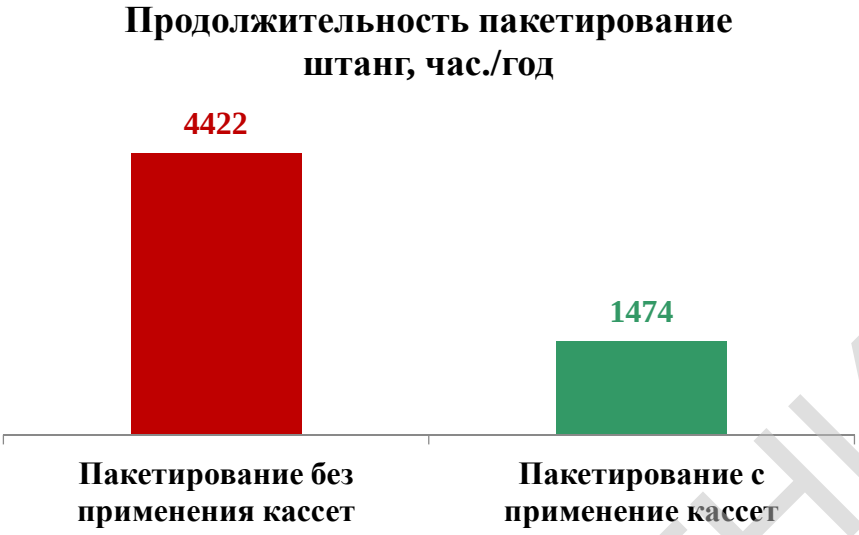
Рисунок 3 – Затраты на ремонт скважин, тыс. руб.

При проведении спускоподъемных операций сначала производится складирование штанг, а после НКТ. С целью транспортировки штанг на базы ремонта, силами бригады ПРС/КРС производится пакетирование штанг на устье скважины в отдельные кассеты. По длительности, процесс пакетирования производится в течение 3 часов.

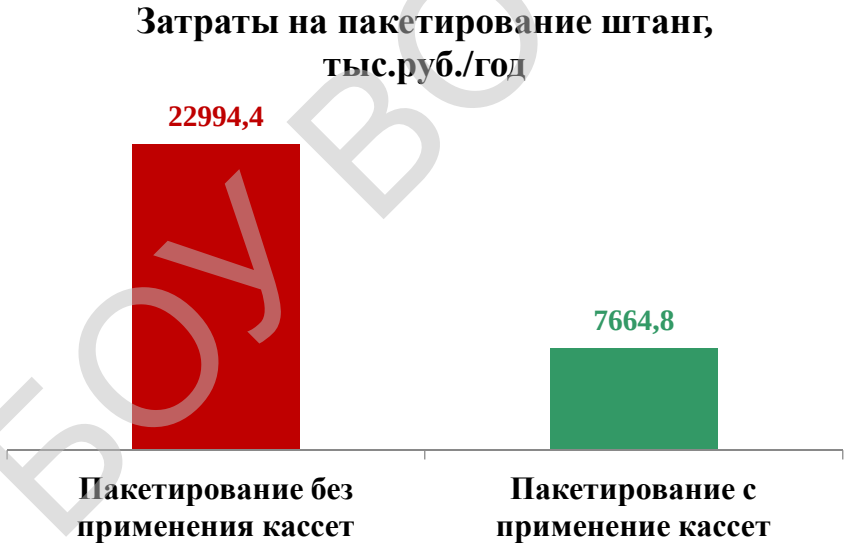
С целью сокращения не производительного времени и снижения стоимости ремонта скважины предлагаем производить пакетирование штанг в процессе подъема. Для этого предлагается разработать и внедрить в бригадах ПРС и КРС кассету, позволяющее производить складирование штанг в процессе подъема штанг. Так же, данная

ГБОУ ВО АГНИ

конструкция позволит производить циркуляционную мойку штанг в технологической ванне без разгрузки.



Данное решение позволить снизить продолжительность работы бригад ПРС и КРС до 2-х часов при каждом СПО. А годовой экономический эффект составит 15329,6 тыс. руб.



Итоги

Положительный эффект от применения устройства по автоматическому пакетированию штанг:

- Сокращение продолжительности ремонта скважин;
- Снижение затрат на ремонт скважин;
- Улучшение условий труда работающих.

Выводы

Реализация мероприятий по разработке и внедрению устройства по автоматическому пакетированию обеспечивает в целом повышение

ГБОУ ВО АГНИ

эффективности производственных процессов при ремонте скважин, снижение потерь при производстве работ бригад ПРС/КРС, сокращение издержек предприятия за счет снижения продолжительности пакетирования штанг и, следовательно, процесса ремонта скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ивановский В.Н. Оборудование для добычи нефти и газа. Ч.2: учебное пособие / Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. - М.: ГУП «Нефть и газ», 2003. - 792 с.

2. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа [Текст]: учебник для вузов / А.Г. Молчанов. - 2-е изд., испр. и доп. - М.: Альянс, 2010. - 588 с.

3. Борисов Ю.С. Организация ремонта и технического обслуживания оборудования: учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.

4. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов: учебник для вузов / И.Ю. Быков, В.Н. Ивановский, Н.Д. Цхадая [и др.]. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. – 371 с.

УДК 622.323

СНИЖЕНИЕ ИЗНОСА ПАР ТРЕНИЯ ТОРЦЕВЫХ УПЛОТНЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ НАСОСА ЦНС-300-600

REDUCING THE WEAR OF FRICTION PAIRS OF MECHANICAL SEALS TO IMPROVE THE RELIABILITY OF THE PUMP CNS-300-600

А.А. Ахметов
(Almaz A. Ahmetov)
Уфимский государственный нефтяной технический университет
(Ufa State Petroleum Technological University)

Предложена конструкция пар трения торцевого уплотнения для дополнительного съема тепла. Произведен расчет термомеханических и теплообменных процессов в парах трения в программном комплексе ANSYS. Это позволило увеличить теплообмен между циркулирующей жидкостью и кольцом.

The design of mechanical seal friction pairs for additional heat removal is proposed. The calculation of thermomechanical and heat exchange processes in friction pairs in the ANSYS software package is made. This increased the heat transfer between the circulating fluid and the ring.

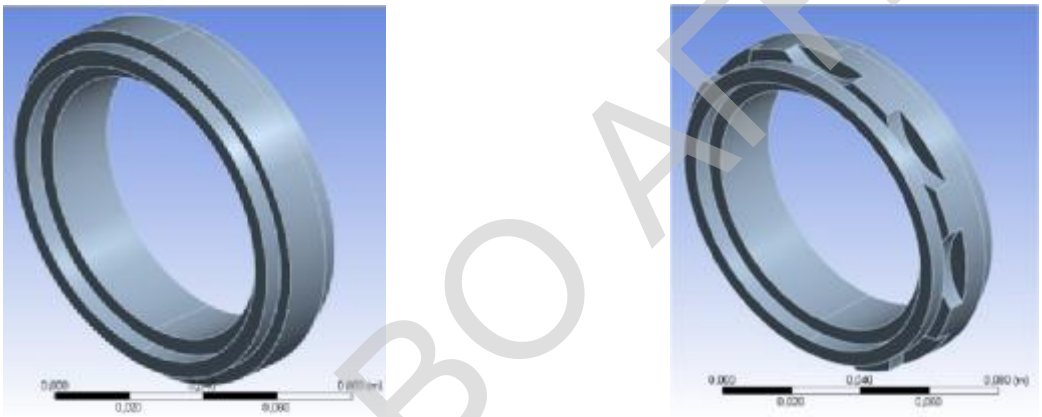
Ключевые слова: *торцевое уплотнение, пара трения, центробежный насос.*

Key words: *mechanical seal, friction pair, centrifugal pump.*

ГБОУ ВО АГНИ

Необходимо особо отметить, что при недостаточном отводе тепла от колец пары трения - перегреве уплотнения, срок его службы будет существенно снижаться, что приведет к ускоренному износу или повреждению этих деталей, а также быстрому старению или деструкции вторичных уплотнительных элементов [2]. В любом случае такие условия эксплуатации являются недопустимыми. Поэтому, нельзя допускать перегрева пар трения.

Оптимальное решение для дополнительного съема тепла – это увеличение площади поверхности контакта кольца трения и циркулирующей жидкости. Предлагается на внешней цилиндрической поверхности кольца трения выполнить, по меньшей мере, 8 углублений, размещенных равномерно по всей цилиндрической поверхности (рисунок 1). Это позволит увеличить теплообмен между циркулирующей жидкостью и кольцом [5].



а) *б)*

а – модель стандартного образца; б – модель с углублениями (8 шт.)

Рисунок 1 – Конструкция вращающегося кольца

Исходя из анализа основных направлений повышения надежности насосного оборудования, была разработана и построена компьютерная модель для расчетов термомеханических и теплообменных процессов в парах трения торцевого уплотнения на основе характеристик насоса ЦНС-300-600.

Модель представляет собой систему пар трения, одна из которых вращается угловой скоростью – 104,7 рад/с (1000 об/мин), как показано на рисунке 2. Давление между парами трения – 3 МПа. Начальную температура деталей и окружающей среды – 20 ºС, температура перекачиваемой жидкости 50 ºС. Температура циркулирующей жидкости 20 ºС. Назначали материал подвижного элемента пары трения сплав вольфрама, неподвижного - углеграфит(С4).

В ходе математического моделирования получены распределения температур, тепловых потоков и деформаций для каждого набора граничных условий, полученного в ходе серии экспериментов.

ГБОУ ВО АГНИ

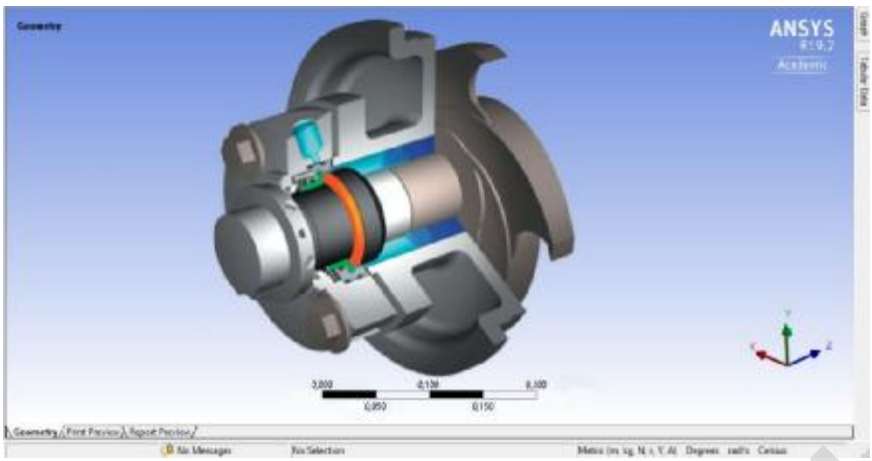


Рисунок 2 – Модель для расчета теплообменных процессов

На рисунке 3 представлен расчет распределения температуры в кольце трения стандартного образца в общем виде. Максимальная температура находится в зоне контакта и составляет 236,27 ºС. А установившаяся минимальная температура составляет 113,97 ºС.

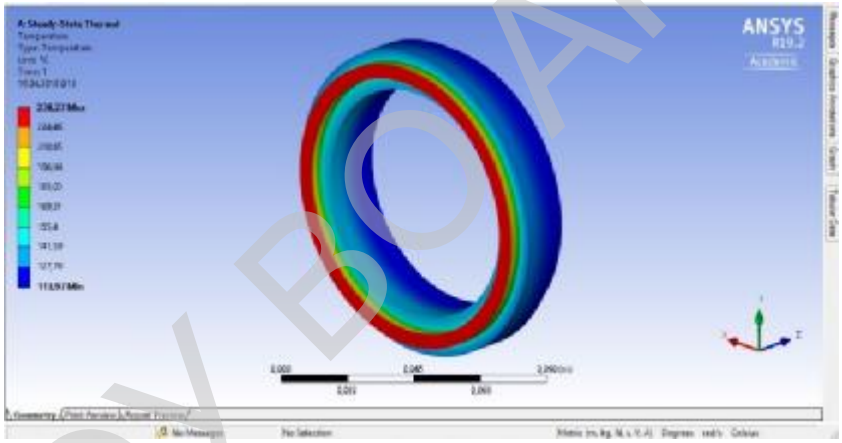


Рисунок 3 – Общий вид распределения температур с учетом трения и съема тепла

Результаты распределения теплового потока в кольце трения стандартного образца приведены на рисунках 4. Максимальный тепловой поток в паре трения составил $1{,}014 \cdot 10^{-6}$ Вт/м^2.

Расчет модели с конструктивным решением показывает, что в этом случае максимальная температура равна 181,56 ºС (рисунок 5). А установившаяся минимальная температура составит 51,761 ºС.

А распределения максимального теплового потока в конструкции 1 показана на рисунке 6. В этом случае, значения теплового потока составили от $2{,}0017 \cdot 10^{-4}$ Вт/м^2 до $1{,}014 \cdot 10^{-6}$ Вт/м^2.

Расчеты были проведены при одинаковых условиях для каждой модели, менялась только конструкция.

ГБОУ ВО АГНИ

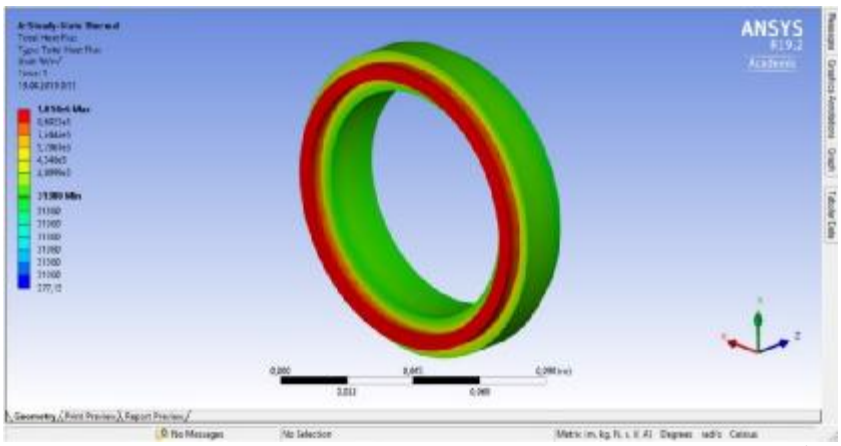


Рисунок 4 - Общий вид распределения теплового потока

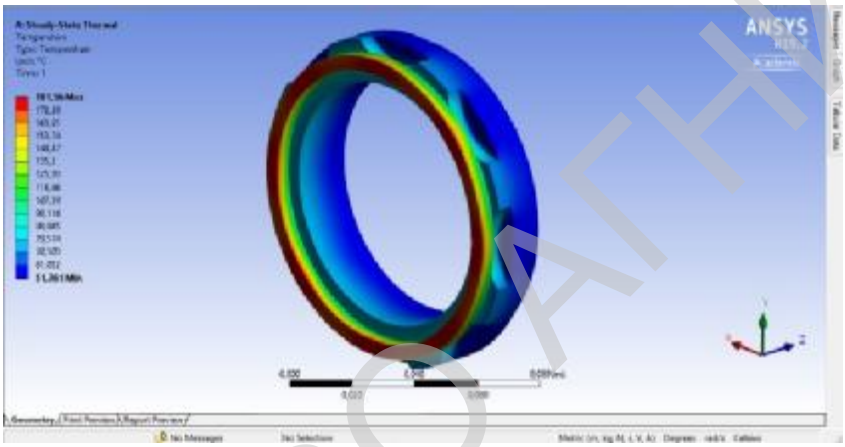


Рисунок 5 – Общий вид распределения температур с учетом трения и съема тепла

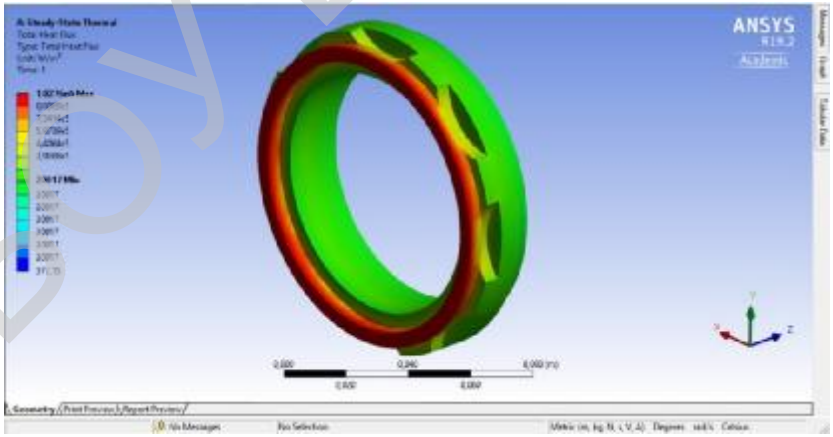


Рисунок 6 – Общий вид распределения теплового потока

Максимальные значения температур, теплового потока и температурных деформаций, которые характеризуют работу колец трения при различных геометрических параметрах представлены в таблице 1.

Максимальные температуры в парах трения уменьшились на 25-30%. Следовательно, температурные деформации в предлагаемых проектных решениях значительно меньше, чем в стандартных парах

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 – Параметры, характеризующие работу торцевого уплотнения, рассчитанные по результатам математического моделирования

Образцы	Максимальные температуры, ºС	Максимальный тепловой поток, 10^6 Вт/м^2	Максимальные температурные деформации, 10^{-7}м
Стандартный образец	238,27	1,0140	2,1588
Конструкция 1	181,56	1,0276	1,3905

трения, что приводит к повышению износостойкости, увеличению ресурса работы и повышению надежности всего уплотнительного узла в целом.

Удельный тепловой поток увеличивался с увеличением площади поверхности съема тепла, но незначительно, в пределах 10-15%.

Максимальные температурные деформации уменьшились с $2{,}1588 \cdot 10^{-7}$ м на $1{,}3905 \cdot 10^{-7}$ что показывает изменения линейных перемещений в пределах 40-50 %.

Предлагаемая конструкция пар трения будут менее подвержены температурным деформациям, конфигурация контактирующих поверхностей будет более ровной и, следовательно, износ пар трения значительно уменьшится, повысится надежность и увеличится ресурс работы уплотнительного устройства и насоса ЦНС-300-600 в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдуллин, А.Я., Сенюшкин, Н.С., Порошкин, К.В. Верификация программного комплекса ANSYS CFX на задачах обтекания жидкостью удобообтекаемых тел // Молодой ученый. - 2011. - №7. Т.1. - С. 49-53.

2. Берри, Г., Барбер, Д. Распределение тепла, выделяемого при трении - путь к изучению природы контактных явлений при скольжении // Труды американского общества инженеров - механиков. Серия Проблемы трения и смазки. - 1984. - №3. - С. 83-96.

3. Волков, К.Н. Вычислительные технологии в задачах механики жидкости и газа / К.Н. Волков, В.Н. Емельянов. – М.: Физматлит, 2012. – 468 с.

4. Малюх, В.Н. Введение в современные САПР / В.Н. Малюх. – М.: ДМК Пресс, 2010. – 192 с.

5. Трение, изнашивание и смазка. Справочник / под ред. Крагельского И.В., Алисина В.В. - М.: Машиностроение, 1978. - 400 с.

6. Чернов, А.Е., Пономаренко, В.В., Кавязин, А.В. Компьютерное моделирование теплового состояния импульсных торцовых уплотнений // Сборник трудов IX Международной научно - технической конференции «Гервикон - 99». - Сумы, 1999. - С. 114-119.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 62-762.643.2

ОСНАЩЕНИЕ ШСНУ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ УСТЬЕВОЙ АРМАТУРОЙ С РЕЗЕРВНЫМ УПЛОТНИТЕЛЬНЫМ УЗЛОМ

EQUIPPING SUCKER ROD WITH IMPROVED WELLHEAD FITTINGS WITH A RESERVE SEALING UNIT

Р.И. Бакиров, М.З. Валитов
(Ruslan I. Bakirov, Mukhtar Z. Valitov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В работе предлагается усовершенствование устьевого сальника, которое позволит исключить следующие недостатки оригинальной конструкции: недостаточную долговечность, высокую вероятность утечек нефти, невозможность контроля технического состояния уплотнительного узла.

The paper proposes an improvement in casing-head stuffing box, which will eliminate the following disadvantages of the original design: insufficient durability, high probability of oil leaks, the inability to control the technical condition of the sealing assembly.

Ключевые слова: *устьевая арматура, устьевой сальник, уплотнительный узел, ресурс работы.*

Key words: *wellhead setup, casing-head stuffing box, packing unit, operational life.*

ГБОУ ВО АГНИ

Устьевая арматура ШСНУ предназначена для подачи продукции скважины в трубную сеть, герметизации устья, контроля и управления давлением в затрубном пространстве. Герметизация устья скважины, в том числе полированного штока, осуществляется сальником устьевым.

Существующие конструкции устьевого сальника имеют недостаточный ресурс, не предотвращают утечки нефти при потере герметичности, а также не позволяют осуществить контроль за их техническим состоянием, что обусловливает актуальность модернизации имеющихся конструкций устьевых сальников.

В работе предлагается конструкция устьевого сальника, которая позволяет увеличить ресурс работы уплотнительного устройства до двух раз, исключить утечки нефти при нарушении герметичности рабочего уплотнительного узла и осуществлять контроль его технического состояния.

Указанная задача достигается тем, что устьевой сальник (Рисунок 1) [1] содержит два уплотнительных узла: рабочий 2 (верхний) и резервный (или аварийный) 3. Рабочий узел 2 установлен неподвижно в верхней части корпуса, а резервный 3 – на некотором расстоянии ниже рабочего, с возможностью осевого перемещения. Полость между рабочим и резервным узлами представляет собой камеру переменного объема 5,

которая заполняется маслом. В связи с этим уплотнительные элементы устьевого сальника работают в среде смазки, и их ресурс возрастет. При утечке смазки через рабочий уплотнительный узел, резервный уплотнитель 3, за счет перепада давлений в камере переменного объема 5 и канале НКТ 27, перемещается вверх. При подъеме резервного узла 3 до упора 6, давление в камере 5 снижается, герметизацию устья осуществляется резервным уплотнительным узлом 3. В верхней части камеры 5 переменного объема выполнено радиальное отверстие 22, снабженное обратным клапаном 23. Камера 5 также может быть снабжена манометром 25 с вентилем 24. На предлагаемое устройство получен патент на изобретение.

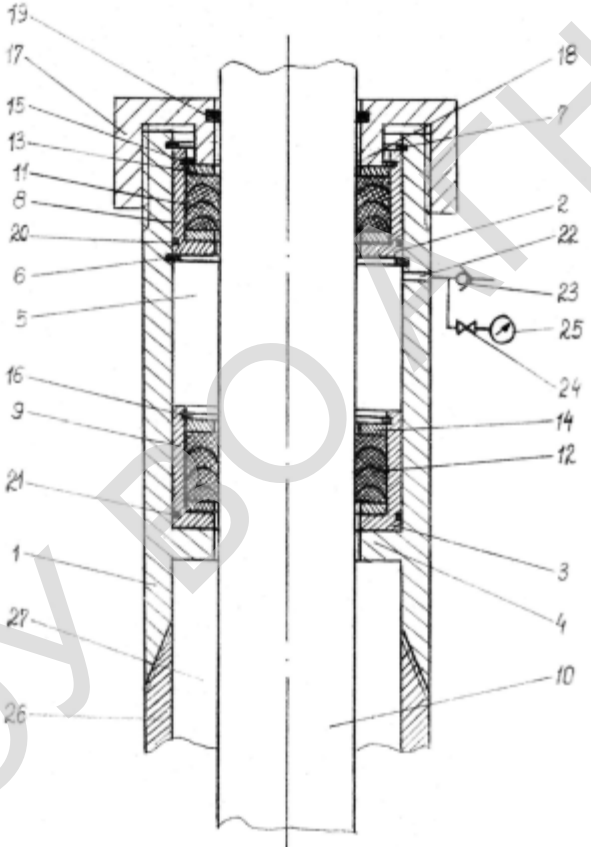


Рисунок 1 – Конструкция верхней части предлагаемого устьевого сальника: 1 – корпус; 2 – верхний уплотнительный узел; 3 – нижний уплотнительный узел; 4 – упор корпуса; 5 – камера переменного объема; 6,7 – упор; 8,9 – корпус уплотнительного узла; 10 – полированный шток; 11,12 - уплотнительный элемент; 13,14 - нажимное кольцо; 15,16 – упор; 17 – крышка; 18 – упор; 19 – направляющая втулка; 20,21 – уплотнительное кольцо; 22 – радиальное отверстие; 23 – обратный клапан; 24 – вентиль; 25 – манометр

Таким образом, предлагаемая конструкция устьевого сальника позволяет увеличить долговечность уплотнительного устройства устья в два раза. При потере герметичности рабочего уплотнительного узла в работу автоматически подключается резервный уплотнительный узел,

ГБОУ ВО ИГНИ

предотвращая утечки нефти. При оснащении камеры между уплотнительными узлами манометром или датчиком давления возможен контроль технического состояния уплотнительного устройства.

Повышение ресурса работы уплотнительного устройства позволяет снизить затраты на ремонт при одновременном сокращении простоя скважин. Предотвращение утечек нефти исключает негативное воздействие на окружающую среду, повышая экологические показатели. Возможность контроля технического состояния уплотнительного устройства позволяет проводить устьевой арматуры одновременно группы скважин, в которых рабочими являются резервные уплотнительные узлы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент RU № 2669313C1. E21B 33/02. Устьевой сальник / Валитов М.З., Нургалиев Р.З., Бикбулатова Г.И. Опубл. 10.10.2018. Бюл. №28.

УДК 622.276.53

К ВОПРОСУ О ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КЛАПАННОГО УЗЛА ШТАНГОВОГО НАСОСА

TO THE QUESTION OF INCREASING THE EFFICIENCY OF THE VALVE ASSEMBLY OF THE SUCKER ROD PUMP

А.М. Бурханов
(Alan Burkhanov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В работе рассмотрена конструкция клапанного узла штангового скважинного насоса, позволяющего увеличить коэффициент наполнения насоса за счет закрутки потока жидкости.

The paper considers the design of the valve assembly of the sucker rod pump, which allows to increase the filling factor of the pump due to the swirl of the fluid flow.

Ключевые слова: *штанговый насос, клапан, закрутка потока жидкости, коэффициент подачи, клетка.*

Key words*: tanking pump, valve, spill fluid twist, feedback, cell.*

Анализ работы скважинных штанговых насосов (СШН) показывает, что одним из наиболее проблемных узлов оборудования являются клапанные пары. В конструкции шаровых клапанов реализуется линейный принцип касания. Сфера, вписанная в конус, представляет собой по линии касания круг и при минимальных несовпадениях с идеальными геометрическими формами приводит к появлению зазоров

ГБОУ ВО АГНИ

между контактирующими элементами, через которые происходят утечки откачиваемой жидкости. Помимо этого, при откачке пластовой жидкости имеющую повышенную вязкость, происходит запаздывание посадки запорного органа на седло клапана, что также ведет к снижению подачи насоса. При этом не стоит забывать, что работу штангового насоса, как любого насоса объемного типа, характеризует именно коэффициент подачи.

Одним из вариантов решения вышеуказанных проблем выступает изобретение, повышающее эффективность работы клапана, за счёт дополнительной закрутки потока жидкости, как в сторону входа потока жидкости, так и в сторону выхода её, посредством выполнения тангенциальных каналов в торцевой части клетки, а также наклонных, к торцевой поверхности седла, продольных элементов клетки (Рисунок 1).

Клапан обратный управляемый содержит корпус клапана 1, клетку 2 с тангенциальными каналами 3 и наклонными продольными элементами 4, запорный орган (шар) 5, седло 6, упорную втулку 7 с внутренней многозаходной винтовой нарезкой 8, упор- фиксатор 9 и плунжер 10. При этом, на внутреннем торце клетки 2 выполнено сферическое углубление 11, с радиусом равным радиусу запорного органа 5.

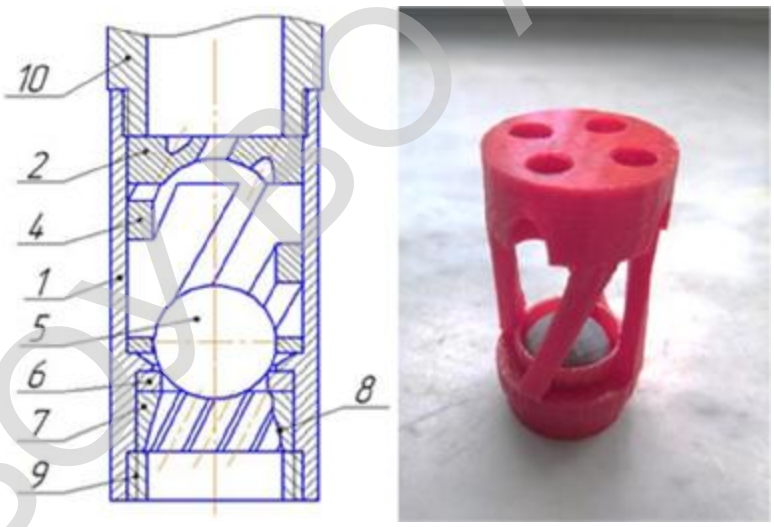


Рисунок 1 - Клапан

Принцип действия основан на том, что при прохождении скважинной жидкости через упорную втулку 7 с внутренней многозаходной винтовой нарезкой 8, ей придаётся вращательное движение (поток закручивается), а силы гидродинамического трения передают это вращение запорному органу (шару) 5. При этом ось вращения запорного органа (шара) 5 совпадает с осью входного канала, образованного седлом 6, упорной втулкой 7 с внутренней многозаходной винтовой нарезкой 8 и упором-фиксатором 9.

Использование клетки 2, предлагаемой конструкции, обеспечивает закрутку потока жидкости на всём протяжении клапана обратного управляемого, как в одном, так и в другом направлении, что в итоге

ГБОУВО АГТИ

обеспечивает более эффективное срабатывание клапана. Причём ускорение закрытия клапана и уменьшение утечек обеспечивается и тем, что вдоль основной оси клапана образуется зона пониженного давления, по сути дела воронка.

Таким образом, при прекращении прямого потока скважинной жидкости, запорный орган (шар) 5 садится на седло 6 по прямой траектории, не совершая при этом сложных пространственных колебаний, обеспечивая в итоге более эффективную работу клапана.

Данный проект выполняется в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.610.21.0019 от 23.10.17 по теме «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть», уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кондратьева Т.Ф. Предохранительные клапаны. - Л.: Машиностроение, 1976. — 232 с.

2. Бикбулатова Г.И., Валитов М.З., Болтнева Ю.А. Эффективность работы клапанных узлов штанговых насосов при отборе высоковязкой жидкости // Ученые записки АГНИ. - 2018. – Т.XVII. - С. 133-137.

3. Бикбулатова Г.И., Думлер Е.Б. Эксплуатация штанговых насосных установок: учебное пособие. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2008. - 116 с.

УДК 622.276.53

КЛАПАНЫ ДЛЯ ОПРЕССОВКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

VALVES FOR PRESSURING OF PUMP AND COMPRESSOR PIPES

М.З. Валитов, Г.И. Бикбулатова, А.Р. Диникаев

(Muhtar Z. Valitov, Goliya I. Bikbulatova, Arthur R. Dinikaev)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Аналитический обзор и анализ технических и инженерных решений, используемых в конструктивном исполнении опрессовочных клапанов для насосно-компрессорных труб.

The state-of-the-art review and the analysis of the technical and engineering solutions used in design the crimping valves for pump and compressor pipes.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *технологический процесс, опрессовка колонны НКТ, опрессовочный клапан, запорный орган.*

Key words*: technological process, pressuring of a column of NKT, crimping valve, locking body.*

В процессе эксплуатации нефтяных скважин возникает необходимость опрессовки колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) для оценки её герметичности. В общем случае, компоновка скважинного оборудования включает опрессовочный клапан, состоящий из седла, опускаемого на колонне НКТ, и, сбрасываемого с устья скважины в полость труб, запорного органа в виде шара. По завершению опрессовки шар извлекается применением обратной промывки или ловильной головки. При проведении технологического процесса опрессовки НКТ основное время занимают подготовительные и заключительные работы. Учитывая данный факт, был проведен анализ устройств, используемых в скважинах, в том числе при гидроразрыве пластов, испытании и герметизации участков эксплуатационной колонны с целью поиска инженерных решений, позволяющих ускорить процесс демонтажа клапана и максимально сократить непроизводительное время простоя скважины.

В ходе работы были рассмотрены различные технические решения, описанные в изобретениях и полезных моделях:

- клапаны с разрывной мембраной, с поворотом затвора, с разрушающимся элементом;
- устройства для перемещения оборудования в скважинах;
- скважинные клапанные устройства, клапанные устройства для буровых скважин, уплотнения оборудований скважин.

Комплексный анализ показал следующее.

Срабатывание конструкций полнопроходных клапанов с разрушаемым или растворяемым запорным устройством осуществляется несколькими способами: разрушением мембраны, разрывом проволоки, плавлением материала или поворотом затвора.

К основным недостаткам, выявленных у рассмотренных устройств, можно отнести накопление разрушенных остатков материала от затвора клапана на забое, неполное открытие прохода трубы, недостаточную прочность и твердость запорного органа.

Значительная часть конструкций опрессовочных клапанов имеет запорный орган в виде шара, закрывающий проход седла в процессе опрессовки. Открытие клапана осуществляется гидравлическим или механическим способами:

- обратной промывкой с незначительной подачей жидкости под седло;
- осевой нагрузкой от веса колонны;

ГБОУ ВО АГНИ

- перемещением колонны труб вниз при неподвижном запорном органе с опорой на забой.

Клапаны такого типа позволяют проводить многократную опрессовку НКТ в скважине без подъема запорного органа. При этом наблюдается сужение центрального прохода, что является существенным недостатком. Кроме того, для извлечения клапанного устройства из скважины с помощью технологического комплекса оборудования спуска и подъема приборов на кабеле необходимо дополнительное оснащение устья скважины обводным шкивом, специальной крышкой устья и направляющей.

Подъём запорного органа с помощью ловителя или обратной промывки требует вспомогательных работ по окончанию опрессовки и усложнения конструкции устройств.

Исключение затрат на извлечение опрессовочных устройств из НКТ возможно при использовании растворимо-разрушаемых запорных органов. В настоящее время, такие конструкции широко применяются для проведения многократного повышения и сброса давления в процессе многостадийного гидроразрыва пласта. Колонна труб при ГРП, оснащается необходимым количеством седел, которые поочерёдно перекрываются сбрасываемыми шарами. По завершению операции, шары продавливается вниз давлением или следующим шаром. Такие элементы, в свою очередь, могут быть растворимыми или разрушаемыми. Данные запорные органы имеют большой интервал срабатывания, что ограничивает их использование в процессе опрессовки НКТ.

Проведённый анализ научно-технической литературы, патентной информации, конструктивных исполнений опрессовочных клапанов, выпускаемых различными компаниями, показал, что готовых скважинных устройств, отвечающих всем требованиям технологии опрессовки НКТ, в настоящее время не выявлено. В связи с этим, представляется целесообразным дальнейшие проработки технических решений, представляющих собой усовершенствованные конструкции растворимо-разрушаемых или быстро извлекаемых клапанов, а также, разработку технологии опрессовки, по возможности — обладающие необходимой совокупностью признаков нового технического решения и соответствующие требованиям патентоспособности и изобретательского уровня.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гаврилин Ю.В., Виноградов Г.Б. Предохранительное устройство с разрывной мембраной. - URL: http://www.findpatent.ru/patent/230/2303734.html.

2. Стилуэлл Б.Т., Уолкер Д.А., Шо Б.Ф., Миллер Э.Д. Устройство сброса давления, имеющее опорный элемент с углублёнными областями. - URL: https://findpatent.ru/patent/252/2524587.html.

ГБОУ ВО АГТИ

3. Абдулзаде А.М., Ясов В.Г., Абдулзаде Р.А., Зильберман А.Д., Абдулзаде Ф.А., Джанмамедов Ш.Х. Клапан для обсадных колонн. - URL: https://findpatent.ru/patent/109/1094948.html.
4. Шпаков О.Н., Урываева Е.А. Затвор. - URL: https://findpatent.ru/patent/237/2374537.html.
5. Панарин Т.В., Гетия С.И., Баранов Е.Ф., Кочетов О.С., Леонтьева И.Н., Гетия И.Г., Панферова Г.Н. Предохранительный клапан с разрывным элементом. - URL: https://findpatent.ru/patent/237/2378553.html.
6. Оганесян А.А. Затвор поворотный. - URL: https://findpatent.ru/patent/249/2492383.html.
7. Хоффельд Х. Затвор с функцией тепловой защиты для гидродинамической машины. - URL: http://www.findpatent.ru/patent/250/2500933.html.

УДК 36:622.276

EFFICIENCY OF APPLICATION OF GLASS PLASTIC TUBING IN OIL AND GAS INDUSTRY

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

V.A. Valiullina, E.E. Freilich, A.I. Zaynullina
(А.В. Валиуллина, Е.Э. Фрейлих, А.И. Зайнуллина)
Almetyevsk State Oil Institute
(Альметьевский государственный нефтяной институт)

Tubing is actively used during operation of oil and gas wells, through which liquid and gaseous substances are transported. The authors point to the effectiveness of the implementation of fiberglass tubing. It can prevent repairs due to tubing corrosion, reducing the specific number of repairs at wells.

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин, по которым транспортируются жидкие и газообразные вещества, активно используются насосно-компрессорные трубы (НКТ). В данной статье авторы указывают на результативность внедрения стеклопластиковых НКТ, которые позволят предотвратить ремонты по причине коррозии НКТ, снизив удельное количество ремонтов на скважинах.

Key words: *fiberglass tubing, economic effect, operation, feed ratio.*
Ключевые слова: *стеклопластиковая насосно-компрессорная труба, экономический эффект, эксплуатация, коэффициент подачи.*

The prospects for the development of oil companies include the efficient extraction of reserves, as well as the reduction of energy expenditures on the production of hydrocarbon resources.

ГБОУ ВО АГНИ

During operation of wells in a mechanized way with the help of tubing, energy consumption for liquid extraction can be reduced in various ways: use of innovative equipment, optimization of selection of units of electric centrifugal pumps, choice of alternative energy-efficient method of operation.

One of the important elements of electric centrifugal pump (ECP) plants is tubing. Unsustainable power costs are due to pressure losses in the tubing.

Tubing in oil wells performs the following main functions:

1) are a channel for lifting the produced liquid;

2) are used for suspension of deep equipment;

3) are a channel for carrying out various technological operations;

4) are a tool for impact on the bottomhole and bottomhole zone.

Fiberglass tubing has been used for several years instead of steel. The introduction of fiberglass tubing allows to increase the service life of tubing, increases the repair period and reduces the costs for underground well repair.

Advantages of fiberglass pipes include:

- Small mass of the article at high strength; On average, the weight of fiberglass products is 5-10 times less than the weight of the same metal products;

- Reduction of transportation and installation costs (due to small mass);

- The service life of fiberglass tubing depending on the aggressiveness of the medium is not less than 20 years (there is a 15-year successful experience of operation of fiberglass tubing with a packer in NGDU «Leninogorsk Neft»);

- Absence of corrosion of outer surface of fiberglass tubing;

- Bench tests of fiberglass tubing have shown that threaded joints withstand more than 8 operations of screwing - unwinding, which guarantees at the use of specialized equipment and compliance with the technology of operation service life of fiberglass NC not less than 20 years.

In exceptional cases, accidents may occur for the following reasons:

- Incorrect selection of pipes by strength and operating temperature;

- Unsatisfactory quality control of finished products in the plant and warehouse;

- Negligent handling of pipes during loading, unloading and transportation;

- Thread damage due to loss of safety plugs;

- Incorrect storage of pipes;

- Use of worn-out and non-conforming equipment when working with pipes;

- Non-compliance with the rules of descent and lifting;

- Column drop (even a very short distance). This can weaken the connection at the bottom of the column.

The duration of tubing operation depends to a large extent on human factor, quality of equipment maintenance, correct selection of pipes during their initial operation and timely renewal of worn-out structures.

ГБОУ ВО АГНИ

In the course of the study, an analysis of the change in the pump delivery coefficient after the introduction of fiberglass tubing in the wells of deposits No. 302-303 of NGDU «Leninogorsk Neft» was carried out, thanks to which it is possible to make sure that the use of fiberglass tubing in oil facilities is effective.

145 wells were considered for change of pump feed factor before and after introduction of fiberglass tubing.

In 68 wells (47% of the total number of wells considered) the pump feed ratio decreased on average by 0.0546, in 70 wells (48% of the total number of wells considered) the feed ratio increased on average by 0.0451 and in 7 wells 5% the pump feed ratio did not change.

As the depth of the pump descent increases, the pump feed ratio decreases for both simple tubing and fiberglass. At the same time on fiberglass tubing the decrease is more significant especially below the depth of 600 m.

For pumps with a size of 32 and less after the introduction of fiberglass tubing, there is no decrease in the pump feed ratio, for pumps with a size of 38 and more, with an increase in the pump diameter, a decrease in the feed ratio occurs.

Thus, for type pumps H-27, 32 and for pump suspension depths of less than 400 m, there is no reduction in the feed ratio after the introduction of fiberglass tubing, and on the contrary there is some growth. This may be because fiberglass tubing has a lower leakage rate than simple used tubing, which is essential for small pump sizes.

With increase of pump type size and depth of descent there is decrease of supply coefficient after introduction of fiberglass tubing. At the same time, the larger the suspension depth and type size of the pump, the more intense the reduction of the supply factor for fiberglass tubing (stretching of fiberglass tubing is many times higher than for steel pipes).

The introduction of fiberglass tubing will prevent repairs due to tubing corrosion by reducing the specific number of repairs at wells equipped with the downhole sucker-rod pump (LCS) installation from 0.49 to 0.40 repairs per year. In addition, fiberglass tubing is not diagnosed, which allows to reduce the cost of repair of tubing from 69 to 61 rubles/m. Service life of tubing is increased from 5 to 15 years due to absence of corrosion of fiberglass tubing.

The efficiency of the study is ensured by saving costs for operating expenses, calculated for 15 years from 148477635 rubles to 52526475 rubles, the payback period will be 7 years.

The economic effect is achieved by increasing the service life of fiberglass tubing as compared to tubing with polymer coatings. The costs of the new technology are derived from research and development (R & D) costs.

ТЕСУ ВО АГНИ

In the course of the study, a comparative analysis of the economic indicators of fiberglass and steel NCTs was carried out. Calculation data are given in Table 1.

Table 1 - Economic efficiency indicators

Name of indicators	Unit of measure	Results	
		Fiberglass NKT	Steel NKT
Operating costs for the year	Rub./year	3501765	9898509
Cost of purchase of tubing, operating costs for 15 years	Rub.	86013975	199777635

Savings in operating costs from the implementation of fiberglass tubing during the year will be:

$$Eoperating = \sum Eoperating - \sum Eoperating \quad (1)$$

E operating = 9898509 - 3501765 = 6396744 rubles.

Savings from the introduction of fiberglass tubing (for purchase, operating costs) for 15 years (from 2017 to 2031) will be:

$$E = Est – Efb \quad (2)$$

E = 199777635 - 86013975 = 113763660.

Fiberglass tubing is not subject to corrosion, although the cost of fiberglass pipes is 2 times higher than that of steel pipes, their service life is longer, therefore, their introduction seems promising.

Comparative table 2 is compiled based on the above calculations.

Table 2 - Comparative TEP table

Description of indicators	Unit of measure	Indicators	
		Fiberglass NKT	Steel NKT
Operating costs for the year	rub./year	3501765	9898509
Savings (year)	rub./year	6396744	
Cost of purchase of tubing, operating costs per 15 years	rub.	86013975	199777635
Savings (15 years)	rub.	11576660	
Payback Period	year	-	8

On the basis of the calculations made on carrying out the technology, it can be concluded that this method increases the repair time and is technologically reasonable. The costs associated with the event amounted to savings of 6396744 RUB/year. Costs for the purchase of NCT, operating costs for 15 years decreased by 11576660 rubles. The payback period for the introduction of the new technology is 8 years.

The materials from which these pipes are made are resistant to hydrogen sulfide and other corrosive substances. These pipes are used in gas-lift wells and in injection of chemical reagents into the well. Operating costs for 15 years represent savings of RUB 6 million. And costs for the event decreased by 113 million rubles.

ГБОУ ВО АГНИ

Thus, the introduction of fiberglass tubing allows to prevent repairs due to tubing corrosion, reducing the specific number of repairs at wells and increasing the service life of tubing, as well as reducing the costs for tubing diagnostics.

LITERATURE

1. Geological report of «Leninogorsk Neft» NGDU for 2016-2017.
2. Wolves, O.I. Enterprise economics: Textbook / O.I. Volkov and others. - M.: Infra-M, 2015. - 280 p.
3. Jurchuk, A.M., Istomin, A.Z. Calculations in oil production. Textbook for technical schools/A.M. Yurchuk, A.Z. Istomin. - 3rd ed., re-work. And additional. - M.: Nedra, 2015. - 271 p.

УДК 624.074

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОНСТРУКЦИЙ ВАНТОВЫХ ПОКРЫТИЙ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Э.Р. Галимов, Ю.С. Юрасов, Ю.В. Юрасов
(E.R. Galimov, Yu.S. Yurasov, Yu.V. Yurasov)
Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева - КАИ
(Kazan National Research Technical University A.N. Tupolev - KAI)

На сегодняшний день в современном мире высока востребованность в проектах с оригинальными и экономичными решениями в области архитектуры и дизайна, обладающими высокой технологичностью, повышенной прочность и надёжностью, коротким сроком монтажа, мобильностью, возможностью многократного использования. Все данные преимущества диктует современный быстроизменяющийся мир, склонный к импровизации, ноу-хау и экономии.

Today in the modern world there is a high demand for projects with original and economical solutions in the field of architecture and design, which have high manufacturability, increased strength and reliability, short installation time, mobility, and the possibility of multiple use. All these advantages are dictated by the modern rapidly changing world, prone to improvisation, know-how and economy.

Ключевые слова: *конструкции вантовых покрытий.*
Keywords: *cable-stayed constructions.*

В основу исследования была положена следующая гипотеза - применение конструкций вантовых покрытий в современных условиях (архитектуре и дизайне) имеет ряд преимуществ.

ГБОУ ВО АГНИ

Цель, объект, предмет исследования, а также выдвинутая гипотеза позволили наметить следующие задачи:

1. Изучить историю развития проектирования пространственных конструкций;
2. Провести анализ свойств и особенностей тонкостенных пространственных покрытий;
3. Провести анализ свойств и особенностей висячих конструкций;
4. Провести анализ свойств и особенностей конструкций вантовых покрытий;
5. Выявить особенности и преимущества применения конструкций вантовых покрытий в современных условиях.

Методологической основой исследования являются технические характеристики конструкций вантовых покрытий.

В ходе проведения научной работы были использованы следующие методы:

– теоретические: анализ литературы по исследуемой проблеме, сопоставление, анализ и синтез полученных данных;
– эмпирические: ранжирование полученных результатов.

Данная научная работа относится к теоретическим исследованиям.

Научная новизна и теоретическая значимость исследования состоит в следующем:

– изучены и проанализированы свойства, особенности и преимущества применения конструкций вантовых покрытий в современных условиях.

Прикладная ценность работы состоит в возможности применения результатов исследования в проектной деятельности в области архитектуры и дизайна.

В последние годы возрастает потребность в сооружениях большой вместимости: рынках, спортивных сооружениях, зрелищных предприятиях т.п. Пролеты таких сооружений могут превышать 100 м, а вместимость - 100 тыс. человек. Исследования показали, что наиболее экономичными при больших пролетах являются тонкостенные пространственные конструкции [2],

Вид тонкостенного пространственного покрытия определяется, главным образом, конструкцией оболочки. Оболочка - это тело, ограниченное двумя криволинейными поверхностями, расстояние между которыми существенно меньше других размеров. Поверхность, делящая пополам толщину оболочки, называется срединной поверхностью [2].

Разновидностей тонкостенных пространственных покрытий множество, но относительно данной работы нас интересуют гипары (гиперболические параболоиды) и висячие оболочки, свойства и характеристики которых представлены в таблице 1.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 - Основные свойства и характеристики тонкостенных пространственных покрытий

Вид покрытий	Описание	Характеристика
1. Гипары (гиперболические параболоиды)	Состоят из оболочки и диафрагм и могут применяться как самостоятельные конструкции или в качестве элемента составных оболочек. Гипарами перекрывают общественные, производственные, складские и другие здания с размером плана 10-70 м и более.	Достоинства: - Линейчатость поверхности, позволяющая упростить и облегчить отделку поверхности; - Небольшое количество типоразмеров элементов; - Высокая устойчивость; - Хороший водосток; - Архитектурная выразительность. Недостатки: - Наличие значительных растягивающих усилий.
2. Висячие оболочки	Состоят из совместно работающих вант, железобетонного покрытия (собственно оболочки) и опорной конструкции. Основные несущие элементы - ванты - работают только на растяжение. Применяют для покрытий больших пролетов в сооружениях промышленного, культурно-бытового и общественного назначения (цехи, склады, кинотеатры, рынки).	Достоинства: - Высокая несущая способность; - Простота изготовления и монтажа; - Возможность возведения в короткие сроки; - Высокая эффективность в покрытиях большепролетных сооружений. Недостатки: - Высокая деформативность, их геометрическая форма зависит от внешнего вида нагрузки.

Таким образом, можно сделать вывод, что применение покрытия в определенных условиях определяется свойствами и характеристиками тонкостенных пространственных покрытий. Для нас наибольший интерес вызывает применение висячих покрытий, характеристики и особенности применения которых рассмотрим в следующей главе работы.

Покрытия, у которых основная несущая конструкция, перекрывающая пролет, работает на растяжение, называют висячими [2].

Основные характеристики висячих конструкций обозначены в таблице 2.

ГБОУ ВО АГИМ

Таблица 2 - Достоинства и недостатки висячих конструкций

ОПИСАНИЕ	ДОСТОИНСТВА	НЕДОСТАТКИ
Это покрытия, в которых главная несущая пролетная конструкция работает на растяжение. Несущими элементами растянутых конструкций служат либо линейные элементы - нити (тросы, канаты, проволока, круглая сталь, гибкие металлические и железобетонные ленты), либо поверхности (сетки из переплетенных нитей и мембраны - тонкие листы из металла, полимерных материалов, тканей и т.п.)	1. Несущие конструкции работают на растяжение, что позволяет более полно использовать прочностные свойства стали. Полное использование несущей способности ведет к уменьшению собственного веса, что позволяет эффективно перекрывать большие пролеты.	1. Наличие повышенной деформативности, которая возникает из-за: - повышенных упругих деформаций применяемых высокопрочных материалов; - геометрической изменяемости; - горизонтальной деформации опор.
	2. Большое разнообразие архитектурных форм, что позволяет применять их для зданий различного назначения.	2. Висячие системы - системы распорные, и для восприятия распора необходима специальная опорная конструкция, способная воспринимать эти горизонтальные силы.
	3. Транспортабельность элементов висячих покрытий.	3. Трудность водоотвода.
	4. Малый собственный вес несущей конструкции и ее повышенная деформативность делают ее сейсмостойкой.	4. Повышенная подвижность висячих покрытий затрудняет герметизацию кровли.

В зависимости от конструктивных и статических особенностей схем висячие покрытия можно разделить на группы, основные из которых рассмотрены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные свойства и характеристики висячих покрытий

Группа висячих покрытий	Описание	Характеристика
1. Однопоясные висячие покрытия	Представляет собой ряд параллельно расположенных канатов с шагом 1,5-3 м и стрелой провеса, равной 1/10 - 1/20 пролета.	Кинематическая подвижность проявляется особенно заметно при неравномерных его загружениях и требует специальных мероприятий по стабилизации - пригрузка.
2. Двухпоясные покрытия	Основным конструктивным элементом служит тросовая ферма. Один ее пояс - провисающий - является несущим, другой - стабилизирующим. Разнозначная кривизна поясов позволяет таким фермам противодействовать нагрузкам, направленным как вниз, так и вверх.	- Кровля двухпоясного покрытия может быть очень легкой, что является достоинством. - Использование таких покрытий в зданиях с круговым или близким к кругу планом особенно эффективно: характерна внутренняя уравновешенность сил распора.

ГБОУ ВО АГПУ

3. Вантовые и комбинированные конструкции	Вантовые конструкции представляют собой сложные системы, где ванты - растянутые несущие элементы из канатов, тросов и т.п., поддерживают или придают устойчивость соединенным с ними изгибаемым или сжимаемым жестким элементам: балкам, фермам, плитам, аркам и др. В комбинированных системах сочетаются основные несущие конструкции - арки (рамы), балки, гибкие нити, ванты.	Позволяют экономично решить задачи средних и больших (100 м и более) пролетов. - Это системы, в которых рационально использованы наиболее сильные стороны (способность к высокому сопротивлению растяжению, сжатию, изгибу) каждого из конструктивных компонентов, часто оказываются экономичными и архитектурно-выразительными. - Использование гибких нитей или вантов позволяет прочность материала реализоваться полностью, ведет к наиболее рациональному решению.

На наш взгляд, свойства вантовых конструкций являются наиболее перспективными.

Вантовые покрытия – это вид висячих конструкций, основные характеристики которых были рассмотрены в главе 3 настоящей работы, где была определена перспективность развития вантовых конструкций в архитектурных и дизайнерских решениях.

Макет вантового покрытия представлен на рисунке 1. [1]

Рисунок 1 - Макет вантового покрытия

Основные элементы вантовых покрытий представлены на рисунке 2. Это опорный контур, опорные точки, ванты стабилизирующие, куполообразующие, ванты несущие, оси для фиксации вант, покрытие.

ГБОУ ВО АГИ

Рисунок 2 - Основные элементы вантовых покрытий [1]

Идея вантовых конструкций успешно может применяться как в архитектурных, так и дизайнерских проектах [1]. В строительной отрасли существуют инженерные решения, подобные предложению Юрасова Ю.В. Например, патент Лабузина С.А. - заявка № 95120744/03 от 20.12.1997 г.). Но при общей схожести имеются существенные отличия. В данном случае это сложность и громоздкость технических решений и, следовательно, повышенные материальные и финансовые затраты на реализацию, а также ограниченность дизайнерских решений.

Схема конструкции вантовых покрытий представлена на рисунке 3 [1].

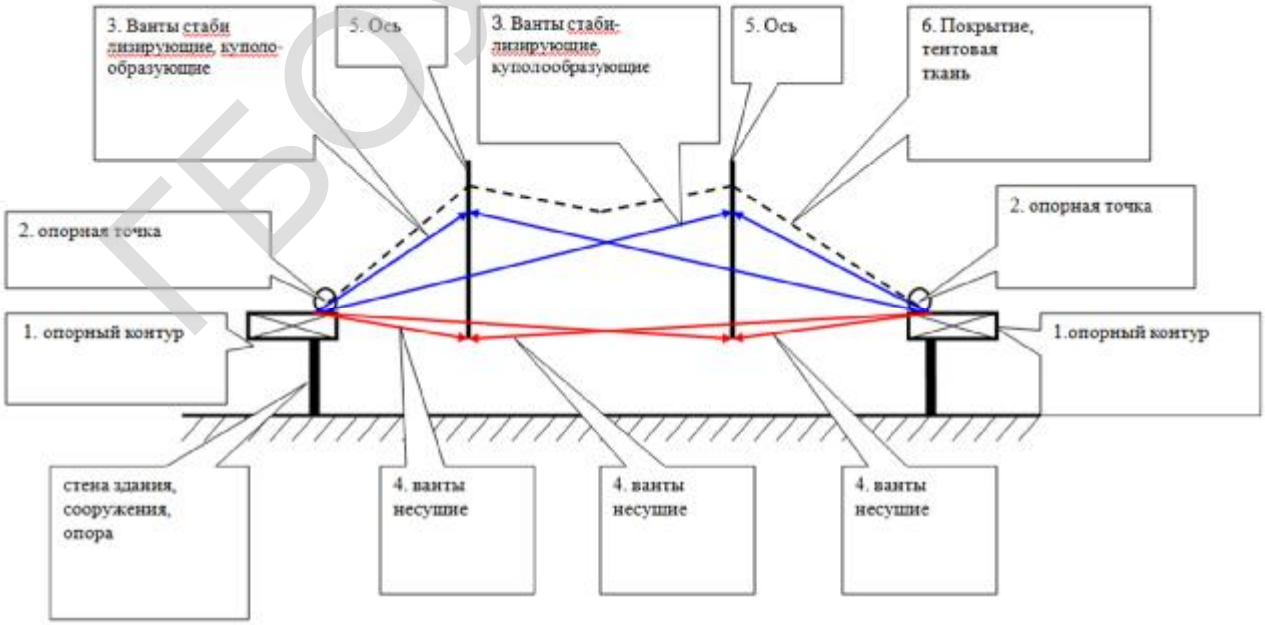


Рисунок 3 - Принципиальная схема конструкции вантовых покрытий

ГБОУ ВО АГНИ

В исследованиях были обозначены преимущества и недостатки конструкций вантовых покрытий.

Преимущества применения вантовых покрытий:

1. Высокая несущая способность;
2. Простота изготовления и монтажа;
3. Возможность возведения в короткие сроки;
4. Высокая эффективность в покрытиях большепролетных сооружений;
5. Большое разнообразие архитектурных форм, что позволяет применять их для зданий различных назначений;
6. Транспортабельность элементов;
7. Малый собственный вес.

Недостатки применения вантовых покрытий:

- Повышенная подвижность висячих покрытий затрудняет герметизацию кровли.

Кроме того, конструкции вантовых покрытий, рассматриваемых в данной работе, имеют ряд преимуществ и отличаются:

- Инновационным подходом (ноу-хау);
- Оригинальностью форм и разнообразием вариантов (ноу-хау);
- Повышенной прочностью и надежностью (ноу-хау);
- Высокой технологичностью и коротким сроком монтажа (ноу-хау);
- Мобильностью;
- Возможностью многократного использования;
- Отсутствием дорогостоящих материалов и оборудования.

Таким образом, можно сделать вывод о существенных преимуществах конструкций вантовых покрытий, что является перспективным направлением развития научных исследований и практических разработок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авторское свидетельство на изобретение № 1377890 от 1987 г. / Юрасов Ю.В.

2. Воронов, В.И. Конструкции пространственных покрытий: учеб. пособие / В.И. Воронов, В.В. Михайлов, В.Ю. Щуко; Владим. гос. ун-т. - Владимир: Изд-во ВлГУ, 2005. – 92 с.

3. Дмитриев А.Г., Касилов А.В. Вантовые покрытия. Расчет и конструирование. – Киев: Будівельник, 1974. – 272 с.

4. Статья в газете «Республика Татарстан» от 16.10.2010 г. «Этот неуемный конструктивист Юрасов»

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.242

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПЕРЕДВИЖЕНИЯ КУСТОВОЙ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

IMPROVEMENT PROCESS OF CLUSTER RIG WALKER

А.А. Гарданов
(Almir A. Gardanov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.т.н. М.З. Валитов

Перемещение кустовой буровой установки в пределах одного куста позволяет пробурить несколько скважин без демонтажа установки и приступить к освоению пробуренных скважин непосредственно после перемещения установки для бурения очередной скважины.

Skidding the cluster rig within hole cover allows to drill several wells without dismantling the rig and moving it to drill another well.

Ключевые слова: *кустовая буровая установка, передвижение.*
Key words: *cluster rig walker, movement.*

Известна кустовая буровая установка, включающая вышечно-лебедочный блок с основанием, связанный с модулями, расположенными эшелоном, опоры с рельсами и направляющими с пошагово расположенными отверстиями, гидроцилиндры перемещения, соединенные с основанием и снабженные с устройством крепления, которое выполнено в виде корпуса с боковыми зацепами и возможностью скольжения по направляющей, и снабжено стопором, при этом один конец стопора имеет возможность взаимодействовать с направляющими и отверстиями и выполнен под углом к направляющей поверхности, при этом установка снабжена колесными опорами, взаимодействующими с рельсами (см. Патент РФ № 2378482, МПК E21/B 15/00, Бюл. № 1, 10.01.2010 г.) [2].

Вертикальное расположение стопоров в отверстиях позволяет исключить ручную их перестановку при пошаговом перемещении установки.

Недостатками указанного устройства является сложность конструкции устройства крепления гидроцилиндра в связи с его сопряжением по пяти поверхностям, а также недостаточная надежность крепления гидроцилиндра в связи с возможностью засорения грязью или льдом ответно выполненных отверстий в направляющих опор. Кроме того, выполнение сквозных вертикальных отверстий в направляющих опор приводит к усложнению конструкции опоры.

ГБОУ ВО АГНИ

Известна кустовая буровая установка, включающая вышечно-лебедочный блок с основанием, связанным с модулями, расположенными эшелоном, опоры с рельсами и направляющими, гидроцилиндры перемещения, соединенные с основанием и снабженные с устройством крепления, которое выполнено в виде П-образного элемента с боковыми зацепами и возможностью скольжения по направляющей, выполненной в виде прямоугольного выступа опор, и снабжено стопором, при этом один конец стопора имеет возможность взаимодействовать с направляющими и выполнен под углом к направляющей поверхности, при этом вышечно-лебедочный блок и модули эшелона снабжены колесными опорами, взаимодействующими с рельсами (см. Патент РФ № 2525566, МПК E21/B 15/00, бюл. № 23, 10.01.2014 г.), который принят за прототип.

Недостатками указанного устройства является сложность конструкции устройства крепления в связи с его сопряжением с осевым отверстием и недостаточные функциональные возможности в связи с возможностью крепления с опорой только в местах выполнения отверстий [1].

Целью предлагаемого технического решения является упрощение конструкции устройства крепления гидроцилиндра и расширение его функциональной возможности.

Указанная цель достигается тем, что в кустовой буровой установке, включающей вышечно-лебедочный блок с основанием, связанным с модулями, расположенными эшелоном, опоры с рельсами и направляющими, выполненными в виде прямоугольного выступа опор, гидроцилиндры перемещения, соединенные с основанием и снабженные с устройством крепления, которое выполнено в виде П-образного элемента с боковыми зацепами и возможностью скольжения по направляющей и стопором, выполненным под углом к направляющей поверхности, при этом вышечно-лебедочный блок и модули эшелона снабжены колесными опорами, взаимодействующими с рельсами, согласно техническому решению, со стороны боковых поверхностей направляющих выполнены горизонтальные пазы прямоугольного сечения, а с внутренней стороны вертикальных направляющих П-образного элемента, оппозитно пазам, выполнены канавки с образованием открытых с торцов отверстий прямоугольного сечения и острого угла между вертикальными стенками пазов и канавок, в которых установлены ответно выполненные плашки прямоугольного сечения с возможностью ограниченного осевого перемещения и взаимодействия с боковой поверхностью пазов и канавок, при этом по торцам П-образного элемента установлены неподвижно крышки, а плашки подпружинены относительно крышек.

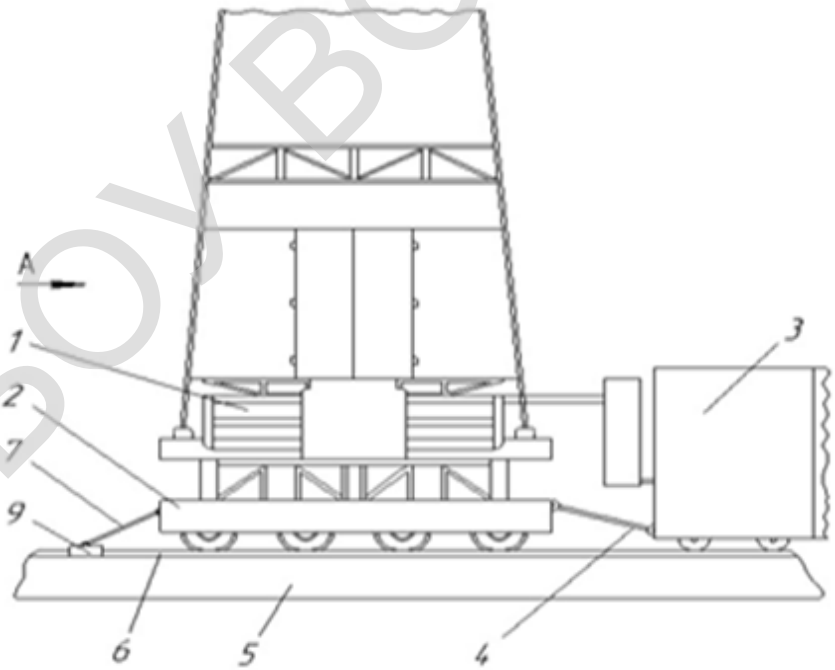
В П-образном элементе симметрично пазам выполнены дополнительные пазы с установленными плашками, крышкой и пружинами.

ГБОУ ВО АГТИ

В крышках соосно пружинам выполнены сквозные отверстия с установленными тягами, снабженными по концам нерегулируемым и регулируемым упорами с возможностью ограниченного осевого перемещения и взаимодействия нерегулируемого упора с торцом плашек, пружина насажена на тяги с возможностью взаимодействия с нерегулируемым упором, при этом регулируемый упор выполнен с возможностью изменения расстояния от нерегулируемого упора до крышек.

Предлагаемое техническое решение поясняется чертежом.

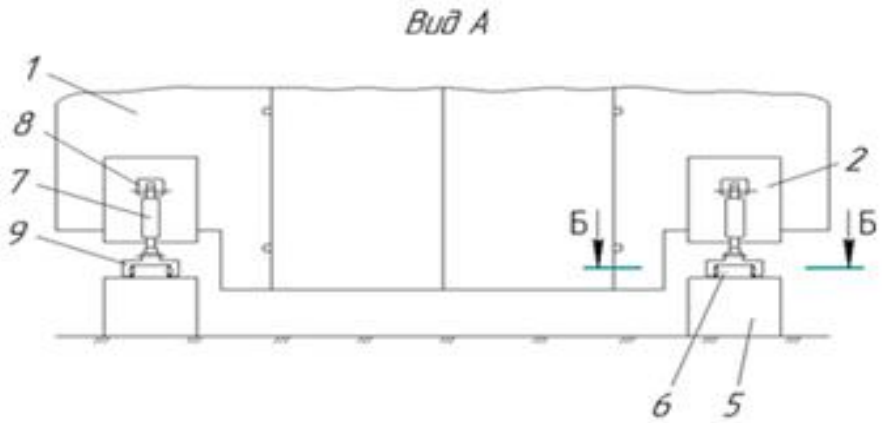
Кустовая буровая установка содержит вышечно-лебедочный блок (ВЛБ) 1 (рисунок 1) с основанием 2, связанный с модулями 3, например, при помощи тяг 4, расположенными эшелоном, опоры 5 (рисунок 2) с направляющими рельсами 6. Направляющие рельсы 6 выполнены в виде прямоугольного выступа над опорами 5. Гидроцилиндры 7 перемещения, соединены с основанием 2, например, посредством шарнира 8 (рисунок 2) и снабжены устройством крепления 9, которое выполнено в виде П-образного элемента (рисунок 3) ответно направляющим рельсам 6 с возможностью скольжения по ним. Устройство крепления 9 с гидроцилиндром соединено, например, посредством шарнирного соединения (на рисунке не указано) посредством оси 10.



1 – вышечно-лебедочный блок (влб); 2 – основание; 3 – модуля; 4 – тяга; 5 – опоры; 6 – направляющие рельсы; 7 – гидроцилиндры для перемещения; 8 - шарнир; 9 - устройство крепления

Рисунок 1 – Общая схема кустовой буровой установки (вид со стороны приемных мостов)

ГБОУВО АГНИ

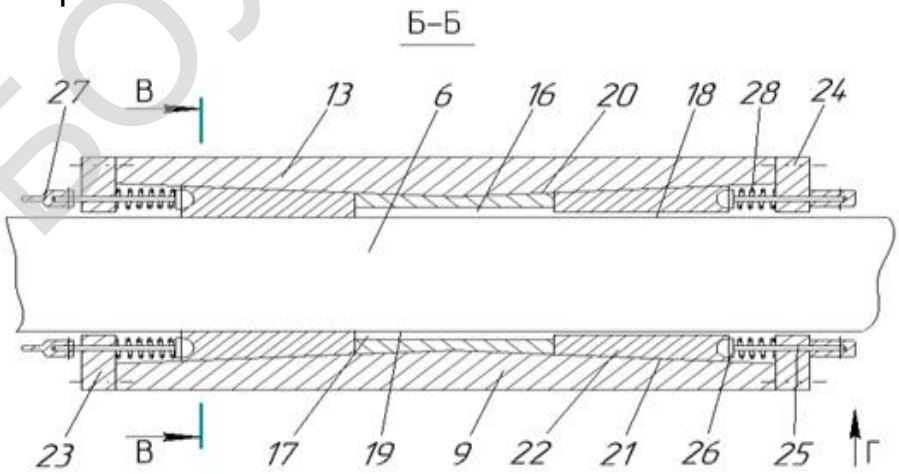


1 – вышечно-лебедочный блок (влб); 2 – основание; 3 – модуля; 4 – тяга; 5 – опоры; 6 – направляющие рельсы; 7 – гидроцилиндры для перемещения; 8 - шарнир; 9 - устройство крепления

Рисунок 2 – Вид сбоку (вид А на рисунок 1)

С обеих сторон боковых поверхностей в направляющих рельсах 5 выполнены горизонтальные прямоугольные пазы 11 и 12, а с внутренней стороны боковых поверхностей в вертикальных направляющих 13 П-образного элемента 9, оппозитно пазам 11 и 12 рельсов 5, выполнены горизонтальные прямоугольные канавки 14 и 15 с образованием открытых с торцов отверстий 16 и 17 прямоугольного сечения. Канавки 14 и 15 выполнены с увеличением их глубины от середины элемента 9 к краям с образованием острого угла между вертикальными стенками 18, 19 и 20, 21 соответственно пазов 11, 12 и канавок 14, 15.

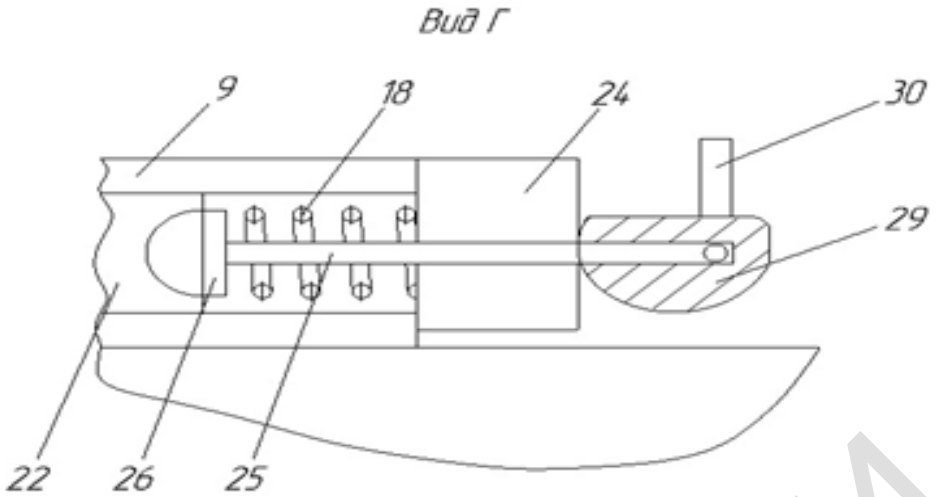
В крышках 23 и 24 выполнены, например, сквозные отверстия (на рисунке не указаны), в которых установлены возможностью ограниченного осевого перемещения тяги 25, выполненные, например, в виде круглых стержней.



6 - направляющая рельса; 9 - устройство крепления; 13-П-образный элемент; 16,17-отверствия; 18, 19, 20, 21– вертикальные стенки; 22-плашки; 23,24,25 – крышки; 26,27 - нерегулируемый упор; 28-упор.

Рисунок 3 – продольный разрез устройства крепления гидроцилиндра (разрез Б-Б на рисунок 2)

ГБОУ ВО АГНИ



9 - П-образный элемент; 18 - пружина; 22 - плашки; 24 - торец крышки; 25 - тяги; 26 - нерегулируемый упор; 29 - кулачки; 30 - ручка

Рисунок 4 – Вид Г на рисунок 3

Тяги 25 по концам оснащены нерегулируемым 26 и регулируемым 27 упорами с возможностью взаимодействия нерегулируемого упора 26, выполненного, например, в виде пластины круглой формы, с торцами плашек 22. На тяги 25 с возможностью взаимодействия с торцами крышек 23, 24 и неподвижным упором 26 насажены пружины 28.

Регулируемый упор 27 тяги 25 может быть выполнен в виде кулачка 29 (рисунок 4) с ручкой 30, соединенного с тягой 25 шарнирным соединением (на рисунке не указано).

Устройство работает следующим образом.

Перед операцией передвижения буровой установки гидроцилиндры 7 (рисунок 1, 2) соединяются с основанием 2 и устройством 9 для крепления гидроцилиндров посредством шарнирного соединения 8 и оси 10 рисунок 4).

При втягивании штока гидроцилиндров 7 боковые направляющие 13 П-образного элемента прижимают плашки 22, установленные с левой стороны, прижимают плашки 22 к боковым поверхностям рельсов 6.

После осуществления полного хода, гидроцилиндры 7 переключаются в режим возврата в исходное положение, т.е. шток гидроцилиндра 7 начинает выталкиваться. Наклоненные под острым углом к боковым поверхностям плашек 22 направляющие 13 устройства крепления 9 отходят от них. Далее П-образный элемент, соединенный с гидроцилиндром 7, начинает скользить по рельсу 6. В конце хода гидроцилиндра 7 плашки 22 с левой стороны под действием пружины 28 прижимаются к боковым поверхностям П-образного элемента 9 и рельса 6.

Далее цикл повторяется.

Таким образом, передвижение буровой установки может осуществляться при любом положении гидроцилиндра, а также не требуется выполнение сквозных горизонтальных отверстий в направляющих рельсах.

ГБОУ ВО АГНИ

Выполнение устройства крепления 9 с парой оппозитно расположенными плашками 22 позволяет равномерно и симметрично нагрузить опоры 5, направляющие рельсы 6 и само устройство 10, упростить конструкцию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент РФ №2525566, 20.08.2014. Кустовая буровая установка / Валитов М.З., Зацаринный Н.М., Терехов В.Ф. Бюл. № 23.
2. Бронзов А.С. Кустовое строительство скважин на нефтяных и газовых промыслах. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 327 с.

УДК 622.323

ГИДРОЗАЩИТА С УСИЛЕННОЙ ОПОРОЙ ДЛЯ КОМПРЕССИОННОГО НАСОСА

WATER PROTECTION WITH REINFORCED SUPPORT FOR THE COMPRESSION PUMP

Г.С. Давлиева
(G.S. Davlieva)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Эксплуатационные показатели насосной установки во многом определяются надежностью и ресурсом работы гидрозащиты Применяемые в серийных конструкциях гидрозащит упорные подшипники с баббитовым покрытием и из керамики не могут воспринимать высокую нагрузку. Предлагается освоение изготовления упорных подшипников с покрытием термопластом PEEK.

The operational performance of the pump installation is largely determined by the reliability and life of the hydraulic protection. Thrust bearings with babbit coating and ceramic, used in serial designs of hydraulic protection, cannot absorb high loads. It is proposed to master the manufacture of thrust bearings with PEEK coating.

Ключевые слова: *гидрозащита, упорный подшипник, подпятник.*
Key words*: hydroprotection, thrust bearing, thrust bearing.*

Применяемые в серийных конструкциях гидрозащит упорные подшипники с баббитовым покрытием и из керамики имеют недостаточный ресурс при значительных осевых нагрузках. Кроме того, упорный подшипник с баббитовым покрытием неработоспособен при температурах свыше +150°С ввиду низкой температуры плавления баббита, следовательно, не могут быть применены в конструкции гидрозащит высокотермостойкого исполнения [2].

ГБОУ ВО АГНИ

Поэтому в гидрозащите для компрессионного насоса был применен импортный упорный подшипник ведущего мирового производителя подшипниковых систем фирмы «WAUKESHA BEARINGS».

Упорный подшипник фирмы «WAUKESHA BEARINGS» состоит из приобретаемого по кооперации подпятника с самоустанавливающимися сегментами и стальной пяты. В отличие от серийных изделий пята изготавливается из высокопрочного сплава 95Х18, рабочая поверхность которой обрабатывается с высокой чистотой до Ra 0,05 [1]. Подпятник с самоустанавливающимися сегментами, конструктивно состоит из корпуса, сегментов, прикрепленных к корпусу винтами. Самоустанавливающиеся подвижные сегменты выполнены в виде отдельных колодок с опорными ребрами, автоматически устанавливаются в потоке смазки под наивыгоднейшим углом в соответствии с данным режимом работы. Детали подпятника выполнены из стали [4]. Стальные сегменты подпятника имеют бронзовую подложку, на которую нанесено антифрикционное полимерное покрытие на основе PEEK (полиэфирэфиркетон).

PEEK – ароматический, частично-кристаллический термопласт, обладающий высокой прочностью и жесткостью при незначительном весе. Этот материал находит широкое применение в зарубежном насосостроении. Он применяется в качестве антифрикционного материала высоконагруженных упорных подшипников, работающих в том числе и при высоких температурах (свыше 150°С), и является наиболее перспективным материалом.

Таким образом, гидрозащиты с подпятниками фирмы «WAUKESHA BEARINGS» могут применяться также в конструкции гидрозащит высокотермостойкого исполнения.

PEEK обладает высокой износостойкостью, прочностью, рабочей температурой, низкими коэффициентом трения и теплопроводностью.

Импортный подпятник с антифрикционным покрытием на основе PEEK в паре со стальной пятой образуют упорный подшипник гидрозащиты, который воспринимает осевую нагрузку от насоса компрессионной сборки.

Основным недостатком импортного упорного подшипника является его высокая стоимость, что увеличивает себестоимость изготовления гидрозащиты.

В ходе выполнения проекта закуплены 6 видов антифрикционных покрытий различных производителей, отрабатывается технология нанесения покрытия, все покрытия прошли предварительные заводские испытания в составе гидрозащиты.

Для предварительных испытаний упорных подшипников и выбора из шести типов покрытий наиболее работоспособных были изготовлены упорные подшипники с неподвижными сегментами подпятника (на основе подпятника серийной конструкции с баббитовым покрытием).

ГБОУ ВО АГНИ

Испытания упорных подшипников производились в составе гидрозащиты на автоматизированном стенде испытания гидрозащит VIG-2005SV.

С целью определения работоспособности антифрикционных покрытий при высокой температуре испытания производились без принудительной циркуляции масла в полости узла пяты. Так, в конце 2-х часовой обкатки при максимальном уровне нагружения 1500 кгс температура корпуса гидрозащиты в зоне узла пяты составляла +160 - +170°С. Следовательно, можно предположить, что температура масля в зазоре между пятой и подпятником составляет около +200°С.

В ходе ревизии гидрозащит с упорными подшипниками, прошедшими второй этап испытаний, выявлено, что износ рабочих поверхностей пяты и подпятника отсутствует, видны лишь следы приработки.

Таким образом, из шести типов антифрикционных покрытий заводские испытания выдержали только два.

Для подтверждения результатов заводских испытаний была изготовлена новая партия упорных подшипников с неподвижными сегментами с шестью типами антифрикционных покрытий (по 2 упорных подшипника с каждым из покрытий).

Испытания проводились на лабораторном стенде испытаний упорных подшипников при максимальной осевой нагрузке 1700 кгс. Для создания удельного давления на упорный подшипник, равного удельному давлению от воздействия осевой нагрузки 3500 кгс, подпятники изготовлены с уменьшенным габаритным размером по сегментам.

Сегменты упорных подшипников были покрыты антифрикционными материалами, выдержавшими предварительные испытания (заводские и в сторонней организации) [3].

Упорные подшипники с самоустанавливающимися сегментами были подвергнуты испытаниям по следующей программе:

- испытания в составе гидрозащиты на автоматизированном стенде испытаний VIG-2005SV;
- время обкатки 120 минут на максимальном уровне нагружения (при максимальной осевой нагрузке)
- максимальная осевая нагрузка – 1500 кгс;
- обкатка на холостом ходу 15 минут, нагрузка увеличивается ступенчато с шагом 300 кгс через каждые 5 минут.

Покрытия, так же, как и в случае испытаний упорных подшипников с неподвижными сегментами, выдержали испытания.

В настоящее время разработана программа промысловых испытаний упорных подшипников с покрытием PEEK собственного производства с целью оценки их работоспособности в составе электродвигателей и гидрозащит в реальных условиях скважины.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. – М: ООО ТИД Альянс, 2010. – 607 с.

2. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования. Том 1: учебно-практическое пособие / Бочарников В.Ф. – М.: Инфра-Инженерия, 2008. – 576 с.

3. Подпятник гидрозащиты с самоустанавливающимися сегментами. Сайт ООО «АЛНАС». - http://www.alnas.ru/gidroprotektor.htm, дата сведений 22.07.2005 г.

4. Патент №2339854 C2 RU, F16 C33/00, F16 C17/06, F04 D29/04. Сегмент подпятника осевого гидродинамического подшипника погружного насосного агрегата для добычи нефти / Глускин Я.А. (Россия). Заявка № 2006126551/11; заявлено 21.07.2006; опубл. 27.11.2008, Бюл. №33.

УДК 622.242

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ПОДЪЕМНОЙ СИСТЕМЫ

IMPROVING THE RELIABILITY OF THE OPERATION OF A LIFTING SYSTEM

Р.Р. Еникеев

(R.R. Enikeev)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель – к.т.н. М.З. Валитов

В настоящее время практически все буровые установки оснащены подъемной системой на базе талевого механизма. Рассмотрим усовершенствование подъемной системы, оснащенной буровой лебедкой с быстродействующим тормозом.

Currently, almost all drilling rigs are equipped with a lifting system based on the hoist mechanism. Consider the improvement of the lifting system, equipped with a drill winch with a high-speed brake.

Ключевые слова: *лебедка, тормоз, кронблок, канат.*

Key words: *winch, brake, crown block, rope.*

В работе рассмотрено улучшение, которое относится к области машиностроения, в частности к буровым установкам для эксплуатационного и разведочного бурения нефтяных и газовых скважин. Технический результат заключается в предотвращении ослабления подвижной ветви талевого каната в барабане и нарушения навивки каната на барабане при аварийном торможении лебедки. [1]

ГБОУ ВО АГНИ

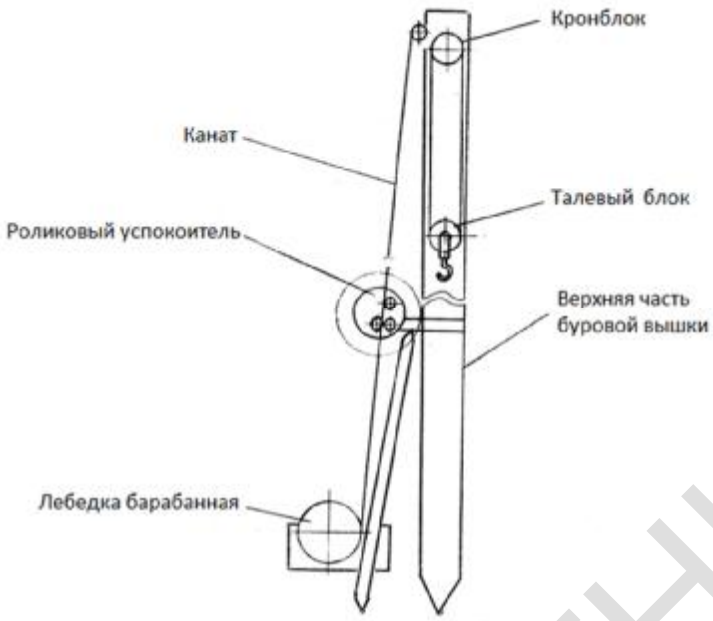


Рисунок 1 – Схема талевой системы буровой установки

Подъемный комплекс буровой установки включает лебедку с рабочим и аварийным тормозами, канат, перекинутый через кронблок и талевый блок, роликовый успокоитель каната, содержащий неподвижную скалку, ролики с осями, между которыми с зазором пропущен канат, имеющие возможность ограниченного упорами перемещения вдоль скалки. [2]

Успокоитель каната снабжен дополнительным верхним роликом с расположением центров осей роликов в плане на вершинах прямоугольного треугольника между двумя параллельно расположенными щеками с гарантированным зазором. Оси роликов в плане, расположенных на вершинах острых углов, жестко связаны с щеками, а третий ролик насажен на скалку, ось которой в плане расположена на вершине прямого угла. Центр масс успокоителя находится в верхней его части в противоположной стороне от скалки относительно каната.

Лебедка приводится в движение электродвигателем, соединенным через редуктор. В качестве основного тормоза лебедки дисковый гидравлический тормоз.

Подъемная система с роликовым успокоителем работает следующим образом.

Талевый блок находится в среднем положении. Успокоитель каната под действием неуравновешенного вращающего момента относительно скалки от силы тяжести, приложенной к центру масс, стремится поворачиваться против часовой стрелки вокруг скалки. При этом канат касается роликов. Плечо выбирается из условия потери равновесия успокоителя при отсутствии натяжения каната.

При включении лебедки на наматывание каната на барабан талевый блок начинает подниматься вверх. Ролики вращаются вокруг осей.

ГБОУ ВО АГНИ

При аварийном торможении лебедки дисковым гидравлическим тормозом при подъеме талевого блока, двигающегося, например, с максимальной скоростью (до 2 м/с), возможен дополнительный подъем талевого блока уже после остановки барабана лебедки. Это происходит за счет накопленной кинетической энергии талевого блока, каната и шкивов талевого блока и кронблока. При этом талевый канат, находящийся выше талевого блока, включая ходовую ветвь, заключенную между лебедкой и кронблоком, также ослабляется. [3]

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент РФ №2668101 C1, 10.08.2017. Подъемная система буровой установки / Валитов М.З., Нургалиев Р.З., Бикбулатова Г.И.
2. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы. – М.: Недра, 1988. – 501 с.
3. Ефимченко С.И., Прыгаев А.К. Расчет и конструирование машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. Часть 1. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 736с.

УДК 620.193.4

КОРРОЗИЯ УСТАНОВОК ДОЗИРОВАНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

CORROSION OF SCALE INHIBITOR DOSING PLANTS

Д.М. Ильясов, Э.У. Лощакова
(Danil. M. Ilyasov, Elmira U. Loshchakova)
Лениногорский филиал Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева - КАИ
(Kazan National Research Technical University named after A.N. Tupolev - KAI, Leninogorsk branch)

В статье рассмотрены факторы, влияющие на коррозию установок подачи ингибитора: технологические и конструктивные особенности, распределение газовоздушной среды, физико-химические составы ингибиторов, условия эксплуатации установок.

The article discusses the factors affecting the corrosion of inhibitor feed plants: technological and design features, distribution of the gas-air medium, physicochemical compositions of inhibitors, and operation conditions of the plants.

Ключевые слова: *коррозия, солеотложение, ингибитор, разрушение.*

Key words: *corrosion, scaling, inhibitor, destruction.*

ГБОУ ВО АГНИ

В ходе эксплуатации месторождений нефти возникает ряд факторов, затрудняющих работу оборудования: отложение солей, парафина и смол. В этой связи реализуется определенная методология борьбы с солеотложением – применение специальных реагентов (ингибиторов солеотложения). Применение технологии постоянного дозирования ингибитора осложняется коррозионной агрессивностью последнего. Выявляются коррозионные разрушения, преимущественно сварных швов, через 6-7 месяцев от начала эксплуатации.

Постоянное дозирование ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины осуществляется наземными установками подачи химреагента типа УДПХ, УДЭ. Технологическая емкость подачи химреагента изготавливается из низкоуглеродистой стали, в основном марки 20, толщиной листа 4 мм с применением электродуговых видов сварки плавящимся электродом (УОНИ13/55).

Коррозия металла – самопроизвольный процесс, сопровождающийся уменьшением энергии Гиббса системы. Термодинамическая нестабильность системы металл-среда является причиной широкой распространенности коррозии металла во всех отраслях техники.

По степени воздействия поступающего в резервуар ингибитора её внутреннее пространство можно разделить на две зоны: верхнюю – газовоздушную, состоящую из газообразных паров ингибитора, кислорода, диоксида углерода; нижнюю, где стенки емкости находятся в контакте с ингибитором. Менее всего страдает от коррозии зона резервуара, постоянно или длительно смачиваемая ингибитором. Наиболее агрессивной средой в емкостях дозирования ингибитора является газовоздушная среда. В ней собираются коррозионно-активные вещества: кислород воздуха, диоксид углерода и пары самого ингибитора. [1]

Скорость коррозии внутри емкости и распределение разрушения по высоте связано с действием разнообразных факторов (внутренних и внешних). Внутренние факторы (коррозионная устойчивость металла, его структура и состав) нельзя считать определяющими долговечность и надежность резервуаров, поскольку для их изготовления применяют недорогие низкоуглеродистые стали. К факторам внешнего воздействия, которые определяют влияние на коррозию, относятся: температура сред (газовой и жидкой), а также внешняя температура воздуха, окружающего емкость, степень насыщенности газовоздушной среды влагой и парами ингибитора, характер и условия конденсации жидкости на стенках резервуара из газовой среды, время контакта внутренних стенок резервуара с агрессивной средой, состав и механические примеси в ингибиторе, состав и свойства продуктов коррозии, состояние поверхности металла и сварных швов, конструктивная форма емкости в целом и отдельных её элементов. [1]

ГБОУ ВО АГНИ

Температура – один из определяющих факторов в развитии коррозии. Фактическое распределение температуры стенок резервуара по его высоте зависит от суммарного влияния окружающей атмосферы и уровня (количества) поступающей сюда жидкости. Достаточно высокая разность между температурами стенок резервуара и газовой среды, контактирующей с ними (при насыщении её парами воды и ингибитора), является движущей силой процесса непрерывного образования конденсата на внутренних стенках емкости.

В протекании процессов развития коррозии внутренней поверхности емкости значительную роль играют состояния металлических конструкций и стенок резервуара, а именно, наличие таких дефектов, как царапины, окалины, потертости, вмятины, мелкие дефекты сварного шва и другие. Также необходимо учитывать, что резервуар в ходе эксплуатации (заполнение, опорожнение) испытывает довольно значительные механические нагрузки. Скорость разрушения от коррозии внутри емкости зависит не только от технологических факторов эксплуатации, но и от конструктивных особенностей отдельных узлов. Это приводит к резко выраженной неравномерности распределения коррозионного разрушения в элементах конструкции (частности сварных швах) и соответственно, это приводит к их довольно быстрому выходу из строя. Узкие зазоры, щели, труднодоступные участки, застойные места, плохо осушающиеся от агрессивной среды участки, периодами смачивающиеся зоны являются условиями, которые вызывают локальную коррозию в элементах конструкции. [3]

Внутри резервуаров постоянно меняется состав газовоздушной среды: идет интенсивный процесс обмена паров и газов между закачиваемой жидкостью и окружающей средой (атмосферой).

Известно, что скорость коррозионного процесса в тонких слоях электролита в десятки раз превосходит скорость коррозии металла в объеме электролита. В тонких слоях жидкости основные деполяризаторы коррозии перемещаются к корродирующей поверхности несравненно быстрее, чем в объеме среды. Поэтому в тонких слоях диффузия не лимитирует коррозионный процесс и металл разрушается с повышенной скорость. [2]

В настоящее время промышленностью производятся ингибиторы солеотложения с различной величиной pH товарных форм, а, следовательно, и различной коррозионной агрессивностью. [1]

Если отследить экспериментальные данные по коррозионной агрессивности некоторых ингибиторов солеотложения, то видна тенденция роста коррозионной агрессивности ингибиторов солеотложения с понижением величины показателя pH раствора:

· Акватек 511М: pH товарной формы – 8,3, балл коррозионной активности – 4, степень агрессивного воздействия – слабоагрессивная, скорость коррозии – 0,03 мм/год;

ГБОУ ВО АГНИ

· Сонсол 2001А: pH товарной формы – 8,1, балл коррозионной активности – 6, степень агрессивного воздействия – среднеагрессивная, скорость коррозии – 0,15мм/год;
· Antisel FC 85: pH товарной формы – 7,3, балл коррозионной активности – 6, степень агрессивного воздействия – среднеагрессивная, скорость коррозии – 0,11мм/год;
· Азол 3010: pH товарной формы – 6,11, балл коррозионной активности – 6, степень агрессивного воздействия – среднеагрессивная, скорость коррозии – 0,45мм/год.

В этой связи применение реагентов с низким pH среды увеличивает риск коррозионных разрушений оборудования. При правильном выборе ингибитора и соответствующей технологии его применения может быть обеспечено технологически полное предупреждение отложения неорганических солей на всём пути движения продукции скважин и обеспечена рациональная эксплуатация оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кудряшов С.И. Менеджмент солеотложения на месторождениях «НК «Роснефть» [*Электронный ресурс*] *// Нефтегазовое дело. – 2007. - Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Kudryashov/Kudryashov_1.pdf.*

2. Сударев Ю.И. Теплоизоляционные материалы на основе полисиликатов и алюмосиликатов с использованием базальтовых волокон / Сударев Ю.И., Лощакова Э.У., Мамаков В.Ю. и др. // Инновационные машиностроительные технологии, оборудование и материалы - 2016 (МНТК «ИМТОМ-2016»): сборник материалов Международной научно-практической конференции. - 2016. - С.168-171.

3. Сударев Ю.И. Нетрадиционный метод определения коррозионной стойкости сталей / Сударев Ю.И., Лощакова Э.У., Сайфутдинов А.А. // Новые технологии, материалы и оборудование Российской авиакосмической отрасли: сборник докладов Всероссийской научно-практической конференции с международным участием в 2-х томах. - 2016. - С.827-833.

ГБОУВО АГПИ

УДК 629.113:622.276

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ АВТОМОБИЛЯ «МУСТАНГ» И ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИМЕЮЩИХСЯ НАРАБОТОК В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

THE HISTORY OF THE CAR «MUSTANG»

Д.А. Колесников, П.К. Алтынбаев, Р.М. Садртдинов, З.Г. Шувалова
(DA Kolesnicov, PK Altinbayev, R.M. Sadrtdinov, Z.G. SHuvalova)
Альметьевский политехнический техникум
(Almetyevsk Polytechnic College)

В статье рассматривается история развития автомобиля «Мустанг» как одного из лучших во всём мире. Авторы исследуют проблему возможного использования имеющихся наработок в нефтяной и газовой промышленности.

The article tells about the history of the creation of the car Mustang and traced the ways to improve it (change) The authors are looking for ways to apply the existing knowledge in the creation of domestic cars.

Ключевые слова: *история развития автомобиля, проблема возможного использования, отечественный автопром.*

Key words*: The history, Mustang looking, the creation, of domestic cars.*

Объектом нашего исследования является история создания и эксплуатации автомобиля «Ford Mustang». Она началась утром 9 марта 1964 года. Именно тогда вышло в свет первое поколение одного из наиболее популярных спортивных автомобилей современности.

Целью является показ лучших сторон этой марки, поэтапное изучение его модификаций.

Задача-привлечь внимание будущих создателей автомобилей к созданию в будущем суперсовременных, качественных автомобилей, отвечающих всем нормам мировых стандартов для использования их в нефтяной и газовой промышленности, адаптации автомобиля для инвалидов.

Практическая значимость работы-использование на уроках спецдисциплин, профориентационная работа в школе.

Mustang Shelby GT-350 – самый лучший автомобиль в мире. Вначале разработали социальный адрес машины и ее имидж. По имеющейся информации, покупатель хотел видеть дальнейшее развитие идеи Thunderbird, но в более демократичном секторе. За точку отсчета взяли спортивную модификацию «Monya» экономичного «Шевроле-Корвейр». Композицию основного объема кузова решили заимствовать от Lincoln Mark II, который имел чрезвычайно динамичный силуэт благодаря очень длинному капоту и укороченному багажнику. И вот настал-таки тот долгожданный день, 9 марта 1964 года, когда с

ГБОУ ВО АГНИ

детройтского конвейера сошел первый «Ford Mustang». Модель получилась скоростной, по размерам заметно меньше других спортивных автомобилей, размещала в себе четырех человек и, что самое важное, имела модификацию с откидывающимся верхом.

CARROLL SHELBY GT 500

Эта модель появилась в 1967 году. Она включала небольшие изменения в корпусе и его увеличение на несколько сантиметров. Общая гамма таких модификаций включала новый двигатель: раньше он был на 3,3 литра, обладая силовыми показателями в 115 л. с. Теперь же его заменили на формат V8, в котором было 7 литров и выходная мощность в 355 л. с. Собственно, увеличение размеров автомобиля и позволило изменить формат.

Среди нововведений отмечают FMX — трансмиссия гидромеханического типа, которая обеспечивала управление как в автоматическом, так и ручном формате. Уже в 1967 году произошли изменения — производство Mustang перешло под управление Ford Motor, а оригинальная линейка получила приставку Shelby. Это же изменило сам формат производства, закрыв отдел по выпуску спортивных автомобилей.

В 1970 модельном году Ford занял выжидательную позицию, и оставил модель Mustang практически нетронутой, изменив только передок и внеся ещё несколько незначительных обновлений. Это был последний год для модификаций Shelby Cobra, которые остались практически не тронутыми с прошлого года, в отличие от базового Mustang.

В 1971 году всем «масл-карам» пришлось туго, и Mustang не остался в стороне. Автомобиль опять вырос и потяжелел почти на 100 фунтов (~50 кг), потерял неповторимость и гармоничность, за которые ценители так любят «оригинальные» классические экземпляры 1964-66 годов.

В 2003 году состоялась годовщина 10-летия выхода известной линейки автомобилей SVT. Для этого события компания Ford представила новую модификацию для Mustang. В нынешнем варианте покупателям был доступен автомобиль в двух вариантах: кабриолет и купе. Таких машин было выпущено ровно 2003, что соответствовало году. Мощность автомобиля Mustang обеспечивал нагнетатель на 390 л. с., а также двигатель клапанного типа от Triton. Всё это дополняла независимая подвеска и возможность заказа модификации с трансмиссией на 5 ступеней. Ford помогал своими производственными мощностями, для конкуренции с Corvette. В 2007 году, вслед за представленным пятым поколением Ford Mustang, имя Shelby было возвращено для новых высокопроизводительных версий Mustang. В 2011 году мощность двигателя увеличилась ещё на 10 л. с., при этом удивительным образом снизив расход топлива. В 2011 году они просто шокировали публику: на Ford Mustang Shelby GT 500 установили

ГБОУ ВО АГМУ

турбированный двигатель объёмом 5,8 литра и мощностью 662 л. с. Расход топлива ни грамма не увеличился: 9,8 л/100 км по трассе и 15,7 литра - в городе. И, вы думаете, это все? Отнюдь, нет. В 2012 был анонсирован выпуск модели GT 500 Super Snake с двигателем 862 л. с. В том же году был продемонстрирован Shelby 1000 с мотором мощностью в 1100 л. с. на автосалоне в Нью-Йорке. В США такие суперкары стоят в пределах 60000$, а в Россию поставки пока не производятся. Как бы то ни было, для нас их цена будет значительно выше, чем для американцев.

Почему мы выбрали Форд Мустанг?

Конкретно в наших краях это экзотика - машины редкие, с большой историей. А главное его уникальный дизайн. А суть в том, что на американском рынке цена на новый Мустанг, как в общем-то и Камаро. немногим больше 20 тыс. долларов. Альтернатив в плане мощности и дизайна за эти деньги не существует нигде в мире. Мы считаем, что первыми интенсивно внедрять эти автомобили и адаптировать некоторые из них для инвалидов по соответствующим социальным программам смогут в нашей стране позволить себе только нефтяники.

ЛИТЕРАТУРА

1. https://fishki.net/auto/2184074-vechnaja-klassika-mustang-shelbi-gt500-1967-goda.html.
2. http://carsaround.ru/pervyj-mustang-istoriya-sozdaniya-legendarnogo-avto.html.
3. http://carextra.ru/istoriya/ford-mustang.html.
4. https://xenomorph.ru/2551-istorija-sozdanija-legendy-ford-mustang.html.
5. https://www.drive2.ru/b/1391103/.

УДК 621.65

СНИЖЕНИЕ НАГРУЗКИ НА КОЛОННУ ШТАНГ ШТАНГОВОЙ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

REDUCED LOAD ON THE ROD STRING OF THE SUCKER ROD PUMPING UNIT

О.К. Красильников
(Oleg K. Krasil’nikov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Рассмотрен вопрос снижения знакопеременной нагрузки на колонну штанг штанговой скважинной насосной установки благодаря использованию дифференциального скважинного насоса

The issue of reducing the alternating load on the rod string of the sucker rod pumping unit due to the use of a differential well pump is considered

ПРОУВОАТНИ

Ключевые слова: *дифференциальный насос, добыча высоковязкой жидкости, знакопеременные нагрузки, снижение электропотребления.*

Key words*: differential pump, production of highly viscous liquids, alternating loads, reduced power consumption.*

Примерно две трети фонда скважин эксплуатируются штанговыми скважинными насосными установками прямого действия. То есть добыча углеводородов осуществляется за счёт возвратно-поступательного движения колонны штанг, жёстко соединенной с плунжером скважинного насоса. При ходе плунжера вверх в рабочей камере цилиндра освобождается объем и давление снижается ($P<P_B$), открывается всасывающий клапан. По мере движения плунжера цилиндр заполняется жидкостью - процесс всасывания.

Когда плунжер дойдет до конца хода и остановится, чтобы изменить направление движения справа налево ($P=P_B$), всасывающий клапан закрывается. Как только плунжер начинает двигаться вниз, давление в цилиндре возрастает ($P>P_B$) и открывается нагнетательный клапан. Поскольку процессы всасывания и нагнетания не могут происходить одновременно, создаются знакопеременные (ассиметричные) нагрузки. И этим циклическим воздействиям подвергаются все элементы установки – от двигателя до приемного клапана глубинного насоса. Претерпевая ассиметричные нагрузки, усталостное напряжение в колонне штанг будет увеличиваться, что может привести к обрыву штанг и снижению коэффициента наполнения.

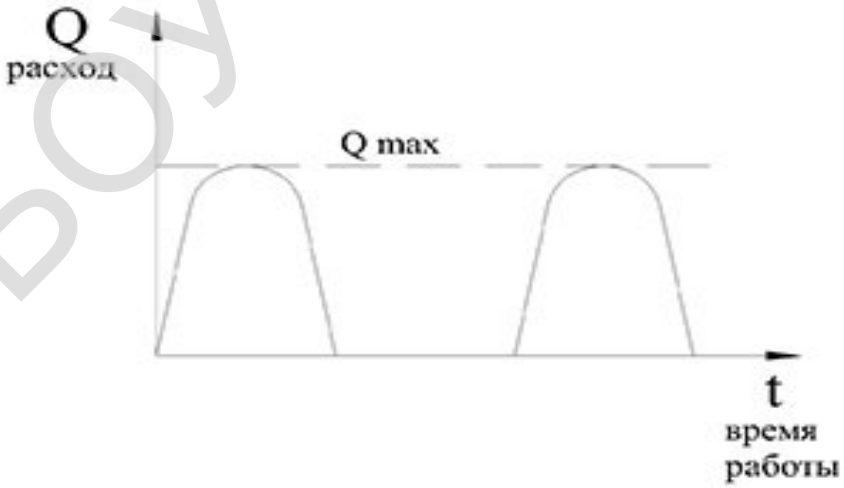


Рисунок 1 – Зависимость подачи плунжерного насоса от времени работы

Но что если удалось бы снизить нагрузки на штанги, сделать их более лояльными, создать более благоприятные условия работы для оборудования? Теоретически решение данной проблемы возможно при эксплуатации скважин ШСНУ с дифференциальным насосом. При

ГБОУ ВО АГНИ

применении насоса дифференциального действия за счет того, что всасывание и нагнетание протекают параллельно, создаются более благоприятные условия работы, т.к. нет той цикличности нагрузок, как в первом случае (с одноплунжерным плунжерным насосом одностороннего действия). И раз нагрузки на ШСНУ в-целом будут более лояльны, то вероятность получения каких-либо повреждений оборудования становится меньше.

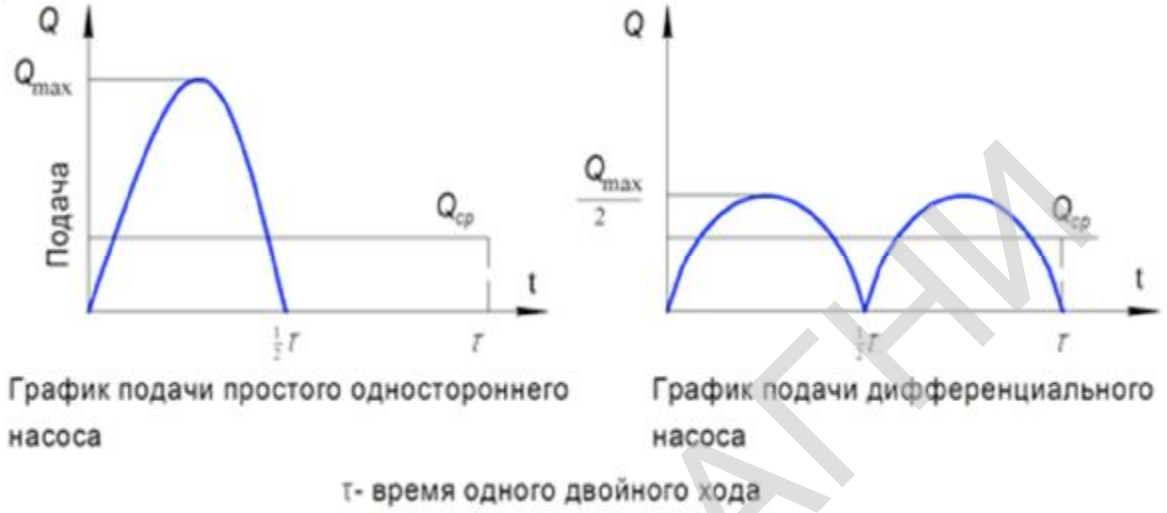


Рисунок 2 – Графики зависимости подачи простого и дифференциального насосов соответственно

Теперь рассмотрим принцип действия такого скважинного насоса. При ходе колонны штанг с плунжерной сборкой вверх всасывающий дисковый клапан 4 закрывается под действием избыточного давления в полости цилиндра большого диаметра 3, а клапан шариковый нагнетательный 2 открывается, порция скважинной жидкости при этом выдавливается в полость насосных труб 1, добываемая жидкость и колонна штанг движутся синхронно к устью скважины.

При ходе колонны штанг и плунжерной сборки вниз, столб жидкости в колонне насосных труб удерживается нагнетательным шариковым клапаном 2, клапан нагнетательный дисковый 4 открывается, под воздействием забойного давления так, как давление столба жидкости воспринимается нагнетательным шариковым клапаном 2. При этом давление столба жидкости, при закрытом нагнетательным шариковым клапане 2, суммируется с весом колонны штанг, что в итоге обеспечивает стабильную работу насоса в целом, исключая при этом эффект «зависания» штанговой колонны, кроме того снижается гидродинамическое трение, а также это приводит к увеличению минимальной нагрузки на колонну и как следствие- снижение амплитудных значений напряжений в штангах, уменьшение потребления электроэнергии.

ГБОУ ВО АГНИ

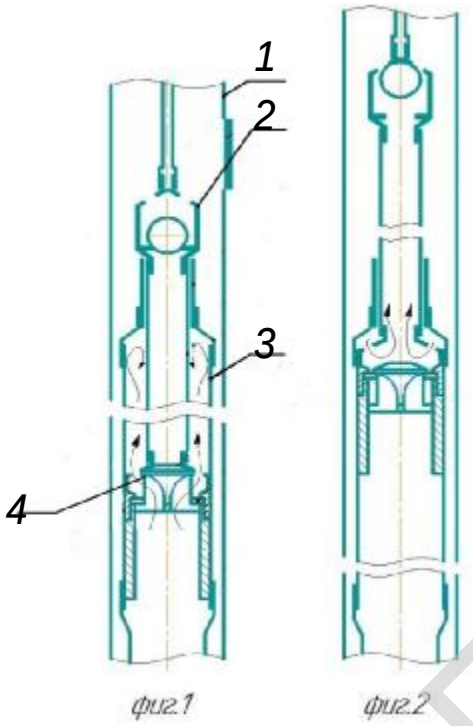


Рисунок 3 - фиг. 1 - Схема продольного разреза насоса (ход вниз); фиг. 2 - Схема продольного разреза насоса (ход вверх - нагнетание)

Из этого следует, что данный тип насоса отлично подходит для эксплуатации скважин с высоковязкой нефтью. Кроме того, использование в конструкции насоса стандартного нагнетательного шарикового клапана увеличенного типоразмера, размещённого вне полости цилиндров, существенно снижает гидравлическое сопротивление в проходных каналах насоса в целом.

Технико-экономические показатели предлагаемого решения заключаются в повышении эксплуатационной надёжности, упрощение конструкции и экономичности в работе, за счёт снижения гидродинамических потерь (синхронное движение жидкости и колонны штанг) и гидравлических сопротивлений.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что использование дифференциального насоса в добыче углеводородов:

· Снизит амплитудные нагрузки на колонну штанг;

· Снизит потребление электроэнергии;

· Повысит стабильность работы оборудования, исключая эффект «зависания» штанговой колонны;

· Существенно снижает гидравлическое сопротивление в проходных каналах насоса.

А также такой СШН подходит для добычи высоковязкой жидкости.

Данный проект выполняется в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.610.21.0019 от 23.10.17 по теме «Создание комплекса

ГБОУ ВО АГНИ

технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть», уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019.

ЛИТЕРАТУРА

1. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. - М.: Издательский дом Альянс, 2014. - 586 с.

2. Ефимченко С.И., Прыгаев А.К. Расчёт и конструирование машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. Часть I: учебник для вузов. - М.: ФГУП «Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 736 с.

3. Бикбулатова Г.И., Думлер Е.Б. Эксплуатация штанговых насосных установок: учебное пособие. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2008. - 116 с.

4. Уразаков К.Р. Выбор конструкции утяжеленного низа колонны насосных штанг при добыче высоковязкой нефти / Уразаков К.Р., Нургалиев Р.З., Латыпов Б.М., Бикбулатова Г.И., Болтнева Ю.А. // Нефтяное хозяйство. - 2018. - Выпуск 1140.

УДК 622.276.7

МОДЕРНИЗАЦИЯ АГРЕГАТА ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН ПРИМИНЕНИЕМ ПЛАШЕЧНОГО ПРЕВЕНТОРА ППШ-89-40 ДЛЯ РАСХАЖИВАНИЯ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

MODERNIZATION OF UNITS FOR UNDERGROUND WELL REPAIR USING A DIE PREVENTOR PDR-89-40 FOR DEEP-WELL PUMPING EQUIPMENT

О.К. Красильников

(Oleg K. Krasil’nikov)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель - к.т.н., доцент Р.М. Фатхутдинова

Рассмотрен вопрос снижения рисков и значительного снижения финансовых и временных затрат на текущий ремонт скважин за счет применения плашечного превентора при подземном ремонте скважин.

The issue of reducing the alternating load on the rod string of the sucker rod pumping unit due to the use of a differential well pump is considered.

Ключевые слова: *плашечный превентор, оптимизация затрат, повышение эффективности промывки, повышение безопасности ремонта.*

Key words: *spot preventor, cost optimization, increased washing efficiency, increased repair safety.*

ГБОУВО АГНИ

В целях оптимизации затрат на подземный ремонт скважин (ПРС) и снижения потерь нефти, цех добычи нефти и газа (ЦДНГ) нередко проводит реанимацию скважины на подъемник. При положительном результате скважина запускается в эксплуатацию в кратчайшие сроки без потерь нефти.

Однако это не исключает возможность разлива скважинной продукции на поверхности, что приводит к губительным последствиям для окружающей среды, а также к колоссальным транспортным затратам (УДС, ППУ, автоцистерны, бульдозер) на ликвидацию разлива. Следует отметить, что всегда существует риск возникновения пожара или взрыва. Во избежание потерь добываемой жидкости и возгорания используются устьевой превентор или герметизатор. [1]

В данной работе предлагается установить взамен СУСГ плашечный превентор для герметизации устья при проведении ПРС.

В закрытом положении плашки должны обеспечивать прохождение штока через превентор. Резьба тройника устьевой арматуры на СУСГ 89мм, поэтому и ниппель превентора изготавливается под резьбу 89мм по ГОСТ 633-80. Проходное сечение превентора не менее 40 мм, т.к. стандартные полированные штоки поставляются диаметром 32 мм, для полых штоков диаметр 38 мм.

Конструкция оборудования не требует огромных капитальных затрат на обслуживание и ремонт узлов. Предлагаемый плашечный превентор полированного штока (рисунок 1) содержит корпус 1 с муфтой 2 вверху и ниппелем 3 внизу, над которым выполнена наружная резьба 4, а внутри выполнены вертикальное проходное отверстие 5 для спуска скважинного оборудования 6 и перпендикулярно пересекающаяся с ним цилиндрическая горизонтальная полость 7. Снаружи к корпусу 1 герметично присоединены противоположно друг другу крышки 8, в которых выполнены отверстия 9. В горизонтальной полости 7 корпуса 1 и отверстиях 9 крышек 8 герметично установлен с возможностью поворота на 90° запорный элемент 10, на котором в средней части выполнена сферическая поверхность 11, взаимодействующая с уплотнителем 12, выполненным в виде втулки из эластичного материала, установленной в расточке 13 корпуса 1, выполненной в вертикальном проходном отверстии 5 над цилиндрической горизонтальной полостью 7.

Герметичность контакта уплотнителя 12 со сферической поверхностью 11 и расточкой 13 осуществляется за счет поджима уплотнителя 12 к торцу 14, выполненному в расточке 13, запорным элементом 10 путем его перемещения вместе с крышками 8 при вращении гайки 15 по цилиндрической резьбе 4. Возможность вертикального перемещения крышек 8 относительно корпуса 1 обеспечивается пазами 16, выполненными в крышках 8 и взаимодействующими с крепежными элементами 17.

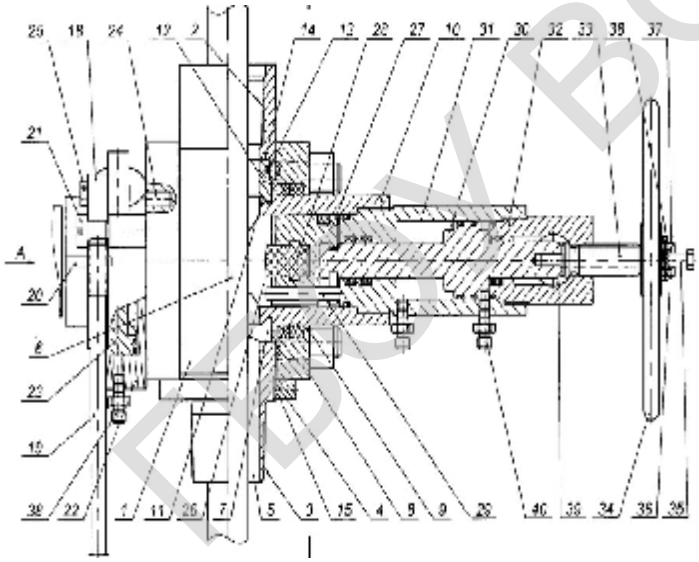
На запорном элементе 10 установлен механизм ручного поворота,

ГБОУ ВО АГТУ

состоящий из поводка 18, рукоятки 19, шпонки 20 и ограничителя поворота 21, а также гидропривод для гидравлического поворота ствола, включающий гидроцилиндр 22, шток-поршень 23, ось гидроцилиндра 24 и ось штока 25. Гидроцилиндр 22 крепится к крышке 8 с возможностью вращения на оси гидроцилиндра 24.

В расточке 26 запорного элемента 10 с возможностью поступательного перемещения установлены плашки 27, имеющие уплотнитель 28 и зафиксированные от поворота фиксатором 29. Плашки 27 присоединены к гидроприводу перемещения, включающему в себя шток-поршень 30, гидроцилиндр 31 и крышку 32, в которой размещен механизм ручного управления плашками 27, состоящий из винта 33, штурвала 34, болта связи 35, подшипника 36, чашки 37 и стопора 38. В крышке 32 выполнено окно 39 контроля положения плашки 27. Гидроцилиндры 22 и 31 снабжены штуцерами 40 для подсоединения гидростанции.

Срок эксплуатации данного штангового превентора составляет пять лет с момента принятия его в эксплуатацию, к тому же, возможно однократное продление срока его службы до трех лет при соблюдении всех технических допусков.



1 – корпус; 2 – муфта; 3 – ниппель; 4 – наружная резьба; 5 –вертикальное проходное отверстие; 6 – скважинное оборудование (полированный шток); 7 – цилиндрическая горизонтальная плоскость; 8 – крышка; 9 – отверстие; 10 – запорный элемент; 11 – сферическая поверхность; 12 – уплотнитель; 13 – расточка; 14 – торец; 15 – гайка; 16 – паз; 17 – крепежный элемент; 18 – паводок; 19 – рукоятка; 20 – шпонка; 21 – ограничитель; 22 – гидроцилиндр; 23 – шток-поршень; 24 – ось гидроцилиндра; 25 – ось штока; 26 – расточка; 27 – плашка; 28 – уплотнитель; 29 – фиксатор; 30 - шток-поршень; 31 – гидроцилиндр; 32 – крышка; 33 – винт; 34 – штурвал; 35 – болт связи; 36 –подшипник; 37 – чашка; 38 – стопор; 39 – окно; 40 – штуцер

Рисунок 1 – Продольный разрез превентора в открытом положении

На сегодняшний день в бригадах ПРС для реанимации скважин не существует альтернативы превентора полированного штока ППШ-89-40 и поэтому предлагается внедрению во всех бригадах.

ГБОУ ВО АГНИ

Исходя из всего вышесказанного, можно сделать вывод, что использование превентора для полированного штока:

· значительно снизит затрат на текущий ремонт скважин за счет повышения эффективности промывки;

· повысит безопасность проведения текущего ремонта;

· увеличит надежность и КПД штанговой скважинной насосной установки;

· упростит обслуживание и реанимацию скважины;

· повысит безопасность расхаживания штангового насоса без риска разлива нефтепродуктов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Чичеров Л.Г., Молчанов Г.В., Рабинович А.М. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования. – М.: Недра, 1987. – 422 с.

УДК 629.114

ПРОМЫШЛЕННЫЙ РОБОТ УРАЛ 2М ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

INDUSTRIAL ROBOT URAL 2M FOR CONDITION MONITORING OF PIPELINES

Б.Х. Мамедов, Л.З. Зайнагалина

(Bairam H. Mamedov, Liaisan Z. Zainagalina)

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)

Разработан промышленный робот Урал 2М для диагностики трубопроводов. В статье приведены особенности конструкции и основные преимущества разработанных промышленных роботов с двигателем внутреннего сгорания и электродвигателем.

The industrial robot Ural 2M for diagnostics of pipelines is developed. The article presents the design features and main advantages of the developed industrial robots with internal combustion engine and electric motor.

Ключевые слова: *диагностика трубопроводов, нефтяные резервуары, газоанализатор, датчики температуры.*

Key words: *diagnostics of pipelines, oil tanks, gas analyzer, temperature sensor.*

В настоящее время для обеспечения надежности нефтегазовых объектов активно применяется автоматизация технологических процессов. Мониторинг состояния трубопроводов и обследование нефтяных резервуаров на наличие сероводорода без

ГБОУ ВО АГНИ

непосредственного участия человека позволит повысить безопасность данных операций и снизить затраты на их осуществление.

Разработан многофункциональный промышленный робот Урал 2М (рисунок 1) на гусеничной платформе для сбора информации на удаленных объектах нефтегазовой отрасли в сложных географических условиях, диагностики при помощи датчиков различного назначения на наличие внешних дефектов трубопровода нефти и газа, обследование резервуаров, эксплуатирование модели для проведения работ в местах опасных для жизни человека.

Разработанная мобильная платформа проста в своем исполнении, не имеет сложных механических и электрических узлов. Небольшая масса и габариты обеспечивают простоту транспортировки робота. Модель обладает высоким потенциалом эксплуатации в нефтегазовой промышленности, так как обеспечивает возможность установки любого оборудования и датчиков. Детали гусениц выполнены из алюминиевых п-образных профилей, что позволяет обеспечить наименьшую массу и наиболее высокое сцепление с поверхностью. За счет большого клиренса подвески обеспечивается высокая проходимость и возможность преодоления сложных по географическим параметрам районов, например, эксплуатации в заболоченных местностях.

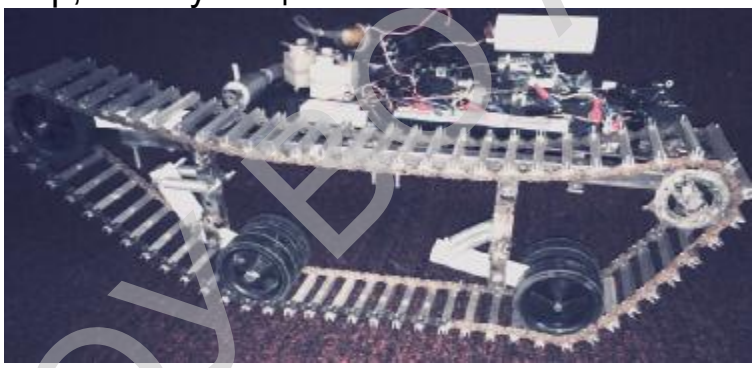


Рисунок 1 – Опытный образец Урал 2М

Таблица 1 – Основные технические характеристики промышленного робота Урал 2М

Масса модели «Урал 2М»	10,5 кг
Тип двигателя	Калильный
Класс двигателя	15 класс
Объем двигателя	2,5 см³
Рабочее топливо	Нитрометан
Габариты модели (длина, ширина, высота)	85 * 55 *45 см
Клиренс подвески	18 см
Максимальная скорость на 1 передаче	6 км/ч
Максимальная скорость на 2 передаче	12 км/ч

Урал 2М имеет полную гидроизоляцию и оснащен воздушной подушкой, что позволяет управлять роботом на участках с отсутствием контакта с твердой поверхностью. Оснащение модели генератором

ГБОУВО АГПИ

обеспечивает наибольшее время работы. Модель оснащена внешними световыми приборами, которые позволяют эксплуатировать ее в темное время суток или в условиях ограниченной видимости.

Модель имеет 6 канальный дистанционный пульт управления FS-CT6B с системой автоматического запуска. В зависимости от производственных задач промышленный роботы Урал 2М может быть оснащен газоанализатором, датчиками температуры, влажности, камерой GoPro и системой First Person View (FPV).

Также разработан промышленный робот Урал с электродвигателем и модернизированной ходовой частью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хабибуллин М.Я., Арсланов И.Г. Расчет нефтепромыслового оборудования. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. - 98 с.

2. Ковалев Н.О. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом вибродиагностики [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.Ф. Булгаков, Л.З. Зайнагалина // Научное обозрение. – 2015. – № 11. – С. 91-95.

3. Хабибуллин М.Я. Варианты импульсного нестационарного заводнения в блоковых системах разработки [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Л.З. Зайнагалина, В.А. Петров // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2017. - № 5. - С. 99-103.

УДК 621.7

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СКВАЖИННОГО УСТЬЕВОГО ДОЗАТОРА РЕАГЕНТА ВВОДНОГО И УСТАНОВКИ ДОЗИРОВАНИЯ ХИМРЕАГЕНТА С ДАЛЬНЕЙШИМ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕМ СИСТЕМЫ ВВОДА ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА

COMPARATIVE ANALYSIS OF DOWNHOLE WELLHEAD REAGENT DISPENSER AND CHEMICAL DOSING UNIT WITH FURTHER IMPROVEMENT OF THE CHEMICAL REAGENT INPUT SYSTEM

В.А. Молчанова, В.В. Хасанов

(Veronica A. Molchanova. Vil V. Hasanov)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

(Ufa State Petroleum Technological University)

Из результатов исследования режимов работы установок дозирования химических реагентов выявлены потенциальные участки для модернизирования. Проведенные исследования позволили выявить наилучшую компоновку шаровых кранов для установки дозирования.

ГБОУ ВО АГНИ

Результаты научного исследования будут полезны в рамках улучшения производительности нефтегазодобывающих промыслов.

From the results of the study of operating modes of chemical dosing units identified potential areas for modernization. The conducted researches allowed to reveal the best arrangement of ball valves for installation of dosing. The results of the research will be useful in improving the productivity of oil and gas fields.

Ключевые слова: *дозатор, химический реагент, установка дозирования, ингибиторы, куст нефтяных скважин.*

Keywords: *dispenser, chemical reagent, dosing unit, inhibitors, bush oil wells.*

Важнейшим направлением в сфере нефтегазовой отрасли является сохранение исправного состояния трубопроводов и трубопроводной арматуры, занятых на транспортировке и добыче нефти и газа. Для предотвращения различных факторов, оказывающих негативное влияние на прочность и долговечность трубопроводов, на всех участках используются химические реагенты. Область их действий довольно широка - они могут использоваться как для предотвращения коррозии, так и для предотвращения отложения каких-либо веществ на стенках труб (к примеру, парафинов или солей).

Для введения данных химических реагентов необходимы химические дозаторы, в задачи которых входит обеспечение порционного дозированного ввода химреагентов в трубы и скважины.

Целью данной работы является изучение двух различных моделей дозаторов химреагентов, а также выявление и дальнейшая разработка потенциально модернизируемых элементов и механизмов.

Согласно данным целям были составлены задачи, а именно:

- изучить характеристики установок дозирования;
- произвести сравнительный анализ установок;
- выявить элементы, пригодные к улучшению;
- произвести расчеты в практической части.

Основными рабочими приёмами и методами в ходе выполнения данной работы явились литературный обзор, консультации с научным руководителем, а также обращение к собственному эмпирическому и теоретическому багажу знаний. Блоки дозирования реагента предназначены для подготовки и дозированной подачи различных реагентов в жидком состоянии, в трубопроводную промысловую систему транспортирования, с целью препятствования образованию эмульсий внутри трубопроводов, солевых отложений на стенках труб, для защиты нефтепроводов и техники от коррозийного поражения. Блоки дозирования реагента производятся в строгом соответствии с ТУ 3632-001-24407019-2014. [1]

ГБОУ ВО АГНИ

Основные функции:

- закачка концентрата химического реагента из мобильного заправочного резервуара в ёмкость блока посредством насосного агрегата;
- опорожнение ёмкостей при помощи внутренней насосной установки;
- закачка химического реагента дозами в трубопровод.

СУДРВ - скважинный устьевой дозатор реагента вводный - это блок подачи химического реагента в скважину, включающем обогреваемую системой обогрева емкость для химического реагента, насос-дозатор, размещенный в герметичном отсеке, и систему гидравлики, соединяющую посредством трубопроводов насос-дозатор с емкостью, при этом новым является то, что блок дополнительно содержит шкаф, ящик или подобный корпус со стенками, крышкой и дверьми, состоящий из двух отсеков, в одном из которых, выполненном герметично, размещены насос-дозатор с механизмом подачи реагента, электрошкаф с электрооборудованием, электрически связанный с механизмом подачи реагента насоса-дозатора и с системой обогрева емкости, датчик температуры химического реагента и манометр для определения давления подачи химического реагента в скважину, а во втором отсеке размещены обогреваемая емкость для реагента, снабженная датчиком уровня, электрически соединенным с электрооборудованием электрошкафа, и система гидравлики, соединяющая посредством трубопроводов емкость с механизмом подачи реагента насоса-дозатора, при этом датчик температуры химического реагента соединен с обогреваемой емкостью, а манометр - с системой гидравлики и с механизмом подачи реагента насоса-дозатора. [2]

Данный блок подачи химического реагента содержит шкаф 1 со стенками, крышкой 2 и дверьми 3 и 4, состоящий из двух отсеков 5 и 6. В отсеке 5, выполненном герметично, размещены насос-дозатор 7 с механизмом подачи реагента, состоящим из привода (гидравлического толкателя) и механизма возвратно-поступательного движения плунжера, и этажно расположенный над ним электрошкаф 8 с электрооборудованием. В отсеке 5 также установлены датчик 9 температуры химического реагента и манометр 10 (преимущественно, электроконтактного типа) для определения давления подачи химического реагента в скважину. Во втором отсеке 6 размещены обогреваемая емкость 11 для реагента, имеющая в сечении, преимущественно, прямоугольную форму, и снабженная датчиком уровня 12, электрически соединенным с электрооборудованием электрошкафа 8, и система гидравлики 13, соединяющая посредством трубопроводов емкость 11 с механизмом подачи реагента насоса-дозатора 7. Основная функция датчика уровня 12 - это отключение привода насоса-дозатора 7 в случае снижения уровня химического

ГБОУ ВО АГПА

реагента в емкости 11 ниже минимально допустимого уровня. Датчик уровня 12 состоит из поплавка с магнитом, который движется по направляющей трубке. В ней расположены два герконовых элемента для подачи сигнала в электрошкаф 8 на пульт управления. Датчик 9 температуры химического реагента, размещенный в отсеке 5, соединен с обогреваемой емкостью 11 капиллярной трубкой, а манометр 10 соединен с системой гидравлики 13 через разделитель сред 19. Емкость 11 снабжена сливным патрубком 14, а также - горловиной 15 для установки датчика уровня 12 и горловиной 16 для заливки химического реагента. В крышке 2 шкафа 1 также выполнены отверстия для вывода горловин 15 и 16 емкости 11. В отсеке 6 на стенке емкости 11 закреплен визуальный уровнемер 17, соединенный через шаровой кран и фильтр с емкостью 11. Для обеспечения герметичности отсеков 5 и 6 отверстия в разделительной перегородке, разделяющей отсеки 5 и 6 шкафа 1, герметизированы или посредством резиновой шайбы, обжимающей капиллярную трубку, или посредством штуцера, жестко соединенного с этой перегородкой [3].

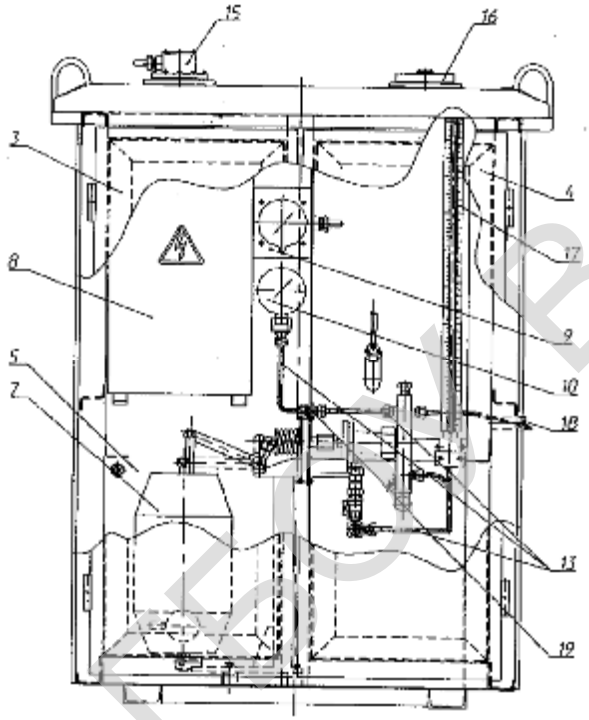


Рисунок 1 - Устройство установки дозирования СУДРВ (вид спереди)

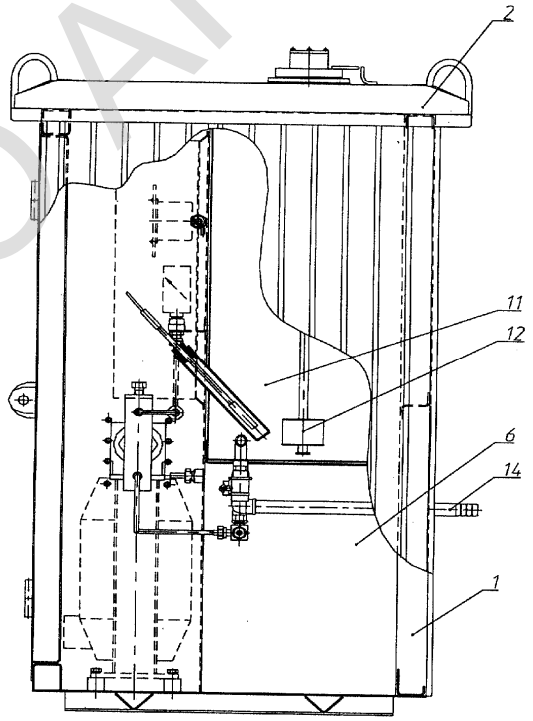


Рисунок 2 – Устьевой дозатор (вид сбоку)

УДХ - установка дозирования химреагента.

Установка электронасосная дозировочная используется для приготовления реагентов. Химические соединения вводят в трубы и нефтяные пласты. Они выполняют функцию защиты трубопровода от коррозии. Также реагенты избавляют от избыточных накоплений солей и парафина на стенках труб.

Установка дозировочная электронасосная УДХ предназначена для дозированного ввода химреагентов (в т.ч. метанола) в трубопроводы

промысловых систем транспорта и подготовки нефти, в нагнетательные и добывающие скважины, в нефтяные пласты с целью защиты трубопроводов и нефтепромыслового оборудования от коррозии, солей и парафиноотложений, повышения нефтеотдачи пластов. Установка может быть использована на нефтяных промыслах для дозировки жидкостей, образующих с воздухом взрывоопасную смесь, категория II-А, группы Т3. Состав УДХ: электронасосный агрегат; емкость для хранения химреагентов; фильтр тонкой очистки; спускной вентиль; мерная линейка со шкалой деления до 0,01 м; обратный клапан; предохранительная и контрольно-измерительная аппаратура; щит управления [4]. Суть практической части состоит в том, чтобы подобрать к сливному устройству установки дозирования СУДРВ наиболее подходящий шаровой кран. Оптимальная модель шарового крана найдена путем расчета двух различных моделей шарового крана Модели 343.

Давление в трубопроводе принято подразделять на следующие виды: рабочее, условное, пробное и расчётное. Без знания их отличий произвести расчёт перепада давления транспортируемой по инженерной коммуникации жидкости будет сложно. Соответственно, при подборе подходящих элементов водопровода хозяин столкнётся с трудностями, не позволяющими обеспечить комфортное пребывание в жилом помещении.

Рабочее. Это наружное или внутреннее, обязательно максимальное избыточное давление, фиксируемое при стандартных составляющих протекания процесса транспортировки жидкости в нормальных условиях.

Условное. Используют этот показатель при расчёте прочности трубопроводов (и сосудов), которые функционируют под определённым давлением при температуре воды 20˚С.

Пробное. Этот простой показатель измеряется во время испытания конструкции. На его основе отслеживается поведение элементов системы при изменении давления в трубопроводе. Такой подход служит своего рода генеральной страховкой перед прокладыванием сети.

Расчётное. Под таковым подразумевается максимальное избыточное давление в полости трубопровода, продуцируемое транспортируемым по нему веществом. Следует учитывать, что воздействию подвергаются не только трубы, но и все элементы, входящие в состав инженерной коммуникации. Именно на основе расчётного давления определяется толщина стенки трубопровода.

Любой сложный трубопровод можно представить как ряд последовательных или параллельных трубопроводов. Трубопроводы разделяются на короткие и длинные. Если суммарные потери в местных сопротивлениях меньше 5% от суммарных потерь, то такой трубопровод считается длинным ($\sum h$ < 5%). Если суммарные потери в местных сопротивлениях больше 5% от суммарных потерь – короткий

ГБОУ ВО АГНИ

трубопровод. По способам гидравлического расчета трубопроводы делятся на простые и сложные. Простым называется трубопровод, со-стоящий из одной линии труб постоянного или переменного сечения без ответвлений. Отличительной особенностью простого трубопровода является постоянство расхода в любом сечении по всей длине. Сложными называются трубопроводы, содержащие какие-либо ответвления (параллельное соединение труб или разветвление). Всякий сложный трубопровод можно рассматривать как совокупность нескольких простых трубопроводов, соединенных между собой параллельно или последовательно. Поэтому в основе расчета любого трубопровода лежит задача о расчете простого трубопровода.

Движение жидкости в напорных трубопроводах происходит благодаря тому, что ее энергия (напор) в начале трубопровода больше, чем в конце. Этот перепад уровней энергии создается различными способами: работой насоса, за счет разности уровней жидкости, давлением газа и пр.

Так как в ходе работы подразумевается промысловое рабочее использование трубопровода, необходимо учитывать, что такие параметры, как, например, шероховатость стенок трубопровода, будут в ходе расчета одинаковыми, так как оцениваются одинаковые рабочие циклы. Таким образом, при изменении параметров (и, следовательно, линейных размеров) шарового крана, изменятся такие параметры, как диаметр слива и длина второго участка трубопровода (после изгиба). Наиболее рациональным решением в данном случае будет составление пропорционального соотношения и дальнейшее решение получившейся пропорции с последующим нахождением соотношения потерь напора при использовании старого и нового шаровых кранов [5].

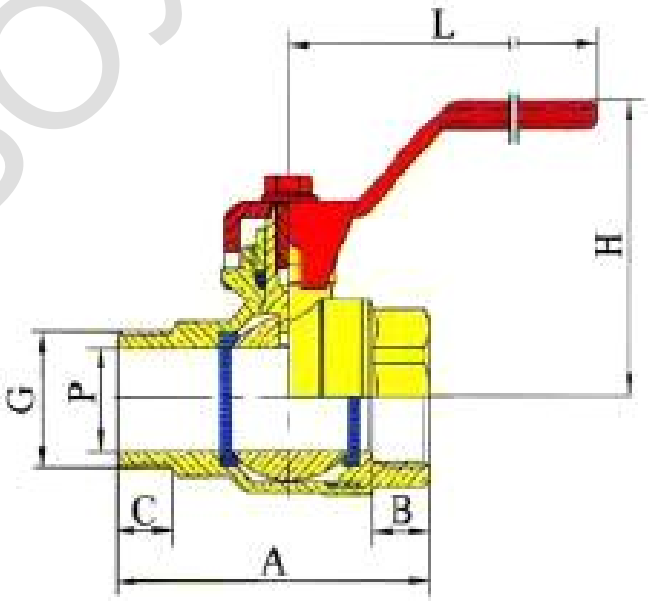


Рисунок 3 - Шаровой кран модели 343

ГБОУ ВО АГПА

Таблица 1 – Основные габаритные размеры шарового крана модели 343

	Модель 343							
DN, мм	G, дюйм		Основные габаритные размеры, мм					Масса, кг
		A	B	C	H	L	P	
15	½"	56	11,5	12	53	90	15	0,22
20	¾"	65	12	12	57	90	20	0,31
25	1"	76	14,5	16	65	125	25	0,53
32	1 ¼"	91	16	18	71	125	32	0,83
40	1 ½"	105	17	19	79	140	40	1,27
50	2"	122	19	21	87	140	50	1,90

Перед началом расчета необходимо уточнить, что в ходе модернизации шарового крана характер движения, состав жидкости и объем ёмкости с химреагентом (ингибитором) остаются неизменными, т.е.:

$$\lambda = \text{const},$$
$$V = \text{const},$$

величина ускорения свободного падения g=9,8 м/с^2 также остаётся неизменной при любых условиях, внедряемых в условиях земного поля тяготения. [6]

Таким образом, необходимо обозначить величину, *общую* и *одинаковую* для обеих моделей шаровых кранов, которыми мы оперируем в ходе усовершенствования:

$$\lambda \cdot V^2/2g = N$$

1) Произведем расчет первого крана - модель 343, *DN*=15 мм:

$$\Delta h_1 = \lambda \cdot (L_1/D_1) \cdot V^2/2g = N \cdot (L_1/D_1) = N \cdot 56/15 = 3{,}73N;$$

2) Произведем условный расчет второго крана - модель 343, *DN*=20 мм:

$$\Delta h_2 = \lambda \cdot (L_2/D_2) \cdot V^2/2g = N \cdot (L_2/D_2) = N \cdot 65/20 = 3{,}25N.$$

После проделанных расчетов условных потерь напора в шаровых кранах *DN*=15 мм и *DN*=20 мм необходимо произвести расчет соотношения потерь напора в данных шаровых кранах, то есть аналитически продемонстрировать величину, на которую изменилась потеря напора в системе после установки другой модели крана.

$$3{,}73 : 3{,}25 = 1{,}1476 \approx 1{,}15$$

Таким образом, при замене крана потери напора в системе установки снижаются на 15%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А.А., Бакиров Э.А. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти газа. В 2 т. Кн. 1. Теоретические основы прогнозирования нефтегазоспособности недр / Бакиров А.А., Бакиров Э.А. – М.: Недра, 2012. - 467 с.

2. Официальный сайт предприятия АО «Самотлорнефтегаз». - Электронный ресурс: URL-адрес: www.samotlor.rosneft.ru.

ГБОУ ВО АГНИ

3. Официальный сайт компании ООО «Нефтегаз-Развитие». - Электронный ресурс: URL-адрес: www.ng-razvitie.ru/bloki-dozirovaniya-reagentov.html.
4. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. - Инфра-Инженерия – М., 2010. - 232 с.
5. Патент скважинного дозатора реагента / Сафин В.А., Ермаков О.Н., Новиков Г.В. - Электронный ресурс: URL-адрес: https://findpatent.ru/patent/216/2167271.html.
6. Сборник лекций по нефтегазопромысловому оборудованию (Пермский национальный исследовательский политехнический университет). – Электронный ресурс: URL-адрес: www.studfiles.net/preview/2652243/page:34.

УДК 621.7

АНАЛИЗ ПРОВОДИМЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН (ПНП) С ЦЕЛЬЮ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

ANALYSIS OF WELL-TREATED WELL TREATMENT (EOR) IN ORDER TO IMPROVE THE WELL DEVELOPMENT PROCESS

И.Ф. Муллагалиев, А.Ш. Янтурин
(Ilnur F. Mullagaliev, Alfred Sh.Yanturin)
Уфимский государственный нефтяной технический университет
(Ufa State Petroleum Technological University)

Приведены результаты исследований методов очистки прискважинной зоны пласта и по полученным результатам были выявлены недостатки вызова притока скважин классическими методами освоения. С целью улучшения качества освоения и увеличения притока скважин рассмотрен испытатель пласта на трубах (ИПТ), технология освоения которой устраняет все недостатки классических методов. Результаты научного исследования будут полезны в рамках улучшения производительности нефтегазодобывающих промыслов.

The results of research of cleaning methods during well development are presented. In order to improve the quality of development and increase the volume of pipe work (IPT), a development technology that eliminates all the shortcomings of classical methods. The results of scientific research will be useful as part of improving the productivity of oil and gas fields.

Ключевые слова: *вызов притока, испытатель пласта, кривая восстановления уровня, перепускной клапан.*

Key words: *inflow call, formation tester, level recovery curve, bypass valve.*

ГБОУ ВО АГНИ

Освоение скважин – комплекс работ по вызову притока пластового флюида из пласта в скважину, обеспечивающий очистку ПЗП от инфильтрата, проникшего в пласт при вскрытии продуктивного коллектора бурением или при капитальном ремонте скважин.

Цель вызова притока – восстановление естественной проницаемости пород прискважинной зоны продуктивного коллектора с целью снижения гидравлического сопротивления и, соответственно относительного увеличения конечной нефтеотдачи пласта.

В общем случае, процесс освоения скважины сводится к декольматации стенок ствола скважины и к деинфильтрации ПЗП. При освоении скважины наибольшую проблему представляет деинфильтрация, которая требуется в тех случаях, когда в процессе вскрытия пласта бурением не были использованы мероприятия по профилактической защите ПЗП с помощью кольматационного слоя, достаточная надежность которого обеспечивается с помощью искусственной кольматации стенок скважины, например, с помощью наддолотных высокочастотных гидрогенераторов.

На месторождениях НГДУ «Ямашнефть» ПАО «Татнефть» процесс очистки ПЗП после капитального ремонта выполняется при помощи метода свабирования. Наиболее простой и дешевый метод освоения для условий разработки и эксплуатации месторождений Татарстана. Также для эффективности освоения применяется увеличение естественной проницаемости порового коллектора в призабойной зоне при помощи кислотных составов: для карбонатных коллекторов 15% раствор соляной кислоты, для терригенных коллекторов 4% раствор глинокислоты. ОПЗ осуществляется не только в комплексе с более сложным ремонтом или после бурения, но и как отдельный вид ремонта – интенсификация притока. На данный момент это наиболее эффективный метод освоения скважин в соотношении «цена-успешность».

Таким образом, очевидно, что поскольку полностью предотвратить инфильтрацию в ПЗП невозможно, а эффективна кислотная или пенокислотная обработка в большинстве отечественных нефтедобывающих регионах может быть осуществлена только на глубину до 1,5-2,0 м, то необходимо развивать перспективные технологии очистки прискважинных зон пластов, при разработке которых необходимо выбирать параметры обеспечивающие эффективную очистку ПЗП на глубину до 6-8 м.

На рисунке 1 представлены результаты статистических исследований по эффективности кислотного воздействия на пласт с целью восстановления и относительного увеличения естественной проницаемости призабойной зоны по ЦДНГ-2 НГДУ «Ямашнефть».

ГБОУ ВО АГТИ

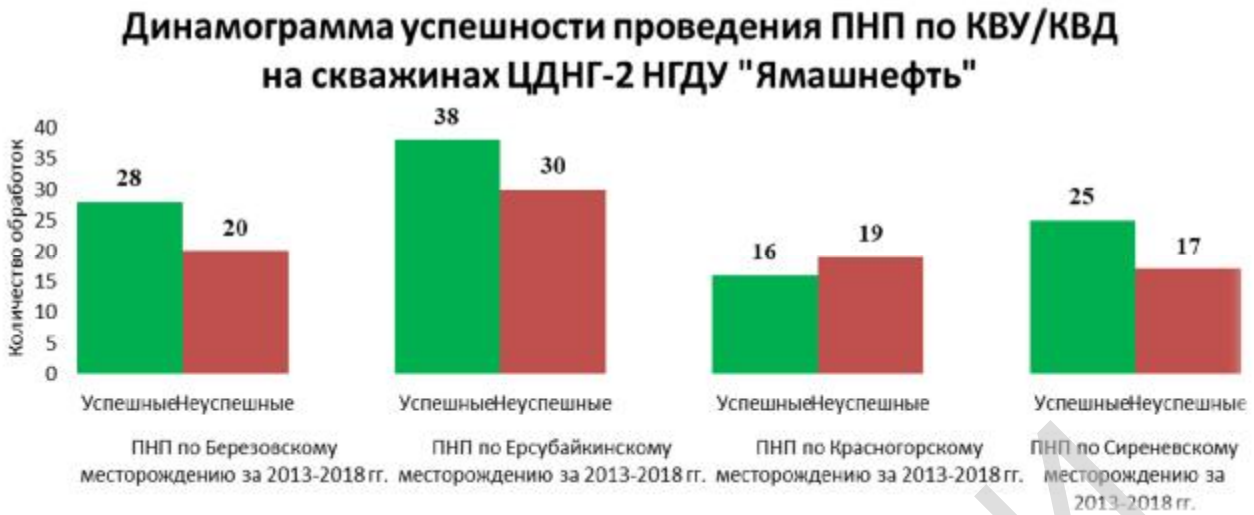


Рисунок 1 - Динамограмма успешности проведения ПНП по КВУ/КВД на скважинах ЦДНГ-2 НГДУ «Ямашнефть»

Из рисунка 1 видно, что наиболее успешными являются обработки по Сиреневскому месторождению, процент которых составляет 59%. По Красногорскому месторождению процент успешности составляет 46%. В целом по ЦДНГ-2 НГДУ «Ямашнефть» процент успешности составляет 56%, исходя из чего, можно сделать вывод, что успешность положительна, но не полностью удовлетворяет предварительным прогнозам. Успешность проведения мероприятия оценивается не только по КВУ/КВД.

На рисунке 2 представлены результаты статистического анализа успешности кислотного воздействия на увеличение дебита добываемой жидкости

Рисунок 2 - Динамограмма успешности проведения ПНП по дебиту скважин ЦДНГ-2 НГДУ «Ямашнефть»

ГБОУ ВО АГНИ

Исходя из анализа динамограммы, наиболее успешными являются обработки по Березовскому месторождению, процент успешности составляет 71%, в целом по цеху процент успешности составляет 68%, что также не полностью удовлетворяет прогнозам.

Исходя из анализа приведенных мероприятий по повышению нефтепритока, можно отметить следующее:

1) несмотря на то, что данные мероприятия направлены на увеличения притока жидкости, не всегда удается достигнуть ожидаемых результатов:

- в целом, процент успешности по КВУ/КВД составляет около 56%;
- процент успешности по увеличению дебита скважин достигает 68%.

2) следует отметить, что не всегда выявляется полная картина неудовлетворительных результатов обработок, что может быть следствием: недостаточного объема закачки кислотного раствора; выбора концентрации раствора без учета литологического состояния пород, вследствие некорректно подобранная технология. Состав и концентрация раствора (параметры обработок подбираются институтом «ТатНИПИнефть»), но главной причиной является неэффективное освоение продуктивного коллектора классическими методами, которые впоследствии привели к снижению дебита скважины.

Для улучшения качества освоения и увеличения притока для ряда целесообразно использовать испытатель пластов на трубах вместо или дополнительно к свабированию. Освоение пластов с применением ИПТ и передвижных компрессорных установок типа СД-9/101 м проводится в нефтяных и нагнетательных скважинах, в случаях, когда при первичном вскрытии пласта и перфорации колонны в пласт поступило большое количество промывочной жидкости. Обязательной составной частью компоновки является устьевая головка ГУ-30Ш и перепускной клапан КП-95, с помощью которых осуществляется откачка отобранной в трубы жидкости сжатым воздухом.

Перепускной клапан устанавливается на глубине 800-850 м, ниже – набор труб до многоциклового испытателя пластов, еще ниже – обычная двух- или однопакерная компоновка ИПТ с опорным якорем.

Для устранения негативных последствий физико-химических методов ОПЗ следует их применение комплексировать с депрессионным воздействием испытателя пластов. При этом представляется возможность проводить эффективную очистку ПЗП от продуктов реакции и других, загрязняющих пласт материалов с одновременным получением информации о состоянии ПЗП путем регистрации кривых притока и восстановления давления, до и после ГТМ.

Основные условия для достижения высокой технологической эффективности химических методов ОПЗ в комплексе с ИПТ являются:

а) соответствие того или иного вида метода типу коллектора (карбонатный, терригенный) и типу основного закупоривающего ПЗП

ПГУ ВО АГНИ

материала (глинистые частицы бурового раствора, продукты коррозии, отложения солей и др.);

б) проведение очистки ПЗП от продуктов реакции не позднее чем через 15-20 ч. (после химической обработки прискважинной зоны пласта).

В осложненных случаях освоения скважин (низкопроницаемые коллектора, глубокое проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт и др.) ГТМ следует проводить поэтапно, оценивая полученные результаты после каждого этапа с помощью ИПТ.

Каждая обработка пласта должна производиться по индивидуальному плану, составленному в соответствии с действующими инструкциями и инструктивными положениями по применению выбранного метода, с учетом условий разработки месторождения.

Технология гидроимпульсной очистки пласта включает в себя проведение работ в обсаженной скважине с помощью ИПТ. Она состоит из следующих этапов:

1. Спуск комплекта испытательного инструмента в скважину на пустых трубах 1.

2. Пакеровка и первый цикл вызова притока производится при максимальной депрессии до создания максимального уровня жидкости в трубах. Закрывается впускной клапан ИПТ (ГИП-1), путем осевого перемещения труб вверх (от 0,5 до 1 м), без срыва пакера 2.

3. К устьевой головке подключается компрессор и начинается освобождение труб от жидкости путем вытеснения воздухом через перепускной клапан ПК-95, в затрубное пространство, и выкидную линию в замкнутую емкость. Процесс вытеснения жидкости из труб контролируется на поверхности до резкого падения давления на манометре компрессора или по выходу воздуха через выкидную линию 3. В течение этого периода происходит процесс восстановления давления пласта.

4. После остановки работы компрессора, через устьевую головку освобождают трубное пространство между устьевой головкой и ПК-95, от воздуха до атмосферного давления 4.

5. Второй период притока жидкости из пласта в трубы, расположенные выше перепускного клапана ПК-95, продолжается до прекращения выхода воздуха из труб, что означает окончание притока 5.

6. После повторного закрытия впускного клапана в период восстановления давления на забое производится повторное вытеснение жидкости компрессором, из труб в мерник 3 и 4.

ГБОУ ВО АГНИ

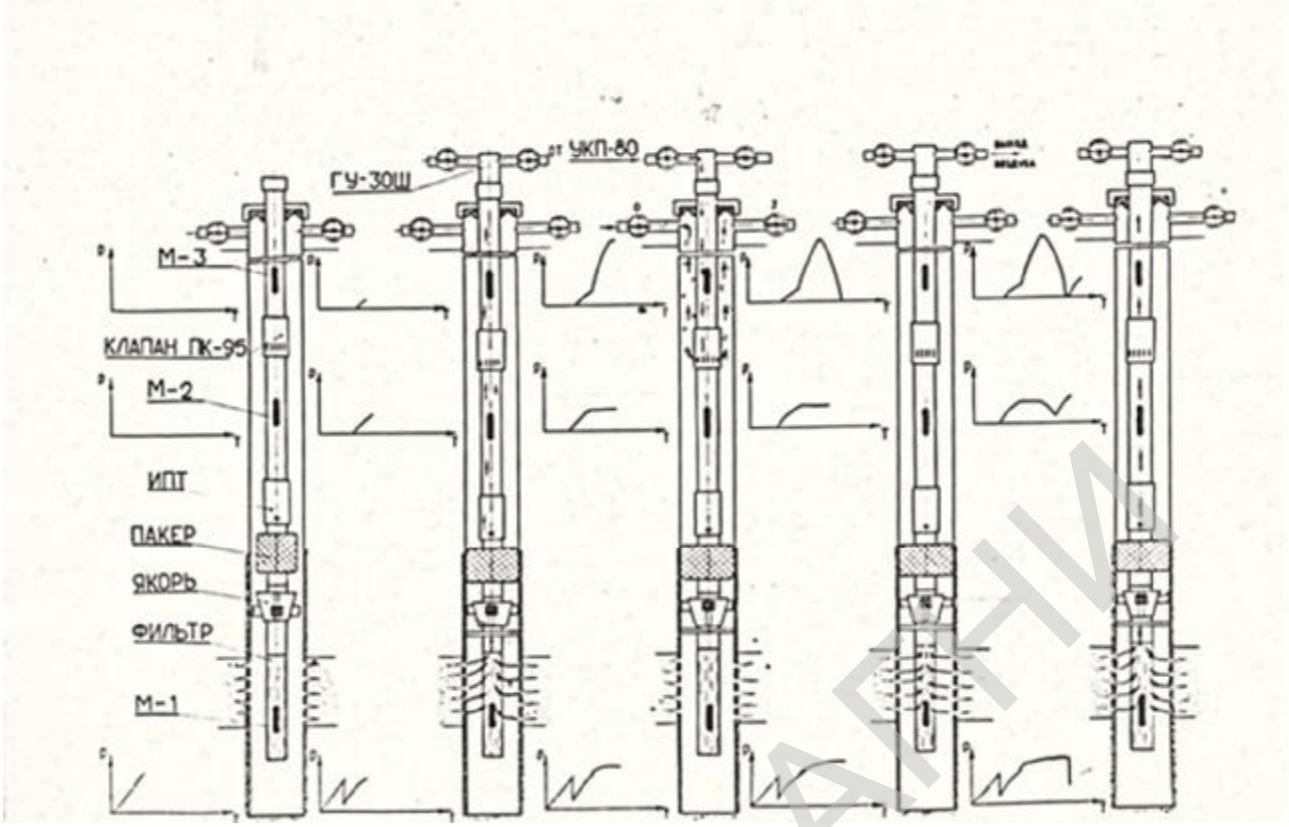


Рисунок 3 – Схема гидроимпульсной обработки прискважинной зоны пласта

Многократное повторение этапов 3 и 4 будет способствовать более высокой степени очистки призабойной зоны пласта (ПЗ), а также выносу твердых частиц на поверхность, путем подъема в трубах-ловушках [3].

Из анализа обработки пласта, с целью увеличения нефтеотдачи исходит, что имеется процент неуспешных операций, который достигает 40%. Основной из причин неудовлетворительных обработок скважин является использование устаревших и не вполне эффективных методов освоения скважин. Для решения данной проблемы рассмотрен метод использования ИПТ, который удовлетворяет условиям применения для рассматриваемых месторождений и может быть эффективным при обработках, связанных с повышением нефтепритока пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Апасов, Т.К. Основные методы освоения скважин при разработке месторождений западной сибири / Т.К. Апасов, С.В. Нестеров, В.И. Сагидуллин // Научный форум. Сибирь. – 2016. - №2. – С. 6-7.*
2. *Программный комплекс по отслеживанию и контролю работы нефтепромыслового оборудования ПАО «ТАТНЕФТЬ». - «КИС АРМИТС».*
3. *Инструкция по очистке и исследованию пласта нефтяных и нагнетательных скважин при капитальном ремонте с помощью гидроимпульсного испытателя пластов (ГИП-1) и перепускного клапана (ПК-95) / И.М. Сачко. – Уфа, 1992.*

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276.53:621.87

МОДЕРНИЗАЦИЯ БЕНЗИНОВОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА БЦН, ПРИМЕНЯЕМОГО НА ГУСЕНИЧНЫХ ТЯГАЧАХ ДЛЯ УСЛОВИЙ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

MODERNIZATION GASOLINE CENTRIFUGAL PUMP APPLICABLE, IN CRAWLER TRACTORS FOR CONDITION OF THE FAR NORTH

Ю.В. Прибыльцов, Ф.З. Булюкова
(Yuriy V. Pribiltsov, Fluyra Z. Buluykova)
Уфимский государственный нефтяной технический университет
(Ufa State Oil Technical University)

В статье рассматриваются возможные пути по модернизации бензинового центробежного насоса БЦН, применяемого на гусеничных тягачах для условий Крайнего Севера.

The article discusses the possible ways modernization gasoline centrifugal pump applicable, in crawler tractors for condition of the Far North.

Ключевые слова: *насос, фильтр очистки топлива, анализ отказов, диагностика.*

Key words: *pump, fuel filter, failure analysis, diagnosis.*

Рассматриваемые насосы являются центробежными, то есть у которых преобразование механической энергии привода в потенциальную энергию потока происходит вследствие центробежных сил, возникающих при взаимодействии лопаток рабочего колеса с жидкостью.

Насос центробежного типа, используемый в топливной системе танков и другой технике (например: Т-64, Т-72, БМП-1,2, МТЛБ, «ДТ-30 «Витязь») предназначен для обеспечения работы многотопливного дизельного двигателя на лёгком топливе (бензине) [6].

Бензиновый центробежный насос БЦН-1 со сливным штуцером предназначен для создания избыточного давления в трассе подвода топлива от топливного бака к топливоподкачивающему насосу двигателя и топливному насосу подогревателя, а также для прокачки топлива через фильтр тонкой очистки и насос высокого давления перед пуском двигателя после длительной стоянки [1,4,5].

К основным неисправностям бензинового центробежного насоса относятся:

- потеря производительности;
- несвоевременное обслуживание сальников, лабиринтных уплотнений;
- вибрация;

ГБОУ ВО АГНИ

- нагрев подшипников;
- нагрев электрического двигателя.

Рассмотрим анализ отказов насосов и выявим основные проблемные зоны. В последствие разработки насоса нам необходимо конструировать и проектировать насос так, чтобы свести отказы к минимуму.

Проведем анализ отказов насосов в соответствии с ГОСТ 27.31095 «Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения».

При проектировании принято:

1) 0-40 - незначительный уровень риска;
2) 41-70 - умеренный уровень риска;
3) 71-100 - высокий уровень риска;
4) 101-120 - очень высокий уровень риска;
5) более 120 - недопустимый уровень риска.

Основной операцией технического обслуживания центробежных насосов является установка уплотнительных материалов, которые призваны упреждать протечку жидкости в местах соединения деталей механических узлов.

На сегодняшний день существует множество видов уплотнительных устройств, поэтому перед специалистами иногда возникает дилемма о том, какое уплотнение лучше всего устанавливать на центробежных насосах [2,3,6].

Чтобы ответить на этот вопрос, были рассмотрены основные виды уплотнений для центробежных агрегатов, а также изучены их свойства, преимущества недостатки.

Рассмотрим наиболее часто встречающиеся отказы БЦН 1(2).

На рисунке 1 показана диаграмма отказов таких насосов.

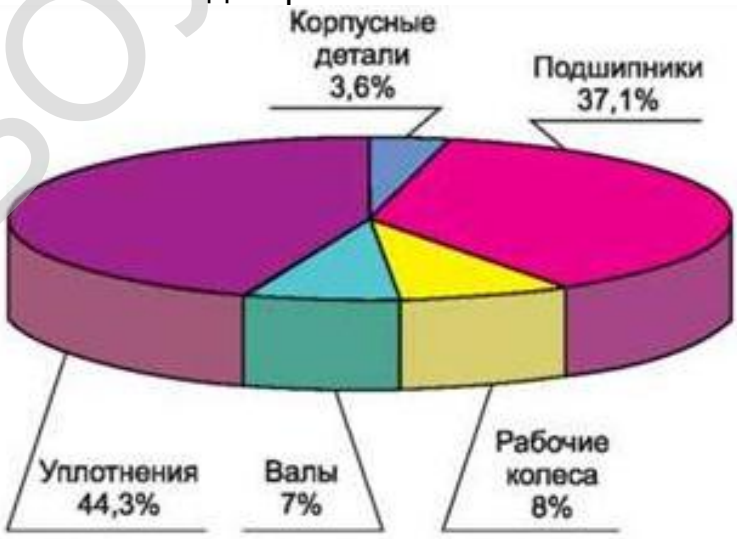


Рисунок 1 – Диаграмма повреждений насосов

В результате анализа отказов, было установлено, что основной причиной выхода из строя является перекачиваемое топливо

ГБОУ ВО АГНИ

недостаточно прошедшее очистку через фильтр, которое частично пропускается сальником и лабиринтным уплотнением. Это топливо способствует разрушению сальников и лабиринтного уплотнения.

Проблема выхода из строя насосов типа БЦН вследствие неполадок, связанных с уплотнениями, является актуальной в данный момент. В связи с этим, уплотнители являются исследуемым объектом, нуждающимся в модернизации.

Диагностический контроль насосных агрегатов представляет собой совокупность обязательных мероприятий, к которым относятся:

- проверка надежности крепления насосного агрегата в раме и фундаменту (корпусу машины);
- проверка состояния корпуса насоса и крепежного основания кА самого насоса, так и корпуса, на котором насос закреплен;
- внешний осмотр насосного агрегата с целью обнаружения пропусков среды между фланцами и в разъемах корпуса насоса, масла из маслосистемы насоса;

смотр концевых уплотнений вала и оценка объема утечек;

- определение «на слух» наличия посторонних шумов; при повышенной вибрации определение ее величины с помощью прибора;
- проверка температуры подшипников;
- контроль давления уплотняющей жидкости (для конструкции двойного торцового уплотнения);
- проверка уровня масла в баке (при внешней принудительной системе смазки);
- контроль вибраций.

Диагностика является важнейшей функцией технического обслуживания и фактором, обеспечивающим безаварийную работу насосного оборудования. Как самостоятельная операция диагностика планируется перед текущим и капитальным ремонтами. Во время диагностики проверяют состояние оборудования, производят чистку, промывку, продувку, ремонт изоляции, доливку или замену масел, выявляют дефекты эксплуатации и нарушения правил безопасности, уточняют состав и объем работ, подлежащих выполнению при очередном текущем или капитальном ремонте.

При вибрации в недопустимых пределах, стуках в подшипниках, признаках задевания колеса, при недопустимом нагреве подшипников, задевании ротора электродвигателя о его статор производится аварийная остановка насоса**.**

Очень часто поломки насосов происходят из-за неполадок или нарушений правил монтажа, электрического подключения и условий эксплуатации. Вот не которые случаи этих нарушений:

- зауженное сечение всасывающего трубопровода;
- неплотности во всасывающем тракте;
- не исправен обратный клапан;
- засорен фильтр;

ГБОУ ВО АГНИ

- перегрузка двигателя насоса;
- повышенная нагрузка на патрубки насоса;
-выработка на торцевом уплотнении.

Одним из приоритетных направлений в работе по модернизации насоса БЦН считаю модернизацию фильтров грубой очистки, установленных в топливной системе перед насосом.

Кроме того, важным моментом и возможным направлением модернизации насоса БЦН в тягаче «Витязь» является помещение самого насоса в дополнительный жесткий кожух (герметизация), а также его размещение не в горизонтальной, а в вертикальной плоскости, с последующим перемещением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Большая советская энциклопедия: [в 30 т.] / гл. ред. А.М. Прохоров. — 3-е изд. — М.: Советская энциклопедия, 1969. — 1978 с.
2. Патент RUS 2544930 17.09.2013. Защита насосного оборудования нефтяных скважин в осложненных условиях эксплуатации / Булчаев Н.Д., Безбородов Ю.Н. - Красноярск, 2015.
3. Патент на изобретение RUS 2544930 17.09.2013. Клапан обратный электроцентробежной установки и способ очистки фильтра на приеме насоса / Валеев М.Д., Булчаев Н.Д., Салимгареев С.М., Ведерников В.Я., Гаскаров В.З.
4. Лермонтов В.В. Насосы. Энциклопедический словарь Брокгауза и Ефрона: в 86 т. (82 т. и 4 доп.). — СПб., 1890. — 1907 с.
5. Ломакин А.А. Центробежные и осевые насосы. — 2-е. — М.-Л.: Машиностроение, 1966.
6. Учебное пособие по бронетанковой технике (в 2-х частях). – Омск: Издательство ОмГТУ, 2011.
7. Экологические проблемы при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Восточной Сибири / Васильев С.И., Милосердов Е.Е., Булчаев Н.Д. // Горная промышленность. - 2015. - № 3 (121). - С. 88.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276.054.22

АНАЛИЗ ИСПЫТАНИЙ ПАР ТРЕНИЯ БУРОВОГО НАСОСА

TEST ANALYSIS OF MUD PUMP FRICTION PAIRS

Ф.В. Рахимкулов, Ф.З. Булюкова, Н.Д. Булчаев
(F.V. Rahimkulov F.Z. Buluykova, N.D.Bulchaev)
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Грозненский государственный нефтяной технический университет имени академика М.Д. Миллионщикова
(Ufa state Petroleum Technological University,
Grozny state oil technical University named after academician M.D. Millionshchikov)

В статье перечислены основные причины выхода из строя бурового насоса. Предложен способ увеличения износостойкости резинометаллических пар трения бурового насоса. Продемонстрированы результаты испытаний в программе Solidworks пар трения поршень – цилиндр.

The article lists the main causes of failure of the mud pump. A method for increasing the wear resistance of rubber-metal friction pairs of a mud pump is proposed. The results of tests in the Solidworks program of piston-cylinder friction pairs are demonstrated.

***Ключевые слова**: Поршневой насос, буровой насос, износостойкость, резинометаллические пары.*

***Keywords:** Piston pump, mud pump, wear resistance, rubber-metal pairs.*

Исследованию причин отказов буровых насосов посвящено значительное число работ, по результатам которых произведены различные технические усовершенствования деталей гидравлической части. Однако, несмотря на улучшение конструкторско-технологических параметров, их надежность все еще остается низкой. На наработку на отказ насосов оказывают влияние, как тяжелые условия эксплуатации, так и качественные характеристики деталей [2]. Одними из наиболее уязвимых мест бурового насоса являются уплотнительные детали из резины.

Многие резинотехнические изделия подвержены гидроабразивному износу при работе в уплотнительных и опорных узлах подвижных соединений. Поршни бурового насоса, имеют небольшой ресурс работы в условиях повышенных давлений и температур, поскольку резина обладает невысокими физико-механическими свойствами и недостаточной прочностью, износостойкостью и низкой резистентностью к разрушению в условиях прямого взаимодействия с абразивосодержащими агрессивными перекачиваемыми средами. Наличие абразива вызывает в зоне трения подвижных соединений

ГБОУ ВО АГНИ

повышенный износ деталей. Твердые частицы под действием контртела практически полностью внедряются в резину.

Внедренный абразив воздействует на поверхность контртела и изнашивает ее, что приводит, в конечном счете, к снижению контактного давления в уплотнении и разгерметизации соединения. Таким образом, для поршней насоса основными требованиями являются высокая износостойкость, твердость, абразивостойкость, агрессивостойкость, эластичность, стойкость к повышенным и пониженным температурам. В частности, твердость резиновых деталей должна достигать до 90 усл. ед. По ISO интенсивность изнашивания должна быть более $10*10^{-8}$г/см^3.

Для повышения прочности и износостойкости резиновых деталей бурового насоса наиболее перспективным является их наполнение армирующими волокнами. Данный выбор был предопределен также доступностью материала. В частности, на многих предприятиях легкой промышленности, полиамидные волокна используются как утеплитель в виде нетканого полотна [3].

При использовании армированной резины в поршне бурового насоса износ поршня снижается на 22,5%, а суммарный износ пары трения (резина-сталь) - на 25%.

При работе бурового насоса следует рассмотреть износ не только поршня, но и износ цилиндра бурового насоса. Поскольку твердые частицы, которые контактируют с поршнем оставляют, задиры и царапины в зоне контакта поршня и цилиндра. В дальнейшем эти задиры изнашивают сам поршень. Поэтому для упрочнения цилиндра можно использовать биметаллическую втулку из высокохромистого чугуна [4].

Использование биметаллической втулки из высокохромистого чугуна позволяет:

- повысить износостойкость внутренней рабочей поверхности втулки;
- повысить надежность эксплуатации цилиндровой втулки за счет обеспечения прочности соединения внутреннего и наружного слоев втулки.

С целью определения износа резины в группе пар трения поршень – цилиндр было проведено моделирование этой группы в программе Solidworks Inspection. По результатам этих испытаний были построены графики сил трения, по которым наглядно видна разница между силами трения поршня из стандартной резины и цилиндра бурового насоса из стали 45 и поршня, в котором были использованы армирующие волокна, а также цилиндра бурового насоса из биметаллической втулки из высокохромистого чугуна (рисунки 1, 2).

ГБОУ ВО АГПА

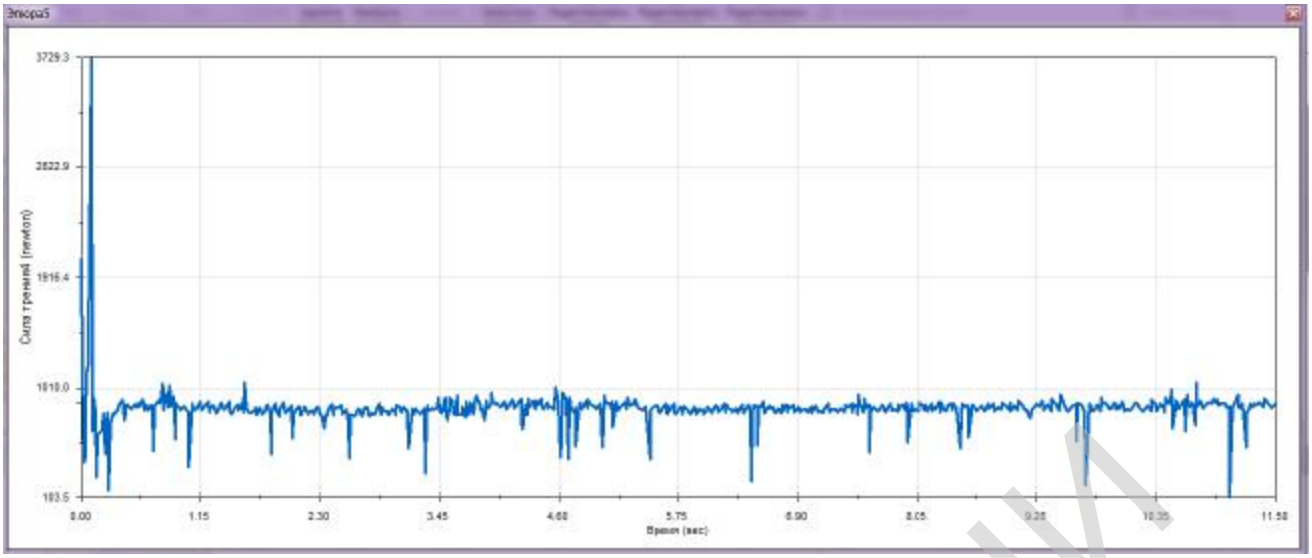


Рисунок 1 – Силы трения поршня бурового насоса из резины ТУ 2512-017- 46521402-2005 и цилиндра из стали 45

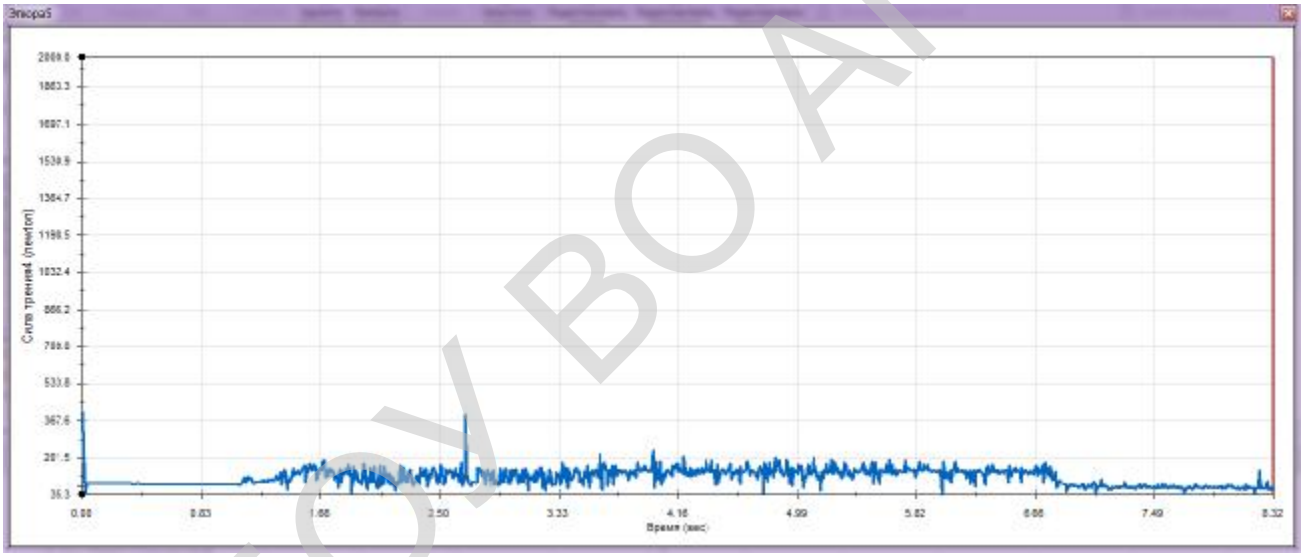


Рисунок 2 - Силы трения поршня бурового насоса из армированной резины и биметаллического цилиндра из высокохромистого чугуна

Из данных графиков видно, что наибольшую силу трения и в следствии наибольший износ поршня возникает в начале движения поршня в цилиндре.

Очевидна разница сил трения между группами пар трения поршня из стандартной резины и стандартного цилиндра, а также поршня из армированной резины и биметаллического цилиндра из высокохромистого чугуна. Максимальное значение силы трения для пар трения поршня из стандартной резины и стандартного цилиндра составляет в начале движения поршня и равно 3729Н, далее среднее значения силы трения в районе 800Н. Максимальное значение силы трения для пар трения поршня из армированной резины и биметаллического цилиндра из высокохромистого чугуна 400Н среднее

ГБОУ ВО АГНИ

значение 100Н. Исходя из этих данных можно сделать вывод, что поршень из армированной резины и биметаллического цилиндра из высокохромистого чугуна имеет меньшую силу трения и, следственно, меньший износ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Поршневые насосы [Электронный ресурс]. - URL: http://ence-pumps.ru/porshnevye_nasosy/.php (дата обращения: 25.02.2019).

2. Абдюкова, Р.Я. Анализ причин отказов бурового насоса / Р.Я. Абдюкова // Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском. - Октябрьский, 2013. - №1. - 12 с.

3. Шутов, Н.В. Совершенствование рецептур резиновых смесей для повышения работоспособности уплотнений: дис. канд. на соискание ученой степени кандидата тех. наук: 05.02.01 / Шутов Николай Владимирович. - Уфа., 2002. - 168 с.

4. Пат. 2665862 Российская Федерация, B22D 13/00 (2006.01). Способ изготовления заготовки чугунной цилиндровой втулки методом центробежного литья [Текст] / А.Н. Поддубный, Ю.В Таушев; заявитель и патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью «ОЗНА - Октябрьский механический завод». – №87U08062/29; заявл. 15.08.2017; опубл 04.09.2018.

5. Булчаев, Н.Д. Защита насосного оборудования нефтяных скважин в осложненных условиях эксплуатации / Булчаев Н.Д., Безбородов Ю.Н. - Красноярск, 2015.

6. Методы защиты насосного оборудования при добыче пескосодержащей нефти / Минеев А.В., Булчаев Н.Д., Кондрашов П.М. // Территория Нефтегаз. - 2010. - № 10. - С. 82-85.

7. Причины отказа оборудования нижней части компоновки многостадийного разрыва пласта при спуске в необсаженную горизонтальную скважину / Тихонов А.Е., Копейкин И.С., Булюкова Ф.З. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - 2017. - № 1. - С. 62-76.

8. Булчаев Н.Д. Разработка и исследование технологий и технических средств для содержания пластового давления нефтяных месторождений: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2013.

9. Способ герметизации устья горящей нефтяной скважины / Булчаев Н.Д., Безверхая Е.В. // Газовая промышленность. - 2011. - № 4 (658). - С. 85-87.

10. Янтурин А.Ш. Об авариях, связанных с самораскреплением резьбовых соединений штанг / Янтурин А.Ш., Ахметзянов И.И., Матвеев Ю.Г., Булюкова Ф.З. // Бурение и нефть. - 2018. - № 2. - С. 30-33.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276.054.23

УСТАНОВКА ГЕРОТОРНОГО ПОГРУЖНОГО НАСОСА

GEROTOR SUBMERSIBLE PUMP UNIT

В.Г. Тимошенко[1,2], И.С. Пятов[2], В.Н. Ивановский[1]
(Viktor G. Timoshenko[1], Ivan S. Pyatov[2], Vladimir N. Ivanovskiy[1])
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, [2]ООО «РЕАМ-РТИ»
([1]National University of Oil and Gas «Gubkin University», [2]»REAM-RTI» LLC)

Добыча нефти из малодебитных скважин имеет множество осложняющих факторов: высокая КВЧ, наличие свободного газа, сложная инклинометрия, обводненность, повышенная вязкость и т.д. Для эффективной добычи в таких условиях была разработана установка героторного погружного насоса.

Oil production from marginal wells has many complicating factors: a high SPC, the presence of free gas, complex inclinometry, water cut, increased viscosity, etc. To effective production in such conditions we designed unit of a gerotor submersible pump.

Ключевые слова: *героторный насос, добыча нефти из малодебитных скважин, «Карбул».*

Key words: *gerotor pump, oil production from marginal wells, «Carbul».*

Одним из распространенных типов механизированной добычи нефти в осложненных условиях являются винтовые насосы одновинтового типа.

Одновинтовой насос представляет собой частный случай героторного механизма, сечение которого геометрически поворачивается по оси по всей рабочей длине, создавая винтовую поверхность [1].

На кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина под руководством Балденко Ф.Д. ведутся научно-практические работы в области профилирования [2], проектирования и исследования винтовых насосов, в том числе многозаходных, и на их основе забойных двигателей [3].

Конструктивные отличия погружного героторного насоса от многозаходного винтового заключаются в прямозубом многоступенчатом» исполнении рабочих органов в виде системы рабочих ступеней на одном валу. В таком случае образуется прямозубое зацепление с расчетным количеством зубьев, что позволяет исключить планетарное движение ведущего ротора и осевую силу от механического контакта как в винтовом механизме. Таким образом можно создать индивидуальные рабочие органы высокой напорности и малого габарита и, объединив их на одном валу, получить, соответственно, короткий многоступенчатый насос.

ПГУ ВО АГНИ

Героторные насосы по принципу действия являются объемными машинами, а по конструкции – роторными, с внутренним зубчатым зацеплением ведущего внутреннего и ведомого внешнего роторов и с обеспечением планетарного обкатывания ведомого ротора относительно ведущего (рисунок 1).

Рисунок 1 — Варианты исполнения рабочих органов героторного насоса

Ступени такого типа способны развивать давление более 10 МПа, однако в погружном исполнении насосов для обеспечения их необходимой функциональности предусматривается максимальное дифференциальное давление одной ступени насоса 2 МПа (напор 200 м вод. ст.).

Основными достоинствами героторных насосов (ГПН) являются:

- Насос объемного действия: регулирование подачи при изменении частоты вращения, возможность перекачивания вязких жидкостей, пологая расходно-напорная характеристика, реверсивность;
- Высокий КПД;
- Возможность изготовления в любой габаритной группе погружных скважинных насосов;
- Малая габаритная длина;
- Низкая виброактивность;
- Технологичность производства и ремонта;
- Возможность изготовления рабочих органов насоса из твердых сплавов и керамики.

Специалистами компании ООО «РЕАМ-РТИ» были разработаны несколько компоновок многоступенчатого погружного героторного насоса в 5-м габарите с дебитом до 50 м^3/сут и напорностью ступени до 200 м, при этом длина секции из 4-х ступеней не превышает 1 метра (рисунок 2)

ГБОУ ВО АГНИ

Рисунок 2 — Опытный образец ГПН в разборе

В рамках автоматизации проектирования рабочих органов героторного насоса была разработана программа для ЭВМ по расчету профиля ведущего (внутреннего) и ведомого (наружнего) роторов (рисунок 3). В основу расчета сопрягаемых профилей положен принцип минимизации скольжения профилей в контакте.

На базе предприятия ООО «РЕАМ-РТИ» создан стенд для испытания насосов высокого давления и их ступеней (до 35 МПа) (рисунок 4).

В ходе стендовых испытаний на воде последней модификации секции погружного насоса ГПН5-50 (габарит 5, подача насоса 50 м^3/сут, длина секции 700 мм, количество ступеней 4, частота вращения 500...3000 об/мин) получена расходно-напорная характеристика, подтверждающая намеченные характеристики, при этом КПД превысил

Особенностью работы спроектированного героторного насоса, отличающей его от других типов шестеренчатых насосов, является возможность его эксплуатации для перекачки абразивосодержащих сред. Это обусловлено минимизацией скольжения профилей в контакте, радиальной подвижностью роторов рамках подшипника скольжения ротор-статор»/вал. При этом зазор между профилями роторов не приводит к межзубовым утечкам, т.к. гидравлически осуществляется постоянный контакт зубьев при передаче вращения в рамках зубчатой пары – от внутренего ротора к внешнему.

ГБОУ ВО АГНИ

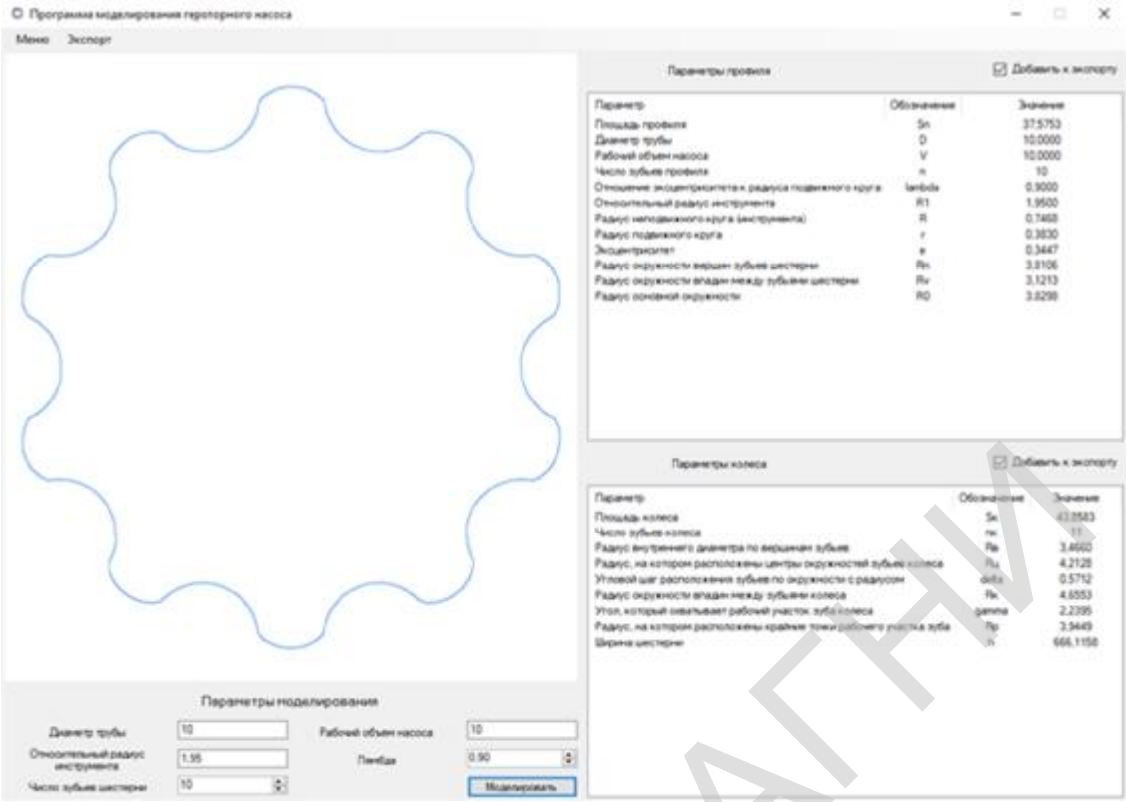


Рисунок 3 — Интерфейс программы моделирования профиля рабочих органов героторного насоса

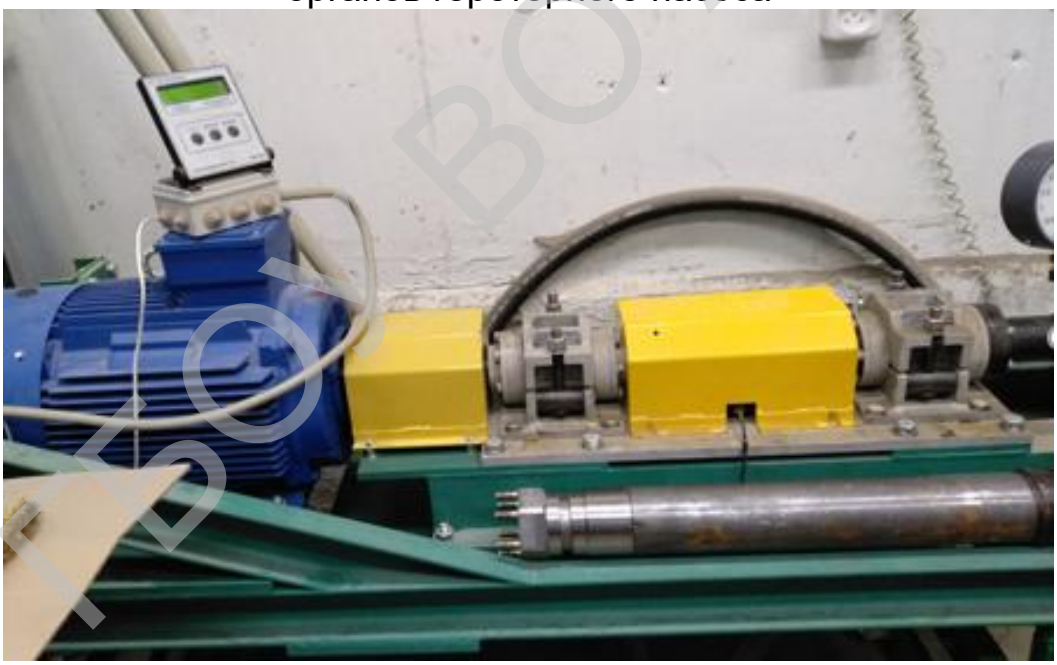


Рисунок 4 — Фотография стенда для испытания насосной техники высокого давления

Однако, ввиду того, что, как и для любого другого погружного насоса, допустимая концентрация и размер механических примесей на приеме ограничиваются для обеспечения ресурса подшипников скольжения, в конструкцию погружного агрегата включен предфильтр, состоящий из комплекта фильтр-элементов из материалов типа ППМ. При этом следует заметить, что линейные габариты погружного агрегата, состоящего из ПЭД, его гидрозащиты, многоступенчатого героторного

ТБОУ ВО АГНИ

насоса, и предвключенных устройств существенно меньше компоновок альтернативных способов механизированной добычи.

На данный момент установка героторного погружного насоса проходит ОПИ в АО «Самаранефтегаз» с текущей наработкой более 365 суток в скважине.

Рисунок 5 — Спуск ГПН в скважину

В ООО «РЕАМ-РТИ» рамках проекта совместно с кафедрой машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина ведутся опытно-конструкторские работы по повышению герметичности рабочих ступеней путем разработки уплотнительной системы ступеней ГПН для повышения энергоэффективности и наработки на отказ, а также опытно-технологические работы по изготовлению рабочих органов ГПН по технологии «КАРБУЛ» из инновационного материала «Карбул Si-C» (рисунок 6) обладающего следующими достоинствами:

- длительная работоспособность (теплостойкость) при температурах в пределах 250 – 300 °С;
- химическая стойкость в пределах Рн 1–14;

ГБОУ ВО АГНИ

- гидрофобность поверхности (низкая способность к отложению солей, угол краевого смачивания водой и растворами солей превышает

- абразивостойкость;
- возможность длительной эксплуатации пар трения насоса из материала «Карбул Si-C» в условиях сухого трения.

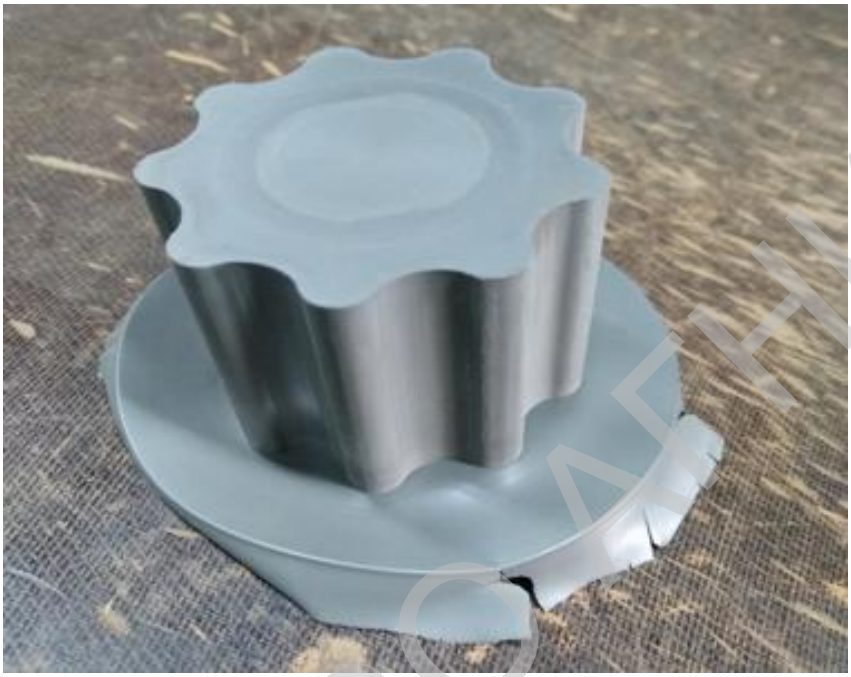


Рисунок 6 — Прекурсор внутреннего (ведущего) ротора, полученный термоформованием

С целью подтверждения возможности и целесообразности разработки героторных насосов в малых габаритных группах, спроектирован насос в диаметральном габарите 2А (диаметр корпуса 69 мм) на подачу от 5 до 20 м^3/сут и напорность секции насоса до 200 м (рисунок 7). При 6 ступенях длина секции составляет 980 мм.

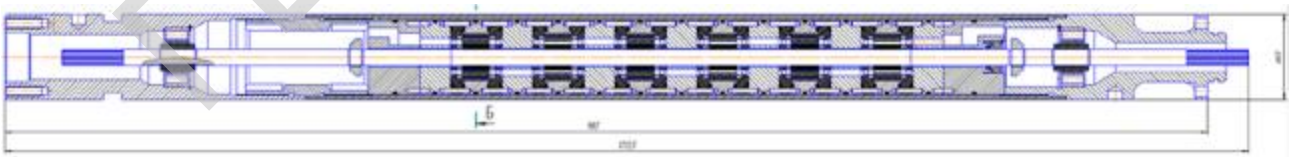


Рисунок 7 – Героторный погружной насос в габарите 2А

ЛИТЕРАТУРА

1. Балденко Д.Ф. Винтовые насосы / Д.Ф. Балденко, М.Г. Бидман, В.Л. Калишевский, В.К. Кантовский, В.М. Рязанцев – М.: Машиностроение, 1982. – 488 с., с ил.

ГБОУ ВО АГНИ

2. Балденко Д.Ф. О выборе профиля зубьев механических передач и гидравлических машин / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко // Бурение и нефть. – 2019. - №03.
3. Балденко Д.Ф. Пути совершенствования одновинтовых насосов для реализации современных технологий нефтегазовой промышленности / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко // Бурение и нефть. – 2018. - №04.
4. Пятов И.С. Погружные героторные насосы – мифы и практика / И.С. Пятов, А.М. Донченко, С.Ф. Глебов, А.С. Тотанов // Бурение и нефть. – 2017. - №06.

УДК 621.34

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЯМОГО УПРАВЛЕНИЯ МОМЕНТОМ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ В ПРИВОДЕ СТАНКА-КАЧАЛКИ

POSSIBILITIES OF USING DIRECT CONTROL OF THE MOMENT OF THE SYNCHRONOUS MOTOR IN THE DRIVE OF THE ROCKING MACHINE

М.Т. Халилов
(Maksud T. Khalilov)
Казанский государственный энергетический университет
(Kazan state power engineering university)

В статье рассматривается метод прямого управления моментом (ПУМ) синхронного двигателя, обзор его различных модификаций и возможности применения данных методов в качестве привода станка-качалки.

The article discusses the method of direct control of the synchronous motor torque, an overview of its various modifications and the possibility of using these methods as a drive of a rocking machine.

Ключевые слова: *прямое управление моментом, синхронный электропривод, штанговые насосные установки.*

Key words*: direct torque control, synchronous electric drive, sucker rod pump installations.*

Электропривод - это основа текущего промышленного производства, и основной эффект от энергосбережения может быть получен именно в этой группе, ведь она потребляет около 60% всей электроэнергии. И повысить энергоэффективность электропривода можно заменив асинхронный электропривод на синхронный, имеющий больший коэффициент полезного действия (0,5-3%) но в тоже время более дорогостоящий. Проблемы со сложным пуском синхронного двигателя мы решаем применением системы прямого управления

ГБОУ ВО АГНИ

моментом, также позволяющей обеспечить электроприводу экономичность, качество, надежность и высокие динамические характеристики.

С того момента как впервые был предложен метод прямого управления моментом для асинхронного двигателя прошло три десятка лет. В настоящий момент данная система нашла своё применение и в других типах двигателей, в том числе и синхронных. Она была создана в конце 90-х годов для синхронных двигателей с постоянными магнитами(СДПМ). Данная система имеет ПИ-регулятор скорости и два регулятора гистерезисного типа (рисунок 1). Основной принцип ПУМ - это выбор значения напряжений по заранее выбранной таблицу значений. Данная схема управления сравнивалась с векторным управлением [1] и итоги:

1) На номинальной скорости система ПУМ имеет лучшее время реакции, динамику, не имеет рывков и перерегулирования.

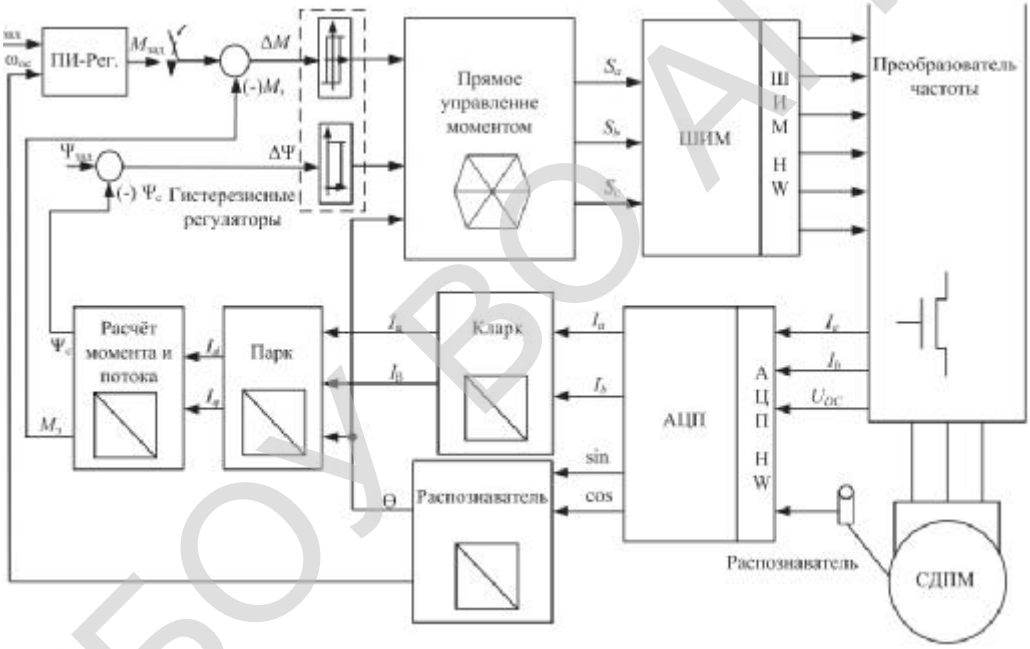


Рисунок 1 – Функциональная схема прямого управления моментом СДПМ: $\Psi_{зад}$ – сигнал задания потокосцепления статора

2) При реверсе значения момента ПУМ в статическом режиме имеют большие отклонения от среднего чем при векторном управлении.

3) Для того чтобы добиться низкого уровня пульсаций момента нужно отрабатывать алгоритм в 5 раз чаще чем при векторном управлении.

Современные электродвигатели работая в условиях случайных нагрузочных воздействий являются нелинейными. Вследствие данного факта управление ими с помощью классического ПИД-регулятора является затруднительным, в то время как применение новых интеллектуальных методов на основе адаптивных нейроконтроллеров обеспечивает более эффективное энергосбережение.

ГБОУ ВО АГНИ

Нейроконтроллеры по своей сути являются совокупностью арифметических операций что позволяет быстро реагировать на поступающие на вход сигналы. Для реализации данной системы нужно провести процесс обучения нейросетей, с помощью которой вычисляются значения векторов весов. Главными достоинствами данного метода являются быстрый отклик на изменения, возможность управления двигателем даже при неточной идентификации переменных, робастость системы управления при нестабильности параметров благодаря мягкой адаптации. Основной же недостаток является в сложности обучения нейросети к определенному двигателю.

При моделировании данного метода в среде MATLAB/Simulink [2] и сравнении с классическими методами с гистерезистными регуляторами, пульсации момента при использовании нейроконтроллера были меньше в 3 раза. Результат может быть улучшен при усложнении структуры нейроконтроллера. Всё это в общем говорит о актуальности применения данной системы управление в электроприводе.

По поводу применения ПУМ в качестве управления электропривода станка-качалки нефтекачалки есть данные о её применении [3] вместе с системой управления на скважинах с резкопеременной нагрузкой на привод (нефть с большим содержанием газа и с влиянием соседних скважин), и система позволила сгладить резкопеременные нагрузки и поддерживать оптимальный уровень жидкости в скважине. Что повышает энергоэффективность оборудования и увеличивает его срок службы. Среднее значение сокращение расхода электроэнергии по скважинам составил 15,64% [4], и это при использовании асинхронных двигателей имеющих меньший кпд чем синхронные и при системе управления с ПИ-регуляторами, замена двигателей на синхронные и использование ПУМ с нейроконтроллером могло увеличить данный результат.

Таким образом у всех вариантов ПУМ есть преимущества и недостатки, что обуславливает сферу их применения. Классические варианты представляют собой частные случаи разрывного управления моментом электрических машин переменного тока. Они максимальны просты и эффективны и могут применяться на сважинах без резкопеременной нагрузки на привод синхронной машины, в более же сложных случаях есть варианты, основанные на нейронных сетях и нечеткой логике. И их главным недостатком усовершенствованного варианта является усложнение системы управления что не является сильным недостатком по причине удешевления микропроцессорной электроники.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рефки Абд Эль Вхаб Амр, Каракулов А.С., Дементьев Ю.Н., Кладиев С.Н. Сравнительный анализ векторного управления и прямого управления моментом синхронного электродвигателя с постоянными

ГБОУ ВО АГНИ

магнитами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2011. - 319 (4). - С. 93-99.
2. Карандеев Д.Ю. Энгель Е.А. Прямое управление моментом асинхронного двигателя с использованием адаптивного нейроконтроллера в условиях неопределенности // Вестник евразийской науки. - 2015. - №5 (30). - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/pryamoe-upravlenie-momentom-asinhronnogo-dvigatelya-s-ispolzovaniem-adaptivnogo-neyrokontrollera-v-usloviyah-neopredelennosti (дата обращения: 23.09.2019).
3. Ахметгаряев Р.Т., Андреев Н.К. Прямое управление моментом в электроприводе скважинных штанговых насосных установок // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. - 2011. - №9-10. - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/pryamoe-upravlenie-momentom-v-elektroprivode-skvazhinnyh-shtangovyh-nasosnyh-ustanovok (дата обращения: 23.09.2019).
4. Ахметгаряев Р.Т., Андреев Н.К., Кузнецов Б.В. Применение прямого управления моментом и ресурсо-энергосбережение в электроприводе штанговых насосных установок // VIII Международная (XIX Всероссийская) конференция по автоматизированному электроприводу АЭП-2014. - 2014. - С. 286-290.

УДК 621.81

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ КОЛЕСНОГО ТРАНСПОРТА

MODERNIZATION OF THE DESIGN OF WHEEL TRANSPORT

Р.М. Хузнахметов, Д.Д. Денисов
(R.M. Khuznakhmetov, D.D. Denisov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье предложен способ модернизации колесного транспорта путем добавления к текущей конструкции гусеничного принципа передвижения. Предложенные решения увеличивают ресурс шин по износу.

The article proposes a way to modernize wheeled vehicles by adding the caterpillar principle of movement to the current structure. The proposed solutions increase tire life by wear.

Ключевые слова: *модернизация, конструкция, колесный транспорт, гусеничный принцип.*

Key words*: modernization, design, wheeled transport, tracked principle.*

Колесный транспорт являются перспективной базой для машин нефтегазовой промышленности - по сравнению с гусеничными,

ГБОУ ВО АГНИ

производительность у них выше за счет более высоких транспортных скоростей. Однако, как известно, на более чем 60% территории России почвогрунты слабые, что существенно ограничивает возможность применения машин на колесной базе.

В настоящее время существует большое количество проблем, связанных с модернизацией колесного транспорта. Примером модернизации может послужить добавление к текущей конструкции колесного транспорта гусеничного принципа передвижения. Проблемой при реализации данного решения является повышенный износ шин от трения их боковых поверхностей о направляющие гусениц.

Рисунок 1 – Конструкция гусеничной пары

Повышение износа связано, в первую очередь, с разной твердостью трущихся поверхностей. С целью снижения интенсивности износа предлагаем заменить трение скольжения, возникающее между боковой поверхностью шин и направляющего пера гусеницы. Для этого необходимо пересмотреть конструкцию гусеничного трака (рисунок 1), добавив в неё шаровую опору, которая послужит для уменьшения трения (рисунок 2).

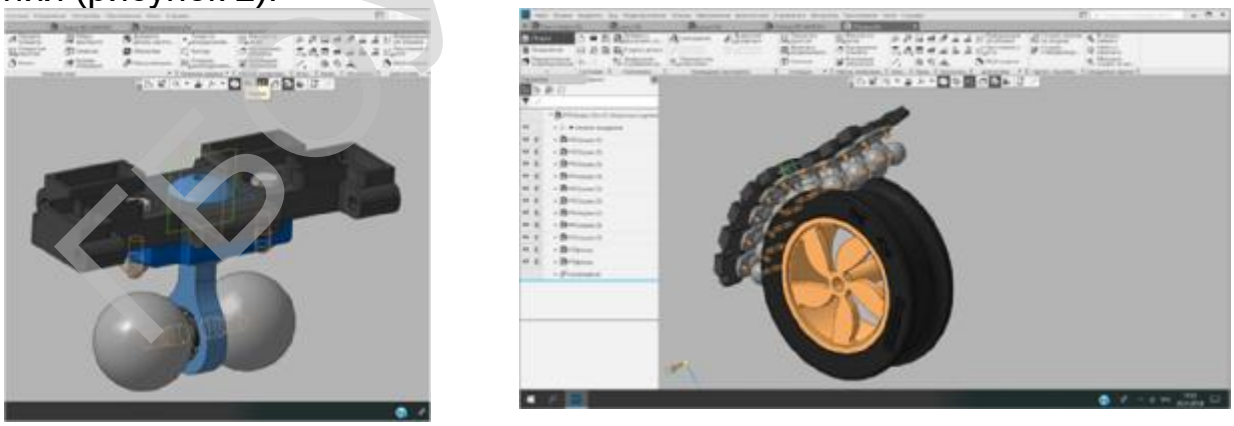


Рисунок 2 – Шаровая опора и модернизированная конструкция

Еще одним решением может послужить замена материала направляющих гусениц, который обеспечивал бы наилучшие условия в паре трения скольжения. Для этого необходимо использование резиновых накладок на боковых поверхностях перьев из армированной резины. Следующий вариант предполагает использование высококачественных СОЖ в месте контакта трущихся поверхностей.

ФГБОУ ВО АГНИ

Конструкции и технические характеристики гусеницы 1930-х годов и гусеницы 1980-х годов почти не отличаются - это узел, собранный из тяжелых, шарнирно сочлененных между собой стальных звеньев. У такой гусеницы большая масса, она рассеивает много энергии, интенсивно изнашивается. В течение пятидесяти лет технический прогресс не влиял на изменение гусениц, находящихся в серийном производстве. Поэтому укоренившееся в сознании многих ученых и конструкторов мнение о неперспективности гусеницы как движителя привело к тому, что в настоящее время специалисты сосредоточились в основном на совершенствовании конструкции тракторных колес.

Сравнивая гусеничный движитель с колесным, можно отметить ряд преимуществ гусеницы перед колесом. У колесного движителя в контакте с грунтом находится около 10% площади наружной поверхности колеса (у шин сверхнизкого давления - до 16%), а у гусеничного движителя в контакте с грунтом находится 40% площади гусеницы. Следовательно, сцепные свойства гусеничного движителя в несколько раз выше, а потери мощности от буксования в 3-4 раза меньше, чем у колесного.

Известна гусеница с разнесенными звеньями, масса которой меньше гусеницы обычной конструкции, а сцепные свойства в 3-4 раза выше. В результате исследований эффективности работы установлено, что у колесного транспорта удельный расход топлива на единицу массы транспортируемого груза на 30-40% больше, чем у гусеничного.

Применяя все вышеперечисленные методы в комплексе для решения данной проблемы, мы значительно увеличиваем ресурс шин по износу. Но такой подход обладает повышенными затратами и не всегда обладает целесообразностью. Поэтому анализируя каждый вариант приходим к выводу, что, в зависимости от назначения и условий эксплуатации, каждый вариант обладает своими достоинствами. Но наиболее универсальным способом является конструкция с подвижной шаровой опорой, обладающей рядом преимуществ: снижение интенсивности износа, регулируемая жесткость системы шарнир-трак, что даёт возможность настройки под определенные условия эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Медведев М.И. Гусеничное зацепление трактора. - М.: Машиностроение, 1985. - 268 с.

2. Ломаев Е.С. Малогабаритная платформа на базе гусеничного шасси с парой зависимых рычагов / Ломаев Е.С., Шмаков О.А., Рогов А.В., Королев Д.М. // Экстремальная робототехника. - 2016. - Т.1. - №1. - С. 344-345.

3. Патент на полезную модель RUS 106213. Гусеничный движитель / Найман В.С., Акинин Д.В., Акинин С.Д., Прохоров В.Ю. 25.01.2011.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 62-192

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СТРАТЕГИИ ТЕХОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

CHOICE OF THE OPTIMAL MAINTENANCE STRATEGY AND REPAIR OF TECHNOLOGICAL EQUIPMENT

З.Р. Фасхиева, Р.М. Хусаинов
(Zukhra R. Faskhieva, Rustem M. Khusainov)
Казанский (Приволжский) федеральный университет
(Kazan (Volga) Federal University)

В статье рассматриваются вопросы снижения капитальных вложений и эксплуатационных затрат на содержание технологического оборудования.

The article discusses the reduction of capital investment and operating costs for the maintenance of technological equipment.

Ключевые слова: *предупредительное обслуживание, критичное оборудование, стратегии.*

Key words*: preventative maintenance, critical equipment, strategy.*

На текущий момент можно выделить следующие стратегии технического обслуживания и ремонта:

• RTF (Run-to-Failure): эксплуатация до отказа — реактивный ремонт. Бессистемный подход, сущность которого заключается в принципе: сломалось — починим.

• TBM (Time-Based Maintenance): обслуживание по регламенту — планово-предупредительный ремонт.

• CBM (Condition-Based Maintenance): обслуживание по состоянию. Основное отличие от TBM в том, что обслуживание проводится не через определенное время или наработку, а на основании проведенной диагностики. На этом же основании определяется и перечень проводимых мероприятий по обслуживанию.

• RCM (Reliability-Centered Maintenance): обслуживание, ориентированное на надежность.

• RBM (Risk-Based Maintenance): обслуживание на основе оценки риска [1].

Обслуживание по надежности (RCM) принимает во внимание как данные о показателях надежности оборудования, так и данные о критичности оборудования с точки зрения обеспечения безопасности функционирования и бесперебойного производства продукции. При этом определяются методы обслуживания, обеспечивающие требуемую надежность оборудования при минимальных затратах на его обслуживание. Таким образом, обслуживание по критериям надежности

ГБОУ ВО АГНИ

базируется на оценке риска, как комбинации вероятности отказа и последствий отказа, а также степени снижения риска в результате выполнения программ работ по ТОиР. Современный менеджмент, ставящий своей целью достижение требуемой надежности, стремится уменьшить объем корректирующего обслуживания основных фондов. Вместе с тем, более широкое применение предупредительного обслуживания сталкивается с ресурсными ограничениями (бюджет, трудовые ресурсы, специальное оборудование и пр.).

Первым шагом оптимизации системы предупредительного обслуживания является предварительное определение наиболее критичного для предприятия оборудования. Для ранжирования оборудования учитываются факторы физического состояния оборудования и факторы его влияния на безопасность производства и окружающую среду, охрану здоровья и травматизм, технологическую целостность производства и выпуск качественной продукции, стоимость восстановительного ремонта оборудования. В итоге получаем перечень критичного оборудования.

Схематично определение критичности оборудования и выбор стратегии его обслуживания представлены на рисунке 1.

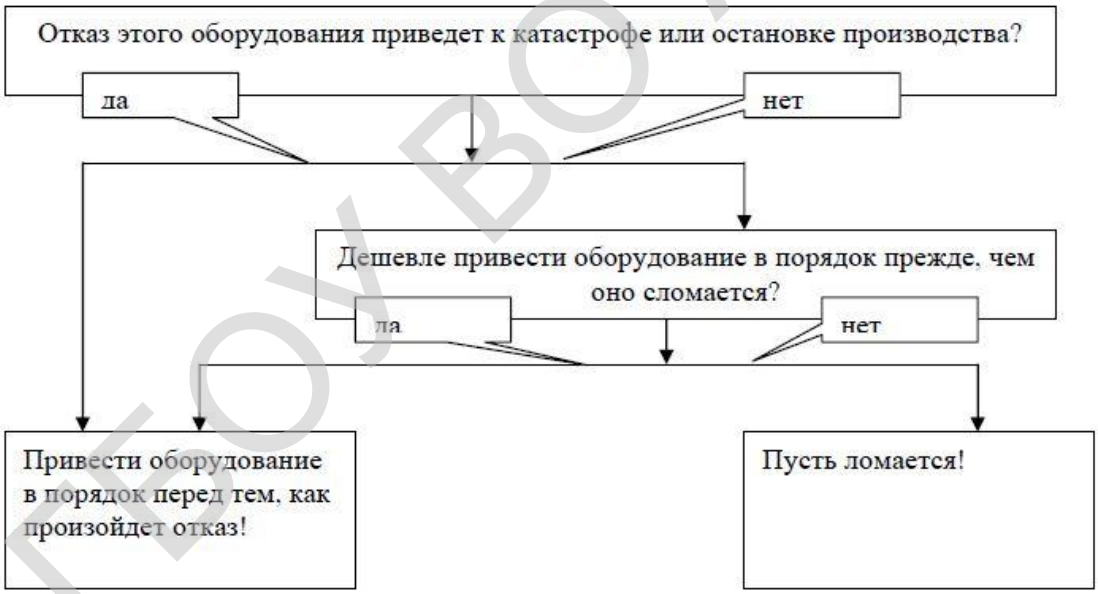


Рисунок 1 - Принцип анализа критичности оборудования

Для некритичного оборудования выбирается стратегия ремонта по отказу. Для критичного – стратегия предупредительного обслуживания. Причем следует учесть, что превентивное обслуживание по календарю или наработке применимо только в случае так называемой модели износа, согласно которой интенсивность отказов возрастает с увеличением наработки. Исследования свидетельствуют, что модели износа соответствуют не более 20 % всех отказов.

Для критичного оборудования нужно провести более детальный анализ для уточнения стратегии обслуживания с учетом всех видов

ГБОУ ВО АГМА

отказов по методике анализа видов, последствий и критичности отказов (АВПКО). Для каждого вида отказа рассматриваются его причины, проявление, последствия, возможность выявления, меры по предупреждению возникновения и их стоимость [2, с. 24-31].

Индекс критичности для оборудования может быть рассчитан по этой формуле:

$$CI = a_1 \times \text{ПЧР} + a_2 \times R_{\text{м}} + a_3 \times R_{\text{э}}, \quad (1)$$

где ПЧР – приоритетное число риска; a_1, a_2, a_3 - весовые коэффициенты, уникальны для каждого элемента оборудования и выбираются на основе экспертных оценок и опыта эксплуатации; *Rм* – коэффициент ремонтосложности механической части; *Rэ* – коэффициент ремонтосложности электрической части.

Индекс состояния оборудования может быть рассчитан по этой формуле:

$$CON = a_1 \times \text{К}_{\text{ом}} + a_2 \times \text{К}_{\text{ми}} + a_3 \times \text{К}_{\text{в}}, \quad (2)$$

где a_1, a_2, a_3 - весовые коэффициенты, уникальны для каждого элемента оборудования и выбираются на основе экспертных оценок и опыта эксплуатации; *Ком* – коэффициент обрабатываемого материала; *Кми* – коэффициент материала применяемого инструмента; *Кв* – коэффициент возраста оборудования.

В качестве примера определим для горизонтально-расточного станка Skoda W200 индекс критичности.

ПЧР для этого станка берем самый максимальный: ПЧР=100, т.к. на предприятии он является единственным оборудованием для обработки рам и лонжеронов и замены ему в данный момент не имеется. Ремонтосложность механической и электрической частей: Rм = 70 и Rэ =52 соответственно. Весовые коэффициенты: a_1 = 0,5; a_2 = a_3=0,25.

$$CI = 0{,}5 \times 100 + 0{,}25 \times 70 + 0{,}25 \times 52 = 80{,}5 \quad (3).$$

А также определим для горизонтально-расточного станка Skoda W200 индекс состояния.

Т.к. материал изготавливаемых лонжеронов – сталь конструкционная, то коэффициент обрабатываемого материала Ком = 100. Коэффициент материала применяемого инструмента Кми = 80. Коэффициент возраста оборудования Кв = 90. Весовые коэффициенты: a_1 = 0,4; a_2 = a_3=0,3.

$$CON = 0{,}4 \times 100 + 0{,}3 \times 80 + 0{,}3 \times 90 = 91 \quad (4)$$

На этой основе производится распределение оборудования по зонам обслуживания. Это распределение может быть таким, как на рис. 2, где сверху вниз происходит ухудшение состояния, слева направо – увеличение критичности.

Здесь зона 2 – осмотр, мониторинг, зона 3 – обслуживание периодическое или по состоянию, в зависимости от видов отказов, 4 – модернизация, 1 – обслуживание по отказу.

ГБОУ ВО АГНИ

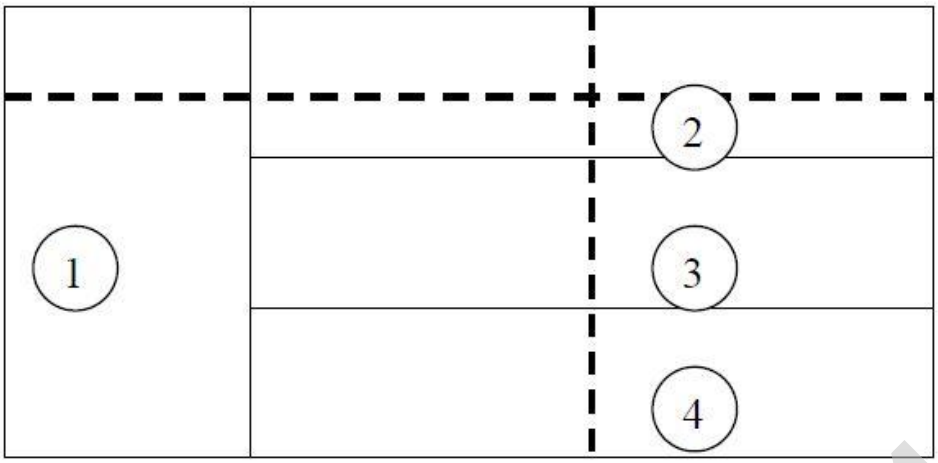


Рисунок 2 - Зоны обслуживания

Для нашего станка Skoda W200 с учетом рассчитанных индексов критичности и состояния на текущий момент производится осмотр и постоянная диагностика. Далее по мере старения или ухудшения условий работы индекс состояния будет снижаться и потребуется производить соответствующие мероприятия.

Стратегия RBM является дальнейшим развитием RCM – принцип определения стратегии обслуживания сводится к минимизации рисков, которые возникают в случае отказа оборудования [3, с. 164-191].

В дополнение к RCM, стратегия RBM предполагает:

• определение P(t) - вероятности отказа оборудования (интенсивность h(t), плотность вероятности f(t), функция выживаемости R(t));

• получение количественной оценки последствий отказа и расчет рисков (Risk = СУММА {P(t)*Последствия отказа});

• расчет совокупного риска, в том числе накопленного за промежуток времени;

• соотнесение рисков с затратами на их устранение, выбор между устранением и принятием риска;

• выбор приоритетов в обслуживании – планирование работ по важности с формированием ранжированного списка работ, сопоставление необходимых ресурсов на работы с ресурсными ограничениями, фокусировка имеющихся ресурсов на верхней части ранжированного списка для первоочередного выполнения тех работ, которые обеспечат наибольшее снижение совокупного риска;

• минимизацию затрат на техническое обслуживание и ремонт при сохранении приемлемого уровня рисков и достижении стратегических целей компании.

Выбор стратегии обслуживания индивидуален для каждого предприятия, но в целом наиболее применимые с точки зрения экономического эффекта — это RBM и RCM, при этом уменьшение объема выполняемых работ по обслуживанию оборудования может достигать 30-40 %.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Как сэкономить на обслуживании оборудования. – URL: https: // ostec-group.ru/group-ostec/pressroom/articles/optimizatsiya/kak-sekonomit-na-obsluzhivanii-oborudovaniya/ (дата обращения 18.02.2019).

2. Новое в конструировании, модернизации и автоматизации бумаго- и картоноделательных машин: сборник трудов Международной научно-практической конференции (Санкт-Петербург, 13-14 октября 2011 г.) / под ред. проф. А.Н. Иванова; СПбГТУРП. – СПб., 2011. – 46 с.

3. Хусаинов Р.М. Эксплуатация технологического оборудования / Р.М. Хусаинов, А.Р. Сабиров. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2018. – 194 с.

УДК 622.276.53

ДЛИННОХОДОВЫЕ ШТАНГОВЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

LONG-WAY BAR PUMP UNITS FOR PRODUCING HIGH-VISCOUS OILS

В.С. Шулин, К.Р. Уразаков, Г.И. Бикбулатова

(Vyacheslav S. Shulin, Kamil R. Urazakov, Goliya I. Bikbulatova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

В зависимости от конструкции скважины и свойств пластовой жидкости условия добычи нефти можно разделить на нормальные и осложненные. К осложняющим факторам при эксплуатации месторождений относятся кривизна скважин, высокая вязкость, наличие песка и газа, а также солей и парафина. Оптимизация процесса подъема жидкости с забоя скважины с целью получения большей части углеводородов и извлечения их из скважины с наименьшими затратами, может быть достигнута увеличением дебита скважин на старых месторождениях.

Актуальной задачей промышленного освоения месторождений с высоковязкой нефтью является создание новых и усовершенствование применяемых технологических решений, которые помогут обеспечить сокращение эксплуатационных и энергетических затрат, позволят увеличить межремонтный период работы нефтепромыслового оборудования за счет предотвращения осложнений при добыче высоковязкой нефти.

Depending on the design of the well and the properties of the reservoir fluid, oil production conditions can be divided into normal and complicated. Complicating factors in field operations include well curvature, high viscosity, the presence of sand and gas, as well as salts and paraffin. Optimization of the process of lifting fluid from the bottom of the well in order to obtain the majority of hydrocarbons and extract them from the well at the lowest cost can be achieved by increasing the flow rate of wells in old fields.

ГБОУ ВО АГНИ

The urgent task of the industrial development of high-viscosity oil fields is the creation of new and improvement of the applied technological solutions that will help to reduce operating and energy costs, will increase the overhaul period of oilfield equipment by preventing complications in the production of high-viscosity oil.

Ключевые слова: *высоковязкая нефть, штанговый скважинный насос, штанговая скважинная насосная установка.*

Key words*: high viscosity oil, sucker rod pump, sucker rod pump unit.*

Выбор способа эксплуатации скважин составляет одну из важнейших задач комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений, существенно влияющий на повышение рентабельности эксплуатации скважин с высоковязкой нефтью. Правильный выбор способа добычи – основа последующей эффективной их эксплуатации. Он зависит от комплекса причин, но результирующим фактором должна быть экономическая целесообразность. На выбор способов добычи нефти существенное влияние оказывает горно-геологические, технологические характеристики разрабатываемых объектов, в том числе ожидаемый дебит, состав и физические свойства нефти, а также конструктивные особенности насосного оборудования.

В зависимости от вязкости пластовой жидкости при механизированной эксплуатации скважин используются электроцентробежные, винтовые или плунжерные насосы. Однако, мировой опыт показывает, что на поздних стадиях разработки месторождений наиболее широкое применение получил способ эксплуатации скважин штанговыми насосами [4]. Поскольку серийные штанговые насосы могут обеспечить подъем на поверхность жидкости с вязкостью до 500 мПа·с, но со сниженными, по сравнению с паспортными, эксплуатационными показателями.

Известно, что одной из проблем, возникающих с ростом вязкости откачиваемой жидкости является торможение штанг в вязкой среде при ходе вниз, вследствие чего происходит рассогласование движения головки балансира станка-качалки и колонны штанг, возрастание знакопеременных нагрузок и, как следствие, преждевременный отказ станка-качалки или обрыв штанг. Кроме того, с увеличением вязкости перекачиваемой жидкости существенно меняется характер рабочего процесса работы штангового насоса: увеличивается перепад давления в линиях всасывания и нагнетания, возрастают силы сопротивления движению колонны штанг и потери на трение в клапанах. Поэтому с целью исключения чрезмерного снижения эксплуатационных характеристик используют длинноходовые штанговые насосные установки. Рассмотрим некоторые из представленных сегодня на рынке установок.

Дифференциальные насосы ООО «Экогерет-М» и ЗАО «Элкам-Нефтемаш» с длиной хода плунжера до 100 м предназначены для

ГБОУ ВО АГНИ

подъема высоковязкой нефти. Высокая эффективность обеспечивается низкой силой трения в механическом уплотнении цилиндра, значительным усилием от веса жидкости в колонне НКТ на плунжер при его движении вниз. Дифференциальный насос состоит из 2-х частей, насоса поршневого типа и гидроусилителя в виде штока, соединённого с поршнем типа и проходящего через тарелку всасывающего клапана. При работе насоса на шток, постоянно действует нагрузка, направленная вниз, равная перепаду давления, умноженному на площадь сечения штока. Это усилие необходимо для преодоления всех сил сопротивления при движении колонны штанг вниз - сил механического трения штанг о трубы и поршня в цилиндре, гидродинамического трения вязкой жидкости, гидравлического сопротивления протоку жидкости через напорный клапан и др. Все эти конструктивные особенности позволят достичь следующих преимуществ:

- минимальные утечки через механическое уплотнение конструкции Захарова Б.С.;
- повышенный ресурс работы колонны штанг за счёт растягивающих усилий в нижней части колонны;
- повышенный коэффициент подачи насоса за счёт уменьшения потерь хода колонны штанг и за счёт принудительного закрытия-открытия всасывающего клапана.

Установка длинноходовых глубинных насосных установок (ДГНУ-2-2,5) за счет длинного хода плунжера при равномерном движении его на большей части длины хода позволяет снизить отрицательные влияния вязкости, газа, удлинения и/или укорочения длины колонны штанг и колонны НКТ и других факторов на работу установки, заполнение жидкостью колонны цилиндров насоса и позволяет увеличить коэффициент наполнения и, соответственно, производительность установки в целом.

Установка ДГНУ-2-2,5 позволяет равномерно изменять в широком диапазоне длину хода и скорость движения плунжера, причем движение плунжера при ходе вверх и ходе вниз может осуществляться с различной скоростью, что позволяет оптимально согласовывать работу установки с добычными возможностями скважины, предотвратить «зависание» колонны штанг, срывы подачи насоса, расширить диапазон эксплуатируемых скважин с осложнёнными условиями.

В процессе промысловых испытаний установки ДГНУ-2-2,5 были выявлены проблемы, связанные с беспрепятственным движением второй ветви цепи, свободно размещаемой в корпусе.

Одним из перспективных направлений является использование длинноходовых насосных установок с ленточным механизмом, самоуплотняющимися плунжерами и рабочим цилиндром из насосно-компрессорных труб. Принцип работы установки заключается в том, что наземный привод производит наматывание ленты на барабан и сматывание ее в скважину с заданной скоростью и интервалом

ГБОУ ВО АГНИ

перемещения плунжера. Возвратно-поступательное движение ленты с плунжером и работа клапанов обеспечивают подъем жидкости на поверхность. Движение плунжера вверх и вниз осуществляется путем реверсирования приводного двигателя. Производительность установки определяется скоростью движения плунжера, длиной хода и уровнями жидкости в скважине в конце хода вверх или вниз, связанными с интенсивностью притока жидкости в скважину.

Эксплуатация длинноходовых насосных установок с ленточным тяговым механизмом на практике подтвердила работоспособность насосного агрегата, но также выявила ряд недостатков, к которым относятся:

- малый диаметр сматывающего барабана, что значительно увеличивает влияние изгибающего момента на напряжения изгиба ленты;
- применение направляющего ролика, что дополнительно накладывает на ленту напряжения изгиба и приводит к снижению ресурса ленты;
- несовершенство командно-управляющей аппаратуры установки, приводящее к возникновению проблемы с защитой ленты от перегрузок и делающее невозможным оперативное изменение скорости движения плунжера.

Разработанный ООО «ЭЛКАМ» энергоэффективный скважинный штанговый насос непрерывного двойного действия (НДШ-57/38) предназначен для добычи пластового флюида при движении колонны штанг вверх и вниз в непрерывном режиме. Данный вид оборудования позволяет заменить собой малодебитные ЭЦН производительностью от 45 до 80 м^3/сут. Примечательно отсутствие холостого хода при сравнительно простой конструкции НДШ. Габариты нижней части насоса соответствуют габаритам насоса с условным диаметром 57 мм, а вытеснение жидкости в верхней части насоса при ходе плунжера вверх происходит в объеме, соответствующем насосу с условным диаметром 38 мм. Также важно отметить, что НДШ-57/38 состоит из полностью унифицированных деталей. Это означает, что в его конструкции применяются такие же клапанные пары, корпусы клапанов, цилиндры, плунжеры, муфты, полированный шток и боковой всасывающий клапан, как и в стандартных (типовых) штанговых насосах. К настоящему времени ООО «ЭЛКАМ» освоен выпуск всех перечисленных деталей.

Принцип действия насоса непрерывного двойного действия заключается в следующем: при ходе штанг вниз открывается боковой всасывающий клапан, вследствие чего происходит заполнение надплунжерного пространства. Параллельно открывается нагнетательный нижний клапан, и жидкость из подплунжерного пространства поступает внутрь плунжера. При ходе штанг вверх боковой всасывающий клапан остается закрытым, и после открытия верхнего нагнетательного клапана жидкость из надплунжерного пространства

ГБОУ ВО АГНИ

перетекает внутрь плунжера. Затем открывается нижний всасывающий клапан, что приводит к заполнению подплунжерного пространства. Основное преимущество по сравнению с насосами типа ННШ-70 состоит в уменьшенной нагрузке на привод станка-качалки (8 против 9,6 т при установке насосов на глубину до 1200 м), что позволяет увеличить отбор пластовой жидкости без замены привода. Помимо этого, за счет меньших (по сравнению с УЭЦН) габаритов насос можно применять в скважинах со сложной геометрией ствола. Также НДШ характеризуется низким энергопотреблением, что было подтверждено в ходе опытно-промышленных испытаниях, проведенных на трех скважинах ОАО «Удмуртнефть».

Таким образом, на сегодняшний день при промышленном освоении месторождений с высоковязкой нефтью актуальной задачей является создание новых и усовершенствование применяемых технических решений, которые обеспечат сокращение эксплуатационных и энергетических затрат, позволят увеличить межремонтный период работы нефтепромыслового оборудования за счет предотвращения осложнений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Чичеров Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы: учебник для вузов. - М.: Недра, 1983. - 312 с.

2. Шишкина Л.В., Савинов С.А. Статистические исследования причин отказов глубинных штанговых насосов / Л.В. Шишкина, С.А. Савинов // Интеллектуальные системы в производстве. – 2013. – №1. – С.113-115.

3. Юмачиков Р.С. Фильтр «Инжени» для русской нефти / Юмачиков Р.С., Юмачиков Р.Р. // The Chemical Journal. – 2016. – С. 32-35.

4. Валовский В.М. Эксплуатация скважин установками штанговых насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: учеб. пособие / В.М. Валовский [и др.]. – М.: НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО, 2016. – 592 с.

ГБОУ ВО АГПУ

УДК 621.315.05

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИКЛОТРОННОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ СВЧ-ИЗЛУЧЕНИЯ НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ

APPLICATION CYCLOTRON CONVERSION DEVICE MICROWAVE RADIATION AT PETROLEUM REFINERY

А.М. Буравов
(Andrey M. Buravov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - к.т.н., доцент кафедры «Электро- и теплоэнергетика»
Т.В. Табачникова

Вопросами беспроводной передачи электрической энергии в последнее время активно стали интересоваться нефтяные компании. Целью беспроводной связи является экономия средств на строительство комплексов по передаче электрической энергии. Особый интерес вызывает ситуация, когда невозможно проложить воздушную линию электропередачи. В данном случае использование беспроводной передачи позволит добывать нефть в труднодоступных местах.

The purpose of wireless communication is to save money on the construction of complexes for the transmission of electrical energy. Of particular interest is the situation when it is impossible to lay an overhead power line. In this case, the use of wireless transmission will allow oil production in hard-to-reach places.

Ключевые слова: *беспроводная передача энергии, СВЧ-излучение, циклотронный преобразователь, нефтеперерабатывающий завод.*

Key words*: wireless energy transfer, microwave radiation, cyclotron converter, oil refinery.*

Вопросами беспроводной передачи электрической энергии в последнее время активно стали интересоваться нефтяные компании. Целью беспроводной связи является экономия средств на строительство комплексов по передаче электрической энергии. Первые эксперименты в области беспроводной передачи энергии были проведены знаменитым учёным Николой Тесла в 1890-х годах. С момента его первых экспериментов технология беспроводной передачи развилась достаточно для того, чтобы предложить некоторые преимущества для современного мира. Однако ограничения использования беспроводной передачи электроэнергии всё ещё существенные.

ГБОУ ВО АГНИ

Современные нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) имеют гигантские размеры. Для снабжения электрической энергией его технологических объектов требуется наличие большого количества линий электропередачи, например, для бесперебойного обеспечения энергией НПЗ могут потребоваться сотни километров электрических проводов.

В перспективе, создание системы беспроводной передачи энергии должно позволить устранить расходы на классические линии электропередачи, а также снизить затраты на их ремонт и содержание.

Анализ существующих способов беспроводной передачи электрической энергии показал, что в настоящее время наиболее эффективным способом является передача энергии с помощью СВЧ-излучения.

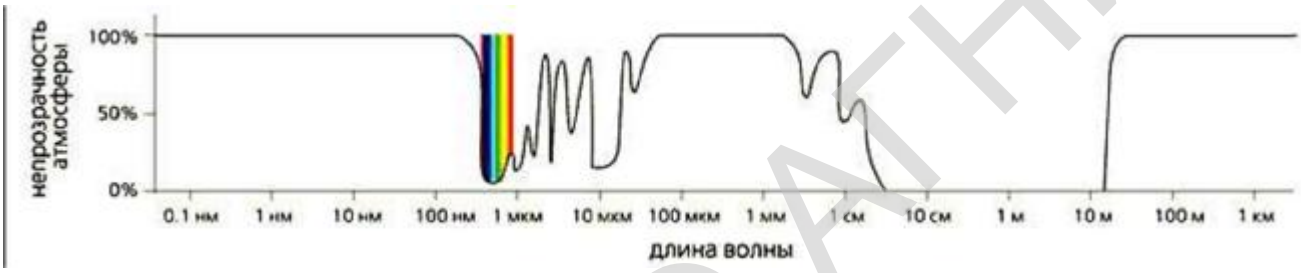


Рисунок 1 – Зависимость непрозрачности атмосферы от длины волны электромагнитного излучения

Учёными опытным путем установлено, что радиоволны длиной 12 см (2,45 ГГц) практически не поглощаются атмосферой. Зависимость непрозрачности атмосферы от длины волны электромагнитного излучения представлена на рисунок 1. Потери энергии составляют всего 5% [1]. Принимать это излучение будет циклотронный преобразователь энергии, схема которого представлена на рисунок 2.

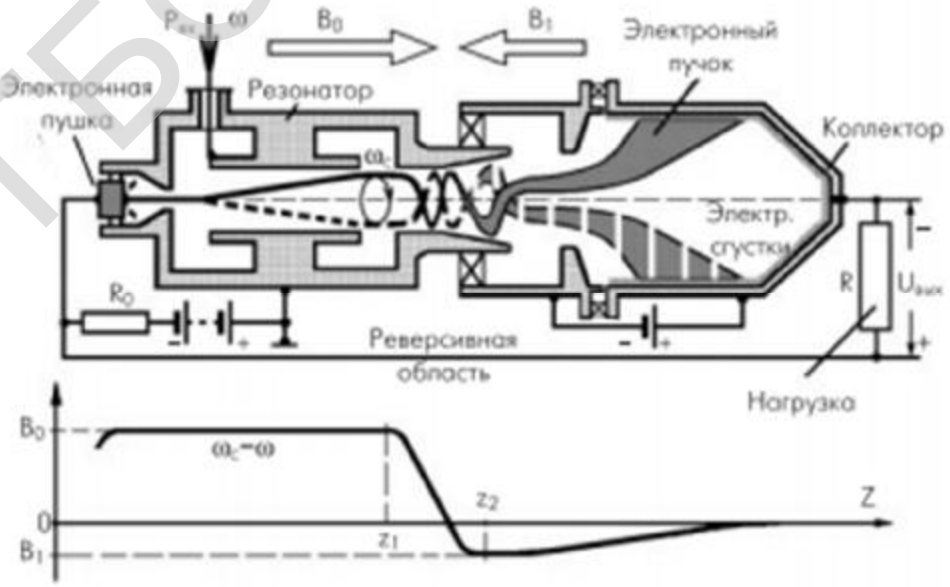


Рисунок 2 – Схема циклотронного преобразователя энергии

ГБОУ ВО АГНИ

Мониторинг исследований и разработок в области, рассматриваемой автором статьи, позволил провести анализ преимуществ циклотронных преобразователей. Среди достоинств циклотронных преобразователей, благодаря которым обеспечивается высокое выходное напряжение, обозначены высокий КПД при высоком уровне входной СВЧ-мощности и устойчивость к перегрузкам по высокочастотной цепи и цепи постоянного тока [2].

Автором изучен экспериментальный образец циклотронного преобразователя, разработанного совместно МГУ и НПП «Торий». Непрерывная входная мощность данного экспериментального образца составляет ~10 кВт, а КПД достигает 83%. Проведены также испытания образцов циклотронных преобразователей мощностью 30–40 Вт с КПД около 70–74% и мощностью до 1 кВт [3].

Доказано, что увеличение тока и начального радиуса потока, выбор оптимальных размеров области реверса с тормозящим полем позволяют повысить значения удельной мощности циклотронного преобразователя (до 50 кВт и более) с кпд на уровне 80-90% [4].

Произведён расчет затрат в сравнении с традиционным способом передачи электроэнергии. Рассмотрена передача электроэнергии для сети 100 кВт.

Вложения на традиционные способы передачи – это строительство воздушных и кабельных линий электропередачи. Стоимость строительства воздушных линий электропередач 10 кВ, согласно данным полученным от строительных компаний, составит за 2 км линии 1,8 млн. рублей. Из расчётов видно, что на данный момент передача электроэнергии традиционными линиями электропередачи ненамного дороже. Цена прокладки аналогичной кабельной линии на то же расстояние будет состоять из двух частей: стоимость работ и стоимость кабеля с оборудованием. Прокладка кабеля на 2 км стоит 3,3 млн. рублей, стоимость кабеля на напряжение 10кВ (ААБЛУ 3Х120) 695 руб./м или 1,39 млн. рублей. Таким образом, стоимость прокладки кабеля на 2 км составит 4,69 млн. рублей.

Стоимость передатчика на 100 кВт составляет порядка 450 тыс. рублей. Стоимость приемного циклотронного преобразователя энергии порядка 1,5 млн. рублей. В сумме затраты на реализацию инновации для нагрузки 100 кВт составят: 450 тыс.руб +1250 тыс.руб. =1,7 млн. рублей. Эта сумма гораздо ниже суммы строительства традиционных линий электропередачи.

Особый интерес вызывает ситуация, когда невозможно проложить воздушную линию электропередачи. В данном случае использование беспроводной передачи позволит добывать нефть в труднодоступных местах.

Таким образом, СВЧ-передача энергии с помощью циклотронного преобразователя является очень интересным и перспективным направлением для нефтегазовой отрасли. Главным минусом данного

ГБОУ ВО АГНИ

способа является более низкий КПД, однако это проблема решается развитием технологий передачи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тетельбаум С.И. О беспроводной передаче электроэнергии на большие расстояния с помощью радиоволн.
2. http://www.electronics.ru/journal/article/895.
3. http://www.grandov.ru/nuda/elektronika-svch/main.html.
4. http://vmu.phys.msu.ru/file/1998/2/98-2-66.pdf.

УДК 66.048.3.069

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССА ВЫДЕЛЕНИЯ ИЗОПЕНТАНА ЦГФУ ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»

INTENSIFICATION OF THE PROCESS OF ISOPENTANE ISOLATION TSGFU PJSC «NIZHNEKAMSKNEFTECHIM»

Г.М. Валеева, Р.Р. Шайхутдинова, Н.Л. Солодова, Б.А. Валиев, Т.Р. Гатин, Д.П. Столяров

(Renata. R. Shaikhutdinova, Natalya L. Solodova, Gulnaz M. Valeeva, Bulat A. Valiev, Timur R. Gatin, Daniil P. Stolyarov)

Казанский Национальный Исследовательский Технологический Университет

(Kazan National Research Technological University)

Научный руководитель - к.т.н., доцент Н.Л. Солодова

Рассмотрено получение узких фракций высокой чистоты на центральной газофракционирующей установке ПАО «Нижнекамскнефтехим». Изучены контактные устройства ректификационной колонны.

The preparation of narrow fractions of high purity at the central gas fractionation unit of PJSC Nizhnekamskneftekhim was considered. Studied contact device distillation columns.

Ключевые слова: *газофракционирование, ректификация, колонна, контактные элементы, оборудование.*

Key words*: gas fractionation, distillation, column, contact elements, equipment.*

Разделение ШФЛУ происходит на центральной газофракционирующей установке (ЦГФУ) методом ректификации, основными продуктами разделения являются этан, пропан, бутан, изобутан, пентан, изопентан, гексан [1].

Способ разделения ШФЛУ методом ректификации является самым распространенным. Ректификация – это процесс многократного контакта

ГБОУ ВО АГНИ

жидкой и паровой фазы, при каждом таком контакте происходит частичное испарение легколетучего компонента и частичная конденсация труднолетучего. Процесс осуществляется за счет контактирования потоков пара и жидкости, которые имеют разные составы и температуры [2].

Процесс ректификации протекает в вертикальных сварных колонных аппаратах. Во внутренней полости колонн осуществляется противоточное взаимодействие потоков паровой и жидкой фазы. Для интенсификации процесса массо- и теплообменных процессов применяются специальные контактные устройства [2].

В первой колонне происходит разделение ШФЛУ на этан-пропановую и бутан-пентан-гексановую фракции. Во второй колонне происходит разделение этан-пропановой фракции на этановую и пропановую фракции. В третьей колонне происходит разделение кубовой части К-1 на фракцию суммы бутанов и пентан-гексановую фракцию. В К-4 происходит разделение фракции суммы бутанов на изобутановую и бутановую фракции. В колонне 5 разделяется пентан-гексановая фракции на фракцию суммы пентанов и гексановую фракцию. В шестой колонне выделяются чистые изопентановая и пентановая фракции [1].

Все продукты являются ценными и находят применение в качестве сырья для дальнейшей переработки и в качестве готового продукта.

Например, пропан используется в качестве сырья для процесса пиролиза, в качестве хладоагента; изобутан - качестве сырья для процессов дегидрирования в производстве синтетических каучуков; бутан - в качестве сырья на печах пиролиза завода Этилен и в качестве сырья для получения дивинила на производстве ДБО; изопентан – в качестве сырья для производства изопренового каучука и в качестве растворителя; пентан - в качестве сырья для процесса изомеризации в производстве изопренового каучука; гексан – в качестве сырья процесса пиролиза и для производства растворителей.

В настоящее время наблюдается рост в динамике потребления товарной продукции, что ведет к увеличению производительности производства [1].

Основными потребителями продукции, получаемой разделением ШФЛУ, являются другие заводы ПАО «Нижнекамскнефтехим», в качестве дальнейших продуктов получают разные виды каучуков и пластмасс [1].

В настоящее время существует тенденция в реконструкции старых контактных устройств в газофракционирующих колоннах на более новые и производительные элементы [3].

Контактные устройства должны обеспечивать высокий тепло- и массообмен фаз. К ним относятся различные насадки и тарелки [3].

Насадка – это элементы различной формы и размеров с развитой поверхностью. Насадки делятся на регулярные и нерегулярные. Это

ГБОУ ВО АГНИ

связано с двумя основными способами укладки насадки внутри аппарата: нерегулярные, или беспорядочно уложенные насадки, засыпаются в навал, без укладки, а регулярные, или структурированные насадки, уложены и ориентированы в пространстве и друг к другу таким образом, что создается система извилистых каналов, по которым движутся взаимодействующие фазы. Нерегулярные насадки делят на стационарные и подвижные, а регулярные − на блочные насадки и насадки с индивидуальной укладкой [4]. Рассмотрим насадки фирмы «Зульцер Хемтех».

Стационарные насыпные насадки бывают кольцевыми, цилиндрическими, седлообразными, сферическими и другой конструкции. Усовершенствование стационарных насыпных насадок достигается в основном путем модификации известных конструкций, например, путем увеличения количества отогнутых элементов или путем изменения соотношения высоты и ширины насадочного тела.

Насадочные тела подвижных насадок бывают сферическими, цилиндрическими, спиральными, кольцевидными, призматическими, кубическими, могут выполняться полыми, сплошными или перфорированными [4].

Изобретение сетчатых насадок типов BX и CY в начале шестидесятых годов явилось поистине прорывом в ректификационных технологиях. Характеристики этих насадок позволили впервые решить сложные задачи ректификационного разделения термолабильных веществ.

Другим краеугольным камнем развития семейства регулярных насадок послужила разработка насадки Mellapak в семидесятые годы. Первоначально предназначенная для работы в диапазоне давлений от среднего вакуума до атмосферного давления, эта насадка открыла новые и неожиданные перспективы во всех областях процессов массопереноса.

MellapakPlus − регулярная насадка с повышенной производительностью. Сохраняя все преимущества насадки Mellapak, насадка MellapakPlus обогащает их новыми достоинствами своей уникальной геометрической структуры. Насадка производится в пяти различных типоразмерах, отличающихся удельной поверхностью.

Также фирма «Зульцер Хемтех» выпускает высокопроизводительные тарелки. Наиболее широкое применение нашли клапанные тарелки [4].

Клапаны SVG являются самыми большими по размеру из фиксированных клапанов. Струи пара, проходящие через широкие боковые отверстия клапана, производят очистку полотна тарелки от загрязнений в зоне расположения отверстия. Это обеспечивает отличные эксплуатационные характеристики при работе в загрязнённых средах в течение долгого периода времени и позволяет обходиться без остановки на чистку тарелок.

ПБОУ ВО АГНИ

Тарелки с клапанами SVG успешно зарекомендовали себя в процессах производства акрилонитрила, бражных колоннах, ректификации бутадиена, атмосферных и вакуумных колоннах в нефтепереработке, абсорберах очистки газа от кислых примесей, установках гидроалкилирования, производстве изопропилбензола, латекса, колоннах отгонки суспензии ПВХ, колоннах щелочной очистки и других процессах.

Тарелки VG AF (стойкие к загрязнению) входят в семейство тарелок VGPlus и специально разработаны для переработки загрязненных сред. Сочетание больших неподвижных клапанов, высокопроизводительных переливных карманов и специально разработанных особенностей конструкции делают тарелку менее чувствительной к загрязнениям и увеличивает продолжительность безостановочной работы при переработке загрязненных сред. Тарелки VG AF показывают превосходную устойчивость характеристик при переработке загрязнненных сред, обеспечивая при этом высокую производительность и эффективность [4].

Тарелки Shell Calming Section обычно применяют в случае, когда величина параметра потока не превышает 0,1. Эти тарелки используют в процессах ректификации с высокими паровыми нагрузками, где необходимо минимизировать унос жидкости при максимальной производительности по пару. Тарелки Calming Section спроектированы с очень большой свободной поверхностью (т.е. долей отверстий) полотна тарелки, что в сочетании с коробчатыми переливными устройствами позволяет увеличить полезную производительность на 30 % по сравнению с тарелками традиционной конструкции. При этом межтарельчатое расстояние может быть снижено до 300 мм [4].

Производительность тарелок Shell ConSep может быть на 80% выше по сравнению с традиционными тарелками и на 50% больше, чем у других высокопроизводительных тарелок, при сохранении высокой массообменой эффективности. Сепарация газа и жидкости на тарелке происходит за счет применения вихревых элементов. Благодаря центробежному эффекту разделения удается заметно превысить ограничения, характерные для устройств с гравитационным разделением фаз. Полотно тарелки может быть выполнено как у ситчатой или клапанной тарелки с различными видами клапанов [4].

На этих тарелках жидкость уносится с полотна тарелки потоком пара и в режиме прямотока попадает на центробежные элементы, находящиеся под полотном вышерасположенной тарелки. В центробежном элементе происходит сепарация жидкости и пара, после чего отсепарированная жидкость по трубе стекает в переливную камеру и через нее – на полотно тарелки, расположенной ниже той, с которой эта жидкость была ранее унесена. Отсепарированный газ устремляется под вышележащую тарелку, проходит через ее полотно, взаимодействуя

ГБОУ ВО АГНИ

с находящейся там жидкостью, и затем уносит эту жидкость в вихревые элементы вышележащей тарелки [4].

Такая организация потоков на тарелке позволяет достигать очень больших скоростей пара в колонне. Тарелка ConSep сочетает большую поверхность барботажа и высокую пропускную способность по жидкости, присущие тарелке HiFi, с центробежным сепаратором [4].

Кассетные тарелки обычно используются в царговых колоннах, когда царги изготовлены из труб и диаметр не позволяет монтажнику работать внутри колонны. Диаметр такой колонны обычно варьируется от 300 до 800 мм. Кассетные тарелки соединяются и собираются в «этажерку» (кассету) для удобной установки. В кассете возможно использование всех типов полотен тарелок и различных конструкций переливных устройств [4].

Провальные тарелки представляют собой перфорированные полотна без переливов. Отсутствие переливов и большая свободная поверхность перфорации делает эти тарелки подходящими для работы в условиях сильно загрязненных сред, например, при переработке суспензий или в случаях, когда возможна интенсивная коррозия [4].

ЛИТЕРАТУРА

1. Технологический регламент ЦГФУ / утв. Мустафин Х.В. - Нижнекамск, 2002. – 218 с.
2. Чуракаев А.М. Газоперерабатывающие заводы. Технологические процессы и установки / А.М. Чуракаев. – М.: Химия, 1971. - 236 с.
3. Дронин А.П. Технология разделения углеводородных газов / А.П. Дронин, И.А. Пугач. – М.: Химия, 1975. - 176 с.
4. Ясавеев Х.Н. Модернизация установок переработки углеводородных смесей: монография / Х.Н. Ясавеев, А.Г. Лаптев, М.И. Фарахов. — Казань: Издательство ФЭН, 2004. — 307 с.

УДК 621.311

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

USE OF ALTERNATIVE ENERGY SOURCES IN OIL AND GAS PRODUCING DEPOSITS

А.С. Вахитов, С.Р. Хазиев
(Almaz S. Vakhitov. Salavat R. Haziev)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - к.т.н., доцент кафедры ЭТЭ Т.В. Табачникова

В статье анализируется возможность применения гибридных источников электропитания на альтернативных источниках энергии.

ГБОУ ВО АГНИ

Использование гибридных электростанций позволит уменьшить затраты на топливо, а также снизит вредные выбросы в окружающую среду.

The article analyzes the possibility of using hybrid power sources on alternative energy sources. The use of hybrid power plants will reduce fuel costs, as well as reduce harmful emissions into the environment.

Ключевые слова: *электростанция, эффективность, солнечный, ветряной, экономичность.*

Keywords: *power plant, efficiency, solar, wind, profitability.*

В настоящее время для электроснабжения нефтедобывающих объектов ПАО «Татнефть» при обустройстве отдаленных от единой энергосистемы месторождений чаще всего применяются бензо-, газо- и дизель-генераторные установки, использующие в качестве топлива нефтепродукты.

Одним из пунктов корпоративного принципа ПАО «Татнефть является безопасность и забота об экологии. Компания постоянно стремится к совершенствованию технологий не только добычи и переработки нефти, но технологий экологически чистой выработки электроэнергии для электроснабжения своих технологических объектов. При этом всегда актуальным остаётся вопрос снижения затрат на электроснабжение нефтяных месторождений.

Один из вариантов решения вышеозначенных вопросов является использование гибридных электростанций, основанных на использовании в качестве первичного топлива альтернативные источники энергии.

Среди альтернативных источников электроэнергии наиболее популярными в мире являются ветро-солнечные электростанции, с точки зрения надежности они более стабильны, чем ветровые или солнечные электростанции в отдельности.

Авторы статьи считают, что на объектах структурных подразделений ПАО «Татнефть», удалённых от единой энергосистемы, целесообразно использовать гибридные электростанции, которые должны в себя включать солнечные и ветровые системы совместно с дизельными генераторами.Такой вариант гибридной электростанции позволит не только уменьшить вред, наносимый окружающей среде постоянно работающими бензо-, газо- и дизель-генераторными установками, сэкономить средства на топливе, но и повысить коэффициент полезного действия всей электростанции.

Предлагаемое сочетание использования энергии солнца и ветра, а также дизельных источников в данных установках позволяет в течение календарного года гарантированно обеспечивать потребителей электроэнергией практически при любых погодных условиях.В пасмурную погоду или ночью, когда нет солнца, но есть ветер, основным

ГБОУ ВО АГНИ

источником электроэнергии являются ветрогенераторные установки.В солнечную погоду, когда ветер стихает, увеличивается доля выработки электроэнергии фотоэлектрическими панелями.В случае отсутствия благоприятных условий (например, пасмурная безветренная погода, ночное время суток без ветра) питание потребителей осуществляется от дизельной электростанции.

Предлагается рассмотреть гибридную ветро-солнечно-дизельную электростанцию (ВСДЭ). Термином «гибрид» обозначается то, что установка формируется путем комбинирования трёх видов компонентов, которые выдают одинаковые или похожие результаты. Гибридная система, состоящая изветровой, солнечной и дизельной установок, формируется из фотоэлектрической системы (солнечной электростанции), дизельных генераторов, ветряных электроустановок (ветряная электростанция) и системы интеллектуального управления, которая следит за тем, чтобы количество сгенерированной солнечной и ветряной энергии в точности соответствовало спросу на неё в текущий момент. [2]

Солнечная и ветряная электростанции фактически дополняют дизель-генераторные установки, обеспечивая тем дополнительную энергию при высоких нагрузках или разгрузку генераторной установки, с целью минимизации расхода топлива. Избыточная энергия может храниться в аккумуляторных батареях, что позволяет гибридной системе использовать больше солнечной энергии даже ночью или ветряной энергии в безветренную погоду. Интеллектуальное управление различными компонентами системы обеспечит оптимальную экономию топлива и минимизирует выбросы углекислого газа.

Рисунок 1 – График ветро – солнечной станции

ГБОУ ВО АГНИ

Для наглядной оценки финансовой привлекательности и окупаемости гибридной установки приведён график на рисунке 1. При сроке окупаемости необходимо учитывать зависимости от суммарной площади установленных солнечных панелей, локальной солнечной инсоляции, от количества ветряков, скорости и времени обдува ветра, от размера самой системы. Беря во внимание то, что расходы на эксплуатацию этих систем сравнительно малы [3], такие системы могут окупиться всего за четыре-пять лет, несмотря на их более высокую первоначальную стоимость.

Кроме того, фотоэлектрические системы являются гибкими в плане расширения, их мощность может быть увеличена по мере роста электропотребления объектом. Солнечные фотоэлементы можно устанавливать на опоры ветряков что способствует сокращению площади занимаемой системой.По сравнению с системами, использующими только генераторные установки, ВСДЭ имеет множество преимуществ: более низкие расходы на топливо; меньшая зависимость от повышения цен на топливо и дефицита электроснабжения благодаря оптимизированному планированию; минимальные выбросы CO2 (защита окружающей среды и торговля электроэнергией, подтвержденная соответствующим экологическим сертификатом).

Предложенное решение ВСДЭсущественно позволит экономить топливо. Данное направление активно развивается во всем мире.Совместная работа в автономной системе электроснабжения дизельной электростанции (ДЭС) и установок возобновляемой энергетики наиболее рационально осуществляется как работа ветровой и фотоэлектрической станции на электрическую сеть, образованную дизельной электростанцией. ДЭС в этомслучае рассматривается как основной источник электроэнергии, а участие в генерации возобновляемых источников электроэнергии позволяетэкономить часть топлива.

По условиям устойчивости системы электроснабжения, определяемым соотношением мощностей ДЭС и сетевых инверторов фото- или ветроэлектростанции, мгновенная мощность возобновляемой части энергетического комплекса не должна превышать 40-50% мощности ДЭС. Соотношение средних значений мощностей возобновляемой и дизельной частей гибридного энергокомплекса ориентировочно составляет 1/5. [1]

Структура такого комплекса приведена на рисунке 2.

Достоинством подобных комплексов является их простота, позволяющая снизить требования к системе управления и свести к минимумусостав оборудования.

ГБОУ ВО АГНИ

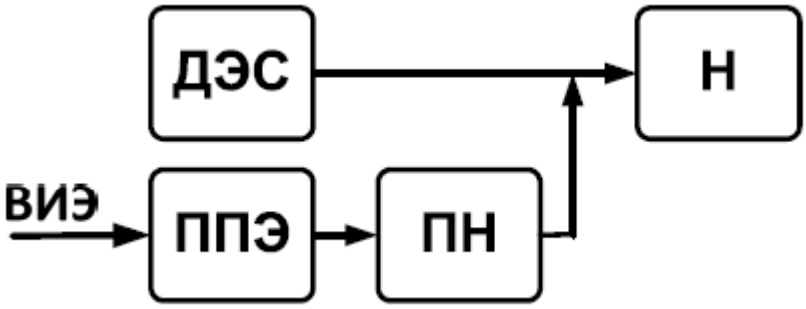


Рисунок 2 – Гибридный энергетический комплекс

ООО «Татнефть-Самара» ведет разработку 34 месторождений с высокими геологическими рисками, обусловленными незначительными размерами, со сложными горно-геологическими условиями и повышенными вязкостями продукции. Для этих труднодоступных месторождений рациональным решением по электроснабжению являются ВСДЭ.

Гибридные (ветро-фотоэлектрические-дизельные) системы могут окупиться достаточно быстро, особенно в районах где частые ветра и ясные солнечные дни. Эти технологии в сочетании с дизельными генераторами максимизирует использование ветро-солнечной энергии. Экологические преимущества также внушительны: выбросы CO_2 и шумовое загрязнение значительно сокращаются, сводя к минимуму воздействие на окружающую среду.[4]

ЛИТЕРАТУРА

1. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями.

2. Голубев С.В. Возобновляемые источники энергии в энергетике газовой отрасли. Перспективы и аспекты применения ВИЭ на объектах ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2016. – № 12/746. – С. 72-76.

3. Григораш О.В., Корзенков П.Г. Автономные системы электроснабжения на возобновляемых источниках энергии // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2013. – № 93. – С. 646-658.

4. Инновационные решения в создании информационно-управляющей системы линейной телемеханики конденсатопровода «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК» / Р.М. Минигулов, Г.Б. Грибанов, А.Р. Степанов [и др.] // Сфера нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 36-38.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 621.3

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ПРИ ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

THE MONITORING SYSTEM OF HIGH-VOLTAGE POWER LINES DURING ICING

А.Р. Ганиуллин
(Airat R.Ganiullin)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - к.т.н, доцент кафедры «Электро- и теплоэнергетика»
Э.Р. Еникеева

Для повышения надежности в регионах с низкой температурой и высокой влажностью необходимо оснастить системами мониторинга гололедообразования высоковольтные линии электропередачи 110, 6 (10) и 35 кВ. Данная задача решается путем реализации комплекса методов диагностики.

To improve reliability in low temperature and high humidity regions, it is necessary to equip high-voltage power lines 110, 6 (10) and 35 kV with ice formation monitoring systems. This problem is solved by realization of diagnostic methods set.

Ключевые слова: *преобразователь, беспроводная сеть, электромагнитная поля.*

Key words*: converter, wireless network, electromagnetic field.*

В данной момент для передачи энергии на большие расстояния массово применяются воздушные линии электропередач, главным элементом которых является провода линии электропередач (ЛЭП). При эксплуатации в регионах с низкой температурой и высокой влажностью всегда стоит проблема обледенение токопроводящих проводов ЛЭП. Резкие перепады температуры воздуха содействуют образованию наледи на проводах воздушных линий, где толщина гололеда может достигать 60-70 мм. Обыкновенные расчеты показывают, что, например, провод марки АС-185/43 диаметром 19,6 мм километровой длины имеет массу 845 кг; при толщине гололеда 20 мм она увеличивается в 3,6 раза, при толщине 40мм и 60 мм в 9 и 17 раз соответственно. Вместе с этим общая масса линии электропередачи из восьми проводов километровой длины возрастает соответственно до 25, 60, 115 тонн, что приводит к поломке металлических опор. Наличие гололеда дает большие нагрузки на все элементы воздушной линии. В итоге увеличения массы провода приводят к опасным и нежелательным явлениям: как обрыв токопроводов, грозозащитных тросов, ухудшение защитных свойств изоляторов и так далее.

ГБОУ ВО АГНИ

На устранение подобных аварий уходят несколько дней, в результате сетевые энергокомпании несут огромные убытки. Поэтому во всех компаниях актуально ведутся разработки по данной проблеме. Отложение гололёда представляет большую опасность для стабильного электроснабжения и нормальной эксплуатации воздушных линий электропередач.

Для повышения надежности, обеспечения бесперебойности питания и эффективности электроснабжения объектов необходимо разработать, изготовить и оснастить системами мониторинга гололедообразования высоковольтные линии электропередачи 6 (10) и 35 кВ. Данная задача решается путем реализации комплекса методов диагностики гололедообразования.

Отложения гололёда могут вызвать разрегулировку положения проводов и тросов, вызвав их сближение между собой. Сближение проводов и тросов вследствие неодновременного сброса гололеда. Отложения гололеда с воздействием ветра могут вызвать интенсивную пляску, короткие замыкания между проводами и тросами, а в некоторых случаях повреждения линейной арматуры и креплений; значительную перегрузку проводов и тросов и их обрывы; разрушения опор. В результате обрыва проводов и тросов при перегрузке от гололеда, когда возникающие неуравновешенные силы на опоры от оставшихся целыми проводов и тросов значительно превышают расчетные, а также при сочетании гололеда с сильным ветром, перекрытие линейной изоляции ВЛ при таянии. Это происходит вследствие значительного снижения льдоразрядных характеристик изоляторов по сравнению с влагоразрядёнными характеристиками, по которым обычно выбирается необходимый уровень линейной изоляции. Для обеспечения надежности воздушных линий в осенне-зимний период и своевременного информирования линейного персонала о превышении гололедно-ветровых нагрузок на линии становится актуальной разработка и установка системы отображения информации по текущему состоянию гололедообразования на линиях электропередач.

Объектом исследования является система мониторинга гололедообразования на высоковольтных линиях электропередачи 110, 35, 6 (10) кВ.

Модуль оценки, использующий расчетные отношения между измеренными данными и другими переменными, для вычисления оценки параметров гололедообразования выполняет расчет вероятной толщины стенки гололеда по предложенным моделям.

Определение гололеда проводится в два этапа. На первом определяется структура и порядок уравнения, описывающего стрелу провеса и скорость распространения зондирующего сигнала с требуемой точностью. С математической точки зрения подобная задача является задачей аппроксимации экспериментальной кривой некоторым уравнением. В задачи определения гололедообразования, такими

ГБОУ ВО АГТИ

уравнениями являются уравнения расчета стрелы провеса и телеграфные уравнения.

Проведя серию измерений контролируемых параметров, составляется система нелинейных уравнений, в которых неизвестной является величина пропорциональная толщине стенки гололеда. Затем необходимо вычислить коэффициенты в найденной системе уравнений. Для этого используются различные методы поиска коэффициентов, такие как метод координатного спуска и метод сопряженных градиентов.

Алгоритмы определения гололеда, основаны на вычислении оценок с помощью которых осуществляется сравнения контролируемого объекта с эталонным по различным наборам признака и использование весовых процедур. Оптимальные параметры модели и весовые процедуры находятся из решения задачи оптимизации модели - определяются такие значения параметров, при которых точность (сумма квадратов отклонений) является максимальной.

Очевидно, что своевременное информирование о превышении гололедно-ветровой нагрузки на провода ВЛЭП является актуальной задачей для Поволжского региона, так как он относится к III-IV районам согласно карте районирования РФ по толщине стенки гололеда, которая может достигать 30 мм. Существует множество методов обнаружения гололеда на проводах воздушной линии. Наиболее эффективными являются методы определения стрелы провеса, импульсного зондирования линии и термо-метеорологического прогнозирования. Используя в комплексе перечисленные методы, актуально создание системы мониторинга гололедно-ветровой нагрузки.

Мониторинг воздушных линий электропередачи на основе беспроводной сети анализаторов предоставляет возможность измерять следующие параметры: температуру окружающей среды; среднюю толщину обледенения; угол провиса провода; действующее значение тока; относительную влажность воздуха; среднеквадратичное виброускорение (ветровое давление).

Для измерения температуры и влажности окружающей среды используется датчик, представляющий собой интегральную микросхему, в корпусе которого располагается первичный и вторичный преобразователь физической величины, аналого-цифровой преобразователь и драйвер шинного интерфейса один градус по Цельсию. Выводы подключаются на одноименные выводы микроконтроллера. Терморезисторы, включенные по мостовой схеме, аналоговый сигнал которых оцифровываются микроконтроллером, помогают измерять температуру провода. При этом датчик защищается внешней защитной оболочкой, на нем отсутствует термоизоляция в целях исключения его нагрева.

Питание устройства осуществляется за счёт отбора мощности электромагнитного поля, где первичным источником питания является трансформатор тока с разделяемым сердечником, установленный на

ГБОУ ВО АГНИ

проводе линии электропередач, когда как вторичная обмотка трансформатора соединена с мостовым диодным выпрямителем, в цепь постоянного тока которого и включен преобразователь. С использованием модуля беспроводной сети автоматизации процессов можно осуществить приём и передачу данных по радиоканалу, где модуль беспроводной радиосвязи представляет собой микросборку. Микросборка соединена с контроллером посредством интерфейса UART. Встраиваемые модули беспроводной сети автоматизации процессов бесценны, достоинством которых являются высокое быстродействие и низкое энергопотребление. Они могут использоваться в качестве беспроводной радиосвязи.

Из собранной информации формируется пакет с указанием идентификатора отправителя. Устройство сети (измерительный элемент), располагающийся на удаленном конце контролируемого участка воздушных линий, производит передачу и передает всю собранную информацию ближайшему соседнему элементу. После этого соседний элемент передает полученную и свою информацию следующему элементу, находящемуся ближе к пункту сбора данных. Таким образом, строится самоорганизующаяся сеть из устройств, включающая датчики для измерения основных параметров воздушных линий, информация которых поступает в центр хранения и обработки данных.

Система мониторинга позволяет одним постом контролировать сразу несколько пролетов линии, измерять температуру и массу отложений на фазных проводах и грозотросах, контролировать плавку, Но самое главное преимущество – прогноз момента начала гололедообразования, позволяющий заблаговременно избежать возможных аварий на воздушных линиях. Как результат повышает экономическую эффективность сетевых компаний. При этом новые технологии позволяют уменьшить стоимость оборудования, в сравнении с ближайшими аналогами при одновременном повышении функциональных возможностей системы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сацук, Е.И. Программно-технические средства мониторинга воздушных линий электропередачи и управления энергосистемой в экстремальных погодных условиях [Текст]: дис. … д-ра тех. наук / Е.И. Сацук. – Новочеркасск, 2011. – 314 с.

2. СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия (СП 20.13330.2011 Актуализированная редакция).

3. Титов, Д.Е. Мониторинг интенсивности гололёдообразования на воздушных линиях электропередачи и в контактных сетях [Текст]: дис. канд. техн. наук: 05.09.03 / Титов Дмитрий Евгеньевич. – Саратов, 2014. – 150 с.

ГБОУ ВО АГНИ

4. Дьяков, Ф.А. Совершенствование методов и средств мониторинга гололедообразования на линиях электропередачи Текст]: дис. … канд. тех. наук: 05.14.02 / Ф.А. Дьяков. – Ставрополь, 2009. – 195 с.
5. Алимов А.А. Методы диагностирования технического состояния распределительных электрических сетей 10 кВ // Вестник наукиКазАТУ им. С. Сейфуллина. – 2011. - №4 (71).
6. Еникеева Э.Р., Чернявская И.А. Об опыте повышения энергоэффективности в ПАО «Татнефть» // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2014. Т. 1. № -2. С. 21-23.
7. Еникеева Э.Р., Чернявская И.А. Применение полимерных материалов в системе электроснабжения ПАО «Татнефть» // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. - 2015. - Т. 1. № 2. - С. 15-17.
8. Еникеева Э.Р., Чернявская И.А. Использование активных молниеотводов для грозозащиты электрооборудования подстанции // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - 2015. - Т. XIII. - № 2. - С. 56-58.

УДК 622.7.012.7,628.81

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

IMPROVING THE ECONOMIC EFFICIENCY OF HEAT CONSUMPTION OF OIL AND GAS ENTERPRISES

А.А. Горгуц, Е.В. Кузнецова
(Aleksey A. Gorguts, Elena V. Kuznetsova)
Уфимский государственный нефтяной технический университет
(Ufa State Petroleum Technical University)
Научный руководитель - к.т.н., доцент Е.В. Кузнецова

Статья посвящена проблеме энергоэффективности предприятий при растущих тарифах на топливно-энергетические ресурсы. На основании цен за 2018 год приведён вывод об экономии на коммунальные услуги в теплопотреблении

The article is devoted to the problem of energy efficiency of enterprises with growing tariffs for fuel and energy resources. Based on prices for 2018, it was concluded that savings on utilities in heat consumption

Ключевые слова: *энергоэффективность, теплопотребление, экономайзер.*

Key words*: energy efficiency, heat consumption, economizer.*

ГБОУ ВО АГНИ

Для снижения теплопотребления зданий необходим правильный подход к выбору теплоизоляционного материала. Правильный выбор позволяет: снизить эксплуатационные расходы на отопление и кондиционирование здания, увеличить срок службы утеплителя и ограждающих конструкций в целом, организовать благоприятный микроклимат в помещениях, обеспечить экологическую безопасность и надлежащие санитарно-гигиенические условия эксплуатации здания, обеспечить пожаробезопасные характеристики строительных конструкций. Для этого к выбору утеплителя и способу его монтажа следует подходить комплексно, учитывая технические особенности каждого конкретного вида и условия, в которых планируется его эксплуатация. [1]

Вопрос энергосбережения имеет высокую актуальность на сегодняшний день, поэтому большое внимание уделяется установкам, способствующим повышению энергоэффективности. В случае с постоянным ростом цен на топливо, растут и цены на себестоимость тепла, что приводит к необходимости использованию установок для повышения энергоэффективности теплоснабжения. Одна из таких установок называется экономайзер, в системах отопления их называют теплофикационным экономайзером. [2]

Для того чтобы в полной мере убедиться в необходимости использования таких установок как экономайзер, необходимо разобраться в котлах в которых идёт приготовление теплоносителя и обратить внимание на зависимость их КДП и энергопотерь. Чем больше сжигается топлива, тем выше становится тепловая нагрузка котла, но и увеличивается количество выбросов в окружающую среду. Эти дымовые выбросы имеют теплоту, при увеличении тепловой нагрузки на котёл, теплота этих выбросов возрастает, что приводит к снижению КПД котельных агрегатов.

Применение теплофикационных экономайзеров позволяет решать задачи связанные с использованием энергии теплоты уходящих газов, используя эту энергию как предварительный нагрев воды в котлах, которая выступает в системе отопления как теплоноситель. Экономайзер нашёл своё применение как для водяного отопления, так и для воздушного. [3]

При работе котельных агрегатов на природном газе исключаются проблемы связанные с потерями теплоты от механического недожогом топлива, но проблема связанная с потерями через уходящие газовые выхлопы остается, поэтому для котлов которые в качестве своего топлива используют природный газ, применяется охлаждение продуктов сгораний, охлаждение происходит до той температуры, при которой получится максимальное количество конденсата из уходящих газов, а теплоту которая выделится при конденсации использовать для нагрева теплоносителя до поступления в котел. [4]

ГБОУ ВО АГТИ

Эксплуатация котла ниже установленной мощности на 15 % пиковой нагрузки с учетом теплопотребления и потерь при транспортировке, приводит к увеличению потерь в окружающую среду и как следствие снижение КПД котла, особенно при работе котла на неполную мощность в начале и в конце основного отопительного сезона.

Для того чтобы повысить КПД устанавливают экономайзер. Данное устройство капиталоемко, но в перспективе в течение долгого срока эксплуатации оно окупается. Для размещения экономайзера требуются значительные площади, поэтому место для него надо предусматривать в процессе проектирования.

В теплофикационных водяных экономайзерах нагреваемая вода затем используется для целей теплофикации. В старых котельных с низким КПД, вследствие высокой температуры уходящих газов, иногда устанавливают групповые теплофикационные водяные экономайзеры, повышающие КПД котельной.

Экономайзер использует бесполезную трату тепловых выбросов в окружающую среду для того, чтобы снизить потребление топлива. За счет энергии уходящих газов вода начинает подогрев до подачи в сам котел отопления, в этом и заключается принцип работы экономайзера. Данное мероприятие позволяет сэкономить до 10% энергетического топлива, а также снизить выхлоп загрязняющих газов. [5]

Поскольку все продукты сгорания имеют разную влажность, то при установки паровой турбины, производящей забор уходящих газов КПД повысится от 10 до 15%. Различная влажность газов, выходящих из котла связана с содержанием в них разных количеств серной кислоты и углекислого газа. Поэтому в зависимости от вида топлива будет выделяться разное количества газов. Таким образом, происходит увеличение КПД устройства. [6]

Рассмотрим предприятие ПАО АНК «Башнефть». Из годового отчёта топливно-энергетических ресурсов, которые были использованы данным предприятием по договорам поставки (купли-продажи), известно, что за 2018 год было затрачено 3583,1 тыс. Гкал теплоэнергии на сумму 6016,4 млн руб. За счёт использования энергии уходящих газов, с помощью экономайзера можно снижать затраты на топливно-энергетические ресурсы от 10 до 15%, поскольку при использовании экономайзера увеличится КПД котельных установок. Из данных объёмов производства по затратам и стоимости тепла получаем, что 1 тыс. Гкал теплоэнергии стоит 1679,1 тыс. руб. При использовании экономайзера получаем, что стоимость 1 тыс. Гкал теплоэнергии снижается до уровня 1511,2 тыс. руб. Таким образом плановая экономия на каждую 1 тысячу Гкал. теплоэнергии сформируется на уровне 164,9 тыс. руб. В крупных нефтегазовых компаниях с большим потреблением тепла, данная экономия будет существенная, даже при затратах на экономайзер, который в последствии окупит себя.

ГБОУ ВО АГНИ

Подводя итоги, хочется ещё раз подчеркнуть остро стоящую проблему энергоэффективности производственных агрегатов, в нашем случае – котельных. Увеличение энергоэффективности с помощью теплофикационных экономайзеров является необходимостью в настоящее время, на фоне роста цен на топливо для систем отопления экономайзер позволит заметно сократить цены на отопление, поскольку затраты необходимые на подогрев воды будут меньше, потому что КПД котельных будет выше. Использование теплофикационного экономайзера позволит оптимизировать затраты при активном росте тарифов на отопление. [7]

Использование теплофикационных экономайзеров в системах отопления позволяет не только сэкономить компании на теплопотреблении, но и является примером рационального использования выбросов, а именно использование тепла уходящих газов. Данное мероприятие позволит уменьшить выбросы в окружающую среду и повысить производительность котлов для отопления. [8]

Инжиниринг качества способствует использованию самых передовых теплоизоляционных материалов, для решения проблем связанных с теплопотерями. Так же использования экономайзера является примером использования достижения науки для решения актуальных вопросов энергосбережения теплоэнергии и снижения расходов на коммунальные услуги. [9], [10]

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузнецова Е.В., Турумтаев Г.Р., Христолюбова Д.В. Экономическое обоснование применения современных теплоизоляционных материалов в строительной отрасли // Евразийский юридический журнал. - 2018. - № 11 (126). - С. 393-394.

2. Смородова О.В. Тепловые электрические станции. Выбор оборудования / Смородова О.В., Костарева С.Н., Кузнецова Е.В., Трофимов А.Ю., Бурдыгина Е.В. - Уфа, 2019.

3. Гетман В.В., Лежнева Н.В. Методы утилизации теплоты уходящих газов от энергетических установок // Журнал Вестник Казанского технологического университета. - 2013.

4. Гельман А.А., Кузнецова Е.В. Инновационные подходы к снижению совокупных затрат на инфраструктурные объекты предприятий топливно-энергетического комплекса // В сборнике: Инновации в управлении региональным и отраслевым развитием материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. - 2017.

5. Смородова О.В., Костарева С.Н., Кузнецова Е.В. Возобновляемая энергетика. Страны мира, экономические аспекты. - Уфа, 2019.

6. Зенцов В.Н. Решения по энергосбережению при изменении конструктивных решений объектов водоснабжения и водоотведения /

ГБОУ ВО АГНИ

Зенцов В.Н., Асташина М.В., Кузнецова Е.В., Хайруллин В.А. // Интернет-журнал Науковедение. - 2016. - Т. 8. - № 3 (34). - С. 28.
7. Смородова О.В., Кузнецова Е.В., Турумтаев Г.Р. Обеспечение тепловой защиты зданий промышленного назначения. В книге: Трубопроводный транспорт – 2019 // Тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции. - 2019. - С. 357-359.
8. Смородова О.В., Костарева С.Н., Кузнецова Е.В. Технико-экономические аспекты «зеленой» энергетики. В книге: Трубопроводный транспорт – 2019 // Тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции. - 2019. - С. 356-357.
9. Кузнецова Е.В., Шаймарданова А.А., Болгова А.С. Концептуальные основы инжиниринга качества // В сборнике: Современные тенденции в экономике и финансах. Сборник научных трудов по материалам IV Всероссийской заочной научно-практической интернет -конференции. - 2014. - С. 109-111.
10. Кузнецова Е.В., Турумтаев Г.Р., Христолюбова Д.В. Система автоматизированного регулирования параметров микроклимата жилого здания в городе Уфа // В сборнике: Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук Материалы Международной научно-технической конференции. - 2018. - С. 224-226.

УДК 62-83: 622(075)

БЕЗДАТЧИКОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ ВЕНТИЛЬНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ

DETECTORLES PERMANENT MAGNET SYNCHRONOUS MOTOR GUIDANCE

Д.Ю. Гришин, Г.Г. Муравьев, Р.Р. Гибадуллин, А.Н. Цветков
(D. Yu. Grishin, G. G. Muravyev, R. R. Gibadullin, A. N. Tsvetkov)
Казанский государственный энергетический университет
(Kazan State Power Engineering University)
Научный руководитель - к.т.н., доцент А.Н. Цветков

Благодаря высокой надёжности и хорошей управляемости, синхронные двигатели с постоянными магнитами нашли широкое применение в нефтегазодобывающей промышленности, особенно в системах регулирования скорости с большим диапазоном и высоким темпом пусков, остановок и реверса.

Due to their high reliability and good controllability, PMSM are used in the oil and gas industry, especially in speed control systems with a large range and a high rate of starts, stops and reverse.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *синхронный двигатель с постоянными магнитами, устройство управления, энергоэффективность.*

Key words: *permanent-magnet synchronous motor, device guidance, energy efficiency.*

Существуют вентильные двигатели переменного и постоянного тока. В электродвигателях (ЭД) переменного тока ЭДС имеет синусоидальную зависимость. У двигателей переменного тока – трапециевидную, которая зависит от расположения магнитов ротора и катушек статора.

В отличие от асинхронных или коллекторных двигателей, вентильный не является самодостаточным, и его работа невозможна без специальной системы управления, задача которой – подавать напряжение на обмотки статора в зависимости от положения ротора таким образом, чтобы создаваемое при этом электромагнитное поле притягивало полюса магнитов ротора, поворачивая его на определенный угол. [3]

При выдерживании перпендикулярности потоков статора и ротора обеспечивается поддержка наибольшего момента вращения вентильного двигателя при изменении частоты вращения, что устранит асинхронизм ротора и реализует работу синхронного двигателя с постоянными магнитами с максимальным коэффициентом полезного действия.

Система управления, реализованная в преобразователе частоты, на основе мгновенных значений тока в фазах статора и путем решения набора дифференциальных уравнений определяет векторы потокосцепления в двигателе и положение ротора (косвенное измерение положения), формируя выходное напряжение по специальному алгоритму. Таким образом, система способна работать без датчика положения ротора, который, как известно, является самым ненадежным и достаточно дорогостоящим элементом вентильного электропривода.

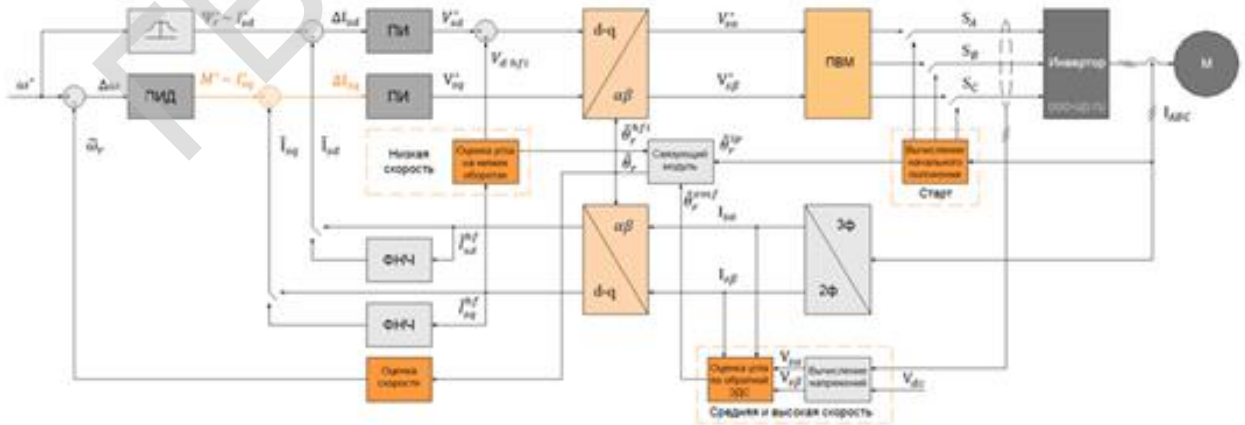


Рисунок 1 - Бездатчиковое управление явнополюсного синхронного двигателя с постоянными магнитами (СДПМ)

ГБОУ ВО АГНИ

Реализация предложенного способа управления приводит к уменьшению стоимости и массогабаритных показателей электрической машины, способствует повышению надежности работы электропривода [1]. При этом управление вентильным электродвигателем осуществляется не только на коротких расстояниях, но и на линиях длиной в несколько километров, что актуально для объектов нефтедобычи.

Ответ на вопрос об управлении бездатчиковым СДПМ можно разделить на несколько этапов:

1. определение положения полюсов магнитов для пуска электрической машины;
2. управление электродвигателем на низких оборотах, т.е. разгон электродвигателя до скорости составляющей около 10% от номинальной, при которой генерируемая противо-ЭДС становится достаточной для определения положения ротора;
3. разгон электродвигателя до номинальной скорости вращения, поддержка и регулирование максимального момента вращения.

- Бездатчиковый старт

Задача корректного запуска синхронного электродвигателя является одной из главных в современных системах управления. Для этого следует подать напряжение на одну из фаз статора и дождаться нужного расположения ротора. Но в том случае если положение полюсов ротора не совпало с этой фазой, ротор может совершить неконтролируемое движение назад, а в том случае если ротор имеет всего одну пару полюсов (такие чаще всего используются на высокооборотистых электродвигателях) и вовсе не принять необходимое положение.

В силу того, что ротор в начальный момент времени неподвижен, он не создает обратной ЭДС. Поэтому для определения его положения подается специальный сигнал на статор машины.

Ниже приведены 3 способа определить положение подвижной части электрической машины с помощью бездатчикового управления:

1. Впрыскивание несущего сигнала высокой частоты;
2. ШИМ метод;
3. Метод импульсов тока.

Так как определить положение ротора и отличить северный полюс от южного позволяет только третий метод, этот подход является оптимальным для решения задачи бездатчикового старта, основанный на анализе изменения индуктивности обмоток статора в зависимости от положения полюсов магнитов ротора. Он включает применения правильной последовательности импульсов напряжения прикладываемых к катушкам статора и измерении пикового значения полученных токов для оценки положения ротора. [2]

- Бездатчиковое управление электродвигателем

ГБОУ ВО АГНИ

На низкой скорости:

На низких оборотах (0-10% от номинальной скорости вращения) величина обратной ЭДС, генерируемая электродвигателем, недостаточна для определения положения вращающегося ротора. Поэтому информацию о положении ротора получают за счет разности индуктивностей по осям d и q, имеющуюся у СДПМ с ротором с явно выраженными полюсами. Для этого на основной управляющий сигнал накладывается высокочастотная составляющая (сигнал модулируется). После чего выделяется высокочастотная составляющая, из которой извлекается информация о положении ротора и скорости вращения электродвигателя.

В основном диапазоне:

Под основным диапазоном скоростей (10% - 100% от номинальной скорости вращения) понимается такой режим работы, когда скорость электропривода удовлетворительна уровню обратной ЭДС который, в свою очередь, был бы достаточным для того, чтобы вычислить положение ротора с приемлемой точностью. Получение угла происходит с помощью специальных электронных устройств, вычисляющих параметры и переменные СДПМ для дальнейшего управления.

- Высокоскоростные решения

В таких приложениях как центробежные компрессоры, турбомоллекулярные насосы требуется применять высокооборотистые ЭД со скоростью вращения больше 60000 об/мин. В данном случае рационально было бы рассмотреть использование ЭД, имеющих бездатчиковую систему управления, исключая погрешность датчиков положения ротора на высоких оборотах.

Данная задача по управлению электродвигателем так же разбивается на несколько этапов:

- бездатчиковое определение начального положения;
- разгон скалярным методом;
- векторное управление на высоких оборотах (в случае меняющейся нагрузки).

Основные выводы:

Рассмотрены бездатчиковые способы управления ВД, описаны рекомендации по его управлению, проанализированы методы определения положения ротора данной машины.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018 г.

ГБОУ ВО АГТИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Фираго Б.И., Александровский С.В. Свойства, характеристики и параметры синхронного двигателя с постоянными магнитами при векторном и скалярном частотном управлении // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. - 2019. - №3. – С. 206–218.

2. Васильев Д.А. Энергоэффективное управление асинхронным электродвигателем / Васильев Д.А., Пантелеева Л.А., Покоев П.Н., Носков В.А. // Вестник НГИЭИ. - 2019. - №4 (95). – С. 100-115.

3. Школа для электрика: [Электронный ресурс]. - М., 2008-2019. - Режим доступа: http://electricalschool.info/ (Дата обращения: 18.09.2019).

УДК 621.34

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

ENERGY EFFICIENCY OF INTRODUCTION OF FREQUENCY- CONTROLLED ELECTRIC DRIVE OF PUMPING UNITS

В. Закиров, М. Акуленко

(V. Zakirov, M. Akulenko)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель - к.т.н., доцент кафедры «Электро- и теплоэнергетика» Э.Р. Еникеева

В статье раскрывается понятие частотно-регулируемого привода, анализ и применение ЧРП на насосных станциях. Даются определения ЧРП, ПЧ, приводятся преимущества и недостатки данного технического устройства.

The article describes the concept of frequency-controlled drive, analysis and application of CRP at pumping stations. The definitions of CRP and IF are given, the advantages and disadvantages of this technical device are given.

Ключевые слова: *частотно-регулируемый привод, насосная установка, асинхронный короткозамкнутый электродвигатель, технико-экономические показатели.*

Key words: *frequency-controlled drive, pumping unit, asynchronous short-circuited electric motor, technical and economic indicators.*

Применение частотно-регулируемых приводов (ЧРП) на основе асинхронных короткозамкнутых электродвигателей и полупроводниковых преобразователей частоты – это одно из направлений в области энергосберегающих технологий последних лет.

ГБОУ ВО АГНИ

Частотно-регулируемый привод – система управления частотой вращения ротора асинхронного (синхронного) электродвигателя. Состоит из электродвигателя и частотного преобразователя.

Преобразователь частоты (ПЧ) – устройство, состоящее из инвертора (преобразователя, иногда с ШИМ), преобразующего постоянный ток в переменный требуемой частоты и амплитуды и выпрямителя (моста постоянного тока), преобразующего переменный ток промышленной частоты в постоянный. В настоящее время становится все более актуально применение ЧРП, так как это снижает потребление электрической энергии, повышает степень автоматизации, увеличивается удобство эксплуатации оборудования и качество технологических процессов. Они используются в качестве приводов вспомогательных устройств, обслуживающих основное технологические оборудование и производственные процессы, в основном это вентиляторы и насосы. Преобразователи частоты применяются в:судовом электроприводе большой мощности, прокатных станах (синхронная работа клетей), высокооборотном приводе вакуумных турбомолекулярных насосов (до 100.000 об/мин.), конвейерных системах, резательных автоматах, автоматически открывающихся дверях, городском электротранспорте, особенно в троллейбусах. Наибольший экономический эффект даёт применение ЧРП в электротехнических комплексах добывающей скважины (ЭКДС).

В этих установках преобразователи частоты рекомендуют использовать совместно с опциональными устройствами (дополнительными). Опциональные устройства, в зависимости от их назначения, устанавливаются как в силовые цепи преобразователя, так и в цепи управления. К устройствам, устанавливаемым в силовую цепь, относятся: реакторы переменного и постоянного тока, входные и выходные фильтры, тормозные резисторы. ПЧ имеет ряд встроенных защитных функций для работы с насосами – обнаружение утечек, защита от сухого хода и др. Их использование позволяет добиться увеличения надежности работы всей системы. Снижение риска порыва трубопроводной сети достигается за счёт автоматического поддержания давления в заданных пределах.

Внедрение ЧРП на насосные станции позволит существенно снизить потребляемую электроприводом электроэнергию. Также технико-экономические показатели ЧРП, такие как: плавный пуск насосов (отсутствие гидравлических ударов в трубопроводе, снижение напора), высокая надежность работы насосных агрегатов, автоматизация и диспетчерское управление, полная электрическая защита электродвигателя, и т.д., что в отдельных случаях имеет особое значение по отношению к прямой экономии. Частотно-регулируемый электропривод ЭКДС позволяет оптимизировать энергетические параметры этого комплекса.

ГБОУВО АГНИ

У ЧРП есть два свойства, которые определяют преимущества его использования: возможность регулирования в широких пределах скорости двигателя и снижение пускового тока практически до номинального. Применение регулируемого электропривода позволяет получить экономию энергии от 35 до 65%. Одновременно экономится вода до 15%.

Сбережение энергии происходит путем устранения непроизводительных затрат в заслонах, дросселях и других регулирующих устройствах. При замене нерегулируемого привода, работающего в режиме периодических пусков/остановок, на регулируемый, исключаются потери на высокие пусковые токи за счет плавного пуска электродвигателя. Обороты электродвигателя могут плавно изменяться для обеспечения поддержания производительности насосного агрегата, требуемой в данный момент. Использование регулируемого электропривода в системах водоснабжения позволяет изменять производительность насосов в соответствии с графиком водоразбора, что в свою очередь позволяет получить значительную экономию электроэнергии и воды, уменьшить количество аварий из-за разрывов трубопровода.

Следующей отличительной чертой ПЧ является развитая система взаимодействия с другими устройствами автоматики и выполнение большого количества дополнительных функций. Кроме функции регулирования большинство современных ПЧ обеспечивают: комплексную электрическую защиту электродвигателей; управление работой по сигналам от внешних устройств автоматики; сигнализацию режимов работы и возникновения аварий; передачу данных по цифровому интерфейсу; управление работой нескольких двигателей (специальные серии ПЧ).

Главный недостаток специализированных ЧРП заключается в том, что они не генерируют сигнал аварии, при аварийном отключении электродвигателей, запитанных от преобразователя и о выводе их из автоматического режима. Выходные реле для сигнализации аварии каждого насоса попросту отсутствуют. Имеющиеся реле используются для управления коммутационными аппаратами, а по общему сигналу аварии нет возможности идентифицировать вышедший из строя насосный агрегат, кроме того данный сигнал снимается автоматически при переключении на другой насос.

В условиях сложившейся ситуации энергодефицита следует уделять большее внимание мерам принудительного характера в отношении энергоснабжающих компаний в плане внедрения ЧРП и других энергосберегающих мероприятий. Выделение бюджетных средств для проведения энергетических обследований объектов ЖКХ и надзор за их проведением позволит более успешно проводить массовое внедрение энергосберегающих мероприятий. Внедрение ЧРП, обычно,

ГБОУ ВО АГИМ

окупается в течение 2-5 лет, но в зависимости от задачи и мощности оборудования, сроки могут значительно колебаться в разные стороны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Герасимов В.Г., Кузнецов Э.В. Электротехника и электроника. Кн. 2. Электромагнитные устройства и электрические машины. – М., 2012. – 73 с.

2. Хорошев Е. Энергоэффективность асинхронного и вентильного электропривода // Нефтегазовая Вертикаль. – 2013. - № 2. - С. 82-83.

3. Томус Ю.Б., Ахметов Р.Р., Якунин А.Н., Еникеева Э.Р., Емекеев А.М. Analysis and Improve the Effective Work of the Conventional Pumping Unit // Eastern European Scientific Journal – Duesseldorf: Auris - Communication and Verlagsgesellschaft mbH, 2013.

4. Еникеева Э.Р. Принцип построения автоматизированной системы управления электроприводом механизмов добычи нефти / Еникеева Э.Р., Емекеев А.М., Ахметов Р.Р., Якунин А.Н. // Вестник ПНТПУ Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: ПНИПУ, 2013. - №7.

5. Муравьева Е.А., Еникеева Э.Р., Нургалиев Р.Р. Автоматическая система поддержания оптимального уровня жидкости и разработка датчика уровня жидкости // Нефтегазовое дело. - 2017. - Т. 15. - № 2. - С. 171-176.

6. Еникеева Э.Р., Чернявская И.А., Хамидуллин Р.Р. Энергоэффективность вентильного электропривода // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - 2017. - Т. XVI. - С. 162-165.

7. Муравьева Е.А., Еникеева Э.Р., Нургалиев Р.Р. Разработка автоматизированной системы по контролю и регулированию уровня жидкости // Автоматизация, энерго- и ресурсосбережение в промышленном производстве: Сб. мат. II Международная научно-техническая конференция (Кумертау, 19 апреля 2017 г.). - Казань: Изд-во «Бук», 2017. - С. 151-153.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 621.311

СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ СТОЛБОВОГО ТИПА В АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

COLUMN TYPE SOLAR POWER PLANTS IN ALTERNATIVE ENERGY.

Е.Ю. Корчажкина, Г.И. Сафина, Д.Р. Нугманов
(Evgeniya J.Korchazhkina, Guzel I. Safina, Danil R. Nugmanov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - к.т.н., доцент кафедры «Электро- и теплоэнергетика»
Т.В. Табачникова

В данной статье рассматриваются основные преимущества солнечных электростанций столбового типа, особенности их конструкции и перспективы, а так же раскрыт принцип работы.

This article discusses the main advantages of column type solar power plants, features of their design and prospects, as well as the principle of operation.

Ключевые слова: *солнечная электростанция, солнечная энергетика.*

Key words: *solar power station, solar energy.*

Развитие энергетики на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является составной частью энергетической политики Российской Федерации. И если традиционная энергетика основана на применении ископаемого топлива, запасы которого ограничены, и зависит от величины поставок и конъюнктуры рынка, то возобновляемая энергетика базируется на самых разных природных ресурсах, что позволяет более эффективно использовать невозобновляемые ресурсы в других отраслях экономики. Кроме того, при использовании ВИЭ отсутствуют экологические издержки, связанные с добычей, переработкой и транспортировкой ископаемого топлива.

Выработка электрической энергии в Республике Татарстан осуществляется в основном на тепловых электростанциях. На долю гидроэлектростанции (Нижнекамская ГЭС) приходится 7-10 процентов выработки.

По информации филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана за 2018 год, в республике всего выработано 27,2 млрд. кВт х ч электрической энергии, что на 25,8 процента выше уровня 2017 года, в том числе выработка электростанциями ОРЭМ - 26,1 млрд. кВт х ч (рисунок 1).В последние годы наблюдается рост выработки электрической энергии, что объясняется вводом современных источников электрической энергии.

ГБОУ ВО АГНИ

Увеличение потребления электрической энергии в Республике Татарстан в 2018 году по отношению к 2014 году составило 3,1 млрд. кВт х ч, или 11,3 процента. Потребление электрической энергии за 2018 год составило 30191 млн. кВт х ч.

За рассматриваемый период структура потребления электрической энергии в разрезе групп потребителей не претерпела существенных изменений. Так, по итогам 2018 года потребление электроэнергии по группам потребителей в общем объеме потребления в Республике Татарстан представлено следующим образом (рисунок 2):

· химия, нефтехимия - 18,0 процентов (снижение относительно 2014 года на 0,7 процента);

· нефтедобыча - 14,6 процента (рост относительно 2014 года на 0,1 процента);

· машиностроение - 6,0 процентов (снижение относительно 2014 года на 0,3 процента);

· население - 12,3 процента (снижение относительно 2014 года на 0,1 процента);

· прочие потребители - 11,8 процента (рост относительно 2014 года на 1,2 процента).

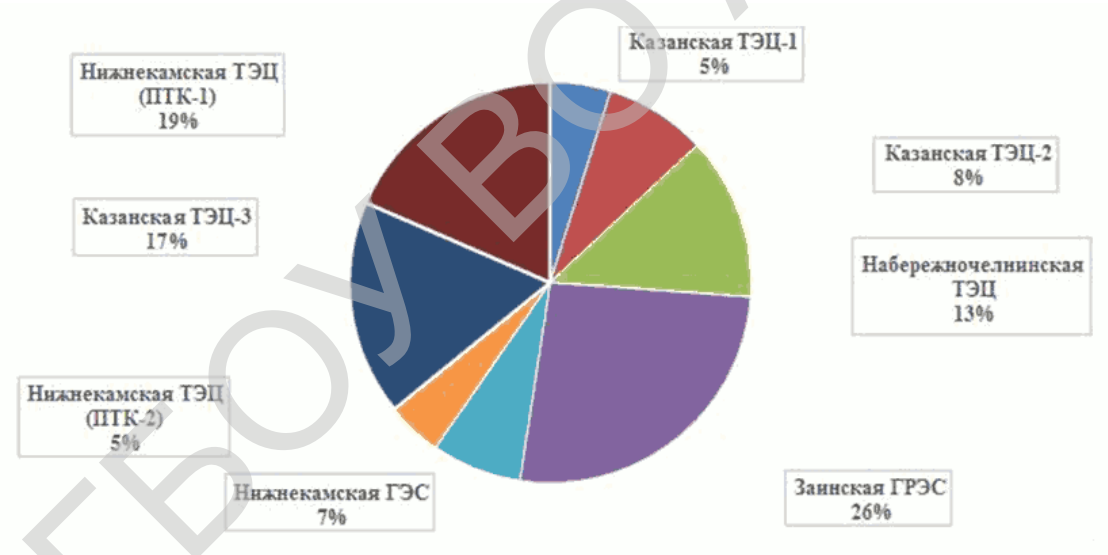


Рисунок 1 - Структура выработки электрической энергии электростанциями, функционирующими в Республике Татарстан, за 2018 год

ГБОУВО АГНИ

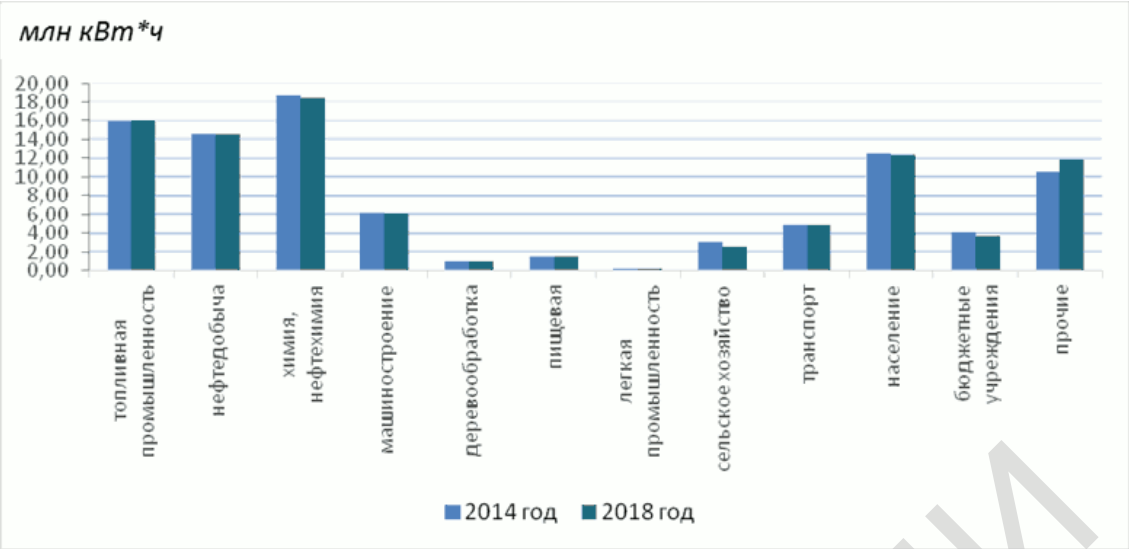


Рисунок 2 - Динамика потребления электрической энергии в Республике Татарстан в 2014 и 2018 годах

В связи с ежегодным наращиванием темпов развития и, как следствие, увеличением потребления электрической энергии и мощности потребителями, Республике Татарстан необходимо увеличение производства энергоресурсов.

На расстоянии около 150 млн. километров от Земли находится самый важный источник неисчерпаемой энергии – Солнце. В районе экватора наша планета получает порядка 2,5 кВт энергии на каждый квадратный метр поверхности [1]. Так почему же не использовать эту бесплатную, безопасную и столь доступную энергию вместо того, чтобы сжигать тонны нефти?

К основным достоинствам использования солнечной энергетики можно отнести:

1. Фотоэлектрические процессы происходят даже тогда, когда облачно. Это обеспечивает практически беспрерывную работу;
2. Применение комбинированных электростанций;
3. Неисчерпаемость источника энергии;
4. Отсутствие негативного влияния на окружающую среду;
5. Автономность работы;
6. Значительный срок службы.

В настоящее время все солнечные электростанции подразделяются (СЭС) на: башенные; тарельчатые; использующие фотобатареи; использующие параболические концентраторы; комбинированные; аэростатные [1].

Почему именно СЭС башенного типа? Такая конструкция предусматривает возможность получения температуры в резервуаре, равной 700°С, что соизмеримо с большинством тепловых электростанций. В высокий проектный КПД, достигающий более 20 %, и возможность закладывания больших мощностей, и делают этот тип солнечных электростанций, очень популярным.

ГБОУ ВО АГНИ

Идея солнечных электростанций башенного типа была выдвинута в СССР еще в 50-х годах. Проблема заключалась в создании системы управления большим числом зеркал, обеспечивающим их точное наведение на башню. Эта задача была успешно решена к началу 80-х годов, и уже в 1986 году в СССР, в Крыму, была запущена первая в мире солнечная электростанция мощностью 5 МВт, относящаяся именно к башенному типу. В связи с экономическими проблемами, дальнейшего развития солнечные электростанции в СССР не получили. Единственная в стране Крымская солнечная электростанция была в 90-х годах разрушена. В мировом же масштабе ставка была сделана на полупроводниковые солнечные панели.

В основе башенных электростанций изначально лежал принцип испарения воды под действием солнечного излучения. Водяной пар здесь используется в качестве рабочего тела. Но вода — не единственное, что может нагреваться солнечным излучением в башне. Так в Испании в 2011 году ввели в эксплуатацию солнечную электростанцию башенного типа Gemasolar, в которой нагревается жидкий теплоноситель на основе соли. Это решение позволило сохранять тепло даже в ночное время [2].

Станция занимает площадь в 210 гектаров, 185 из которых приходится на 2650 гелиостатов, расположенных концентрически вокруг центральной башни, имеющей высоту 140 метров. Зеркальные модули гелиостатов имеют прямоугольную форму, при этом размер каждого модуля 10 на 12 метров, так что общая площадь самих зеркал составляет около 30,5 гектаров. Центральное теплохранилище, наполненное расплавленными солями, позволяет генерировать энергию независимо, без дополнительного поступления солнечной энергии, в течение 15 часов. Именно эта особенность — возможность функционирования в отсутствие прямых солнечных лучей — позволяет электростанции работать более эффективно, чем другие станции той же номинальной мощности. Таким образом, электростанция вырабатывает энергию круглосуточно практически в любой день года, в течение около 6500 часов в год, в 1,5-3 раза больше, чем любой другой существующий на данный момент источник возобновляемой энергии. Разогретая до 565 °С соль поступает в специальный резервуар, затем передает тепло парогенератору, который вращает турбину. Вся система обладает номинальной мощностью 20 МВт, и способна подать 110 ГВт-ч электрической энергии (в среднем за год) для питания сети из 27500 домовладений, круглосуточно работая в полную силу в течение 9 месяцев [2].

Принцип работы солнечной электростанции башенного типа заключается в следующем (рисунок 3) [1]:

1. Солнечный свет отражается гигантскими зеркалами-гелиостатами в сторону ресивера, расположенного наверху 140-метровой центральной башни.

ГБОУ ВО АГПА

2. Расплавленные соли нагнетаются в ресивер из бака с холодными расплавленными солями при температуре 290ºС .

3. В ресивере расплавленные соли нагреваются до температуры 565ºС, а затем накачиваются в бак с раскаленными расплавленными солями.

4. Бак с раскаленными расплавленными солями удерживает в себе накопленную энергию в форме тепла.

5. Раскаленные расплавленные соли направляются в систему парогенератора, здесь они передают тепло воде и охлаждаются.

6. Концентрированный пар двигает турбину.

7. Турбина, двигаясь, производит электричество.

8. Электричество доставляется в трансформатор, а затем в распределительную сеть.

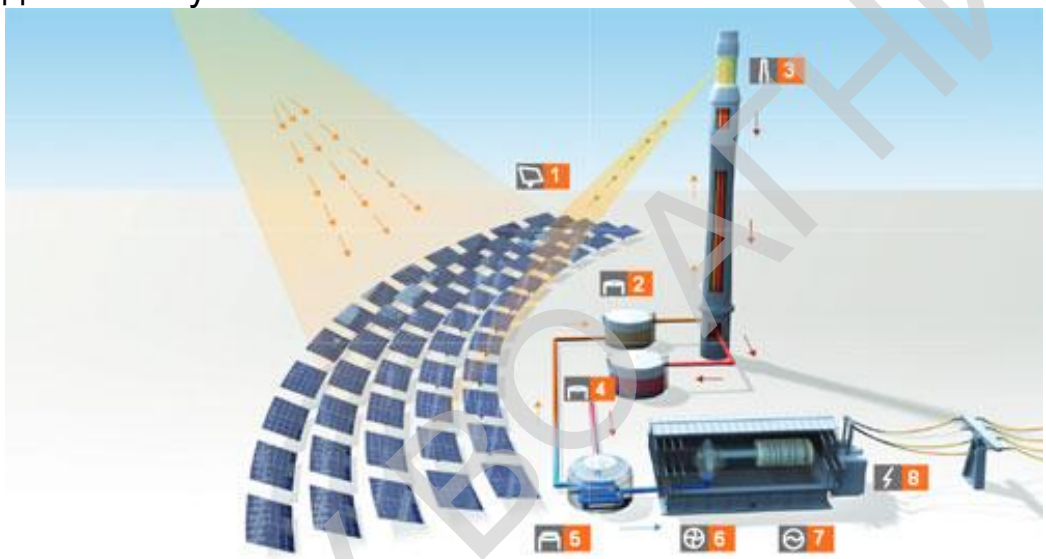


Рисунок 3 – Солнечная электростанция башенного типа

Результаты, полученные по итогам двух первых лет работы электростанции, превзошли все ожидания. Уже летом 2013 года станция Gemasolar показала возможность непрерывно работать в течение 36 дней, чего невозможно было добиться ни от одной другой солнечной электростанции в мире.

Работая в течение 6450 часов в режиме полной мощности на протяжении года, электростанция позволила избежать примерно 30000 тонн выбросов CO_2, которые были бы неизбежны при генерации традиционными способами.

Рассматривая карту солнечной инсоляции, видно, что Республика Татарстан обладает достаточным уровнем (глобальное горизонтальное облучение составляет 1105 кВт х ч/м2 в год) для строительства круглосуточных солнечных электростанций башенного типа с коэффициентом использования установленной мощности на уровне 15 % в год. Солнечное сияние в течение года колеблется от 1763 до 2066 часов.

ГБОУ ВО АГНИ

Благодаря возможности круглосуточной генерации электроэнергии солнечные электростанции, использующие накопление тепла, способны составить реальную конкуренцию традиционной энергетике. Концентрация производства большого количества электроэнергии на одной станции приведет к снижению стоимости кВтч по сравнению с установками для локальной генерации. В итоге это позволит достигнуть реальной конкурентоспособности солнечной энергетики.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Григораш О.В. Автономные источники электроэнергии: Состояние и перспективы / О.В. Григораш, С.В. Божко, А.Ю. Попов и др. – Краснодар, 2012. - С. 174.*
2. *Стребков Д.С. Перспективы развития возобновляемой энергетики / Стребков Д.С. - М., 2015. - С. 123.*

УДК 622.276.012:621.311

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТАНКОВ-КАЧАЛОК

EVALUATION OF OPPORTUNITY RENEWABLE ELECTRICITY SOURCES FOR ELECTRICAL SUPPLY OF ROCKING MACHINES

Е.О. Кривова, И.В. Ившин

(Ekaterina O. Krivova, Igor V. Ivshin)

Казанский государственный энергетический университет

(Kazan State Power Engineering University)

Научный руководитель - д.т.н., профессор И.В. Ившин

Рассмотрены вопросы обоснования применения ветро- солнечных электростанций в качестве альтернативного источника электроэнергии для потребителей малой мощности.

This article will discuss the rationale for the use of wind-solar power plants as an alternative source of electricity for low-power consumers.

Ключевые слова: *возобновляемый источник энергии, станок-качалка.*

Key words: *renewable energy source, rocking machine.*

На протяжении многих лет тепло- и электроэнергетика использовала традиционные источники энергии, такие как уголь, природный газ, горючие сланцы, торф и другие. Но, к сожалению, их запас исчерпаем.

На данный момент для электроснабжения нефтедобывающих объектов чаще всего применяются электростанции собственных нужд,

ГБОУ ВО АГНИ

использующие в качестве топлива нефтяной газ [1].

Стоит вопрос организации сочетания и совместной работы традиционных и новых источников энергии, так как использование нетрадиционных источников энергии связано с рядом преимуществ, таких как сокращение затрат энергии, экологическая чистота, новые возможности в области повышения степени автономности систем жизнеобеспечения [2].

В качестве альтернативного источника электроэнергии наиболее популярно применять ветро-солнечные (гибридные) электростанции (рисунок 1), они довольно стабильны в сравнении с электростанциями, которые используют только энергию солнца или ветра [1].

Таким образом, при совместном сочетании использования энергии солнца и ветра можно обеспечить стабильную выработку электроэнергии практически при любых погодных условиях.

Дополнительное преимущество данного метода – в связи с тем, что избыток вырабатываемой электроэнергии запасается в аккумуляторных батареях, которые входят в состав электростанции, он может расходоваться для покрытия дефицита мощности при неблагоприятных погодных условиях [1].

Наличие устройства накопления энергии - это необходимое условие, так как график электропотребления и энергетического потенциала возобновляемых источников носит весьма переменный характер [3].

Обобщенная структура автономных ветровых и солнечных электростанций показана на рисунке 2.

Рисунок 1 – Условная схема (а) и внешний вид (б) ветро-солнечной электростанции

ГБОУ ВО АГМУ

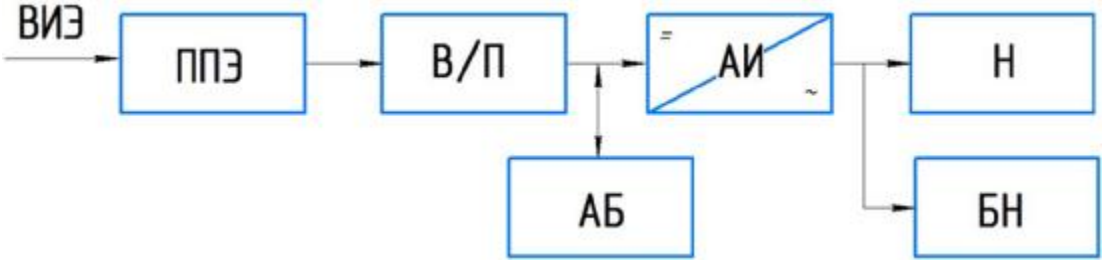


Рисунок 2 – Автономная установка возобновляемой энергетики
ВИЭ – возобновляемый источник энергии,
ППЭ – преобразователь первичного энерго-ресурса,
В/П – выпрямитель или преобразователь электроэнергии,
АБ – аккумуляторная батарея, АИ – автономный инвертор, Н - нагрузка,
БН – балластная нагрузка

В описанной выше схеме нагрузка питается от аккумуляторной батареи через автономный инвертор. Балластная нагрузка берет на себя излишки электроэнергии, которые не используются в настоящий временной интервал нагрузкой и аккумуляторной батареей [3].

Очевидно, что для энергоэффективной работы такого комплекса требуется интеллектуальная система управления его элементами.

Помимо этого применение ветро-солнечных электростанций в качестве основного источника питания энергоемких нефтяных объектов требует дополнительных затрат на утилизацию нефтяного газа, который мог бы использоваться в качестве топлива на газовых электростанциях.

Кроме того, в связи с нестабильным потенциалом энергии ветра и солнца, нельзя ограничиваться только возобновляемыми источниками энергии для бесперебойной работы электроприемников.

На данный момент, рассматривая энергоснабжение энергоемких объектов нефтяных месторождений с использованием возобновляемых источников электроэнергии, можно сделать вывод о том, что по технико-экономическим показателям это будет нецелесообразно (таблица 1).

Очевидно, что в данном случае недостатком использования возобновляемых источников будет не только экономическая составляющая, но и занимающая площадь.

Но несмотря на существенное преимущество традиционных источников питания по сравнению с ветро-солнечными для энергообеспечения крупных потребителей, использование альтернативных источников энергии может стать наиболее рациональным и экономичным решением для объектов небольшой мощности (от 1 до 10 кВт), удаленных от основного источника питания на десятки и сотни километров [3].

Часто месторождения находятся в удаленных и труднодоступных районах. В связи с этим возникает необходимость строительства протяженных трубопроводов. Поэтому требуется поиск решений по оптимизации затрат на строительство и эксплуатацию производственной инфраструктуры.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 - Технико-экономическое сравнение ветро-солнечной и газопоршневой электростанции для энергоемкого объекта потребления энергии [1]

Параметры	Ветро-солнечная электростанция в г. Ноябрьск	Газопоршневая электростанция в г. Ноябрьск
Установленная мощность, МВт	16	2,5
Кол-во солнечных панелей мощностью 300 Вт	20 000	-
Кол-во ветрогенераторов мощностью 200 кВт	50	-
Кол-во газопоршневых электроагрегатов мощностью 500 кВт	-	5
Площадь, га	16	0,15
Капитальные вложения, млн руб	1560	220

В качестве одного из вариантов оптимизационных мероприятий рассматривается применение ветро-солнечных электростанций малой мощности для автономного электроснабжения линейных объектов с небольшой нагрузкой электроприемников (1–10 кВт), таких как [3]:

- станки-качалки;
- площадки электрифицированных узлов запорной арматуры на трубопроводах внешнего транспорта нефти и газа;
- станции электрохимической защиты от коррозии;
- системы обнаружения утечек транспортируемой среды;
- станции линейной телемеханики и связи.

В случае применения автономных источников питания (АИП) строительство протяженных высоковольтных электрических сетей не требуется, так как АИП малой мощности размещаются в непосредственной близости от электроприемников на единой либо смежной площадке [3].

Таким образом, по результатам технико-экономических расчетов, выполненных ООО «Газпромнефть НТЦ» в рамках концептуальных проектов обустройства месторождений компании, был выявлен весомый потенциал экономии совокупных затрат на строительство системы электроснабжения линейных объектов при применении АИП на базе ветро-солнечных электростанций малой мощности по сравнению с использованием ЛЭП. В частности, для электроснабжения линейных объектов нефтепровода внешнего транспорта с месторождений проекта «Чона» и системы транспорта жидких углеводородов проекта «Сахалин-3» потенциальная экономия совокупных затрат составила более 1 млрд руб. за счет применения альтернативных источников питания вместо

ГБОУ ВО АГНИ

традиционных вдоль трассовых ВЛ [1].

Так и для станции управления штанговой скважинной насосной установкой мощностью 15 кВт, к примеру, не потребуется большое количество ветровых генераторов и солнечных батарей, к тому же площадь занимаемой территории будет не столь велика, как в случае с энергоемким объектом потребления энергии (табл. 1), и затраты на строительство системы электроснабжения будут оптимизированы.

Помимо этого дополнительный неоценимый эффект будет от сохранения запасов топлива в недрах Земли, экономии оборотных средств на топливо, изменения текущих затрат по эксплуатации, высвобождения рабочей силы, уменьшения инвестиций в топливодобывающие отрасли, строительство машиностроительных заводов и транспортное строительство, и в конце концов экологический эффект.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений, Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Туровин О.А., Огнев Е.Н., Кочнев А.Е. Применимость ветро-солнечной энергетики в качестве альтернативного источника электроснабжения нефтяных объектов компании // PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. - 2017. - № 2(4). - С. 69-74.

2. Гарипов Н.И., Шаймарданов А.А. Исследование перспектив использования источников энергии в биогазовых установках // Международный научный журнал «Инновационная наука». - 2016. - №10-2. - С. 239-241.

3. Лукутин Б.В., Муравлев И.О., Плотников И.А. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие. - Издательство Томского политехнического университета, 2015. - С. 6-7.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276.53.054.2

ИСПЫТАНИЯ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ВИБРАЦИИ НА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНУЮ СТАНЦИЮ УПРАВЛЕНИЯ И ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ ВЕНТИЛЬНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ ДЛЯ ШСНУ

VIBRATION TEST ON THE INTELLIGENT CONTROL STATION AND HIGH-PERFORMANCE VALVE MOTOR FOR SRPU

А.А. Кубышкина, М.Ф. Низамиев
(Anastasia A. Kubyshkina, Marat F. Nizamiev)
Казанский государственный энергетический университет
(Kazan State Power Engineering University)
Научный руководитель - к.т.н., доцент М.Ф. Низамиев

В статье рассмотрены методы испытаний на вибропрочность и виброустойчивость на виброустановке с горизонтальным столом ВИБР 5000 интеллектуальной станции управления и новой серии российских высокоэффективных вентильных двигателей для штанговых скважинных насосных установок.

The article describes the methods of testing for vibration resistance and vibration resistance in a vibration installation with a horizontal table VIBR 5000 of an intelligent control station and a new series of Russian high-performance valve motors for sucker-rod pumping units.

Ключевые слова: *вибродиагностика, синхронный двигатель, вентильный электродвигатель, станция управления.*

Key words*: vibration diagnostics, synchronous motor, valve electric motor, control station.*

На сегодняшний день одной из актуальных проблем является повышение надежности эксплуатации электромеханического оборудования и увеличение времени безотказной работы. Для нормальной работы требуется регулярная диагностика технического состояния оборудования без вывода в ремонт, а одним самых быстрых, информативных и эффективных методов является вибродиагностика. Вибродиагностика − это метод неразрушающего контроля для диагностики агрегатов, в основе которого лежит анализ измеренного уровня/значений вибрации, которая является проявлением предполагаемого дефекта или неисправности какого-либо узла данной машины в процессе эксплуатации.

Современные приборы для вибродиагностики позволяют не только измерять с высокой точностью показатели вибрации, но и анализировать их: определять отклонения от установленных норм с помощью простых критериев виброскорости, виброперемещения, виброускорения, а также определять место и тип дефекта. Для более детального исследования применяются методы спектрального анализа.

ГБОУ ВО АГНИ

Они позволяют рассмотреть распределение энергии вибросигнала в частотном диапазоне идентифицировать такие неисправности, как дисбаланс, различные нарушения положения деталей механизма и агрегатов друг относительно друга, а также развитые дефекты подшипниковых узлов, распознают зарождающие дефекты, что позволяет прогнозировать возникновение неисправностей и аварий.

В рамках НИОКТР «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений» для повышения энергоэффективности добычи нефти будут разработаны интеллектуальная станция управления (СУ) и новая серия российских высокоэффективных вентильных двигателей для штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ).

Настоящий проект направлен на создание современного высокотехнологичного производства в интересах нефтегазовой отрасли, обеспечения максимального дебета при минимальных затратах. Адаптивные системы управления для «умных» месторождений позволят с помощью беспроводных систем передачи данных обеспечить оптимальные режимы и надежность работы погружного оборудования, а также при необходимости удаленно производить регулировку технологического режима работы скважин.

По итогам реализации проекта будет создана высокотехнологическое оборудование и производство серии электроприводов на базе российских высокоэффективных вентильных двигателей для станков-качалок нефти в соответствии с потребностями заказчиков. Будут получены следующие показатели и характеристики:

- увеличение объема продукции на 20-35%;
- контроль технического состояния оборудования в реальном времени;
- экономия энергопотребления на малодебитных скважинах на 20%;
- сокращение затрат на профилактические работы на 50%;
- управления электроприводом станка-качалки нефти на базе вентильного электродвигателя, с целью оптимизации технологии добычи. Использование вентильного электродвигателя позволяет повысить КПД привода ШСНУ за счет возможности уменьшения установленной мощности двигателя;
- обеспечение беспроводной передачи данных о технологических параметрах СУ ШСНУ;
- реализация функций интеллектуальной сети нефтяных полей с целью оперативного мониторинга и управления нефтедобычей, потреблением электроэнергии, локализации аварийных ситуаций, снижения потерь электроэнергии в питающих сетях на 15%.

ГБОУ ВО АГТИ

На предприятиях нефтедобывающей промышленности стоит вопрос о применении российских высокоэффективных синхронных двигателей, для повышения энергоэффективности добычи нефть. Доказаны преимущества синхронных приводов по сравнению с асинхронными в повышенном КПД (91% вместо 84,5%) и меньших энергозатратах. Дополнительно синхронный привод имеет: увеличенный ресурс двигателя, гидрозащиты и кабеля, улучшенные тепловые характеристики обмоток статора и возможность регулировать частоту вращения.

СУ и вентильный электродвигатель перед вводом в эксплуатацию будут подвержены испытаниям на вибропрочность и виброустойчивость, с целью проверки способности:

- оборудования выполнять функции и сохранять значения параметров в пределах, указанных в стандартах и технических условиях (ТУ) на изделия и программах испытаний (ПИ) в условиях воздействия вибрации в заданных режимах;
- изделий противостоять разрушающему действию вибрации и выполнять свои функции при сохранении параметров после механического воздействия в пределах значений, указанных в стандартах и ТУ на изделия и ПИ.

Испытания будут проводится на виброустановке с горизонтальным столом ВИБР 5000. Вибратор снабжен системой пневмовывешивания и расположен на поворотной станине с пневмоизоляцией и интеллектуальной электронной системой вывешивания среднего положения стола, работающей как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях. Также есть возможность использования неакселерометров (в т.ч. датчики виброперемещения, лазерные виброметры, датчики виброскорости, датчики силы). Комплектация виброустановки с горизонтальным столом ВИБР 5000 представлена в таблице 1.

Виброустановка имеет возможность проведения следующих типов испытаний:

- синусоидальная вибрация с фиксированной и качающейся частотой;
- поиск и удержание резонанса;
- широкополосная случайная вибрация;
- классический удар;
- виброудар (имитация СПВ);
- наложение синуса на ШСВ, ШСВ на ШСВ, синуса и ШСВ на ШСВ, наложение синуса на синус;
- удар с воспроизведением заданного ударного спектра (SRS);
- удар с воспроизведением переходного процесса (ТТН);
- воспроизведение записанных полевых данных;
- синусоидальные испытания несколькими тонами одновременно;

ГБОУВО АГНИ

- испытания на многоцикловую усталость;
- проведение последовательности испытаний;
- многостендовые испытания синусом, ударом, широкополосной случайной вибрацией, вибрацией с воспроизведением заданной акселерограммы.

Таблица 1 – Комплектация ВИБР 5000

№ п/п	Комплектация оборудования	Ед-ца измер.	Кол-во
1	Вибростенд электродинамический	шт.	1
2	Система управления	компл.	1
3	Система охлаждения в составе:	компл.	1
3.1	- вентилятор	шт.	1
3.2	- воздушный шланг	шт.	1
3.3	- глушитель	шт.	1
4	Датчик вибрации: однокомпонентный с кабелем длиной 10 м	шт.	4
5	Комплект силовых и блокировочных кабелей (длина 10 м)	компл.	1
6	Компрессор	шт.	1
7	Станция управления с предустановленным программным обеспечением	шт.	1
8	Испытательный груз 200 кг	шт.	4
9	Маслостанция	шт.	1
10	Кабель коаксиальный с тефлоновым покрытием, низкошумный (длина 10 м, наличие разъемов для стыковки)	шт.	1

Также ПО обеспечивает режим автономной работы, а именно загрузку испытания во внутреннюю энергонезависимую память прибора и возможность выполнения этого испытания без использования компьютера, ноутбука, планшета, мобильного телефона, иной аппаратуры.

Графическая подсистема обеспечивает:

- отображение информации с входных и выходных каналов системы как в виде осциллограммы, так и в виде результатов постобработки (СКЗ, пиковые значения и т.д.);
- передачу данных в сторонние приложения как в текстовом формате, так и в графическом формате;
- возможность настройки вида графика (количество каналов на одном графике, масштаб осей, вынос цифрового параметра на график), отображения нескольких графиков в одном окне;

ГБОУ ВО АГНИ

- возможность автоматического определения длительности ударного импульса по заданному проценту от максимума в режиме анализа ударных импульсов.

Испытания СУ и вентильных электродвигателей на вибропрочность и виброустойчивость проводятся в соответствии с ГОСТ 30630.1.2-99.

В дальнейшем планируются натурные испытания на виброустановке ВИБР 5000 разработанных и созданных СУ и высокоэффективного российского вентильного электродвигателя с целью определения способности оборудования выполнять свои функции и сохранять параметры в пределах значений, указанных в ТУ и ПИ.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ширман А.Р. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования / А.Р. Ширман, А.Б. Соловьев. − М., 1996. − 276 с.

2. Барков А.В. Вибрационная диагностика машин и оборудования. Анализ вибрации: учеб. пособие / А.В. Барков, Н.А. Баркова. − СПб.: Изд. центр СПбГМТУ, 2004. - 152 с.

3. Руссов В.А. Спектральная вибродиагностика / В.А. Руссов. − Пермь, 1996. − Вып. 1. − 176 с.

4. Косулин В.Д. Вентильные электродвигатели малой мощности для промышленных роботов / В.Д. Косулин и др. − М.: Энергоатомиздат, 2015. − 184 с.

5. Зиннер Л.Я., Скороспешкин А.И. Вентильные двигатели постоянного и переменного тока. - М.: Энергоиздат, 1961. − 136 с.

6. Микеров А.Г. Управляемые вентильные двигатели малой мощности: учебное пособие. − СПб: СПбГЭТУ, 1997. − 64 с.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 621.313

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ШТАНГОВЫХ СКВАЖИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК ПО ПАРАМЕТРАМ ДИНАМОГРАММЫ

DIAGNOSIS OIL WELL PUMPING UNIT BY PARAMETERS DYNAMOGRAM

В.А. Манахов, А.Н. Цветков
(Valeriy A. Manakhov, Alexei N. Tsvetkov)
Казанский Государственный Энергетический Университет
(Kazan State Power Engineering University)
Научный руководитель - к.т.н., доцент А.Н. Цветков

Для повышения надежности работы и снижение технологических затрат штанговых скважинных насосных установок необходимо применять оперативное техническое диагностирование, оптимальное планирование ремонта и технического обслуживания установки.

В данной статье будет рассмотрен способ диагностики методом динамометрирования.

To increase reliability and decrease operating costs oil well pumping unit it is necessary to apply the operational technical diagnosis, optimal planning of repair and maintenance of the installation.

In this article we will consider a method of diagnosis method of dynamometrical.

Ключевые слова: *диагностика, динамограмма, штанговая скважинная насосная установка, датчик, шток.*

Key words: *diagnostics, dynamogram, oil well pumping unit, sensor, rod.*

Динамометрирование - есть построение устьевой (наземной) динамограммы, этот способ диагностики считается одним их эффективных способов контроля нефтяного оборудования. Динамограмма отражает зависимость нагрузки в точке подвеса штанг от положения полированного штока. Она дает наиболее полную информацию о состоянии штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ) и о правильности выбранного режима эксплуатации скважины, дополнительно позволяет оценить фактический дебит скважины. Данные о нагрузке получают при помощи датчика усилия, а точность измерения зависит от места установки этого датчика: чем ближе установлен датчик к плунжеру насоса, тем меньше, передающих усилие, элементов будут искажать в передаваемый сигнал. Однако установка датчика в подземном оборудовании сопряжена с большими трудностями при его обслуживании, электропитании и поиске информации; поэтому на практике установка выполняется на шток насоса между траверсами или между верхней траверсой и замками.

Конструкция датчика силы состоит из упругого элемента в виде полого цилиндра и тензодатчиков, приклеенных к его наружной

ГБОУ ВО АГНИ

поверхности, которые закрыты защитным кожухом. К недостаткам данной конструкции относится сложность монтажа, поскольку он требует полной разборки траверс канатной подвески. Помимо аналогового выходного сигнала, подвержены помехам от мощных двигателей и полупроводниковых преобразователей частоты.

Для построения динамограммы, в дополнение к данным о усилии, также необходима информация о движении штока. Эта информация получена от датчика положения, который включает элементы Холла. Датчики Холла установлены на выходном валу редуктора и излучают сигнал, когда через них проходит постоянный магнит. Это положение датчика дает информацию о том, когда стержень проходит через мертвые зоны, а также является приемлемым для использования на всех типах приводов ШСНУ.

Места установки датчиков. Для получения информации о нагрузках, действующих на шток в точке подвеса штанг, нужно установить датчики в различных местах станка-качалки (Рисунок 1). На практике широко используют датчики продольной и поперечной деформации штока (1), датчики сжатия, устанавливаемые на штоке между траверсами (2) и на штоке между верхней траверсой и замками (3), датчики деформации балансира (4). Известны также попытки рассчитывать усилие, измеряя потребляемую электродвигателем электрическую мощность (5).

Теоретическая динамограмма (Рисунок 2) отражает этапы цикла работы установки.

Теоретическая динамограмма – это такая идеальная динамограмма, которая не учитывает динамические, инерционные эффекты, силы трения, образующихся в настоящих ситуациях. Из-за подобных эффектов прямые линии теоретической динамограммы преобразуются в форме волны, которые приближены к реальной. Также теоретическая динамограмма подразумевает, что заполняется полностью цилиндр стержневого насоса, то есть коэффициент подачи насоса равен единице, чего при реальной ситуации никогда не происходит.

Точка А – это плунжер насоса в крайнем нижнем положении. Отрезок АВ – ход полированного штока вверх. При нахождении плунжера насоса все еще в крайнем нижнем положении, происходит деформация (растяжение) штанг. Отрезок ВС – ход полированного штока и плунжера насоса вверх.

Точка С - плунжер насоса в крайнем верхнем положении. Отрезок CD – ход полированного штока вниз. При нахождении плунжера насоса в крайнем верхнем положении происходит деформация (сжатие) штанг. Отрезок DA - ход полированного штока и плунжера насоса вниз.

По данным динамограммы можно вычислить теоретическую производительность штанговых скважинных насосов:

ГБОУ ВО АГТИ

$$Q_T = 1440 \times \frac{\pi}{4} \times D^2 \times L \times n \left[м^3 / сут \right] \quad (1)$$

где 1440 – число минут в сутках, D – диаметр плунжера наружный; L- длина хода плунжера; n- число двойных качаний в минуту.

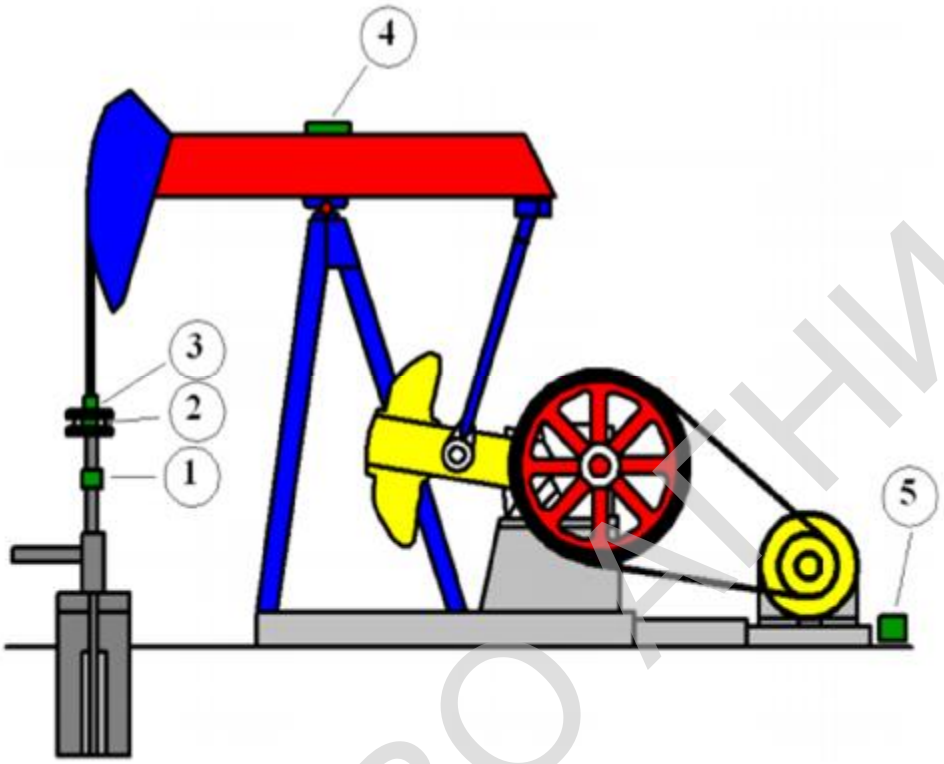


Рисунок 1 - Схема установки датчиков усилия на станок-качалку

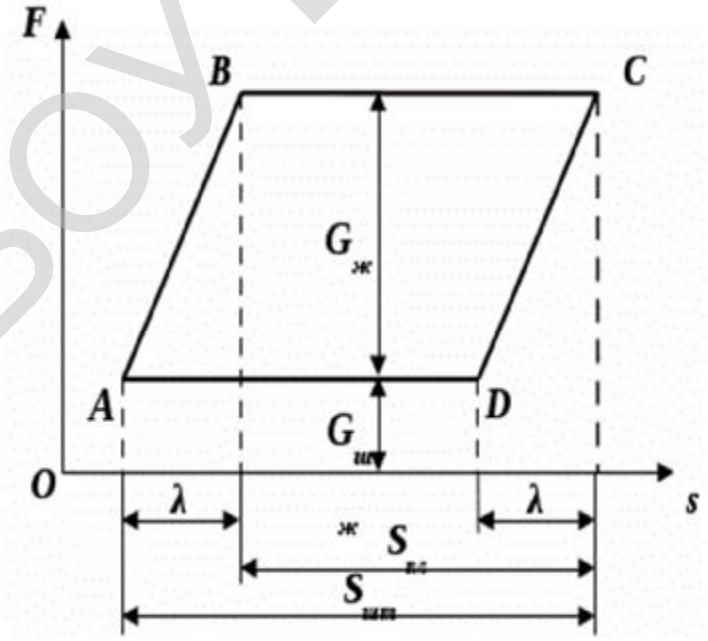


Рисунок 2 - Теоретическая динамограмма нормальной работы ШСНУ, где F – усилие на штоке, S – ход штока, $S_{шт}$ – длина хода полированного штока; $S_{пл}$ – длина хода плунжера; λ – деформация штанг и труб; $G_ж$ – вес столба жидкости над плунжером; $G_{шж}$ – вес штанг в жидкости

ГБОУ ВО АГНИ

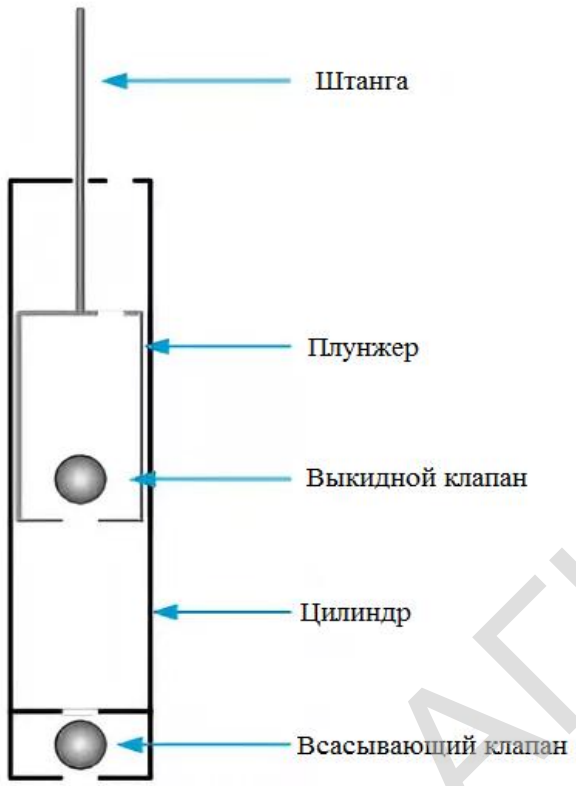


Рисунок 3 - Схема ШСН

На рисунке 4 можно увидеть динамограммы, полученные на практических измерениях.

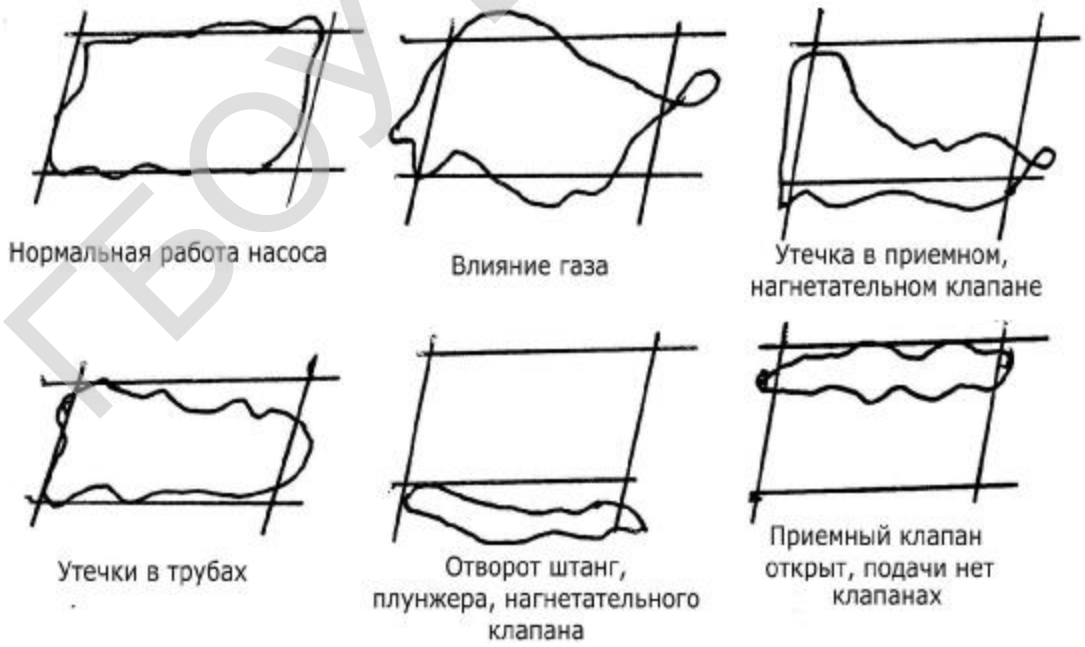


Рисунок 4 - Практические динамограммы ШСНУ

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных

ГБОУ ВО АГНИ

синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др.; Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. - М.: Недра, 1983. - 455 с.

2. Хакимьянов М.И., Пачин М.Г. Методика обработки динамограмм в информационно-измерительных системах управления штанговыми глубинными насосами // Вестник УГАТУ. – 2012. - Т. 16. - № 6 (51). - С. 32–36.

3. Каплан Л.С. Современные технологии и техника эксплуатации скважин штанговыми насосами: учебное пособие. - Уфа: УГНТУ, 2005. - 334 с.

4. Петров Т.И. Модель системы управления станком-качалкой на основе синхронных двигателей с бездатчиковым методом / Т.И. Петров, А.Р. Сафин, И.В. Ившин, А.Н. Цветков, В.Ю. Корнилов // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. - 2018. - №7-8.

УДК 621.311.25

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУТЕМ ИНТЕГРАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

ENHANCING THE POWER SUPPLY OF ELECTRICITY SUPPLY OF REMOTE DEPOSITS BY INTEGRATION OF GENERATING POWER ON THE BASIS OF RENEWABLE ENERGY SOURCES

А.И. Мурадымова, А.Г. Логачева
(A.I. Muradymova, A.G. Logacheva)
Казанский государственный энергетический университет
(Kazan State Power Engineering University)
Научный руководитель - к.т.н., доцент А.Г. Логачева

В статье обосновывается актуальность применения возобновляемых источников энергии для электроснабжения удаленных объектов, а именно станций добычи нефти, на территории Республики Татарстан. Рассмотрены основные проблемы питания нефтедобывающий объектов от централизованной системы электроснабжения, описан потенциал Республики Татарстан в части выработки электроэнергии от ветряных электростанций.

ГБОУ ВО АГНИ

The article substantiates the relevance of using renewable energy sources for powering remote facilities, namely oil production stations, in the Republic of Tatarstan. The main problems of supplying oil-producing facilities from a centralized power supply system are considered, the potential of the Republic of Tatarstan in terms of generating electricity from wind power stations is described.

Ключевые слова: *возобновляемые источники энергии, нефтедобыча, нефтекачалка.*

Key words: *renewable energy sources, oil production, oil pumping.*

Энергетическая отрасль одна из важнейших в системе обеспечения функционирования экономики и населения Республики Татарстан. Площадь Республики Татарстан составляет 67847 км^2. Протяжённость территории Республики Татарстан с севера на юг составляет 290 км и 460 км с запада на восток. Одними из основных потребителей электрической энергии является промышленные предприятия, в том числе связанные с добычей полезных ископаемых.

Нами рассматривается проблема электроснабжения нефтедобывающих объектов - нефтекачалок, расположенных в Альметьевском районе Республики Татарстан. Системы электроснабжения предприятий нефтегазодобычи (НГДП) - сложные электротехнические комплексы (ЭК), которые осуществляют непрерывный процесс нефтедобычи и включают в себя источники электроэнергии, преобразователи параметров электроэнергии, электромеханические установки, которые обеспечивают извлечение технологической жидкости из скважин на поверхность земли, установки поддержания пластового давления (УППД), насосные станции по перекачке нефти и нефтепродуктов, и другое электрооборудование. Перерыв электроснабжения установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) на время, превышающее 0,15с, может привести к нарушению непрерывности технологического процесса добычи и значительным материальным ущербам. Перерыв электроснабжения на время более 0,2с. может привести к нарушению устойчивой работы синхронных электродвигателей УППД. Исходя из этого, к системам электроснабжения для нефтедобычи предъявляются повышенные требования по обеспечению электроэнергией.

Традиционно питание нефтедобывающих станций осуществляется от централизованных электрических сетей, имеющих большую протяженность, и вследствие этого, вызывающие ряд проблем при обеспечении надлежащего качества электроэнергии. В частности, это падение напряжения, низкое качество электроэнергии, приводящие к крупным технологическим потерям, и влияющие на режим работы удаленных объектов. Большая протяженность электрических сетей, разброс потребителей электроэнергии по большой территории, неравномерность графиков электрических нагрузок, являются

ГБОУ ВО АГНИ

основными проблемами для повышения надежности и экономичности электроснабжения. При удалении центров электрических нагрузок нефтегазодобывающих предприятий от централизованных источников энергоснабжения возрастают затраты на строительство и техническое обслуживание ЛЭП. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения удаленных объектов нефтегазовой промышленности, рассредоточенных по территории Республики Татарстан в наше время, является проблемой, как технической, так и экономической. [2]

По требованиям ГОСТ к величине допустимых потерь напряжения в сети не более 5% может быть рассчитана максимально допустимая длина ЛЭП для значений напряжения - 6 кВ и 10 кВ. Расчеты показали, что максимально допустимая длина линии электропередачи для подключения удаленного от централизованного электроснабжения потребителя мощностью (25-250) кВт составляет несколько десятков километров. Следовательно, в большинстве случаев строительство ЛЭП для питания удаленных объектов нефтегазодобычи невозможно, исходя из чего, можно сделать вывод, что рассматривать экономические аспекты строительства линий электропередач для энергообеспечения нефтекачалок нецелесообразно.

Энергоснабжение удаленных объектов и промышленных предприятий может осуществляться путем создания децентрализованных зон с применением питания от генерирующих мощностей на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Вариантом электроснабжения удаленных объектов в Альметьевском районе может служить применение нетрадиционных источников энергии, таких как солнце или ветер. В этом случае технический критерий энергообеспечения выполним и рассматривать этот вариант более рационально, нежели строительство ЛЭП.[1]

Ветряные электростанции в отличие от солнечных панелей работоспособны практически всегда. Основные проблемы такого типа электроснабжения являются нестабильность погодных условий в Республике Татарстан и недостаточная скорость потока ветра.

Применение ВИЭ имеет ряд преимуществ:

· применение возобновляемых источников энергии не требует подачи топлива, что значительно сокращает расходы на эксплуатацию;

· себестоимость выработанной электроэнергии в разы меньше, по сравнению со стоимостью электроэнергии традиционных источников;

· в отличие от больших электростанций, применение ветряков не наносит больших увечий окружающей среде и экологии в целом, так как нет сгорания топлива, не выделяется CO_2, следовательно, не возникает парниковый эффект, что немаловажно для республики и страны в целом. [3]

Недостаток бюджетного финансирования в настоящее время ведет к недопоставке топлива, что приводит к тяжелым условиям для удаленных потребителей. Все это, вызывает необходимость пересмотра

ГБОУ ВО АГНИ

политики энергоснабжения удаленных объектов, ориентируясь, прежде всего, на снижение или даже исключение потребления привозного топлива. Одним из таких направлений и является применение ВИЭ.

В рамках энергетической стратегии России до 2035 года предусматривается развитие технологий использования ВИЭ, в том числе для «электро- и теплоснабжения автономных потребителей, расположенных вне систем централизованного энергоснабжения». В соответствии со стратегией подразумевается рост доли возобновляемых источников энергии к 2035 году до 3,7% в общем объеме ввода мощностей электростанций, в производстве электроэнергии – до 2,2 %. Республика Татарстан, в том числе и Альметьевский и Нижнекамский районы имеют колоссальное количество возобновляемых ресурсов. В Республике Татарстан имеются как минимум 4 вида ВИЭ. Однако, эти возможности используются незначительно: из общего количества вырабатываемой энергии электростанциями малой мощности лишь менее 10% приходится на долю возобновляемой энергетики. На местности Республики технически возможно разместить 359 ветряных электростанций, использующих ветряные турбины мощностью 600 кВт, мощностью 722,4 МВт и выработкой электроэнергии 1275,2 млн. кВт.ч. При определении наиболее целесообразных мест установки ветроэнергетических установок важной характеристикой является среднегодовая скорость ветра. На территории Республики Татарстан она заметно меняется и составляет 3,3-3,5 метра в секунду. Наиболее подходящие условия по ветру наблюдаются на правом берегу реки Волги, вдоль берегов Куйбышевского и Нижнекамского водохранилища, а также в восточной части Бугульминско-Белебеевской возвышенности. Самые высокие ветровые потенциалы имеют Альметьевский - 73,8 млн. КВтч, Бугульминский - 59,4 млн. КВтч, Зеленодольский - 59,1 млн. КВтч, Тетюшский - 57,0 млн. КВтч, 50,4 млн. КВтч.

Таким образом, электроснабжение удаленных нефтедобывающих комплексов в Альметьевском районе с использованием возобновляемых источников энергии, а именно, ветроэнергетических установок представляется целесообразным и требует дальнейшего исследования.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение № 074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Оразбекова А.К., Лукутин Б.В. Состояние электроснабжения удаленных объектов агропромышленного комплекса в регионах Казахстана и перспектива применения ВИЭ // Инновации в науке:

ГБОУ ВО АГПУ

научный журнал. – Новосибирск: Изд. АНС «СибАК», 2018. – № 11(87). – С. 10-13.
2. Баринова В.А., Ланьшина Т.А. Особенности развития возобновляемых источников энергии в России и в мире // Российское предпринимательство. – 2016. – Том 17. – № 2. – С. 259-270. – doi: 10.18334/rp.17.2.2214.
3. Ланьшина Т.А. Государственно-частное партнерство в возобновляемой энергетике // Государственно-частное партнерство. – 2017. – Том 4. – № 3. – С. 197-205. – doi: 10.18334/ppp.4.3.38576.

УДК [621.311]+[622.323]

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПРОБЛЕМА В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЕЕ РЕШЕНИЕ

ENERGY PROBLEM IN THE OIL INDUSTRY AND ITS SOLUTION

И.Р. Насртдинов, Р.Р. Хуснутдинов, А.А. Устимец
(I.R. Nasrtdinov, R.R. Khusnutdinov, A.A. Ustimets)
ФГБОУ ВО «КГЭУ», ООО «ТАТТЕХНОЛОГИЯ»
(FSBEI HE «KSPEU», LLC «TATTECHNOLOGY»)
Научный руководитель - к.ф.-м.н., доцент Р.Р. Хуснутдинов

В статье поднимается вопрос проблемы качества электроэнергии как в целом, так и в нефтедобывающей отрасли. Рассмотрены причины и очаги возникновения проблемы. Приведена статистика затрат электрической энергии. Предложен вариант решения указанной проблемы.

The article raises the question of the problem of power quality in General and in the oil industry. The causes and foci of the problem are considered. The statistics of electric energy costs is given. A solution to this problem is proposed.

***Ключевые слова**: электричество, нефть, энергоэффективность, качество электроэнергии, мощность.*
***Key words:** electricity, oil, energy efficiency, electricity quality, power.*

На сегодняшний день мы не можем говорить о развитии глобальной экономики без вклада в нее нефтяной промышленности всего мира, также нельзя не говорить о добычи и переработке нефти. Весь процесс от бурения скважин до отпуска газа или нефти потребителю обусловлен технологическими процессами, основанными на электроэнергии. Сети сетевых компаний и автономные источники энергии – вот главные источники снабжения месторождений топлива [1].

Фактическое потребление электроэнергии в Российской Федерации в 2018 г. составило 1076,2 млрд кВт·ч. На нефтедобывающую

ГБОУ ВО МГНИ

промышленность приходится 5,5% от общего показателя. Средний коэффициент мощности электрических двигателей нефтепромышленности составляет примерно 0,7. Начиная с конца XX века наблюдается значительный рост затрат на электричество при сокращении финансов на оборудование и заработную плату. Таким образом 30-35% от добывания нефти уходит на оплату электроэнергии [2].

Самыми энергоемкими процессами в добыче нефтепродуктов являются: поднятие жидкости из скважин, подготовка и перекачка нефти, поддержка пластового давления. Если рассматривать российские компании, то от общего потребления на поднятие жидкости уходит порядка 55-60%, на систему поддержки пластового давления - 20-30%, от 8 до 20% приходится на подготовку и транспортировку нефти. Все оставшиеся мелкие процессы затрачивают относительно небольшую часть электроэнергии [2].

Во всем мире проведено достаточное количество исследований, подтверждающих значительное влияние показателей качества электроэнергии на объём потребляемой электроэнергии и величину затрат потребителей связанный с экономическим ущербом от понижения качества электроэнергии (далее КЭ). Как известно, он имеет технологическую и электромагнитную составляющие, причем первая составляющая обусловлена влиянием КЭ на производительность технологических установок и себестоимость выпускаемой продукции, а вторая - определяется главным образом снижением срока службы изоляции электрооборудования вследствие ускоренного теплового и электрического старения.

Снижение КЭ в виде несимметрии напряжения ведёт за собой сокращение срока службы силовых трансформаторов, дополнительные потери активной мощности; в виде токов высших гармоник - дополнительные потери активной мощности и в целом - показатели, характеризующие общую надежность трансформаторов; в виде несинусоидальности, несимметрии и отклонений напряжения – снижение срока службы асинхронных двигателей, т.к. даже при небольшой несимметрии напряжения, вызывающей несимметрию токов происходит увеличение температуры обмотки статора и тепловое старение изоляции, а перегрев изоляции происходит из-за дополнительных потерь активной мощности в обмотках статора, ротора и стали [3].

Исходя из этого следует вывод о необходимости:

- внедрения комплекса мероприятий по снижению энергопотребления для уменьшения себестоимости добываемого сырья.
- оптимизации режимов работы и схем подключения агрегатов нефтяной промышленности.
- внедрения интеллектуального энергопотребления [4].

ГБОУ ВО АГНИ

Решением вышеперечисленных вопросов было бы автоматическое регулирование основных параметров электроэнергии, например, напряжения (далее АРН), то есть поддержание напряжений в узловых точках, в точках отпуска и в точках питания электрической системы в заданных пределах, осуществляемое для обеспечения технически допустимых условий работы потребителей электрической энергии и собственно системы, а также для повышения экономичности их работы. С увеличением нагрузок возрастает сила тока в сети, следовательно, и потери напряжения в различных её участках, вследствие чего напряжение у потребителей может выходить за допустимые пределы. В связи с этим на шинах электростанций и на шинах вторичного напряжения районных подстанций осуществляется, как правило, встречное (согласное) регулирование, при котором с увеличением нагрузок напряжение держится выше номинального, а при снижении нагрузок — понижается. Это уменьшает размах отклонений напряжений у потребителей. Однако в общем случае такое регулирование не исключает, а в большинстве случаев делает необходимым АРН сети 0,4 кВ в точках отпуска и в точках питания потребителя (ТП объекта или группы объектов, ВРУ объекта, или непосредственно группы электроприёмников).

С целью решения обозначенных задач разработано низковольтное комплектное устройство специального назначения аппаратно-программный комплекс АПК «ЭНЕРГОЭКОНОМ». Общее назначение - автоматическое регулирование основных параметров электроэнергии в сетях 0,4кВ, для обеспечения технически допустимых условий работы потребителей электрической энергии и собственно системы, а также для повышения экономичности и эффективности их работы [3].

Устройство выпускается в двух модификациях «ЭНЕРГОЭКОНОМ - М1» и «ЭНЕРГОЭКОНОМ - М2». Каждая модификация изготавливается в нескольких моделях и обеспечивает конкретный набор функций: автоматическое регулирование напряжения, симметрирование, компенсация реактивной мощности, восстановление нуля или восстановление оборванной фазы.

Базовая модель устройства обеспечивает следующие функции и режимы работы:

· автоматическое локальное ступенчатое регулирование напряжения в зависимости от действующего уровня;

- понижение/повышение действующего напряжения при выходе за пределы пороговых значений, установленных в ПО контроллера;

- режим «транзит» автоматически включается, если входное напряжение находится в оптимальном диапазоне,

- режим «байпас» автоматически включается, если превышена температура поверхности обмоток регулирующих устройств и пороговое значение тока по любой из фаз;

ГБОУ ВО АГПУ

· интеллектуальное дистанционное регулирование основных параметров электроэнергии в составе интеллектуальной системы контроля и управления энергопотреблением;

- изменение основных параметров на основании данных анализа параметров энергопотребления и режимов работы объекта.

Компания ООО «ТАТТЕХНОЛОГИЯ» совместно с торговой сетью ретейл (в соответствии с условиями авторских прав наименование сети и промежуточные результаты испытаний не оглашаются) запустили пилотный проект на базе данной сети в августе 2019 года.

Был введен в эксплуатацию аппаратно-программный комплекс (далее АПК) «ЭНЕРГОЭКОНОМ-М1». С целью оценки влияния АПК на качество электроэнергии в режимах «байпас» и «эконом» был установлен энерготестер ПКЭ-А-С4.

Фактором, влияющим на потребление электроэнергии, была выбрана температура окружающей среды. Измерения и графики результативности дали основания для принятия температуры основным показателем влияния на ЭЭ.

Для численной оценки эффекта использования АПК в режимах «байпас» и «эконом» был сделан расчет с использованием значений энерготестера, получены следующие результаты: снижение реактивной составляющей 23,6%; снижение общей потребляемой мощности на 7,4% и увеличение коэффициента мощности на 5,1%.

Результаты применения АПК «ЭНЕРГОЭКОНОМ» свидетельствуют о целесообразности применения интеллектуального регулирования основных параметров электроэнергии даже в рамках ГОСТа с приведением значений в диапазон оптимальный режиму работы электрооборудования и потребителей на любых аналогичных объектах, а также на объектах имеющих аналогичную нагрузку, так как все параметры оптимизированы, нагрузка на проводку снижена, а нарушений и сбоев в работе не выявлено.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гвозданный В.А. Влияние современной энергетики на развитие нефтедобывающей отрасли // Государственное управление Российской Федерации: вызовы и перспективы. – М.: Университетская книга, 2018. – С. 392-398.

2. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. – М.: ООО «Би Джи Промоушн», 2011.

ГБОУ ВО АГНИ

3. Руководство по эксплуатации и монтажу НКУ «Энергоэконом». - Казань, 2019.
4. Хакимьянов М.И. Управление электроприводами скважинных насосов установок: монография. - Уфа: Инфра-Инженерия, 2017.

УДК 621.311

ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

DIAGNOSTIC DEVICE FOR SUBMERSIBLE MOTORS

Д.Р. Нугманов
(Danil R. Nugmanov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - к.т.н., доцент кафедры ЭТЭ Т.В. Табачникова

В нефтегазодобывающей промышленности широко применяют электронасосы, приводимые во вращение погружными электродвигателями. Оценить техническое состояние электродвигателей насосов без подъема из скважин и определить степень их работоспособности ранее было практически невозможно. Заводы-изготовители электронасосов рекомендуют через определенное время работы поднимать электронасосы на поверхность и проводить техническое обслуживание.

При этом практика показывает, что часть электронасосов на момент подъема находятся в удовлетворительном состоянии и поднимать их на поверхность и разбирать не было необходимости, при этом часть электронасосов выходит из строя до наступления срока ревизии.

Для определения сроков ремонта было разработано простое диагностическое устройство КИ-6301 для постоянного автоматического контроля технического состояния погружных электродвигателей без подъема из скважин.

In the oil and gas industry, electric pumps driven by submersible motors are widely used. It was almost impossible to assess the technical condition of pump motors without lifting from wells and determine the degree of their performance before. Manufacturers of electric pumps recommend raising electric pumps to the surface after a certain period of operation and carrying out maintenance.

Thus practice shows that the part of electric pumps at the time of rise are in a satisfactory condition and to lift them to a surface and to disassemble there was no need, thus the part of electric pumps fails before approach of term of audit.

To determine the terms of repair, a simple diagnostic device KI-6301 was developed for continuous automatic monitoring of the technical condition of submersible motors without lifting from wells.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *погружные электронасосы, диагностическое устройство, электродвигатель, подшипники, нефтегазодобывающие производства.*

Key words*: submersible pumps, diagnostic device, electric motor, bearings, oil and gas production.*

На водоподъемах в нефтегазодобывающих производствах широко применяют электронасосы, приводимые во вращение погружными электродвигателями. Погружные электронасосы находятся на определенных глубинах, в связи с чем эксплуатационный персонал не имеет к ним доступа. Заводы-изготовители электронасосов рекомендуют через определенное время работы (в среднем 2—3 тыс.ч) поднимать электронасосы на поверхность, проверять их и при обнаружении недопустимых износов деталей или неисправностей ремонтировать, что значительно приводит к увеличение затрат. При этом практика показывает, что часть электронасосов на момент подъема находятся в удовлетворительном состоянии и поднимать их на поверхность и разбирать не было необходимости, при этом часть электронасосов выходит из строя до наступления срока ревизии.

Проведенное обследование электрооборудования водоподъемных скважин показало, что срок службы электронасосов до 1-го капитального ремонта находится в пределах от 1,4 до 12 тыс. ч. При таких широких пределах сроков службы установление среднего межремонтного срока для электронасосов приводит к подъему на поверхность части электронасосов, не требующих ремонта, и не гарантирует безаварийную работу определенной части электронасосов до наступления сроков ремонта.

Учитывая большую трудоемкость на подъем из скважин и опускание электронасосов и затраты, по величине достигающие стоимости ремонта, наиболее рациональным является подъем электронасосов на поверхность только в случаях, когда износы их деталей и узлов достигли предельных значений, при которых дальнейшая эксплуатация может привести к аварийному выходу электронасосов из строя. Поэтому необходимо осуществлять периодический или постоянный контроль технического состояния электронасосов.

Анализ статистических данных показывает, что 85—90% всех отказов электронасосов происходит по вине электродвигателей. При эксплуатации установлено, что срок службы погружных электродвигателей до капитального ремонта можно продлить вдвое, если своевременно проводить текущие ремонты. Это связано с тем, что подшипники в значительной мере ограничивают ресурс работы погружных электродвигателей. При износе подшипников ротор начинает задевать за активную сталь статора, что приводит к повреждению и выходу из строя обмотки. Если перед тем, как износ подшипников

ГБОУ ВО АГНИ

достигнет предельной величины, электродвигатель поднять на поверхность и отремонтировать подшипники, то он сможет проработать еще один межремонтный период без капитального ремонта, что резко уменьшит затраты на эксплуатацию электронасосов.

Для определения сроков ремонта существует простое диагностическое устройство КИ-6301 для постоянного автоматического контроля технического состояния погружных электродвигателей без подъема из скважин. Устройство устанавливают около станции управления погружным электронасосом и соединяют с ней пятижильным кабелем. Дополнительной прокладки проводов к электродвигателю не требуется, так как контроль осуществляется перед каждым пуском по проводам, подводящим питание к электродвигателю. Устройство имеет габариты 252 X 150 X 95 мм и вес 1,5 кг. Оно осуществляет контроль технического состояния изоляции обмотки статора, износа радиальных и упорных подшипников, величины изгиба вала, т. е. узлов и деталей, ограничивающих ресурс работы электродвигателей.

Техническое состояние изоляции обмоток контролируют измерением токов утечки, проходящих через изоляцию. В связи с тем, что при износе радиальных подшипников происходит задевание ротора за активную сталь статора и как следствие — выход электродвигателя из строя, допустимый износ радиальных подшипников контролируют по асимметрии положения ротора в расточке статора.

При износе упорного подшипника вал с ротором под действием своего веса и давления, оказываемого рабочими колесами насоса в осевом направлении, перемещается вниз относительно корпуса электродвигателя на значение износа. Поэтому допустимое значение износа упорного подшипника контролируют по перемещению ротора электродвигателя.

При применении устройства КИ-6301 сигнал в станции управления на включение электронасоса поступает не на катушку магнитного пускателя, как обычно, а в блок контроля устройства. При удовлетворительном состоянии электродвигателя устройство подает команду на включение электродвигателя в сеть. В случае угрозы аварии устройство не позволяет включить электронасос и при этом загорается сигнальная лампочка. Если электродвигатель не приспособлен к диагностированию, то устройство контролирует только техническое состояние изоляции его обмоток. Для контроля износа радиальных и упорного подшипников в электродвигателе устанавливают простой датчик, состоящий из двух отрезков проводка ПЭВВП диаметром 2 мм (с учетом толщины изоляции), диода Д223Б и резистора МЛТ-1, сопротивлением от 2 до 3 кОм.

Диод и резистор соединяют последовательно, а к свободным их выводам припаивают отрезки проводов. Затем диод, резистор и места паек изолируют полихлорвиниловой изоляционной лентой ПХЛ-20-0,2, образуя капсулу, как это показано на рис. 1.

ГБОУ ВО АГМА

Рисунок 1 - Датчик контроля технического состояния погружных электродвигателей

В заключении хотелось бы сказать, что данное диагностическое устройство позволяет значительно сократить финансовые затраты на проведение планово-предупредительных осмотров, увеличить межремонтный период, что в свою очередь повысит энергоэффективность используемого оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гришин А.П. Об износе изоляции обмотки статора погружного скважинного насоса / Техника в сельском хозяйстве. – 2000. - №5. - С.22.
2. Положение о планово предупредительном ремонте электрического оборудования и электрических сетей предприятий промышленности.
3. Москоленко В.В. Система автоматизированного управления электропривода. – М., 2004.
4. http://www.ess-ltd.ru/diagnostics-electrical/avtomaticheskiy-kontrol-pogruzhnykh-elektrodvigateley/.
5. https://www.elektro-expo.ru/ru/ui/17131/.

УДК 622.76

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР РАБОТ ПО ОПТИМИЗАЦИИ КОНСТРУКЦИИ СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

ANALYTICAL REVIEW OF WORKS TO OPTIMIZE THE DESIGN OF SYNCHRONOUS MOTORS

Т.И. Петров, А.Р. Холикова, А.Р. Сафин
(Timur I. Petrov, A.R. Holikova, A.R. Safin)
Казанский государственный энергетический университет
(Kazan State Power Engineering University)

Аналитический обзор современной научно-технической, нормативной, методической литературы, затрагивающей научно-техническую проблему оптимизации конструкции синхронных двигателей, в том числе обзор научных информационных источников: статьи в ведущих зарубежных и российских научных журналах, монографии и патенты за последние 5 лет.

ГБОУ ВО АГНИ

An analytical review of modern scientific, technical, regulatory, methodological literature concerning the scientific and technical problem of optimizing the design of synchronous motors, including a review of scientific information sources: articles in leading foreign and Russian scientific journals, monographs and patents over the past 5 years.

Ключевые слова: *синхронный двигатель, постоянные магниты, топологическая оптимизация, ротор, статор.*

Key words*: synchronous motor, permanent magnets, topological optimization, rotor, stator.*

Синхронные двигатели с постоянными магнитами перспективное направление в области энергосбережения и оптимизации технического процесса работы электрических машин [1]. Для повышения характеристик двигателей возможно применение топологической оптимизации. При помощи данной технологии можно получить наиболее оптимальную конструкцию двигателей. Но для начала работ в данной сфере необходимо провести аналитический обзор литературы.

Одна из ранних публикаций, описывающая метод структурной оптимизации представлена в [2]. Задача заключалась в том, чтобы найти оптимальное распределение материала для детали с предопределенным распределением механических напряжений и ограниченной массой. Хотя проблема имеет дискретный характер только с двумя различными материальными свойствами: либо материал присутствует, либо исчезает - он использовал экспоненциальную функцию индекса линейного материала, получая непрерывные значения в диапазоне от нуля и единицы, который умножался на модуль Юнга материала - для описания свойств промежуточного материала. Таким образом, он смог адаптировать дискретную задачу к проблеме нелинейной непрерывной оптимизации. Впоследствии автор применил классические алгоритмы оптимизации для нелинейных непрерывных задач. Свойства промежуточных материалов были интерпретированы как композиционные материалы.

В области задач электромагнитного поля использована идея оптимального распределения материала в электромагнитном аппарате. Предложено использование линейно изменяющейся проницаемости каждой ячейки в области проектирования между свойствами воздуха и железа. Интерпретация свойств промежуточных материалов отличается от интерпретации [3].

Метод оптимизации структуры также применялся к оптимальному распределению плотности тока для получения распределения магнитного поля. В работе [4] изложена идея об оптимальном распределении тока для оптимизации катушек магнитно-резонансной системы. Для определения оптимального распределения плотности тока использовались два разных метода. Во-первых, применена искусственная нейронная сеть типа Хопфилда, где непрерывные

ГБОУ ВО АГНИ

сигналы выходных нейронов описывали текущие плотности в каждой ячейке проектной области. Чтобы сравнить результаты сетевого метода Хопфилда, также использовался метод эвристической оптимизации моделируемого отжига. Одной из проблем, возникающих при применении обоих методов, является неравномерность распределения материала.

В [5] описано использование метода сопряженных переменных для получения информации о чувствительности конструкции к изменению свойств материала в каждой ячейке проектной области. Информация о чувствительности используется для изменения свойств материала в каждой ячейке проектной области в ходе процесса оптимизации. Гомогенизация свойств материала осуществляется путем применения в алгоритме принудительной функции.

В [6] проведена оптимизация механической структуры электрической машины для уменьшения механических деформаций, вызванных магнитными силами. Авторы также применяют метод сопряженных переменных для расчета чувствительности конструкции. Свойства материала изменяются линейно в определенном диапазоне, поэтому также существует проблема в технологии гомогенизации свойств материала. Авторы применили пороговую функцию для затвердевания свойств материала.

В [7] введен топологический градиент, который был рассчитан как изменение индекса эффективности оптимизации, вызванного переключением свойства материала конкретной ячейки в области проектирования от 0% до 100% от ее значения. После этого ячейки сортируются по значениям топологического градиента и ячейки с наименьшими градиентами не учитываются при дальнейшей обработке.

В статье [8] применен метод сопряженной переменной в сочетании с последовательным линейным программированием, чтобы упорядочить распределение материала якоря привода. Авторы искали оптимальную конструкцию привода, которая удовлетворяет двум целям – максимальной электромагнитной силы и минимальной механической напряженности. Представленные решения показывают разные оптимальные структуры, поскольку авторы использовали различные методы для расчета распределения силы, а именно тензора напряжений Максвелла и метода виртуального воздушного зазора. Гомогенизация свойств материала осуществляется с помощью интерполяционной схемы с использованием редуктивности.

В работе [9] применен метод оптимизации распределения границ магнитных приводов. Функция набора уровней описывает границу материала между воздухом и железом в пределах проектной области, где значение функции обращается в нуль точно на границе. Функция набора уровней меняет свою форму в соответствии с искусственным временным параметром и искусственной нормальной скоростью границы, которая определяется конструктивной чувствительностью.

ГБОУ ВО АГТИ

Чтобы получить конструктивную чувствительность, авторы применили метод сопряженных переменных. Было описано три различных применения: от простых линейных приводов до магнитных датчиков. В обеих работах все представленные оптимальные структуры зависят от исходных распределений материалов, поэтому достигнуты только локальные оптимальные структуры.

Также интересен метод установки уровня для определения оптимальной структуры зуба статора синхронной машины с постоянным магнитом с различными конфигурациями ротора. Целью оптимизации было уменьшить пульсацию крутящего момента при заданном номинальном крутящем моменте машины и одновременно объем материала в области проектирования.

В статье [10] использован генетический алгоритм с двухмерной схемой кроссовера в сочетании с методом ВКЛ / ВЫКЛ, где каждая ячейка проектной области заполнена воздухом или железом. Авторы применили этот метод вместе со специальной методикой «размытия» для регуляризации произвольно созданных исходных распределений материалов в области проектирования. Помимо индекса эффективности оптимизации, авторы ввели связь между частями области проектирования. Эта связь рассчитывается по специальной методике из теории перколяции. Все представленные результаты показывают зависимость от исходных распределений материалов; поэтому метод приводит к локальным оптимальным решениям задачи оптимизации.

Отметим и метод имитированного отжига и генетические алгоритмы для поиска оптимального распределения материала в заданной области проектирования коммутируемого реактивного электродвигателя. Задача представлена как дискретная оптимизация с набором возможных материалов, таких как воздух, железо, а также положительной и отрицательной плотности тока. Вычисления конечных элементов выполняются на двумерном представлении реактивного электродвигателя. Для каждого статора и ротора авторы определили отдельную конструкцию. Область проектирования ротора состояла из 162 ячеек, а область проектирования статора была разделена на 120 ячеек. Применение метода имитированного отжига привело к 40 000 различным распределениям материалов, которые были проанализированы методом конечных элементов. Генетический алгоритм использовал 400 поколений по 100 особей каждый. Представленные результаты каждого применяемого метода существенно различаются в распределении материалов. Метод имитированного отжига привел к более структурированному распределению материалов по сравнению с генетическим алгоритмом. Авторы не дали объяснения этому различию. Они предположили, что неравномерности распределения материала, полученные генетическими алгоритмами, обусловлены параметрами самого алгоритма.

ГБОУ ВО АГНИ

Большинство ранее упомянутых способов получения оптимального распределения материала страдают от значительных вычислительных затрат. Либо они используют классические непрерывные методы оптимизации с промежуточными свойствами материала в сочетании с процессом затвердевания, либо применяют метод набора уровней для роста распределения материала по определенной ячейке, требующей некоторой локальной информации о градиенте, или поиска по генетическим алгоритмам и имитированному отжигу.

Работа, по результатам которой выполнена статья, выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Республики Татарстан в рамках научного проекта № 18-48-160023.

ЛИТЕРАТУРА

1. Петров Т.И. Модель системы управления станком-качалкой на основе синхронных двигателей с бездатчиковым методом / Петров Т.И., Сафин А.Р., Ившин И.В., Цветков А.Н., Корнилов В.Ю. // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. - 2018. - №7-8.

2. Bendsoe M.P. Optimal shape design as a material distribution problem, Struct. Optim., pp. 193–202, 1989.

3. Dyck D.N. and Lowther D.A. Automated design of magnetic devices by optimizing material distribution, IEEE Trans. Magn., vol. 32, no. 3, pp. 1188–1193, May 1996.

4. Lowther D.A., Mai W., and Dyck D.N., A comparison of MRI magnets design using a Hopfield network and the optimized material distribution method, IEEE Trans. Magn., vol. 34, no. 5, pp. 2885–2888, Sep. 1998.

5. Kim D.-H., Sykulski J.K., and Lowther D.A. A novel scheme for material updating in source distribution optimization of magnetic devices using sensitivity analysis, IEEE Trans. Magn., vol. 41, no. 5, pp. 1752–1755, May 2005.

6. Shim H., Moon H., Wang S., and Hameyer K. Topology optimization for compliance reduction of magnetomechanical systems, IEEE Trans. Magn., vol. 44, no. 3, pp. 346–351, Mar. 2008.

7. Kim D.-H., Sykulski J.K., and Lowther D.A., The implications of the use of composite materials in electromagnetic device topology and shape optimization, IEEE Trans. Magn., vol. 45, no. 3, pp. 1154–1157, Mar. 2009.

8. Lee J. and Kikuchi N. Structural topology optimization of electrical machinery to maximize stiffness with body force distribution, IEEE Trans. Magn., vol. 46, no. 10, pp. 3790–3794, Oct. 2010.

9. Park S. and Min S. Optimal topology design of magnetic devices using level-set method,» IEEE Trans. Magn., vol. 45, no. 3, pp. 1610–1613, Mar. 2009.

10. Choi J.S and Yoo J. Structural topology optimization of magnetic actuators using genetic algorithms and ON/OFF sensitivity, IEEE Trans. Magn., vol. 45, no. 5, pp. 2276–2279, May 2009.

ПГУ ВО АГНИ

УДК 622.691.482

СИСТЕМА ВОЗМОЖНОГО КОНТРОЛЯ КОЛИЧЕСТВЕННЫМИ ПОТЕРЯМИ ГАЗА В СЕТЯХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

POSSIBLE CONTROL SYSTEM FOR QUANTITATIVE LOSSES OF GAS IN GAS DISTRIBUTION NETWORKS

Д.А. Прохоров
(Dmitry A. Prokhorov)
Санкт-Петербургский горный университет
(St.Petersburg Mining University)
Научный руководиетль - к.т.н., доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа М.Н. Назарова

Известно, что на сегодняшний день системы газораспределения имеют весьма высокие эксплуатационные потери природного газа. Такие потери негативно сказываются на эффективности работы системы, как с экономической точки зрения, так и с экологической. В работе представлена система позволяющая контролировать потери газа в системе, тем самым повышая её эффективность.

It is known that today gas distribution systems have very high operational losses of natural gas. Such losses adversely affect the efficiency of the system, both from an economic point of view and from an environmental point of view. The work presents a system that allows you to control the loss of gas in the system, thereby increasing its efficiency.

Ключевые слова: *газораспределение, потери природного газа.*
Key words*: gas distribution, natural gas losses.*

Потери природного газа в сетях газораспределения и газопотребления принято делить на мнимые и действительные (рисунок 1) [1]. Мнимые потери связаны в первую очередь с неучтенными объемами газа, которые были использованы потребителем. Такие потери в представлены несовершенствами методов контроля и учета газа. Обычно они вызываются отсутствием у потребителей газовых счетчиков. В этом случае учет расхода газа производится по нормативам потребления и зачастую потребители потребляют больший объем газа, но перерасчет не производится. И это количество газа, потребляемое сверх норматива, теряется (становится неоплаченным). Уменьшение данных потерь может быть достигнуто только за счет повсеместного внедрения приборных методов учета расхода газа и применения газовых счетчиков, имеющих минимальную погрешность измерения.

ГБОУ ВО АГТИ

Рисунок 1 – Классификация потерь природного газа в системах газораспределения

Действительные потери природного газа в свою очередь можно разделить на три группы: эксплуатационные, аварийные и незаконные врезки. Эксплуатационные утечки газа возникают в основном в результате негерметичности разъемных соединений на газопроводах, арматуре и оборудовании. Аварийные потери возникают при повреждении газопроводов и оборудования.

Для уменьшения потерь природного газа в системах газораспределения существует очень много методов. Все существующие методы можно разделить на технические и организационные. Технические мероприятия снижения потерь представляют собой методы, сущность которых заключаются в технической части работы системы газораспределения. Зачастую под такими мероприятиями понимается усовершенствование технической схемы, использование нового оборудования и материалов и т.д. Кроме того, с экономической точки зрения, технические методы уменьшения потерь несут за собой необходимость капитальных затрат. Перечислим основные из них [2, 3]:

1. оснащение измерительным оборудованием всех мест потребления, использования природного газа для технологических нужд, его учет и анализ;
2. повышение герметичности систем газоснабжения за счет применения новых видов оборудования, арматуры и уплотнительных материалов;
3. совершенствование материалов и оборудования, применяемого для пассивной и активной защиты от электрохимической коррозии газопроводов, своевременного нахождения повреждений изоляции, включая новые виды изоляционных материалов, современных конструкций катодных станций и приборной техники нового поколения на

ГБОУ ВО АГНИ

основе микропроцессоров, а также переход на использование полиэтиленовых труб, не подверженных коррозии;

4. совершенствование приборной техники диагностирования и контроля герметичности элементов систем газоснабжения природным газом.

Помимо технических мероприятий существуют также организационные мероприятия, которые представляют собой мероприятия, которые улучшают организацию работ газораспределительной организации (ГРО).

Самой эффективной и наиболее перспективной является система (рисунок 2), которая позволит контролировать всю сеть газораспределения на основе полученных данных о потерях природного газа на участках газопроводов. Такая система основана на установке пунктов учета газа (ПУГ) во всей сети газораспределения и деление всей сети на отдельные эксплуатационные участки, на концах которых будут установлены ПУГ. На основе анализа данных расхода, полученных с ПУГ, выделяются наиболее проблемные участки, на которых замечены большие расхождения баланса природного газа. После определения проблемного участка производится корректировка

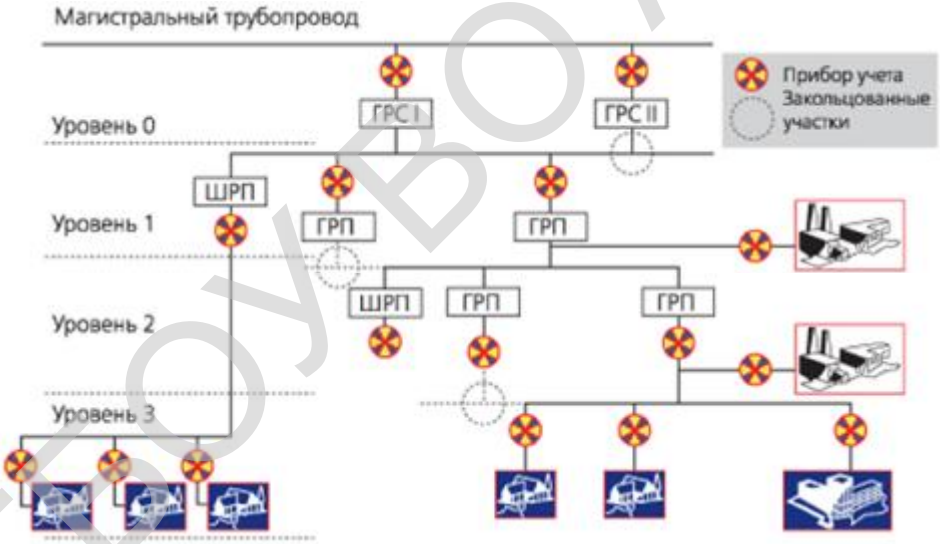


Рисунок 2 – Система контроля количественными потерями газа в сетях газораспределения

графиков планового обхода. По результатам обхода уже можно будет поправить положение разбаланса природного газа.

Кроме того, все пункты учета газа в системе оснащаются системой телеметрии. Она позволит ГРО в режиме реального времени получать сведения с каждого ПУГ о всех важнейших параметрах транспорта газа (расход, давление, температура).

Необходимо также указать особенности размещения системы, она имеет поуровневый характер. В основном уровни представляют собой сети разных давлений. Выделяют 4 уровня (рисунок 2):

ГБОУВО АГТИ

1) 0-ой уровень – магистральный газопровод до газораспределительной станции.

2) 1-ый уровень – газопроводы высокого давления, в которые газ поступает из ГРС.

3) 2-ой уровень – газопроводы среднего давления.

4) 3-ий уровень – газопроводы низкого давления, через которые газ поступает к конечным потребителям.

Таким образом, предложенная система позволит полностью контролировать количественные потери природного газа. Свою окупаемость система будет получать за счет сохранения природного газа при своевременных обнаружении и ликвидации утечек газа в системе. В дальнейшем существует возможность перспективного расширения этой системы для поиска незаконных врезок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тухбатуллин Ф.Г. Сокращение потерь природного газа в системе газораспределения за счет применения балансовых карт / Д.С. Семейченков // Территория нефтегаз. – 2018. – №1. – С. 12–20.

2. Риск – ориентированный подход в промышленной безопасности / А.Н. Попов [и др.] // Промышленная экологическая безопасность, охрана труда. — 2015. — №2. — С. 20-22.

3. Саликов А.Р. Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам: магистральные газопроводы, наружные газопроводы, внутридомовые газопроводы. – М.: Инфра-Инженерия, 2015. – 112 с.

8. Власичев С.В. Газораспределение: итоги и перспективы. Основные задачи и актуальные вопросы развития газораспределительного комплекса России // Газ России. – 2014. – №4. – С. 8-11.

УДК 681.586

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ДАТЧИКОВ УСТАНОВОК ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

SUBSTANTIATION OF SELECTION OF SENSORS FOR INSTALLATION OF A DEEP PUMP FOR MEASURING TECHNOLOGICAL PARAMETERS

К.В. Штыков, А.А. Ронжин, Н.В. Денисова

(K.V.Shtykov, A.A.Ronzhin, N.V.Denisova)

Казанский государственный энергетический университет

(Kazan State Power Engineering University)

В данной статье рассмотрены вопросы обоснования выборов датчиков установок штангового глубинного насоса датчиками

ГБОУ ВО АГНИ

технологических параметров. Приведены схемы оснащения датчиками скважин с штанговыми насосными установками.

This article discusses the issues of substantiating the choices of sensors of the sucker rod pump installations with sensors of technological parameters. The schemes of equipping well sensors with sucker rod pumping units are given.

Ключевые слова: *штанговый глубинный насос, динамометрирование, ваттметрирование, мониторинг.*

Key words: *sucker rod pump, dynamometry, power metering, monitoring.*

Для добычи нефти обычно устанавливают штанговые глубинные насосы. Установки представляют собой поршневой насос,связанный со станком- качалкой. Станок-качалка имеет кривошипно- шатунный механизм, который преобразует вращательное движение двигателя в возвратно- поступательное и передает его колонне штанг и плунжеру насоса.

На рисунке 1 представлены технологические датчики на скважине позволяющие проводить непрерывный контроль, диагностику состояния и адаптивное управление.

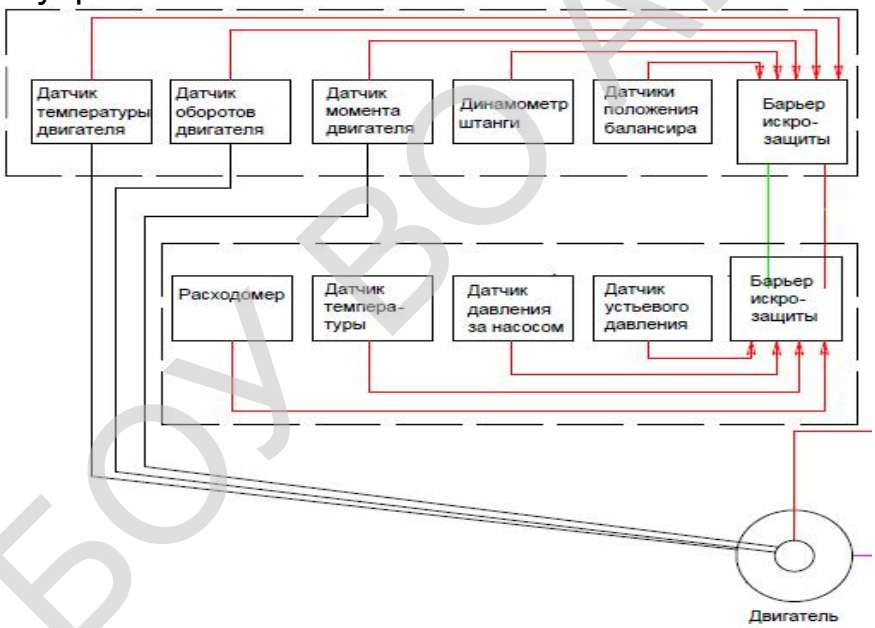


Рисунок 1 - Технологические датчики ШГНУ

Независимо от способа эксплуатации все скважины должны иметь датчики устьевого и затрубного давления, а также температуры жидкости. Было бы еще лучше, если скважины оснащались эхолотами для измерения динамического уровня жидкости и расходомерами для контроля дебита.

Также при эксплуатации штанговыми глубинными насосами должны быть установлены дополнительно датчики динамо- и ваттметрирования [1]. Скважины с электроцентробежными насосами могут оснащаться системами погружной телеметрии. Позволяющей контролировать давление и температуру жидкости, температуру обмоток

ГБОУ ВО АГНИ

электродвигателя, сопротивление изоляции, уровень вибрации в подшипниках [2].

При оснащении датчиков и совместной работы автоматики позволяет дистанционно управлять скважинами в автоматическом режиме [3]. Автоматика способна обеспечивать обнаружение аварийных повреждений, диагностировать оборудование и отклонение режимов. А соответсвенно предотвращать розливы нефти и минимизировать их последствия для окружающей среды.

Обработка сигналов, получаемых от датчиков, происходит в контроллере адаптивной системы управления приводом.

Информация о состоянии станции-качалки передается в виде аналоговых сигналов от датчика температуры двигателя, дискретных сигналов от датчика оборотов двигателя и датчиков положения балансира, цифровых по интерфейсу RS-485 от датчика момента двигателя и динамометра.

Для измерения частоты вращения вала двигателя применяется бесконтактный индуктивный или основанный на эффекте Холла датчик, выдающий импульсы с частотой, равной скорости вращения.

Датчик температуры электродвигателя состоит из температурных датчиков и управляющего устройства. Температурными датчиками служат полупроводниковые термосопротивления (сплав кобальта и марганца) — п встроенные в лобовую часть обмотки статора (по одному в каждую фазу). Как показывает практика, встроенная температурная защита эффективно отключает электродвигатели при длительных перегрузках, неправильных процессах пуска и торможения, повышенной частоте включении, обрыве фаз, колебаниях напряжения сети в пределах 70...110% от номинального значения, заклинивании приводного механизма, включении электродвигателя с заклиненным ротором, повышенной температуре окружающей среды, нарушениях в системе охлаждения.

Для определения положения балансира качалки применяется два бесконтактных датчика, определяющих верхнюю и нижнюю мертвые точки кривошипа для получения информации о направлении движения штанги и совмещения динамограмм, полученных от датчика усилий и ваттметрграмм, полученных со входа питания в преобразователь частоты, а также для реализации алгоритмов, способствующих лучшему наполнению насоса (при движении вверх одна скорость, при движении вниз - другая) и реализации алгоритма препятствия режиму рекуперации при разбалансировке станции-качалки (временный режим, реализуемый до устранения разбалансировки ремонтной бригадой – этот алгоритм позволит отказаться от применения тормозного резистора в составе преобразователя частоты).

Для измерения момента на валу двигателя, возможно использовать цифрой датчик (опционально, возможно отказаться от него, если остальной информации будет достаточно для работы

ГБОУ ВО АГНИ

адаптивных алгоритмов контроллера). Датчик момента электродвигателя это простая и надежная измерительная система основаная на принципе изменения магнитного поля пропорционально изменению прикладываемого усилия. Датчик служит для предотвращения аварийных ситуаций таких как заклинивание вала, и исчезновение момента на валу (сухой ход).

Для получения динамограммы усилия на штанге используется датчик усилия, передающий динамограмму за один цикл качания в цифровом виде.

Информация от датчиков давления и температуры передается в виде аналогового сигнала и от расходомера, установленных на устье скважины или на насосе в виде дискретного.

Для измерения частоты вращения вала двигателя применяется бесконтактный индуктивный или основанный на эффекте Холла датчик, выдающий импульсы с частотой, равной скорости вращения. Датчик служит для измерения и поддержания требуемых оборотов электродвигателя.

Датчик положения представляет из себя датчик ускорения (акселерометр) со схемой согласования сигналов, исполненный в герметичном корпусе. Этот датчик предназначен для регистрации нижней и верхней мертвых точек, значений ускорения во всех точках перемещения плунжера насоса.

Датчик нагрузки состоит из упругого элемента в форме отрезка трубы, двух компенсационных тензорезисторов, двух нагрузочных тензорезисторов, образующих полную мостовую схему. Тензорезисторы наклеены на наружную поверхность упругого элемента и закрыты сверху защитным кожухом. Эти два датчика служат для предотвращения обрыва канатной подвески в случае заклинивая.

Расходомер. Принцип действия основного элемента — датчика наиболее распространенные скважинные дебитомеры и расходомеры относятся к одному из трех типов: турбинным (вертушечным), термоэлектрическим или поплавковым. Датчик предназначен для измерения дебита каждого пласта в отдельности при одновременной раздельной эксплуатации. Определяют место и значение притока по вертикали нефтяного горизонта для выявления качества перфорации, эффективности гидравлического разрыва пласта и местообразования трещин, устанавливают характер притока жидкости из пласта в скважин, определяют места нарушений герметичности эксплуатационной колонны, устанавливают наличие перетока жидкости из одного продуктивного пропластка в другой.

Датчик температуры в скважине.Наибольшее распространение получил термометр сопротивления на 3-х жильном кабеле с термочувствительным элементом из меди обладающий высокой стабильностью и имеющий характеристику, близкую к линейной. Предназначенны для измерения разности температур в двух

ГБОУ ВО АГНИ

близлежащих точках, которые называются градиент термометры и для измерения отклонения температуры от некоторого среднего значения.

Датчики давления на устье и за насосом служат для автоматического поддержания постоянным динамического уровня жидкости в эксплуатационной колонне. Для этого служат цифровые манометры. Максимальный дебит (потенциал) скважины достигается в том случае, когда забойное давление в эксплуатируемой скважине ниже, чем статистическое давление в забое.

Так же устанавливаются дополнительные датчики защиты: индикаторы состояния подшипников балансира, уровня масла в редукторе, перегрева сальникового узла, крена установки, срыва шатуна.

В последнее время появились эхолоты, способные измерять динамический уровень жидкости в скважине [6]. Он монтируется на арматуре и производит измерения.

Таким образом, можно сделать следующиевыводы:

- Автоматика современной скважинной установки должна контролировать бесперебойную работу дистанционно в автоматическом режиме. Именно такой контроль будет обеспечивать нахождение неполадок оборудования, предотвращать критические повреждения, розливов нефти, отклонения режимов и сокращает простои.

- В связи с тем, что с современными требованиями необходимо производить измерения количества добытой продукции по каждой скважине(расходометр) либо косвенным методом (установка динамометрирования).

- Возникают вопросы потребления электроэнергии насосами, поэтому на станциях должны быть установлены счетчики электроэнергии с выводом информации в единую управляющую систему.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.*
2. *Kostyukov V.N. Real-time condition monitoring of equipment // 7th International Conference on Condition Monitoring and Machinery Failure Prevention Technologies. 2010. Vol. 1. P. 239-246.*
3. *Станция управления штанговыми глубинными насосами (станками-качалками) – SRP. URL: http://www.unicorus.com/production/stanczii-upravleniyanasosami/srp.html*
4. *Хакимьянов М.И., Пачин М.Г. Функциональные возможности*

ПГОУ ВО АГНИ

современного контроллера автоматизации штанговых глубиннонасосных установок // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. - 2011. - № 2. - С. 19–34. URL
5. http://ngdelo.ru/index.php/ele/article/view/9801.
6. https://cyberleninka.ru/article/n/model-sistemy-upravleniya-stankom-kachalkoy-na-osnove-sinhronnyh-dvigateley-s-bezdatchikovym-meto.

УДК 621.311

МУСОРОСЖИГАТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД КАК ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ

WASTE INCINERATOR AS ENERGY SOURCE

Г.И. Сафина
(Guzel I. Safina)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - к.т.н., доцент кафедры ЭТЭ Т.В. Табачникова

В общепринятом понимании источники альтернативной энергетики — это ветер, солнце и вода. Но есть еще один воспроизводимый ресурс, о котором часто забывают, — мусор.

Ежегодно на территории России образуется до 150 млн.м^3 твердых бытовых отходов, что соответствует по массе 30 млн.тонн. И эти цифры не окончательны, так как с развитием промышленности и технологий, направленных на совершенствования быта, создаются новые синтетические материалы, более активно используются уже созданные. Таким образом, каждый год объем накопления ТБО растет. Если говорить о масштабах планеты, то цифры поистине колоссальны.

Под полигоны захоронения отходов выделяются крупные площади, но это не является решением проблемы, а лишь позволяет вывозить мусор за пределы городских и поселковых территорий, где он, накапливаясь огромными массами, образует устрашающие и, зачастую, опасные залежи отходов. В сложившейся ситуации, развитие отрасли переработки и утилизации мусора приобрело особую актуальность. Вторичное использование разнообразных отходов предпочтительнее их захоронения. Мусор может быть отправлен на переработку для производства новой продукции — или стать энергетическим сырьем.

In the conventional sense, the sources of alternative energy are wind, sun and water. But there’s another reproducible resource that is often forgotten — garbage.

Annually, up to 150 million m3 of municipal solid waste is generated on the territory of Russia, which corresponds to a mass of 30 million tons. And these figures are not final, since with the development of industry and technologies aimed at improving everyday life, new synthetic materials are created, and already created ones are more actively used. Thus, every year the volume of solid waste accumulation is growing. If we talk about the scale of the planet, then the numbers are truly colossal.

ГБОУ ВО АГНИ

Large areas are allocated for landfill sites, but this is not a solution to the problem, but only allows garbage to be removed outside the city and towns, where it accumulates in huge masses and forms frightening and often dangerous waste deposits. In this situation, the development of the waste processing and disposal industry has become particularly relevant. Recycling of various wastes is preferable to their disposal. Garbage can be sent for processing to produce new products - or become energy raw materials.

Ключевые слова: *альтернативные источники энергии, мусоросжигательный завод, переработка отходов, энергия из отходов, безотходное производство.*

Key words*: alternative energy sources, incinerator, waste processing, energy from waste, non-waste production.*

В России альтернативная энергетика является своеобразной производной от собственных проблем. Одна из них — количество мусора и, как следствие, не самые лучшие экологические условия. До конца 2022 года в Московской области предполагается построить четыре объекта по термической переработке отходов в электроэнергию, еще один должен появиться в Казани. Современные мусоросжигательные заводы будут возведены в рамках проекта «Энергия из отходов», реализацией которого занимается «РТ-Инвест» Госкорпорации Ростех. Новая технология позволит без ущерба для экологии навсегда решить проблему мусорных полигонов и свалок.

Один из основных принципов, заложенных в основу мусоросжигательного завода нового поколения – экологичность и безопасность. Заводы проекта «Энергия из отходов» выполняют важную задачу – вовлечение во вторичный оборот отходов, не пригодных к классической переработке. Все это приведет к снижению объемов захоронения отходов, что позволит избежать ущерба, наносимого окружающей среде свалками и полигонами.

Только Москва и Московская область ежегодно производят 11 млн тонн отходов, и при этом 95% этого объема в итоге оказывается на полигонах. Не стоит даже упоминать о том, насколько захоронение отходов пагубно влияет на природу и общественные настроения.

ГБОУ ВО АГНИ

Рисунок 1 – Показатели мусоросжигательных заводов

Кроме того, полигоны и свалки занимают огромные территории: только в Московской области требуется 100 га ежегодно. По мнению экспертов, ситуация в Москве и Подмосковье наиболее серьезна – спустя несколько лет места для мусорных полигонов вовсе не останется. Как отметил гендиректор компании «РТ-Инвест» Андрей Шипелов, в общей сложности с помощью этого проекта Россия может сэкономить 500 га земли, не допустив создание «грязного» полигонного захоронения.

Мусоросжигательный завод проекта «Энергия из отходов» отличается от классических мусоросжигательных заводов (МСЗ) не только своей экологичностью, но и самим подходом к переработке отходов. Отходы считаются возобновляемым источником энергии, который можно сравнить с энергией солнца или ветра.

К примеру, один такой завод в Московской области переработает около 700 тыс. тонн отходов и выдаст в сеть 485 млн кВт/ч электроэнергии в год. Это может обеспечить электричеством примерно 250 тыс. жителей или город с населением примерно 100 тыс. человек.

«РТ-Инвест» строит новые заводы по технологии японско-швейцарской компании Hitachi Zosen Inova (HZI), мирового лидера в отрасли переработки отходов в энергию. При этом производство значительной части оборудования заводов будет локализовано на территории России. Hitachi Zosen Inova уже построила более 500 таких заводов в крупных городах, в том числе и в самой Японии и Швейцарии.

Работа мусоросжигательного завода

На заводы поступают только те отходы, что остались после сортировки и непригодны для вторичного использования. Заезжающие на территорию завода мусоровозы проходят обязательный радиационный контроль, процедуру взвешивания и учета, после чего отходы выгружаются в приемный бункер-накопитель. Здесь отходы могут накапливаться до двух недель, а затем поступают в котел,

ГБОУ ВО АГНИ

который рассчитан на 7 тыс. тонн отходов и представляет собой 7-этажную конструкцию. На заводе их три, и в каждом из них – по две зоны.

В первой – отходы термически обрабатываются при температуре 1260 °С. Такие критические температуры сжигают абсолютно все, даже ядовитые диоксины. В этой зоне экстремального высокотемпературного сжигания исчезают все вредные элементы.

Вторая зона – камера дожига газовых выбросов. Сюда поступают дымовые газы, образующиеся в процессе сжигания. Даже если допустить, что какие-то вредные вещества прошли первую зону, то при вторичном дожиге, где температура превышает 850 °С, они точно будут уничтожены. Кроме того, в камеру дожига впрыскивается специальный раствор карбамида, чтобы полностью убрать органические соединения и обезвредить дымовые газы.

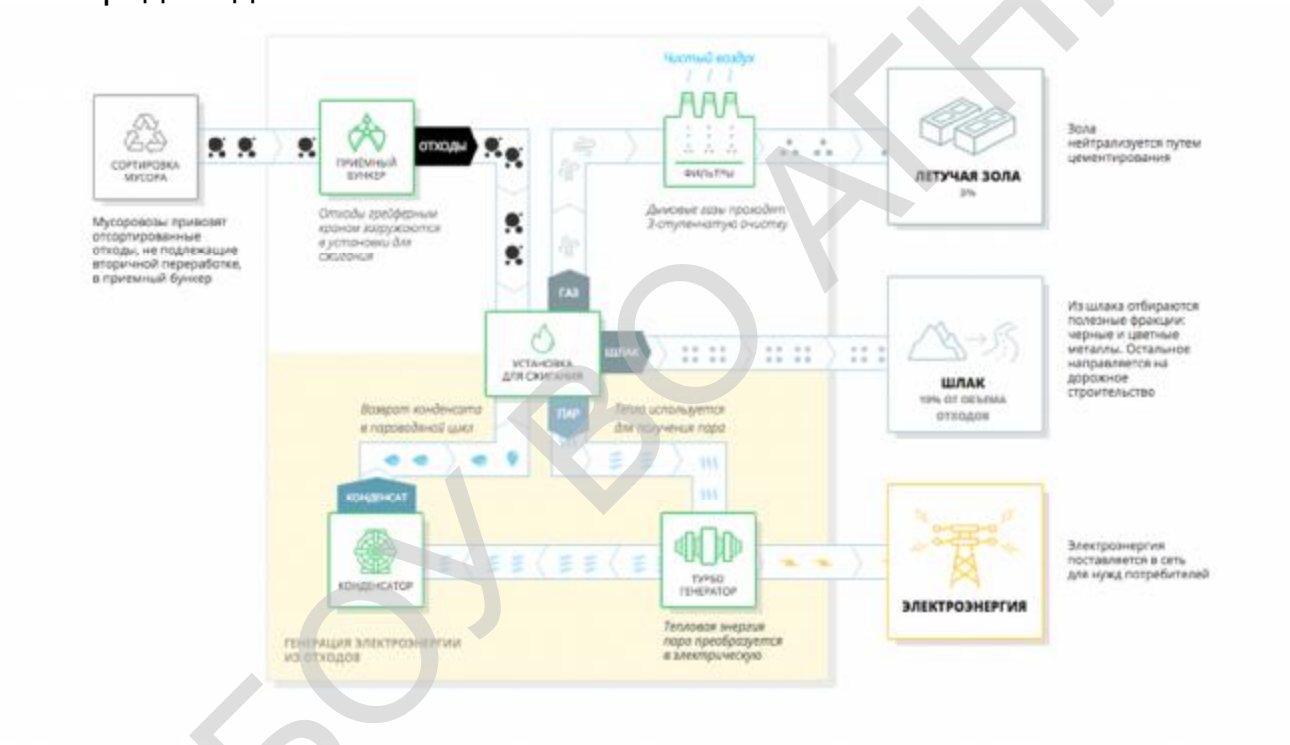


Рисунок 2 – Процесс получения электроэнергии

Затем дымовые газы и шлак попадают в реактор. Там происходит обработка активированным углем и аммиаком, добавляются химические элементы для дополнительного обезвреживания.

Из реактора выходят уже очищенные дымовые газы, они попадают в рукавные фильтры, где очень тонкие трубки отбирают любую фракцию, вплоть до микрочастиц, которые просто витают в воздухе. Как уверяют специалисты, если взять замеры воздуха в городе и воздуха после рукавного фильтра, то на заводе он намного чище.

Итак, тонна мусора через 15 минут после поступления в котел превращается в пар. Этот пар направляется в турбогенератор для производства электроэнергии. При этом на собственные нужды завода расходуется всего 5-10% производимой энергии, остальное поступает в сеть.

ГБОУ ВО АГНИ

При сжигании отходов образуется шлак, который направляется на дорожное строительство.

Летучая зола составляет примерно 3-5% от перерабатываемых отходов и относится к 3 классу опасности. Золу так же можно перерабатывать в строительный материал по британской технологии Carbon8. Эта технология получила признание ООН и была удостоена награды за вклад в циклическую экономику Евросоюза.

Carbon8 представляет собой химическое обезвреживание золы методом ускоренной карбонизации. Из третьего класса опасности зола обезвреживается до сырья для производства строительных материалов.

Технология ускоренной карбонизации (Accelerated Carbonation Technology)- это контролируемый, ускоренный вариант естественного процесса карбонизации — насыщения углекислым газом, который приводит к улучшению химических и физических свойств обработанных материалов.

При определенных условиях эта натуральная реакция может быть ускорена и протекает в течение нескольких минут, а не месяцев или лет, как предыдущие методы переработки золы.

Зола успешно превращается в различные блоки, бордюры, плитку и может заменить цемент. Таким образом, новые технологии предоставляют уникальную возможность – не зарывать под землю ни одного килограмма мусора.

Таким образом новые МСЗ позволят:

- Предлагаемые современные технологии позволяют одновременно решить проблему утилизации мусора и создать местные источники энергии. Таким образом, мусор вернется к нам не в виде разрастающихся свалок и загрязненной воды, а в виде электричества по проводам, тепла в батареях отопления или выращенных в теплицах овощей и фруктов.

- Современные системы по очистке от загрязнений воздуха такие как десульфуризация дымовых газов, установки селективного каталитического восстановления, системы золоудаления, электростатические и угольные фильтры позволяют защитить окружающую среду от неблагоприятных производственных факторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *https://w2e.ru/blog/proekt-energiya-iz-otkhodov-mify-i-fakty/.*
2. *https://gidpomusoru.ru/vyvoz-i-pererabotka/mestapererabotki/musoroszigatelnyj-zavod.html.*
3. *https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2810.*

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 621.38

ВЛИЯНИЕ УПРАВЛЯЕМЫХ ВЕНТИЛЬНЫХ ВЫПРЯМИТЕЛЕЙ НА ПИТАЮЩУЮ СЕТЬ

THE IMPACT OF GATE CONTROLLED RECTIFIERS TO SUPPLY

Н.А. Фомин
(Nikita A. Fomin)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - ст. преподаватель кафедры «Электро- и теплоэнергетика»
Э.М. Сафина

Одними из главных нарушителей качества электроэнергии являются управляемые вентильные выпрямители. В настоящее время к качеству электрической энергии предъявляются высокие требования, поэтому нахождение решения по данной проблеме является актуальной задачей для улучшения параметров электроэнергии.

One of the main violators of the quality of electricity is controlled valve rectifiers. Currently, high demands are made on the quality of electric energy, so finding a solution to this problem is an urgent task to improve the parameters of electricity.

Ключевые слова: *управляемые вентильные выпрямители, высшие гармоники, компенсирующее устройство, электроснабжение, коэффициент мощности.*

Key words*: controlled rectifier rectifiers, higher harmonics, compensating device, power supply, power factor.*

Интенсивное развитие силовой полупроводниковой преобразовательной техники и ее использование в тиристорных электроприводах переменного и постоянного тока, вентильных преобразователях для электротермических и электротехнологических установок различного назначения привело к ухудшению показателей качества электроэнергии, предусмотренных ГОСТ, а также к снижению естественного коэффициента мощности в сетях промышленного электроснабжения.

При всей своей прогрессивности и технологической эффективности тиристорные преобразователи являются одними из главных нарушителей качества электроэнергии в питающей сети. Особенно заметно это проявляется в колебаниях напряжения (они могут достигать величины более 20 % в сети 10 кВ) и частоты питающей электрической сети. Это обуславливается резким изменением как активной (колебания частоты), так и реактивной (колебания напряжения) мощности. Кроме того, работа установок сопровождается большими искажениями напряжения, происходящими из-за коммутации вентилей.

ГБОУ ВО АГНИ

Наряду с широко известными достоинствами (сравнительная простота регулирования, удобство эксплуатации, а также небольшие потери мощности) управляемые вентильные выпрямители имеют ряд серьезных недостатков, основным из которых является низкий коэффициент мощности при глубоком регулировании выпрямленного напряжения.

Кроме того, существует проблема наличия высших гармоник тока. Наличие высокого уровня гармонических составляющих в системах электроснабжения промышленных предприятий приводит к следующим отрицательным явлениям:

1) появлению дополнительных потерь активной мощности и электроэнергии в элементах сети;

2) снижению коэффициента мощности;

3) ограничению области применения конденсаторных батарей вследствие возможности появления резонансных или близких к ним режимов на частотах высших гармоник;

4) ускорению старения изоляции электрооборудования;

5) появлению высших гармоник тока в сети выпрямленного напряжения;

6) существенному увеличению погрешности счетчиков для учета активной и реактивной энергии, а также измерителей токов и напряжений;

7) вредному действию на коммутацию трехфазных коллекторных двигателей;

8) неправильному действию некоторых видов релейных защит, ухудшению качества, а в некоторых случаях к сбоям в работе систем контроля, автоматики.

Таким образом, преобразовательные агрегаты являются крупными потребителями реактивной мощности, режим потребления которых имеет особенности, связанные с нелинейностью и нестабильностью параметров нагрузки.

В настоящее время для устранения указанных недостатков существует 2 способа: внешняя и внутренняя компенсация.

Внешняя компенсация основана на применении различных компенсирующих устройств, генерирующих реактивную мощность в сеть – конденсаторных батарей, синхронных компенсаторов, регулируемых и нерегулируемых источников реактивной мощности. К ним относятся также фильтрокомпенсирующие устройства, выполненные на базе реакторов и конденсаторов.

Внутренняя компенсация предполагает уменьшение потребления реактивной мощности и генерации высших гармоник тока посредством изменений в самом выпрямителе.

На рисунке 1 показана схема компенсационного преобразовательного агрегата с искусственной коммутацией, который генерирует реактивную мощность в сеть. В данной схеме между фазами

ГБОУ ВО АГНИ

включена трехфазная группа конденсаторов, которая создает опережающий сдвиг по фазе тока относительно вектора напряжения.

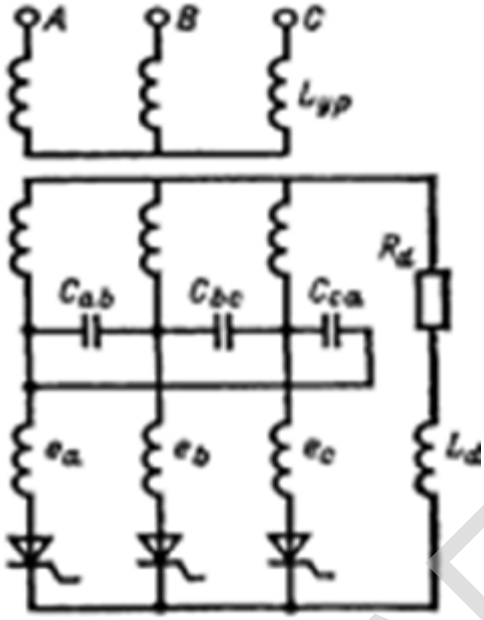


Рисунок 1 – Принципиальная схема компенсационного преобразовательного агрегата

На рисунке 2 показана схема поперечного фильтра высших гармоник, представляющий собой контур из последовательно соединенных индуктивности и емкости, настроенных на частоту определенной гармоники.

На частоте одной из гармоник индуктивное сопротивление реактора становится равным емкостному сопротивлению батареи конденсаторов, и в цепи звена фильтра возникает резонанс напряжений. При этом сопротивление звена току резонансной частоты равно нулю и оно шунтирует электрическую систему на этой частоте.

На практике обычно применяют фильтры, состоящие из звеньев, настроенных на частоты 5, 7, 11, 13, 23 и 25-й гармоник. Поперечный фильтр является одновременно и источником реактивной мощности и служит средством компенсации реактивных нагрузок.

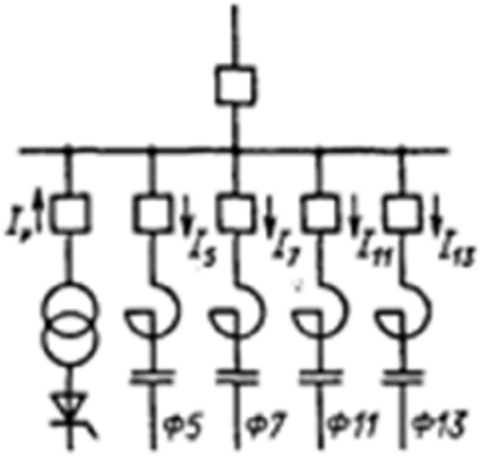


Рисунок 2 – Схема включения фильтров 5, 7, 11 и 13-й гармоник

ГБОУ ВО АГНИ

На рисунке 3 показана схема включения фильтров в трехфазную сеть:

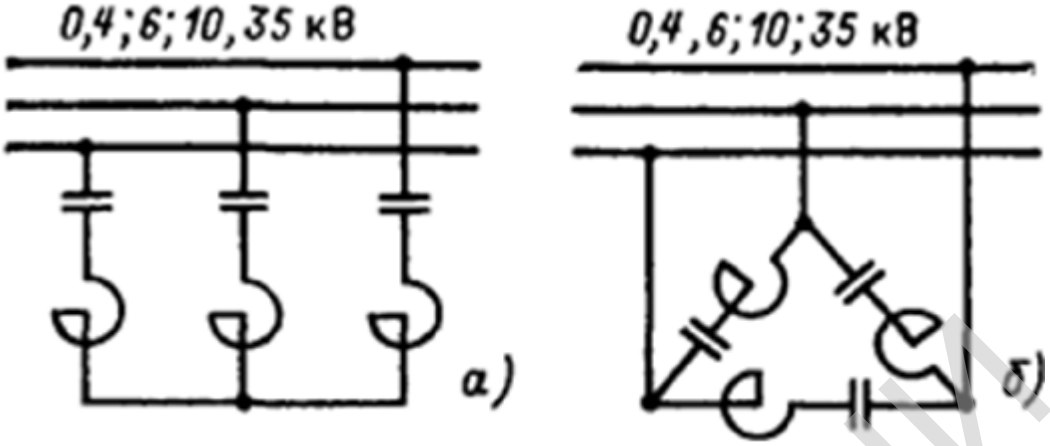


Рисунок 3 – Схемы силовых резонансных фильтров высших гармоник:
а – соединение в звезду; б – соединение в треугольник

Достоинства:

1) При точной настройке полностью отфильтровывает токи гармоник, на частоты которых настроены его звенья.

2) Возможность установки как в местах возникновения высших гармоник, так и в пунктах их усиления.

3) Является одновременно и источником реактивной мощности, и средством компенсации реактивных нагрузок.

Недостатки фильтров:

1) Высокая стоимость из-за дороговизны конденсаторов

2) Сложность в настройке, неправильность которой может привести к увеличению гармоник напряжения на шинах подстанции и выводу из строя.

Следует отметить, что в настоящее время ведутся широкие исследования способов и средств уменьшения высших гармоник в электрических сетях. Известны предложения по применению усложненных законов управления вентильными преобразователями, при которых не только значительно снижается влияние преобразователей на форму кривой напряжения сети, но и одновременно уменьшается потребление ими реактивной мощности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Розанов Ю.К., Рябчицкий М.В., Кваснюк А.А. Силовая электроника: учебник для вузов. — 2-е изд., стереотип. — М.: Издательский дом МЭИ, 2009. — 632 с.

2. Белов, Н.В. Электротехника и основы электроники: учебное пособие / Н.В. Белов, Ю.С. Волков. - СПб.: Лань, 2012. - 432 с.

3. Шишкин Г.Г., Шишкин А.Г. Электроника: учебник для ВУЗов. — Дрофа Москва, 2009. — 703 с.

4. Сафина Э.М. Электроника: Методические указания по выполнению лабораторных работ и организации самостоятельной работы для

ГБОУ ВО АГПИ

бакалавров направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» / Э.М. Сафина. – Альметьевск: АГНИ, 2018. – 28 с.
5. Сафина Э.М. Силовая электроника: методические указания по проведению лабораторных работ по дисциплине «Силовая электроника» для бакалавров направления 140400 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения. – Альметьевск: АГНИ, 2013. – 24 с.

УДК 621.311

К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ПО ГК ТАТНЕФТЬ

TO THE QUESTION OF INCREASING ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING AT TATNEFT GROUP OF COMPANIES

С.Р. Хазиев, А.С. Вахитов
(Salavat R. Khaziev, Almaz S. Vakhitov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - к.т.н., доцент кафедры «Электро- и теплоэнергетика»
Т.В. Табачникова

В статье решается вопрос повышения энергоэффективности объектов нефтегазодобывающего предприятия за счёт оптимизации потерь электроэнергии путём применения силовых трансформаторов типа ТМГ и трансформаторов с аморфным сердечником.

The article addresses the issue of improving the energy efficiency of oil and gas facilities by reducing energy losses when using power transformers such as TMG and transformers with an amorphous core.

Ключевые слова: *энергоэффективность, энергосбережение, трансформатор, аморфный, магнитопровод, сердечник.*

Key words: *energy efficiency, energy saving, transformer, amorphous, magnetic circuit, core.*

Вопрос повышения энергоэффективности и энергосбережения на объектах ПАО «Татнефть» входит в стратегию развития компании и является весьма актуальным. На балансе предприятия находятся сотни силовых трансформаторов, устанавливаемых на скважинах, на промысловых подстанциях. Совокупные потери электроэнергии в трансформаторах, учитывая потери на холостом ходу, существенно отражаются на себестоимости продукта.

Основным направлением повышения энергоэффективности и энергосбережения является оснащение производства экономичным, высокопроизводительным и надежным электрооборудованием, так как

ГБОУ ВО АГНИ

от них зависят оптимальные режимные параметры технологического процесса. Элементы электроснабжения, в частности трансформаторы, требуют всестороннего подхода к выбору и обоснованию технико-экономического решения.

Большинство трансформаторов на трансформаторных подстанциях (ТП) или комплектно трансформаторных подстанциях (КТП) представляют собой масляные трансформаторы ТМ. Данные трансформаторы в большинстве случаев недогружены, поэтому потери холостого хода больше нагрузочных.

Предлагается рассмотреть замену трансформаторов ТМ на силовые трансформаторы серии ТМГ. Данные трансформаторы изготавливаются мощностью от 16 до 2500 кВА на классы напряжения 6-10-20/0,4 кВ [1]. Производителям трансформаторов ТМГ с помощью определенных технологий и материалов удалось добиться меньшего нагрева проводов и уменьшения потерь холостого хода [2], но при этом цена трансформаторов по сравнению с ТМ увеличивается на 15-20%.

Для увеличения энергоэффективности и энергосбережения электроустановок также целесообразно применять трансформаторы с новыми магнитными материалами – аморфными сплавами, имеющими высокие технико-экономические показатели, и малые потери, по сравнению с используемыми трансформаторами.

Трансформаторы с аморфным сплавом имеют особенную конструкцию,так как магнитопровод выполнен из аморфной стали, которая имеет низкие удельные магнитные потери, высокую магнитную проницаемость и высокие технико-экономические показатели. Использование аморфной стали для изготовления магнитопровода силовых трансформаторов позволяет уменьшить потери холостого хода на 70-80%, по сравнению с использующимися трансформаторами.

Промышленное производство трансформаторов с аморфным сплавом в настоящее время существует в США, Китае и Индии. Мощность выпускаемых трансформаторов находится в пределах 32-1000 кВА [3].

В таблице 1 показаны средние потери холостого хода в трансформаторах, которые используются при определении технико-экономической целесообразности применения трансформаторов с аморфными сердечниками.

Согласно статистическим данным стоимость данных трансформаторов превышает стоимость трансформаторов с традиционной электротехнической сталью на 30-40%, однако привлекает существенное снижение потерь в таких трансформаторах. Как видно из таблицы 1 снижение потерь в магнитопроводе из аморфных сплавов способствует уменьшению значения тока намагничивания, из-за чего также снижается температура трансформатора, увеличивается его срок службы и затраты при передаче электроэнергии уменьшаются.

ГБОУ ВО АГТУ

Таблица 1 – Средние потери холостого хода в трансформаторах

Мощность трансформаторов кВА, при напряжении 6/10 кВ	Средние потери ХХ, при традиционном сердечнике, Вт	Средние потери ХХ, при аморфном сердечнике, Вт	Снижение потерь, %
25	100	28	72
40	140	39	72
63	180	50	72
100	260	66	75
250	520	150	71
630	1000	280	77
1000	1700	350	80

Несмотря на то, что стоимость трансформаторов с аморфными сердечниками значительно выше, чем трансформаторов с сердечниками из традиционной электротехнической сталью, привлекательным является существенное снижение потерь в электроэнергии в таких трансформаторах. Поэтому целесообразно создавать промышленное производство аморфных сплавов и применять их в трансформаторах силами ПАО «Татнефть».

ЛИТЕРАТУРА

1. Игнатович В.М. Электрические машины и трансформаторы: учебное пособие (книга) / В.М. Игнатович, Ш.С. Ройз. — Томск: Томский политехнический университет, 2013. — 182 с.

2. Кравченко А. Масляные энергосберегающие трансформаторы / Кравченко А., Метельский В. – Электрик, 2013.

3. Современные тенденции применения аморфных сплавов в магнитопроводах силовых трансформаторов / Хавроничев С.В., Сошинов А. Г., Галущак В. С., Копейкина Т. В. // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. — 2015. - № 12-4.

4. Нурбосынов Д.Н. Практическая адаптация и опытная эксплуатация силовых трансформаторов с аморфным сердечником / Нурбосынов Д.Н., Табачникова Т.В., Махт А.В, Махт А.Д. // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - 2017. - Т.17. — С. 210-218.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 662.75:665.6:62-73

РЕКОНСТРУКЦИЯ БЛОКА СТАБИЛИЗАЦИЯ УСТАНОВКИ ГИДРООЧИТСКИ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ АО «Сызранский НПЗ»

RECONSTRUCTION OF THE UNIT STABILIZATION OF THE INSTALLATION OF A HYDRAULIC CLEANING DIESEL FACTION «Syzransky Oil Refinery JSC»

А.Д. Хаматшин, Д.П. Столяров, К.Г. Аксёнов, А.Д. Шехматова
(Almaz D. Khamatshin, Daniil P. Stolyarov, Konstantin G. Aksenov, Anna D. Shekhmatova)
Казанский национальный исследовательский технологический университет
(Kazan National Research Technological University)

Объектом работы является установка гидроочистки дизельной фракции, расположенная на АО «Сызранский НПЗ» в городе Сызрань. В ходе работы рассмотрены варианты модернизации установки с целью получения более качественного целевого продукта с улучшенными эксплуатационными свойствами. Модернизация заключается в замене старых контактных устройств в блоке стабилизации на тарелки нового поколения с дополнительными технологическими отверстиями.

The object of the work is a diesel hydrotreatment unit located at Syzran Oil Refinery JSC in the city of Syzran. In the course of the work, options for upgrading the installation were considered in order to obtain a better target product with improved operational properties. Modernization consists in replacing old contact devices in the stabilization unit with new generation plates with additional technological holes.

***Ключевые слова**: дизельная фракция, нестабильный гидрогенизат, ВСГ (водородсодержащий газ), оборудование, ЦВСГ (циркулирующий водородсодержащий газ), контактные устройства.*

***Key words**: diesel fraction, unstable hydrogenate, WASH (hydrogen-containing gas), equipment, CVSG (circulating hydrogen-containing gas), contact devices.*

Среди вторичных процессов переработки нефтяного сырья гидрогенизационные процессы на сегодняшний день занимают ведущее положение, что обусловлено следующими причинами:

- непрерывным увеличением в общем балансе сернистых и высокосернистых нефти;
- ужесточением требования как к охране природы, так и к качеству товарных нефтепродуктов;
- необходимостью дальнейшего углубления переработки нефти [1].

Гидроочистка дизельного топлива – это процесс удаления серосодержащих, азотосодержащих, кислородосодержащих соединений с целью:

ГБОУ ВО АГНИ

- уменьшения содержания серы до установленных норм стандартов;
- получения товарных топлив с улучшенными характеристики сгорания и термической стабильностью [1].

Сырьем установки могут быть прямогонные дизельные фракции, получаемые на установках ЭЛОУ-АВТ, а также смешиваться фракции каталитического крекинга (10%).

Установка гидроочистки дизельного топлива включает в себя 3 основных блока:

- реакторный блок;
- блок стабилизации;
- блок очистки циркуляционного газа, газов стабилизации.

Гидроочистка дизельного топлива может быть как основной установкой получения товарных топлив, так и комбинировать с другими установками, которые не допускают к переработке наличие серы в сырье.

Этот процесс более мягкий, если сравнивать с другими облагораживающими процессами. Он протекает при невысоком давлении (4-6 МПа) и температуре (320-430 ºС).

Основными параметрами процесса являются: температура, давление, объемная скорость подачи сырья и отношение водород: углеводороды.

Температура. Если температура процесса в пределах 330-340 ºС и при объемной скорости 4-5 $ч^{-1}$ обессеривание протекает недостаточно глубоко. С увеличением температуры жесткость процесса возрастает. Это приводит к снижению содержания серы, азота, кислорода. Но при дальнейшем увеличение температуры возможны побочные реакции. В промышленности температура желательно должна быть низкой, если это не отражается на конечный продукт. Температура процесса подбирают экспериментальным путем. Она зависит от состава сырья, марки катализатора.

Объемная скорость подачи сырья. С понижением объемной скорости, степень обессеривания увеличивается. Но снижается пропускная способность установки. Это экономически невыгодно. Объемная скорость подбирается опытным путем. Она зависит от температуры, катализатора, температуры процесса, а так же парциального давления водорода. В промышленности объемная скорость колеблется 2-5 $ч^{-1}$.

Давление. Следует понимать общее давление в системе и парциальное давление водорода. С повышением парциального давления водорода достигается более полное удаление серосодержащих элементов. На установке целесообразно поддерживать максимальную концентрацию в циркулирующем газе. Если же увеличивать общее давление в системе, то это способствует к резкому

ГБОУ ВО АГНИ

увеличению расхода водорода и в некоторой степени снижает коксообразование. Так же увеличение общего давления системы способствует образованию жидкой фазы. Диффузия водорода через жидкие углеводороды мала, к тому же активные центры катализатора заполняются и практически не участвуют в реакциях.

Раньше для обессеривания на глубину 75% давление в общей системы было порядка 4-5 МПа. Однако, в настоящее время ужесточились экологические требования к топливам и глубина обессеривания должна быть 98,5%. Это требует повышение общего давления до 8-9МПа.

Отношение водород: углеводороды. Отношение или кратность циркуляции влияет на долю испарения сырья, продолжительность контакта с катализатором и парциальное давление водорода. Это отношение ледит в интервале от 5:1 до 15:1.

В процессе гидроочистки применяются бифункциональные стойкие к отравлению различным химическим ядам катализаторы. Это в основном оксиды и сульфиды таких металлов как Ni, Co, Mo, W на основе оксида алюминия с различными добавками. На современных установках гидроочистки применяются алюмокобальтомолибденовые или алюмоникельмолибденовые катализаторы. Они содержат 11-13 % MoO_3 и 1,5-2,5 % оксида Ni и Co (NiO, CoO). Так же для увеличения селективности процесса могут добавить галогениды [1].

Алюмоникельмолибденовые катализаторы более активный в селективных в реакциях. При более жестких условиях насыщается ароматической структурой [1].

Активность катализатора зависит от степени дисперсности гидрирующих составляющих [1].

В последнее время применяется пропиточная технология внесения катализатора. Носитель обрабатывается растворами гидрирующих компонентов.

В процессе эксплуатации сероводород взаимодействует с компонентами катализатора, превращая их в сульфиды, то есть более низкие слои катализатора становятся более активными [1].

Для того, чтобы достичь этого эффекта в верхних слоях катализатора, многие фирмы отказались от глубокой очистки ЦВСГ от H_2S. Допускаемая концентрация сероводорода в ЦВСГ 0,1%.

Недостатком существующей технологии является морально устаревшие контактные устройства в ректификационной колонне в блоке стабилизации. Оптимальным решением проблемы является замена старых контактных устройств на клапанные тарелки особой конструкции, что позволит добиться более четкого разделения нестабильного гидрогенизата и улучшить эксплуатационные свойства дизельного топлива, за счет снижения ЛЛК (легколетучий компонент).

Это экономически выгодно, так как устанавливая тарелки с высоким КПД, возможно, снижение количества тарелок при сохранении

требуемого качества разделения смеси и при этом значительно сэкономит финансовые затраты на производство тарелок, кроме того, срок службы новый тарелок значительно выше, что может способствовать увеличению мощности, то есть повышению пропускной способности колонны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Солодова, Н.Л. Гидроочистка топлив: учебно-методическое пособие / Н.Л. Солодова, Н.А. Терентьева. – Казань.: Изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. – 104 с.

УДК 658.26:621.311.1.018.3

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫХ ПРИВОДОВ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

EVALUATION OF THE INFLUENCE OF FREQUENCY-REGULATED DRIVES ON THE WORK OF ELECTRICAL EQUIPMENT AT THE NETWORKS

М.Ю. Чернев
(M.Y. Chernev)
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина
(National University of Oil and Gas «Gubkin University»)
Научный руководитель - д.т.н., профессор М.С. Ершов

В данной статье рассматриваются показатели нормирования гармонических искажений harmonic voltage factor, capacitor harmonic load factor и harmonics derating factor, которые позволяют выполнить превентивный анализ влияния качества электрической энергии на безопасную эксплуатацию электрооборудования на предприятиях нефтепереработки.

This article discusses harmonic normalization factors such as harmonic voltage factor, capacitor harmonic load factor and harmonics derating factor, which allow you to perform a preventive analysis of the impact of the quality of electric energy on the safe exploitation of electrical equipment in refineries.

Ключевые слова: *ЧРП, гармонические искажения, показатели нормирования гармонических искажений, HVF, CHL, HDF.*

Key words*: VSD, harmonic distortions, harmonic distortion normalization factors*, *HVF, CHL, HDF.*

Для предприятий нефтепереработки (НПП) в настоящее время актуальна задача модернизации производственной инфраструктуры с целью повышения качества выпускаемой продукции и

ГБОУ ВО АГНИ

энергоэффективности. В рамках решения данной задачи широкое использование находят частотно-регулируемые приводы (ЧРП), которые позволяют осуществлять более точное регулирование технологических параметров установок и повышать энергоэффективность производства в таких системах, как: аппараты воздушного охлаждения, вентиляции, компрессоры, разнообразное насосное оборудование.

Однако необходимо учитывать тот факт, что при внедрении большого количества ЧРП в распределительной сети (РС) НПП увеличивается содержание высших гармонических (ВГ) составляющих тока и напряжения (ВГ), которые приводят к сокращению срока службы электрооборудования (ЭО), а в некоторых случаях и к выходу его из строя.

В связи с этим для оценки влияния уровня гармонических искажений на работу ЭО при проведении превентивного анализа влияния качества электрической энергии (ЭЭ) могут применяться показатели нормирования гармонических составляющих напряжения и тока для узлов нагрузки и элементов системы электроснабжения НПП.

Асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором

Для оценки допустимой загрузки электродвигателей с учетом дополнительных потерь, вызванных ВГ, стандарты [1] и [2] вводят взвешенный коэффициент искажения напряжения (ВКИНД) или *Harmonic Voltage Factor* (*HVF)*

Ниже приведена методика расчёта данного коэффициента:

$$\text{ВКИНД} = \sqrt{\sum_{h=2}^{13} \frac{U_h \Delta}{h^2}}, \qquad (1)$$

где *Uh* – напряжение гармонической составляющей; *h* - частота *n*-ой гармоники.

Трехфазные асинхронные, синхронные электродвигатели и однофазные АД, за исключением двигателей конструкции *N*, должны иметь возможность продолжительно работать при напряжении питания, имеющего значение коэффициента ВКИНД, не превышающего 0,02 о.е, если только производитель не устанавливают иные требования.

Под конструкцией *N* АД понимается трехфазные АД с конструкцией типа «беличье колесо» мощностью от 1.1 кВт до 90 кВт с 2 или 4 полюсами, с номинальным напряжением 400 В, частотой 50 Гц, режим работы S1. Двигатели данной конструкции должны иметь возможность продолжительной работы при напряжении питания, имеющем ВКИНД, не превышающий 0,03 о.е. [3]

Для АД с короткозамкнутым ротором, охватываемых стандартами [4] и [5], значение ВКИНД не должно превышать 0,015 о.е.

Коэффициент ВКИНД неприменим для электродвигателей, питаемых от ПЧ, и для оценки влияния его компонентов на их работу необходимо руководствоваться стандартом [2].

ГБОУ ВО АГМУ

На рисунке 1 представлен коэффициент снижения мощности электродвигателя (КСМЭ), учитывающий гармонические искажения напряжения, который является другим представлением THDu [1].

Так при значении коэффициента ВКИНД, равному 0,11 о.е., допустимый коэффициент его загрузки с учетом влияния ВГ в РС для обеспечения его безопасной продолжительной эксплуатации, равен не более 0,75 о.е.

КПД электродвигателя с учетом влияния ВГ напряжения рассчитывается по формуле 2.

$$\eta_c = \frac{\text{КСМЭ}^2}{\frac{1}{\eta} + \text{КСМЭ}^2 - 1}, \qquad (2)$$

где η - КПД электродвигателя; η_c – КПД электродвигателя с учетом влияния ВГ напряжения.

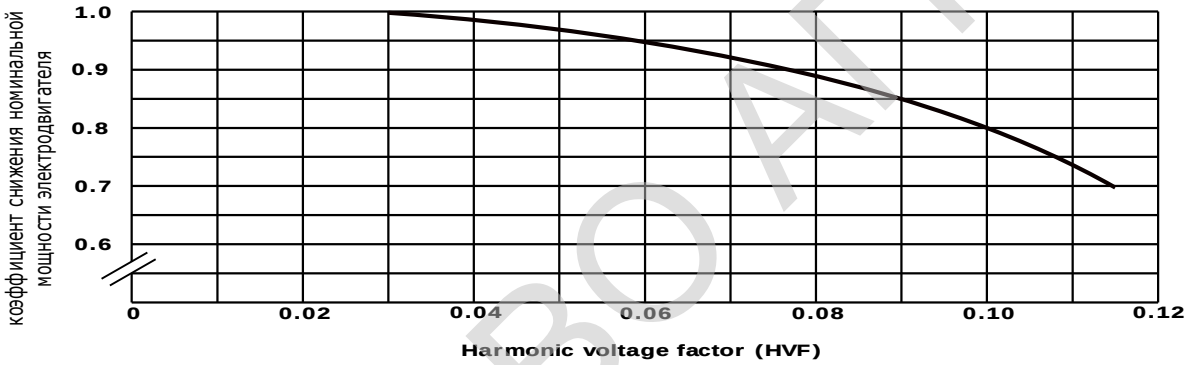


Рисунок 1 - КСМЭ как функция от *HVF*

<u>Установки компенсации реактивной мощности</u>

При наличии гармонического искажения напряжения в РС НПП возникает опасность превышения допустимого тока, протекающего через конденсатор, который определяется как векторная сумма отдельных гармонических составляющих тока, что приводит к дополнительным потерям, и, как следствие, сокращению срока службы конденсатора, а в некоторых случаях и к выходу его из строя.

Ток отдельной гармоники имеет пропорциональную зависимость от ее порядка и рассчитывается по следующей формуле:

$$I_c = \frac{U}{Z_c} = \frac{U}{1/2\pi fC} = 2\pi fCU \qquad (3)$$

Коэффициент THDu не подходит в качестве критерия определения перегрузки конденсатора под влиянием высших гармоник, потому что не позволяет учитывать распределение полного искажения по отдельным гармоникам. Поэтому в целях его защиты определяется мгновенное значение коэффициента гармонической нагрузки конденсаторов или

ГБОУ ВО АГНИ

capacitor harmonic load factor (КГНК или *CHL*), который характеризует его полную токовую загрузку с учетом токов ВГ как:

$$\text{КГНК} = \sqrt{\sum_{i=1}^{N}\left(\frac{iU_i}{U_{\text{ном}}}\right)^2} \cdot 100\%, \qquad (4)$$

где КГНК – коэффициент нагрузки конденсатора гармониками; i – порядок гармоники; U_i – i-тая гармоника, [В]; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети [В].

Данный коэффициент учитывает наряду с уровнем напряжения гармонических составляющих и их спектральное распределение, а также несёт в себе и влияние величины напряжения. Поэтому он является наиболее приемлемым в качестве величины, определяющей полную токовую нагрузку конденсатора. В случае отсутствия искажения сетевого напряжения номинальной величины коэффициент имеет значение 100%.

В таблице 1 приведены значения коэффициента КГНК для некоторых вариантов спектрального распределения высших гармоник при нормальном значении первой гармоники *(U1=Uном).*

Таблица 1 - Примеры значений коэффициента КГНК для некоторых выборок ВГ напряжения при нормальном значении первой гармоники (*U1=Uном*)

Пример выборки	Значение ВГ напряжения,%									*КГНК*,%
	3	5	7	9	11	13	15	17	19	
1	2.5	3.5	2.5	1	2	1.5	0.8	1	0.5	110
2	**5.0**	**6.0**	**5.0**	**1.5**	**3.5**	**3.0**	**0.5**	**2.0**	**1.5**	**133**

Пример выборки ВГ под номером 2 (КГНК = 133%) соответствует предельно допустимой величине искажения гармоник напряжения для конденсаторной установки, как указанно в стандарте [6].

<u>Кабельная линия</u>

С целью анализа влияния токов ВГ в РС НПП на эффект нагрева кабеля и его допустимую загрузку был предложен в [7] коэффициент оценки *Harmonics Derating Factor* (*HDF)*, который рассчитывается согласно уравнению 5.

$$HDF = \left(1 + \sum_{h=2}^{n} \alpha_h^2 * \beta_h\right)^{-\frac{1}{2}}, \qquad (5)$$

где α_h - коэффициент распределения гармоник относительно тока базовой нагрузки, т.е $\alpha_h = I_h/I_1$, а β_h - нормированный коэффициент сопротивления переменного тока гармоники, т.е. отношение сопротивления проводника на частоте *n*-й гармоники $r_{ac}(h)$ к сопротивлению на основной частоте r_{ac} (см. 6).

ГБОУ ВО АГНИ

$$\beta_h = \frac{r_{ac}(h)}{r_{ac}} \quad (6)$$

Таким образом, из уравнения $\Theta \propto \mathrm{P} \propto I^2R$ (7) определяется как $\Theta_f \propto \mathrm{P} \propto I^2R$, а также допустимое действующие значение тока нагрузки [7]:

$$I_{RMS\,eff} = \frac{1}{\sqrt{\sum_{n=1}^{N}(\frac{I_n}{I_{RMS}})^2 * r_{ACn}}} \quad (8)$$

Эффект нагрева кабеля (*HDF*) для гармонической нагрузки определяется, как и эффект нагрева для негармонической нагрузки согласно уравнению (9).

$$HDF = \sum_{n=1}^{N}(\frac{I_n}{I_{RMS}})^2 * r_{ACn} \quad (9)$$

Далее рассмотрим пример расчета коэффициента *HDF*.

Трехфазная нагрузка состоит из нелинейных потребителей, гармонический спектр которых представлен в таблице 2. Действующее значение тока ($I_{rms\,(\text{ток линии})}$), протекающего через кабель, равно 170.75А.

Таблица 2 - Гармонический спектр нелинейных потребителей

Номер гармоники	1	3	5	7	9	11	13
I_n, А	68	66	58	54	52	40	43

Результат расчета эффекта нагрева кабеля (*HDF*) при протекании действующего значения тока согласно уравнению приведен ниже:

$$HDF = \sum_{n=1}^{N}(\frac{I_n}{I_{RMS}})^2 * r_{ACn} = 1.23 \text{ (о.е.)}$$

Значение рабочей температуры проводника в условиях перегрузки можно рассчитать исходя из того, что стандарт [8] использует температуру окружающей среды равную 30 °С. Для изоляции ПВХ кабелей, которые составляют подавляющие большинство в РС НПП, рабочая температура при полной нагрузке составляет 70 °С [8].

Без применения понижающего коэффициента *HDF* проводник перегрелся бы из-за увеличения на 23% тепла, выделяемого в нем за счет ВГ искажений. Конечная рабочая температура кабеля, рассчитанная на основе *HDF,* равна 79,2 °С. Это прогнозируемое расчетное значение температуры, основанное на гармоническом спектре нелинейной нагрузки.

Превышение температуры на 9,2 °С приведет к сокращению срока службы проводника более чем на 50% [7]. Чтобы снизить рабочую температуру кабеля до значения, для которого он был разработан, необходимо применить коррекцию действующего значения тока до 0,901 о.е. согласно формуле 2.22.

ГБОУ ВО АГНИ

$$I_{RMS\,eff} = \frac{1}{\sqrt{\sum_{n=1}^{N}(\frac{I_n}{I_{RMS}})^2 * r_{ACn}}} = \frac{1}{1.23} = 0.901\ (\text{о.е.})$$

Уравнение 7 гласит, что $\Theta \propto \mathrm{P} \propto I^2R$, где Θ - температура установившегося состояния, которая выше температуры окружающей среды вокруг проводника. Таким образом, повышение температуры проводника составляет $\propto I^2$.

Поэтому для проводника с расчетным током полной нагрузки I_b и фактическим током нагрузки I_{op}, протекающим через него, работающего при температуре окружающей среды Θ_A, содержащий гармонический ток I_x будет работать при рабочей температуре Θ_{op}, которая определяется как:

$$\Theta_{op} = \Theta_A + (\frac{I_{op}}{I_b})^2 * (70 - 30) \qquad (10)$$

Таким образом, согласно формуле 10 рабочая температура проводника с учетом температуры окружающей среды равной 30°С и его коэффициентом загрузки равным 110% - составит 78.4^{0}С:

$$\Theta_{op} = 30 + (\frac{1.1}{1})^2 * (70 - 30) = 30 + (1.21 * 40) = 78.4^oC$$

Тот же проводник при коэффициенте загрузки равном 80% при температуре окружающей среды 20°С будет иметь рабочую температуру равную 45.6^{0}С:

$$\Theta_{op} = 20 + 0.8^2 * (70 - 30) = 45.6^oC$$

Вывод

Для оценки и анализа влияния ВГ на безопасную эксплуатацию силового ЭО в РС НПП, а также анализа его допустимой загрузки и нагрева с учетом токов ВГ рекомендуется использовать следующие показатели нормирования гармонических искажений:

- для АД с коротко-фазным ротором: ВКИНД. Обеспечивается безопасная продолжительная эксплуатация АД при напряжении питания, имеющего допустимое значение коэффициента ВКИНД, не превышающего 0,02 о.е.

- для УКРМ: КГНК. Обеспечивается безопасная продолжительная эксплуатация УКРМ при напряжении питания, имеющего допустимое значение коэффициента *КГНК*, не превышающего 133%.

- для кабеля с ПВХ изоляцией: *HDF*. Обеспечивается безопасная продолжительная эксплуатация силового кабеля согласно стандарту [8].

ЛИТЕРАТУРА

1. ANSI/NEMA MG 1-2016 Standard for Voltage Stress in Motors and Drives.

2. ГОСТ Р МЭК/ТС 60034-17-2009 Машины электрические вращающиеся. Часть 17. Руководство по применению асинхронных

ГБОУ ВО АГНИ

двигателей с короткозамкнутым ротором при питании от преобразователей.
3. ГОСТ Р МЭК 60034-12-2009 Машины электрические вращающиеся. Часть 12. Пусковые характеристики односкоростных трехфазных двигателей с короткозамкнутым ротором.
4. ГОСТ 28327-89 Машины электрические вращающиеся. Пусковые характеристики односкоростных трехфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором напряжением до 660 В включительно.
5. МЭК 34-17 «Асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором, питаемые от преобразователей частоты».
6. Standard EN 50160 - Voltage Characteristics in Public Distribution Systems.
7. Kevin O'Connell Heating Effects Through Harmonic Distortion on electric cable int built environment: дис. ... д-р тех. - Дублин, 2013.
8. *British Standard BS 7671 »Requirements for Electrical Installations. IET Wiring Regulations».*

УДК 620.920

ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДКАХ

POSSIBILITY OF USING HEAT PUMPS AT INDUSTRIAL SITES

Б.А. Шарипов, Е.А. Федосеева
(Evgenia A.Fedoseeva, Bulat A.Sharipov)
Уфимский государственный нефтяной технический университет
(Ufa State Petroleum Technological University)

Рассмотрено использование теплового насоса для подогрева воздуха в системе вентиляции. Проведен технико-экономический анализ данного мероприятия.

The use of a heat pump for heating air in a ventilation system is considered. A feasibility study of this event was carried out.

***Ключевые слова**: энергия, ветер, земля, тепло.*
***Key words:** energy, wind, earth, heat.*

В последнее время все чаще поднимаются вопросы о переходе с традиционных источников энергии к нетрадиционным возобновляемым источникам энергии. Это объясняется тем, что экология Земли со временем ухудшается из-за постоянных выбросов, загрязняющих атмосферу. Помимо снижения выбросов, этот способ позволит уменьшить потребление топлива, тем самым уменьшить расходы.

ГБОУ ВО АГТИ

Главной особенностью данного вида энергетики является экологичность. Одними из таких источников являются ветер и земля.

Тепловой насос – это устройство, преобразует низкопотенциальное тепло с помощью промежуточного теплоносителя. Тепловые насосы используют неиссякаемую энергию окружающей среды: воздуха, земли, грунтовых вод. Тепловые насосы в основном состоят из испарительной части, компрессора, конденсатора, переохладителя и расширительного клапана. Предлагается использовать энергию недр земли.

Воздух поступает в газовый калорифер, где догревается до определенной температуры, после чего направляется в водяной калорифер, куда поступает вода из теплового насоса.

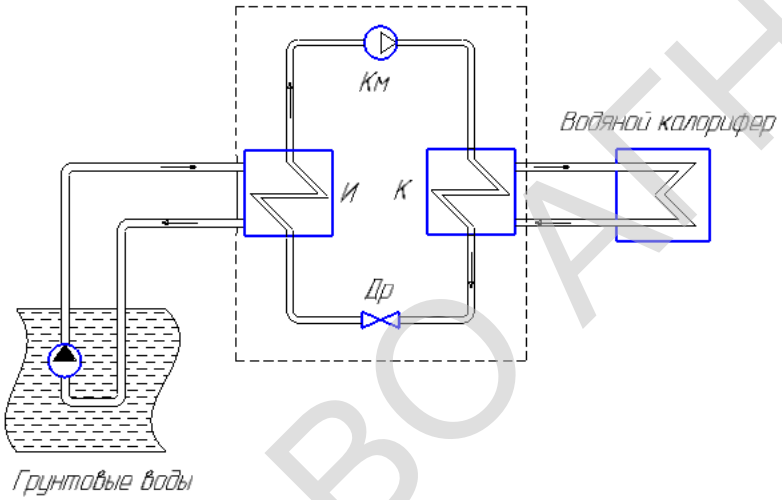
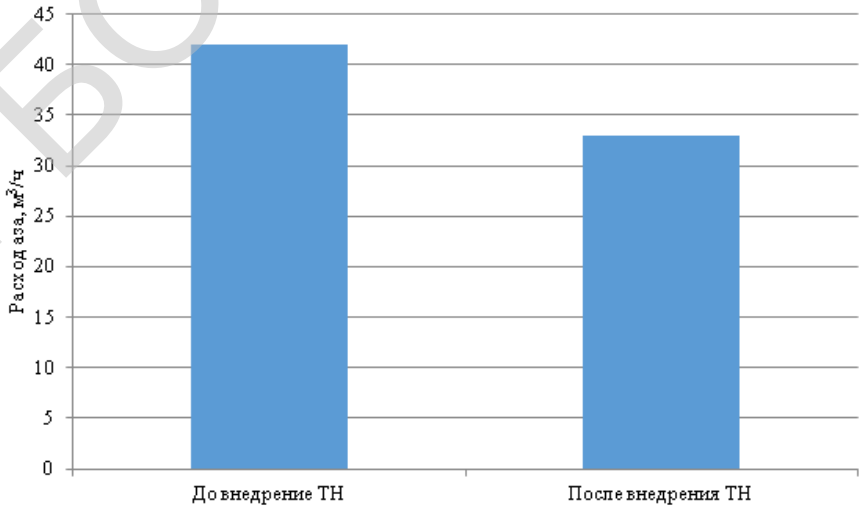


Рисунок 1 – Принципиальная схема работы теплового насоса

Целесообразность использования данного метода основывается на проведенных технико-экономических расчетах.



Как видно из гистограммы расход после внедрения теплового насоса снизился. Капитальные затраты составили 3141,077 тыс. руб., а срок окупаемости составил 7 лет.

ГБОУ ВО АГНИ

Из этого можно сделать вывод, что в целом данный метод может быть рассмотрен на практике.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Рэй, Д.Тепловые насосы / Макмайкл Д. – Оксфорд: Оксфорд, 1979. – 224 с.*
2. *Мартыновский, В.С. Тепловые насосы. - Госэнергонздат, 1955. - 192с.*
3. *Агеев, В.А. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (курс лекций) / В.А. Агеев. – М.: МРСУ, 2004. – 174 с.*

УДК 665.622

МОДЕРНИЗАЦИЯ АППАРАТОВ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ПОПУТНОГО ГАЗА ТИПА «ХИТЕР – ТРИТЕР»

MODERNIZATION OF APPARATUS FOR PREPARATION OF OIL AND ASSOCIATED GAS TYPE «HEATER-TREATER»

И.И. Шарифуллин, К.Н. Алексеев, Р.Р. Мингазов, Е.В. Харитонов

(Iskander I. Sharifullin, (Konstantin N. Alexeev, Rifat R. Mingazov, Evgeny V. Kharitonov)

Казанский национальный исследовательский технологический университет

(Kazan National Research Technological University)

Научный руководитель - к.т.н., доцент кафедры ХТПНГ КНИТУ Р.Р. Мингазов

В данной статье рассматривается проблема эксплуатации аппаратов для промысловой подготовки нефти типа Хитер-Тритер («Heater-treater»), главным недостатком которых является деформация жаровых труб. Предлагается вариант решения данной проблемы.

This article discusses the problem of operating devices for field treatment of oil of the Heather-Treater type («Heater-treater»), the main disadvantage of which is the deformation of flame tubes. A solution to this problem is proposed.

Ключевые слова: подготовка, нефть, модернизация, Хитер-Тритер, отстаивание.

Key words: preparation, oil, modernization, Heater-treater, thickening.

Хитер – Тритер (англ. «Heater-treater») – предназначен для разделения нефтяной эмульсии, с дополнительной функцией подогрева смеси и коалисцером или трансформатором. На установках подготовки нефти он может выступать как в качестве отстойников предварительного сброса воды, так и для товарной подготовки нефти.

При концентрациях воды в продукции скважин более 50 % возникают сложные множественные эмульсии с прочной бронирующей оболочкой, распределенные в объеме свободной неэмульгированной

ГБОУ ВО АГМУ

воды. Такие эмульсии не поддаются разделению на фазы лишь за счет действия сил гравитации. Одним из распространенных методов разрушения эмульсии является нагревание жидкости и создание условий для оседания, или обеспечения времени задержки, способствующей процессу сепарации. На этом принципе работает аппарат «Хитер-Тритер». Преимуществами данного аппарата является его: компактность; совмещение функций: нагревателя за счет двух жаровых труб нагреваемых пламенем горелки; сепаратора и отстойника; а так же сокращение сроков строительства объектов. Главным недостатком является деформация жаровых труб.

Для предотвращения деформации жаровых труб необходимо обеспечить теплопередачу от стенки жаровой трубы к нагреваемой среде т.е. равномерно распределить тепловую нагрузку по поверхности жаровой трубы. Для этого предлагаются следующее решение: установка защитного экрана.

Опыт эксплуатации установки «Хитер-Тритер» для промысловой подготовки нефти» показал, что поступление солей и механических примесей в аппарат неизбежно. Устанавливаемые системы удаление механических примесей не справляются с таким количеством шлама (механических примесей), а своевременное обслуживание этих систем не может быть реализовано из-за климатических условий. Холодная зима не дает возможности для комфортной работы работникам предприятия, т.к. чистка аппарата от шлама предполагает полную разборку установки.

На дне аппарата образуется большое количество шлама. Распределительное устройство направляет поток жидкости вдоль стенок к нижней образующей аппарата, и при сталкивании потоков, выходящих из левой и правой частей распределительного устройства, часть отложений захватывается восходящим потоком жидкости. Далее эти отложения оседают на горизонтальной поверхности жаровой трубы, где скорость потока снижается. После отложения корки примесей на поверхности жаровой трубы ухудшается теплопередача. Из-за поддержания нужной температуры в жаровых трубах биение пламени горелки в одну и ту же область стенки жаровой трубы образуют локальные перегревы (рисунок 1).

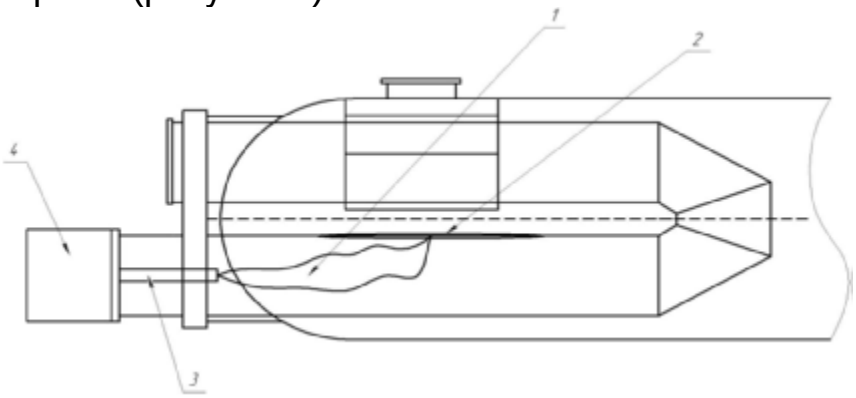


Рисунок 1 – Секция подогрева эмульсии

Давление в установках типа аппарата «Хитер-Тритер» в среднем составляет 0,3-0,6 МПа, при воздействии данного давления на участок трубы с перегретой стенкой происходит деформация жаровой трубы, а далее прогар.

Для повышения надежности жаровых труб предлагается установить внутри жаровой трубы трубу меньшего диаметра, которая возьмет на себя всю тепловую нагрузку языков пламени горелки, а также будет исполнять роль экрана, передавая теплоту пламени стенке жаровой трубы (рисунок 2).

На называемую защитным экраном трубу установятся неподвижные кольца для центровки, состоящие из того же материала, что и сама труба, а так же будут играть роль дополнительного теплообмена, что в свою очередь снизит потери тепла до минимума.

Такая труба должна иметь отверстия по всей плоскости и быть оборудована пламя рассекателем на конце. Отверстия обеспечат возможность попадания пламени стенке внешней трубы, но менее интенсивно, при этом равномерно распределяя тепловую нагрузку по поверхности жаровой трубы, что исключит возможность локальных перегревов жаровой трубы. Коробление этой трубы не будет влиять на жаровую.

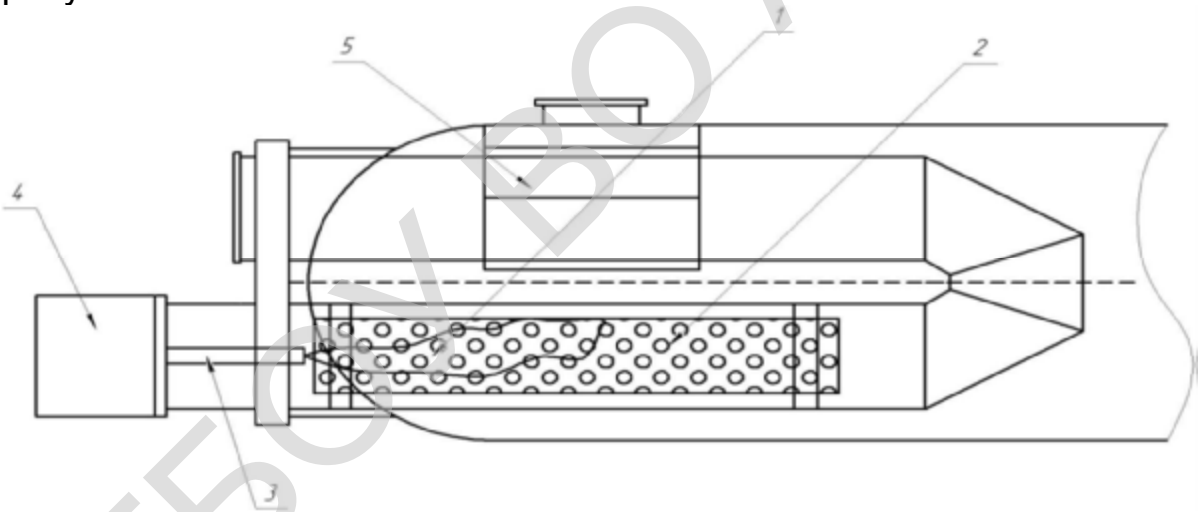


Рисунок 2 – Секция подогрева эмульсии с защитным экраном в жаровой трубе

ЛИТЕРАТУРА

1. Гречухина А.А., Елпидинский А.А. Установки подготовки нефти. - Казань: Издательство Казанского государственного технологического университета, 2011. – 84 с.

2. Научно-технический вестник ПАО НК «РОСНЕФТЬ»: Независимый журнал. – 2006. - С. 60.

ГБОУ ВО АГПМ

УДК 665.658.2.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТАНОВКИ ГИДРООЧИСТКИ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ АО «ТАНЕКО»

THE DESIGN OF HYDROTREATING GASOLINE FRACTIONS JSC «TANECO»

А.Д. Шехматова, К.Г. Аксёнов, Д.П. Столяров, А.Д. Хаматшин, Р.Р. Шайхутдинова

(Anna D. Shekhmatova, Konstantin G. Aksenov, Daniil P. Stolyarov, Almaz D. Khamatshin, Renata R. Shaikhutdinova)

Казанский национальный исследовательский технологический университет

(Kazan National Research Technological University)

Объектом проектирования является установка гидроочистки нафты для очистки серо-, азот и кислородсодержащих соединений АО «ТАНЕКО».

The object of design is the installation of Hydrotreating naphtha for cleaning sulfur, nitrogen and oxygen-containing compounds of JSC «TANECO».

Ключевые слова: *процесс, гидроочистка, катализатор, водородсодержащий газ.*

Key words*: process, hydroprocessing, catalyst, hydrogen-containing gas.*

Установка гидроочистки бензиновой фракции предназначена для снижения содержания соединений серы и азота в нафте менее 0,5 ppm масс., которая поступает с установок ЭЛОУ АВТ-7, замедленного коксования гидроочистки тяжелого газойля коксования и сплиттера нафты с минимальным влиянием на пределы кипения фракции нафты.

Основным продуктом установки гидроочистки является тяжелая нафта, которая используется в качестве сырья для установки каталитического риформинга и в качестве компонента товарных бензинов, а также легкая нафта, используемая в качестве сырья установки изомеризации.

Установка гидрооблагораживания необходима для того, чтобы превращать нежелательные вещества под воздействием водорода при высоком давлении и температуре в среде водородсодержащего газа. Гидроочистка нефтяных фракций направлена на уменьшение содержания соединений серы в готовых нефтепродуктах. Помимо этого, осуществляется насыщение олефиновых углеводородов, уменьшение смолы и соединений, которые содержат кислород и азот. Данный процесс является самым часто встречаемым процессом в нефтепереработке [1].

Данный процесс обладает высоким спросом, поскольку с каждым годом идет повышение количества нефтей с различным содержанием

ГБОУ ВО АГНИ

серы и дальнейшая гидроочистка нефтяных остатков повышает экономичность производства больших объемов товарных продуктов на предприятиях [2].

Процесс гидроочистки проводят в реакторах в стационарном слое катализатора. Реактор представляет собой цилиндрический аппарат, у которого есть корпус, штуцера для ввода и вывода сырья, продуктов реакции, распределительное устройство и опорную решетку, на котором расположен катализатор гидроочистки. Реактора могут быть с радиальным или аксиальным вводом сырья. В зависимости от того как располагается катализатор могут быть одно и многосекционными [3].

На условия проведения процесса гидрооблагораживания, глубину и характер, протекающих реакций, значительную степень оказывает катализатор и его состояние.

Катализаторы гидроочистки представляют собой сочетания оксидов и сульфидов кобальта (или никеля) с оксидами или сульфидами молибдена (вольфрама), а именно молибдатов кобальта (никеля), сульфовольфраматов никеля и т.д. В качестве носителей обычно используются оксиды алюминия в чистом виде, модифицированные добавками, а также цеолиты, пемза, бокситы, силикагель [4].

В большинстве современных процессов используют алюмокобальтмолибденовые (АКМ) или алюмоникельмолибденовые (АНМ) катализаторы**.** В присутствии АКМ-катализатора с высокой скоростью протекают реакции разрыва C-S-связей, он достаточно активен в реакциях насыщения алкенов, разрыва связей C-N и C-O. Расщепления связей C-C не происходит. Этот катализатор практически пригоден для гидроочистки любых нефтяных фракций.

АНМ-катализатор значительно более активен в реакциях насыщения полициклических аренов и гидрирования азотистых соединений, поэтому его рекомендуют для очистки тяжелого высокоароматизированного сырья каталитического крекинга [5].

Важным фактором эффективности катализатора является пористая структура. Активность катализатора растет также с уменьшением размера гранул катализатора.

Большинство широко распространенных промышленных CoMo и NiMo катализаторов не обладают достаточной активностью для получения топлив с ультранизким содержанием серы. Они требуют ужесточения режима процесса гидроочистки. Подобное ужесточение условий эксплуатации приводит к быстрой дезактивации катализатора, сокращению срока эксплуатации и снижению производительности. Разработка более активных и стабильных катализаторов является одним из самых перспективных направлений модернизации процесса гидроочистки.

Наиболее распространенными методами повышения активности Co(Ni)Mo катализаторов гидроочистки является использование для

ГБОУ ВО АГМУ

приготовления катализаторов органических хелатонов новых или модифицированных алюмооксидных носителей, а также применение новых модификаторов - соединений металлов, являющихся активными элементами [6].

Самым распространенным модификатором является оксид кремния. При его введении повышается механическая прочность, возрастает термостабильность, за счет чего возрастает срок службы катализатора. При введении фосфора образуется фосфат алюминия, тем самым повышая механическую прочность и активность катализатора. При введении магния увеличивается объем пор, что позволяет увеличить активность и стабильность катализатора. При добавлении соединений титана наблюдается повышение стабильности катализатора, возрастает избирательность процесса гидроочистки, а также снижается потребление водорода. Добавки из соединений титана уменьшают скорость образования кокса, что позволяет увеличить межрегенерационный период катализатора [3].

Фирма UOP предлагает катализаторы Impulse: HR, HRK, HDK, HYK, HTS, HF, которые применяются для при переработке любых нефтепродуктов, от нафты и газойлей до остатков.

Фирма Axens предлагает катализатор HR468, который содержит оксиды никеля, кобальта и молибдена. Данный катализатор обладает главными свойствами лучших алюмокобальтмолибденовых катализаторов, совмещая в себе высокую обессеривающую способность при низком парциальном давлении, низкое потребление водорода, а также обладает свойствами деазотирования, присущими АНМ–катализаторам. Глубина обессеривания на этих катализаторах достигает 99,96 %, остаточное содержание серы в гидрогенизате 4-5 ppm [3].

Фирма Haldor Topsøe педлагает катализаторы TK-441 SiliconTrap, высокое содержание металлов обеспечивает его высокую активность в реакциях гидрообессеривания и гидродеазотирования. Носитель из чистого оксида алюминия, используемый для приготовления катализатора обеспечивает очень высокую плотность и большую площадь поверхности по сравнению с другими имеющимися на рынке катализаторами для переработки бензина коксования. Благодаря этому TK-441 имеет очень большую площадь поверхности на единицу объема реактора, что увеличивает продолжительность цикла.

Катализатор TK-560 BRIM представляет собой высокоактивный CoMo катализатор, с высокой активностью и стабильностью, но с меньшим содержанием металлов и насыпной плотностью.

Катализатор TK-602 HyBRIM относится к новому поколению чрезвычайно высокоактивных катализаторов на основе новейшей технологий. Благодаря уникальному сочетанию кобальта, никеля и молибдена, данный катализатор обеспечивает высокую активность при гидродеазотировании и гидрообессеривании наряду с регулируемым гидрированием ароматических соединений и низким потреблением

ГБОУ ВО АГМУ

водорода. Технологический процесс обеспечивает высокую стабильность катализатора при переработке как прямогонных, так и крекированных фракций дистиллята [8].

Улучшение свойств катализаторов гидроочистки может быть достигнуто изменением природы соединений, используемых для приготовления пропиточных растворов. Пропитка оксида алюминия растворами фосфоромолибдата или силикомолибдата кобальта позволяет увеличить термостабильность катализатора по сравнению с пропиткой растворами традиционных солей. Дополнительным приемом улучшения качества пропиточных катализаторов Co(Ni)–Mo/Al_2O_3 является предварительное модифицирование поверхности носителя обработкой кислотами, щелочами, водой или термообработкой на воздухе [3].

ЛИТЕРАТУРА

1. Технологический регламент № ТР-НПЗ-03-2016 установки гидроочистки нафты. - АО «ТАНЕКО», 2017.

2. Суханов В.П. Каталитические процессы в нефтепереработке. 3-изд., перераб. и доп. - М.: Химия, 1979. - 344 с.

3. Солодова Н.Л. Гидроочистка топлив: учебно-методическое пособие / Н.Л. Солодова, Н.А. Тереньева. – Казань: Изд-во Казан. гос. технол. ун-т, 2008. – 104 с.

4. [Электронный ресурс] Режим доступа: URL: https://studwood.ru.

5. Ахметов С.А., Сериков Т.П., Кузеев И.Р., Баязитов М.И. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: учебное пособие. - СПб.: Недра, 2006. - 868 с.

6. Пимерзин А.А. Гидроочистка дизельных фракций на нанесенных сульфидных катализаторах, реализующих эффект спилловера водорода / Сам. гос. технол. ун-т; А.А. Пимерзин. – Самара, 2015. – 127 с.

7. Технологии, продукты и услуги от Axens / листок-каталог/ 24 с.

8. [Электронный ресурс] Режим доступа: URL: https://www.topsoe.com/.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 665

СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ГЛИКОЛЕЙ НА УСТАНОВКАХ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА

METHOD OF REDUCING LOSS OF GLYCOLS IN ABSORPTION GAS DRYING UNITS

К.Н. Алексеев, Р.Р. Мингазов, И.И. Шарифуллин, Е.В. Харитонов
(Konstantin N. Alexeev, Rifat R. Mingazov, Iskander I. Sharifullin, Evgeny V. Kharitonov)
Казанский национальный исследовательский технологический университет
(Kazan National Research Technological University)

В данной статье представлен способ снижения потерь гликолей на установках абсорбционной осушки газа за счет снижения капельного уноса в колоннах-абсорберах путем установки каплеуловителей фирмы Sulzer.

This article presents a method of reducing loss of glycols in absorption gas drying units by reducing droplet entrainment in the absorption columns by setting eliminators of Sulzer company.

Ключевые слова: *газ, потери, гликоль, каплеуловитель.*
Key words*: gas, glycol, loss, mist eliminator.*

В настоящее время потери гликоля на установках осушки северных месторождений составляют 30-40 г/1000 м^3. Их снижение всего на 10 г/1000 м^3 позволит при производительности абсорбера по газу 10 млн. м^3 сэкономить в год не менее 33 т этого реагента.

Кроме прямых потерь (утечки, потери при ремонте и т.д.), имеют место быть потери в самом технологическом процессе – в абсорбере осушки, в дегазаторе и в блоке регенерации.

Анализ работы действующих установок показывает, что в настоящее время наибольшая доля потерь ТЭГ приходится на капельный унос гликоля с потоком осушенного газа. Доля капельного уноса может доходить до 60% от суммы всех потерь. Современные абсорберы осушки газа многофункциональны, включают в себя одновременно с массообменной секцией ступени предварительной и окончательной очистки газа от капельной жидкости.

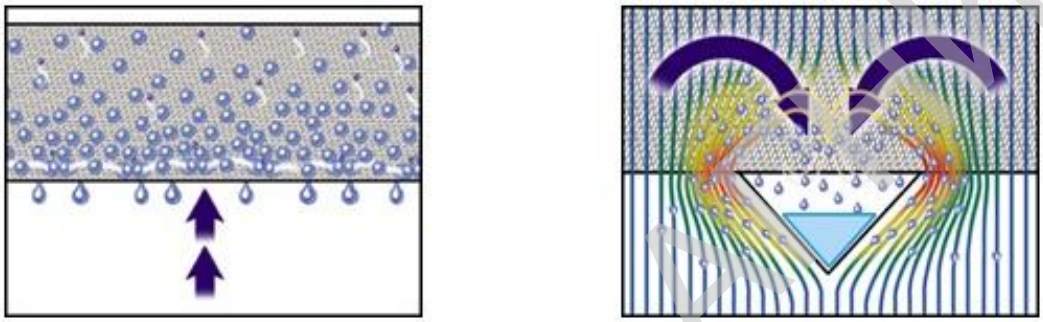
Опыт эксплуатации абсорбционных колонн осушки также показывает, что унос гликоля увеличивается вследствие забивания каплеуловителей механическими примесями и продуктами деструктивного разложения гликоля.

ГБОУ ВО АГНИ

Модернизация блоков осушки газа установок подготовки газа посредством замены имеющихся каплеуловителей на каплеуловители модели Sulzer KnitMesh V-MISTER позволит снизить потери гликолей.

Данные каплеуловители снижают капельный унос за счет более эффективного отделения капель жидкости из потока газа. Отличительной особенностью данных каплеуловителей является наличие каналов-желобов, которые присоединены к нижней части сетки. Каналы формируют области низкого давления, где развиваются вихри. Капли жидкости осаждаются в канале и формируют жидкостной поток. Поток выносится с двух сторон каплеуловителя к стенкам аппарата, где скорость газа мала и повторное унос ограничен.

Схемы движения капельной жидкости представлены на рисунке 1.



а) б)

Рисунок 1 – Схемы движения капельной жидкости в каплеуловителях:
а) без каналов уноса; б) с каналами уноса

К примеру, на одной из установок подготовки попутного нефтяного газа в ХМАО с блоком абсорбционной осушки капельный унос с установленной в качестве каплеуловителя газораспределительной насадкой марки НГР-1000 составляет, по данным предприятия, 12,7 г/1000 нм^3. Установка каплеуловителей марки Sulzer KnitMesh V-MISTER позволит снизить унос до 7-8 г/1000 нм^3 с учетом срока наработки (порядка 12 месяцев).

Установку предложенных каплеуловителей следует производить в ходе планового ремонта колонн осушки. Заявленный срок службы установленных на данный момент каплеуловителей – 5 лет. На практике, однако, срок службы ограничивается 2-3 г.

Снижение капельного уноса позволит снизить эксплуатационные расходы предприятия на подпитку гликолем системы циркуляции, что позволит повысить экономические показатели эффективности производства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Повышение эффективности процесса абсорбционной осушки природного газа гликолями / Али Абдульхабир Али. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 137 с.

ГБОУ ВО ТюмГНГУ

2. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений: учебное пособие / Шешуков Н.Л. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 100 с.

УДК 001(091)

АЛКИЛИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИ БЫВШЕГО СССР

ALKYL ACTIONS OF THE FORMER USSR

Х.Х. Ахмадова, М.Х. Магомадова, Л.Ш. Садаева
(Kh.Kh. Akhmadova, M.Kh. Magomadova, L.Sh. Sadayeva)
Грозненский государственный нефтяной технический университет
(Grozny State Oil Technical University)

В статье показано значение процесса сернокислотного алкилирования в производстве алкилбензина в мировой и отечественной практике, приводятся сведения о становление и развитие отечественных систем сернокислотного алкилирования изобутана олефинами в советский период. В статье показано, что в промышленном внедрение процесса алкилирования СССР значительно отставал от других стран и особенно США.

Установлено, что в СССР за период, начиная с 1942 г., когда в Грозном была построена первая отечественная установка алкилирования №25, и до 1990 г., когда произошел развал СССР, в отечественной отрасли было построено 16 установок сернокислотного алкилирования, из них 4 зарубежной технологии.

The article shows the importance of the process of sulfuric acid alkylation in the production of alkylbenzene in world and domestic practice, provides information on the formation and development of domestic systems of sulfuric acid alkylation of isobutane with olefins in the Soviet period. The article shows that in the industrial introduction of the alkylation process of the USSR, it lagged significantly behind other countries and especially the USA.

It has been established that in the USSR for the period starting from 1942, when the first domestic alkylation unit No. 25 was built in Grozny, and until 1990, when the USSR collapsed, 16 sulfuric acid alkylation plants were built in the domestic industry, of which 4 foreign technology.

Ключевые слова: *сернокислотное алкилирование, установки, изобутан, олефины, становление и развитие.*

Key words*: sulfuric acid alkylation, plants, isobutane, olefins, formation and development.*

В период с 1938 г., когда началось становление промышленности процесса алкилирования, и по настоящее время в мире широкое распространение для получения алкилбензина получили две

ГБОУ ВО АГНИ

разновидности процесса алкилирования – сернокислотное и фтористоводородное.

Первые промышленные установки сернокислотного алкилирования были введены в эксплуатацию в США в 1938 г., а фтористоводородного алкилирования в 1942 г. [1].

В период 1938-1943 гг. в США было построено 30 установок алкилирования, суточная производительность которых увеличилась за это пятилетие с 12 тонн до 4120 тонн, т.е. почти в 344 раза.

В СССР в 1942 г. была построена лишь одна установка сернокислотного алкилирования проектной суточной производительностью по сырью 118 т, которая из-за недостатка и плохого качества сырья была введена в эксплуатацию в середине 1943г. [2].

В СССР, в отличие от США, фтористоводородное алкилирование, несмотря на то, что показатели его выше сернокислотного алкилирования, применения не получило [3].

В таблице 1 приведены данные по мировому производству алкилбензина по состоянию на начало 1990-х годов накануне распада СССР, из которых следует, что мировые мощности алкилбензина за период 1981-1988 гг. возросли на 6,24 млн. т в год и к концу десятилетия до 1990 г. продолжали расти.

Таблица 1 - Мощности по производству алкилбензина за рубежом (млн. т/год)

	1981	1984	1985	1986	1987	1988
США	35,40	34,20	33,60	34,60	35,00	35,90
Западная Европа	1,9	3,27	3,54	3,78	3,78	4,67
Прочие страны (без соц. стран)	3,60	5,67	5,67	5,82	5,87	6,57
Всего	40,9	43,14	42,81	46,20	44,65	47,14

В США алкилбензин составлял 11 % от всего бензинового фонда страны и являлся третьим компонентом после бензинов каткрекинга (35%) и риформинга 31 %.

Мощность производства алкилбензина в странах бывшего СССР на 1990 г. составила около 500 тыс. т/г и обеспечивалась 14 промышленными установками, из которых наиболее крупными и более стабильно работающими были только 7 действующих установок сернокислотного алкилирования. Все эти установки имели низкую производительность, высокую степень износа оборудования, были морально и физически устаревшими.

Технологические схемы установок находились на уровне разработок 1940-х годов (за исключением установки 25-7 ПО

ГБОУВО АГНИ

«Ярославнефтеоргсинтез») и не позволяли получать высокие технико-экономические показатели [4].

Сравнительные данные по процессу алкилирования в США и на действующих установках алкилирования нефтеперерабатывающей отрасли СССР за весь советский период показывают значительное отставание отечественных технологий процесса алкилирования. Так, удельный расход серной кислоты составлял на действующих установках алкилирования в СССР 300 кг/т алкилата, против 80-90 в США; октановое число по ММ без ТЭС в СССР составляло 91 пункт против 93,0 пункта в США; удельные энергозатраты, 0,30-0,40 т.у.т. в СССР против 0,19-0,25 в США. Характерная единичная мощность установок алкилирования в США находилась в пределах 150-500 тыс. т в год, в СССР составляла 45 тыс. т в год.

Начало становления отечественного процесса сернокислотного алкилирования в советский период приходится на тяжелые военные годы, и было вызвано острой необходимостью обеспечения страны высокооктановым алкилбензином. Первая промышленная установка для осуществления процесса сернокислотного алкилирования изобутана бутиленами в Советском Союзе – установка №25 завода «Нефтегаз» - была построена в г. Грозном по предложению работников ГрозНИИ в 1942 г. из отечественных материалов [5]. Проект этой установки был выполнен Гипрогрознефтью [2]. На этой установке впервые изучались особенности процесса сернокислотного алкилирования в промышленных масштабах при переработке самых различных видов сырья [6]. Эта установка явилась также школой подготовки кадров для многих других алкилирующих установок Советского Союза.

В период 1945-1953 гг. на ряде НПЗ СССР в эксплуатацию были введены установки сернокислотного алкилирования, поставленные по ленд-лизу. Заводы по ленд-лизу были построены в Красноводске, Орске, Куйбышеве и Гурьеве с присвоением им номеров: завод №228 в Орске, №431 в Красноводске, №441 в Гурьеве и №443 в Куйбышеве [7].

Импортные установки сернокислотного алкилирования были введены в эксплуатацию в период 1946-1953 гг.: в 1946 г. на Орском НПЗ первая импортная установка 25-4; в 1951 г. на Красноводском НПЗ установка 24-46; в 1952 г. на Куйбышевском НПЗ установка 24-36; в 1953 г. на Гурьевском НПЗ установка 23-16 [8].

В 1953 г. Грозном на Новогрозненском заводе (НГНПЗ) была введена в эксплуатацию вторая - №25-1 и в конце апреля 1954 г. вошла в строй третья алкилирующая установка №25-2 [8]. На Ново-Бакинском НПЗ установка сернокислотного алкилирования 51-52 была введена в эксплуатацию в 1953 г. В 1954-1955 гг. на Ново-Уфимском НПЗ был построен первый в Союзе блок алкилирования, состоящий из двух установок 25-4-1 и 25-4-2. В 1955 г. построены установки сернокислотного алкилирования на Салаватском и Омском НПЗ. В 1956 г. введена в число действующих установка сернокислотного

ГБОУ ВО АГТУ

алкилирования 25-4 на Ново-Куйбышевском НПЗ. В 1960-е годы введены в эксплуатацию две алкилирующие установки: в 1964г. на Сызранском НПЗ и в 1968 г установка 25-7 на Новоярославском НПЗ.

Оборудование алкилирующих установок Орского, Куйбышевского, Красноводского и Гурьевского заводов полностью поставлено в СССР из США. Все остальные установки отечественного производства (проект «Гипронефтезаводпроект»). Технологические схемы всех перечисленных установок, как импортных, так и отечественных – аналогичны. Все установки, кроме 25-7, были оснащены вертикальными реакторами с аммиачным контуром охлаждения. Производительность установок была невысокая - 30-45 тыс.т/год по алкилату, большинство установок морально и физически устарело. Установка типа 25-7 мощностью 90 т.т/год была запроектирована институтом ВНИПИНефть в 1963-1967 гг. Основное отличие этой установки от предыдущих состояло в применении горизонтального каскадного контактора с отводом тепла за счет испарения изобутана из зоны реакции, что дало возможность увеличить выход и улучшить качество продуктов [8].

Вместе с тем, ГрозНИИ была разработана новая технология и установка сернокислотного алкилирования 25-8Б, построенная на Бургасском НХК в 1983 г. В дальнейшем, с учетом опыта эксплуатации установки 25-8Б была разработана установка 25-12 более современной модификации процесса для строительства на Киришском НПЗ.

В 1985-1990 гг. в нефтеперерабатывающей отрасли СССР продолжали эксплуатироваться 14 установок сернокислотного алкилирования из 16 действующих установок.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ахмадова Х.Х. История, современное состояние и перспективы развития процесса алкилирования изобутана олефинами / Ахмадова Х.Х., Магомадова М.Х., Сыркин А.М., Егуткин Н.Л. // Химическая технология. - 2018. - №3. - С. 101-118.*
2. *Дорогочинский А.З. Усовершенствование и освоение в промышленном масштабе процессов каталитической полимеризации и каталитического алкилирования // Научно-технический отчет ГрозНИИ, 1943. – С.58-87.*
3. *Капустин В.М., Кукес С.Г., Бертолусини Р.Г. Нефтеперерабатывающая промышленность США и бывшего СССР. – М.: Химия, 1995. - 304 с.*
4. *Базовый проект технологии сернокислотного алкилирования изобутана бутиленами. – Грозный, 1992. – 156 с.*
5. *Башилов А.А., Дорогочинский А.З., Гольдштейн Ю.А. Аннотация, доклад и заключение по теме «Оказание технической помощи в пуске и освоении новых газоперерабатывающих установок на НГНПЗ». Дело №9, 1954 год.*
6. *Дорогочинский А.З. Об алкилировании широкой фракции (C_4- C_5) в*

ГБОУ ВО АГНИ

случае дефицита изобутана // Сборник работ: Труды ГрозНИИ. Грозненское областное издательство. – Вып. 2. - 1947. – С. 81-85.
7. Иголкин А.Д. Нефтеперерабатывающие заводы, поставленные в СССР из США по ленд-лизу // Бурение и нефть. - 2007. - №5.
8. Доклад о мероприятиях по дальнейшему развитию процесса сернокислотного алкилирования в СССР. - Грозный, январь 1975 г.

УДК 661.183.6:661.272.2:661.716.1:661.716.2;546.82;544.421.081.7

ДИМЕТИЛОВЫЙ ЭФИР (ДМЭ) КАК АЛЬТЕРНАТИВА НЕФТИ

DIMETHYL ETHER (DME) AS AN ALTERNATIVE TO OIL

Х.Х. Ахмадова, Ж.Т. Хадисова, И.И. Юсупова
(Kh.Kh. Akhmadova, J.T. Khadisova, I.I. Yusupova.)
Грозненский государственный нефтяной технический университет
(Grozny State Oil Technical University)

В настоящем обзоре рассмотрены основные области применения диметилового эфира (ДМЭ), которые показывают его ценность в качестве сырья для производства дизельных и моторных топлив, водорода и различных нефтехимических соединений. Все это указывает на необходимость развертывания исследований методов синтеза и производства ДМЭ в широком масштабе. Ряд рассмотренных в обзоре реакций переработки ДМЭ – алкилирование, метилирование алкенов и ароматических соединений, карбонилирование, синтез этанола и др. имеют важное промышленное значение. ДМЭ учеными разных стран в настоящее время рассматривается как альтернатива нефти.

In the present review the main scopes of dimethyl air (DME) which show its value as raw materials for production of diesel and motor fuels, hydrogen and various petrochemical connections are considered. All this indicates the need expansions of researches of methods of synthesis and production of DME on a large scale. A number of the reactions of processing of DME considered in the review – alkylation, methylation of alkenes and aromatic connections, carbonylation, ethanol synthesis, etc. have important industrial value. DME scientific the different countries is considered as an oil alternative now.

***Ключевые слова**: диметиловый эфир, моторные топлива, синтетические углеводороды, олефины, сырье.*

***Key words**: dimethyl air, motor fuels, synthetic hydrocarbons, olefins, raw materials.*

В последние годы все более возрастает интерес к ДМЭ как компоненту дизельного топлива, бензину и как сырью для химического синтеза. Объясняется это уникальными свойствами ДМЭ, его хорошей

ГБОУ ВО АГНИ

воспламеняемостью и высокими цетановыми числами. При нормальных условиях ДМЭ находится в газообразном состоянии, однако легко сжижается при давлении 0,5 МПа (при температуре 20^0С).

Благодаря своим ценным свойствам, ДМЭ имеет широкие области применения, основные из которых приведены на рисунке 1. Одним из наиболее перспективных направлений является использование ДМЭ в качестве альтернативных топлив, особенно дизельного топлива.

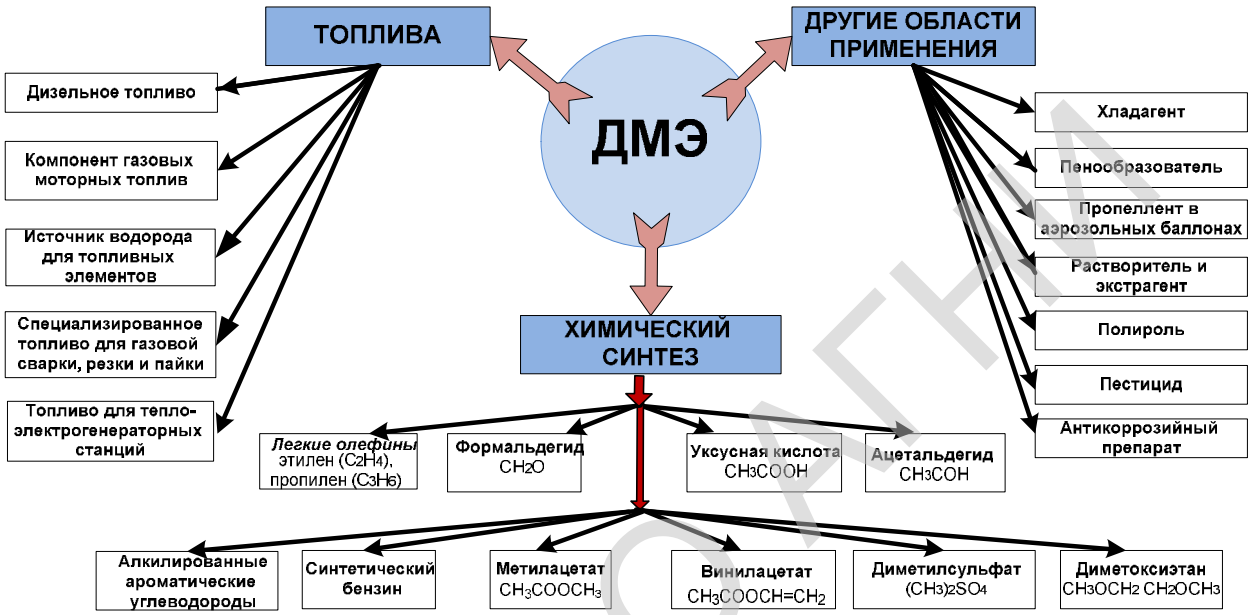


Рисунок 1 - Основные области применения диметилового эфира

По энергоемкости ДМЭ в полтора раза уступает традиционному дизельному топливу, но по остальным показателям значительно его превосходит: цетановое число ДМЭ составляет 55-60 против 40-45 у дизельного топлива; температура воспламенения 235^0С против 250^0С у дизельного топлива. ДМЭ характеризуется низкой температурой кипения (–25°С), что ускоряет процессы смесеобразования и сгорания и обеспечивает хороший пуск дизельных двигателей при любых температурах, а также, благодаря наличию кислорода, обладает более высокой, чем у классического топлива, окисляющей способностью. Эти свойства ДМЭ и наличие в его составе атома кислорода обеспечивает бездымное горение топлива, превосходный холодный пуск двигателя, снижение уровня шума. Главное же преимущество ДМЭ как дизельного топлива – экологически чистый выхлоп. ДМЭ не токсичен и не загрязняет окружающую среду [1].

Содержание токсичных компонентов в ДМЭ удовлетворяет экологическим требованиям ДТ Евро-3 и Евро-4 без очистки выхлопа.

В 2014 г. в США выпущен соответствующий стандарт ASTM D7901, предусматривающий использование ДМЭ в качестве топлива [2].

ДМЭ используется в качестве полупродукта, который легко превращается в бензин с улучшенными экологическими

ГБОУ ВО АГМА

характеристиками и минимальным содержанием нежелательных примесей. ДМЭ является превосходным газовым топливом для турбореактивных двигателей благодаря эмиссионным свойствам, сравнимым с природным газом [3]. Расчеты японских исследователей [4] показали, что при крупных масштабах производства применение ДМЭ в качестве топлива для газотурбинных установок более экономично, чем сжиженного газа. Обусловлено это тем, что транспорт и хранение ДМЭ обходятся значительно дешевле, чем сжиженного или сжатого газа. По физическим свойствам ДМЭ близок к пропан-бутановым смесям, поэтому может применяться в качестве заменителя бытового газа. Также ДМЭ применяется для получения чистого водорода по реакции парового риформинга.

В последние годы достигнут значительный прогресс в исследовании реакций, протекающих с участием ДМЭ [2]. Это реакции метилирования алкенов и ароматических соединений, карбонилирования, синтеза этанола, парциального окисления с получением ряда соединений, реакции образования из ДМЭ олефинов, бензина, ароматических соединений, триптана и др.

В исследованиях [2, 5, 6] показано, что конверсией ДМЭ в присутствии гетерогенных катализаторов специально подобранного состава могут быть получены многие базовые мономеры для органического и нефтехимического синтеза. В их числе возможно образование легких олефинов (этилен, пропилен, бутилены), диенов, а также ароматических углеводородов. В мире известны промышленные процессы производства олефинов на основе синтез-газа через метанол и диметиловый эфир: процесс фирмы Mobil - MTO с применением катализатора на основе пентасила; процесс UOP и Norsk Hydro с использованием цеолитного катализатора на основе силикоалюмофосфата SAPO-34 [7].

В литературе имеются сведения о синтезе этанола из ДМЭ и синтез-газа. Впервые синтез этанола из ДМЭ и синтез-газа был разработан и осуществлен авторами исследования [8]. В работе [9] показана возможность получения этанола с селективностью 20-30% при конверсии ДМЭ на модифицированных $ZnO/\gamma Al_2O_3/Al$ катализаторах. На этих же образцах катализаторов впервые изучены кинетические закономерности процесса каталитического превращения диметилового эфира (ДМЭ) в 1,3-бутадиен [10]. Жидкофазные реакции карбонилирования метанола или ДМЭ оксидом углерода в присутствии растворимых карбонильных комплексов родия или иридия приводят к получению уксусной кислоты и метилацетата [2]. В работах Иглесиа с сотрудниками описаны реакции карбонилирования ДМЭ в метилацетат в интервале температур 423-463 K на цеолитах с различными силикатными модулями: H-MOR (10:1 и 45:1), HFER (33,5:1), H-ZSM5 (12,5:1). Исследование каталитической конверсии ДМЭ в формальдегид на нанесенных оксидах MoO_x и VO_x показывает, что ДМЭ превращается

ГБОУ ВО АГНИ

с высокой селективностью в формальдегид при 500 К на катализаторах MoO_x–ZrO_2. Низкотемпературное окисление ДМЭ на катализаторе MoO_3–SnO_2 приводит к получению метилформиата [2].

На основе ДМЭ синтезируют диметоксиметан (ДММ) и полиоксиметилен диметиловый эфир $CH_3O(CH_2O)nCH_3$, которые применяются в качестве присадок к топливам для снижения образования сажи. Полиоксиметилен диметиловый эфир характеризуется высоким содержанием кислорода от 42 до 51 мас. % и высоким цетановым числом выше 76.

Таким образом, рассмотренные в настоящем кратком обзоре области применения ДМЭ показывают его ценность в качестве сырья для производства топлив и различных нефтехимических соединений, и необходимость развертывания широких исследований методов его синтеза и производства в крупном масштабе.

В настоящее время ДМЭ рассматривается учеными разных стран как альтернатива нефти, поскольку считается, что добыча нефти в мире достигла своего пика и ее потребление опережает разработку новых месторождений. Соответственно, масштабное производство и исследование ДМЭ, и организация синтезов на его основе является актуальной задачей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гимаева А.Р., Фаттахов М.М., Мастобаева Б.Н. Особенности производства диметилового эфира и его использование в качестве перспективного моторного топлива // Нефтегазовое дело. - 2015. – Т.13. - №3. – С. 55-58.

2. Волнина Э.А., Кипнис М.А., Хаджиев С.Н. Каталитическая химия диметилового эфира (Обзор) // Нефтехимия. - 2017. – Т. 57. - № 3. - С. 243 - 262.

3. Basu A. DME as power generation fuel: performance in das turbines / A. Basu, J.M. Wainwright // In: PETROTECH-2001 conference. - 2001.

4. Розовский А.Я. Диметиловый эфир и бензин из природного газа // Рос. Хим. Ж. - 2003. - Т. XLVII. - №6. - С. 53-61.

5. Pisarenko E.V. Modeling of the lowtemperature process for the synthesis of dimethyl ether from methanol. // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. 2014, vol. 48, no. 3, pp. 268-273.

6. Tretyakov V.F., Makarfi YU.I., Talyshinsky R.M., Frantsuzova N.A., Torkhovsky V.N., Antonyuk S.N., Tretyakov K.V. Catalytic conversion of bioethanol in hydrocarbons fuel // International Journal of Petrochemical Science & Engineering. - 2016. - №. 1(1). - P.18-19.

7. Абрамова А.В., Кулумбегов Р.В., Горяинова Т.И., Хаджиев С.Н. Получение низших непредельных углеводородов каталитическим превращением диметилового эфира // Нефтехимия. – 2008. – Т. 48. - №1. - С. 16-22.

ГБОУ ВО АГТИ

8. San X., Yang G., Zhang Y., Lu X., Tsubaki N. // J. Jpn. Petroleum Inst. - 2009. - V. 52. - P. 357.
9. Khadzhiev S.N., Maksimov A.L., Tretyakov V.F., Talyshinsky R.M., Ilolov A.M. Chemistry of dimethyl ether: the catalytic synthesis of 1,3butadiene // Neftekhimiya - Petrochemistry. - 2018.-Vol. 58. - No. 4.- P. 405-414.
10. Максимов А.Л. Кинетические закономерности превращения диметилового эфира в 1,3-бутадиен в присутствии $ZnO/\gamma Al_2O_3/Al$ катализатора / Максимов А.Л. и др. // KİMYA PROBLEMLƏRİ. - 2019 - №1(17). – С. 135.

УДК 544.478.02

ОБЛАДАЮЩИЙ МАГНИТНЫМИ СВОЙСТВАМИ Zn-Fe СМЕШАННЫЙ ОКСИД В ПРОЦЕССЕ АКВАТЕРМОЛИЗА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

Zn-Fe MIXED OXIDE WITH MAGNETIC PROPERTIES IN AQUATERMOLYSIS OF HEAVY OIL

А.А. Валиева, Р.Р. Закиева, Э.Р. Васильев, И.Н. Трифонова, С.М. Петров
(Aigul A. Valieva, Raikhan R. Zakieva, Eduard R. VasilievIvan, Irina N. Trifonova, Sergey M. Petrov)
Казанский национальный исследовательский технологический университет
(Kazan National Research Technological University)

В данной статье исследуется каталитические и магнитные способности смешанных оксидов Zn-Fe в процессе акватермолиза тяжелой высоковязкой нефти. Данные системы повлияли как на состав превращенной в ходе акватермолиза нефти, так и на ее вязкость. В ходе магнитных манипуляций было доказано, что смешанный оксид Zn-Fe с соотношение катионов $Zn^{2+}/Fe^{3+}=2$ при синтезе предшественников слоистых двойных гидроксидов показывает лучшую намагниченность и его можно удалить из реакционной смеси.

This article investigates the catalytic and magnetic abilities of mixed Zn-Fe oxides during aquathermolysis of heavy highly viscous oil. These systems influenced both the composition of the oil transformed during aquathermolysis and its viscosity. During magnetic manipulations, it was proved that a mixed Zn-Fe oxide with a ratio of Zn2 + / Fe3 + = 2 cations in the synthesis of layered double hydroxide precursors shows better magnetization and can be removed from the reaction mixture.

Ключевые слова: *смешанные оксиды, магнитные свойства, акватермолиз, тяжелая нефть.*
Key words*: mixed oxides, magnetic properties, aquathermolysis, heavy oil.*

ГБОУ ВО АГНИ

На современном этапе развития, кондиционные углеводородные ресурсы отличаются от тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов большим количеством легкокипящих светлых углеводородов. Из-за высокой вязкости нетрадиционных нефтей их добыча осложнена. Для превращения тяжелой нефти в кондиционное углеводородное сырьё, необходимо трансформация её основных компонентов – высокомолекулярных нафтеноароматических и гетероатомных соединений, смол и асфальтенов, не допуская появления газообразных углеводородов и углистых веществ.

В последние годы интерес к метастабильным водным флюидам набирает все большие масштабы [1]. В метастабильном состоянии вода способствует увеличению выхода средних дистиллятов и снижению коксообразования, что подтверждено в ряде работ. В работе [2] подтвержден вывод о протекании процессов ароматизации и деалкилирования заместителей и ароматических фрагментов молекул, приводящие к образованию газообразных продуктов, гексан-растворимой фракции и кокса при конверсии асфальтенов в сверхкритической воде.

Метастабильная вода является подходящей средой для реакций с гетерогенными катализаторами, так как высокая диффузионная активность способствует массопереносу, а высокая растворяющая способность препятствует образованию кокса и отравлению катализаторов [3]. В процессе конверсии асфальтита в сверхкритической воде при 400°C и 30 МПа в отсутствии металлов и с добавлением стружки Al и Zn выход летучих и жидких продуктов составил соответственно 10,3 и 46% [4].

В последнее время все больший интерес вызывают каталитические системы на основе оксидов смешанного фазового состава. Это прежде всего связано с простотой получения, широким спектром выбора катионов, вследствие чего возможен контроль каталитической активности.

В работе [5] была исследована каталитическая активность Zn-Fe слоистых двойных гидроксидов. Было выяснено, что pH, близкий к щелочной среде, увеличивает каталитическую активность Zn-Fe слоистого двойного гидроксида. При прокаливании Zn-Fe слоистых двойных гидроксидов образуются Zn-Fe-смешанные оксиды металлов, которые проявляют высокую каталитическую активность из-за способности матрицы слоистых двойных гидроксидов размещать металлические элементы, распределенные гомогенно на атомарном уровне. В работах [6] было обнаружено, что подобные наноструктуры обладают ферромагнитными свойствами. Магнитные свойства магнитных частиц могут быть в значительной степени модифицируется простым изменением размера частиц. Использование магнитных частиц может значительно упростить отделение отработанного катализатора от

ГБОУ ВО АГМА

добытой сырой нефти, что является несомненным преимуществом использования подобных систем.

В данной работе было поставлено несколько целей:

- определение возможности использования смешанных оксидов в качестве каталитических систем процесса акватермолиза тяжелой высоковязкой нефти;

- выявление зависимости между соотношением катионов Zn^{2+} и Fe^{3+} при синтезе сложных оксидов и их магнитными свойствами.

Синтез исходных слоистых двойных гидроксидов, содержащих катионы двух- и трех-валентных металлов различной природы, проводили методом соосаждения. С этой целью готовили смеси водных растворов нитратов цинка и железа с мольным соотношением M^{2+}/M^{3+}=1¸2. Полученные растворы добавляли по каплям к 100 мл дистиллированной воды. В процессе синтеза поддерживали постоянное значение pH=10 путем добавления раствора NaOH (3 М). Температура синтеза составляла 70°С. Для контроля величины pH использовали электрод со встроенным термодатчиком (Mettler Toledo). После добавления всего раствора солей суспензию перемешивали в течение 24 часов при температуре синтеза. Данный гидроксид отмывали дистиллированной водой до получения нейтрального значения pH промывных вод, фильтровали и высушивали в течение 4 часов при 110°С. Синтезированные таким способом гидротальциты содержали карбонатные анионы между бруситоподобными слоями, что в дальнейшем облегчило переход в оксидную фазу. Формирование оксидной фазы происходило прокаливанием Zn-Fe гидроталицитов при 500°С в печи в течение 5 часов.

Эксперимент по каталитическому превращению сверхвязких нефтей в гидротермальной системе при высоком давлении и температуре в изотермическом режиме. Эксперименты в реакторе, представляющие собой трубчатый реактор, выдерживающий давление 200 см^3, выдерживают рабочее давление 250 бар при температуре 400 ° С, снабжаются манометром, трехзонной термопарой, подключаются к регистрируемой среде, вентиляция тонкой регулировки для отвода газообразных продуктов. Соотношение нефти и воды составляло 3: 1. Время нагревания до желаемой температуры составляло ~ 40 минут, затем при заданной температуре эксперимент длился ~ 20 минут. Были проведены исследования с целью выявления закономерностей изменения состава и реологических свойств высоковязкой тяжелой нефти, добываемой из залежей углерода башкирского яруса.

Для изучения объемного состава жидких продуктов асфальтены предварительно осаждали с 40-кратным избытком петролейного эфира (температура кипения 40–70°С); затем группа насыщенных углеводородов и две группы смол, бензолсодержащая (BR) и спиртобензолная (ABR) смолы, были выделены методом жидкостной адсорбционной хроматографии.

ГБОУ ВО АГНИ

Реологические исследования проводились на реометре HaakeRheoStress 6000 с использованием измерительной ячейки типа конус-плоскость диаметром 35 мм и углом конуса 2º и скоростью сдвига в диапазоне от 0,0009906 до 800 $с^{-1}$ при температурах в диапазоне от 10 до 80°С. Динамическая вязкость η, в мПа·с, рассчитывалась по измеренным напряжениям сдвига и скорости сдвига.

Содержание остатков каталитической системы в нефти после удаления ее магнитом определяли с помощью фильтрования. 100 г пробы взвешивали и разбавляли четырехкратным количеством растворителя (бензин). Смесь тщательно перемешивали и фильтровали через подготовленный нагретый и взвешанный фильтр. Стакан и фильтр промывали растворителем до тех пор, пока растворитель не был совершенно прозрачным и бесцветным. Затем фильтр сушили в термостате при температуре 105— 110°С и взвешивали. Рассчитывали процент удаленных каталитических частиц.

С целью понимания строения структур смешанных оксидов с разными значениями соотношений Zn^{2+}/Fe^{3+} в программе Avogadro были построены элементарные решетки, параметры которых хорошо изучены [7]. Полученные соединения представлены кубической сингонией, пространственная группа F d3m, структура типа шпинель. Структуры представлены на рисунке 1. Идеальная шпинель, показанная на рисунке 1а, представляет собой восемь «молекул» $ZnFe_2O_4$. В тетраэдрических позициях находятся атомы Zn, а в октаэдрических – атомы Fe.

Атомов цинка в синтезированных оксидах больше, чем требуется в шпинели, таким образом создается инверсивная структура, которая, согласно статье [8], приводит к большим значениям намагниченности, возникающим при некомпенсации антиферромагнитной B-подрешетки, которая известна быть полностью заполненным в нормальной конфигурации. Таким образом структура будет иметь вид $(Z_{n1-x}Fe_x)$ $[Z_{nx}Fe_{2-x}]$ O_4.

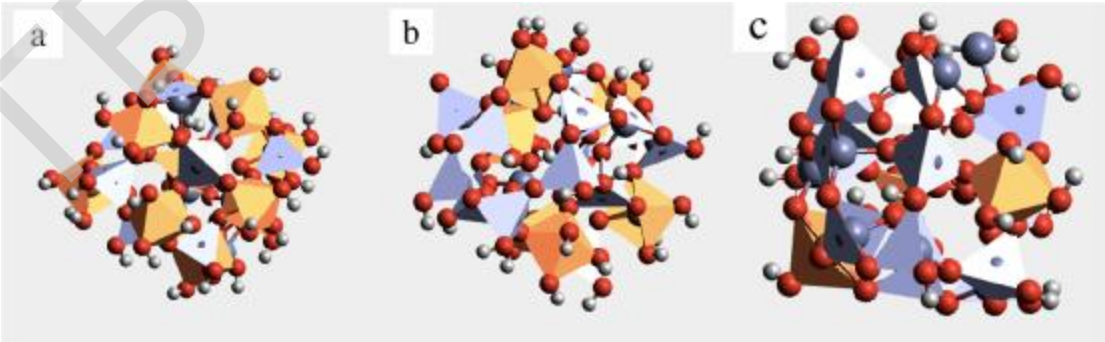


Рисунок 1 - Элементарные ячейки a) шпинели $ZnFe_2O_4$;
b) Zn-Fe-MO (1:1); c) Zn-Fe-MO (2:1)

Каталитическое превращение сверхвязкой нефти в гидротермальных условиях в присутствии ZnFe с развитой удельной поверхностью приводит к новообразованию легкокипящих фракций углеводородов выкипающих до 200 °С, показано на рисунке 2. В

ГБОУ ВО АГНИ

компонентном составе превращенной нефти происходит увеличение содержания масел. Для физической адсорбции асфальто-смолистых веществ нефти на поверхности ZnFe сложных оксидов в гидротермальных условиях благоприятными являются низкая температура 350 °С и давление выше 100 бар. С увеличением давления в первом эксперименте до 140 бар, содержание масел в преобразованной нефти увеличивается. Можно сделать вывод о том, что давление оказывает большее влияние на скорость реакций каталитического превращения в гидротермальных условиях. Высокое давление в гидротермальной системе создаёт благоприятные условия для адсорбции на поверхности сложных оксидов асфальто-смолистых веществ нефти. С ростом температуры на первое место выходят законы химической адсорбции, где адсорбированный мономолекулярный слой, состоящий из смол и термически устойчивых асфальтенов нефти, вступает в химическое взаимодействие с поверхностью ZnFe сложных оксидов с образованием на межфазной поверхности химических связей. Можно предположить, что образование легкокипящих соединений и насыщенных углеводородов обусловлено деструкцией асфальто-смолистых веществ. Увеличение содержания легкокипящей фракции н.к.-200 °С вкупе с увеличением количества углеводородов является следствием каталитической активности ZnFe сложных оксидов.

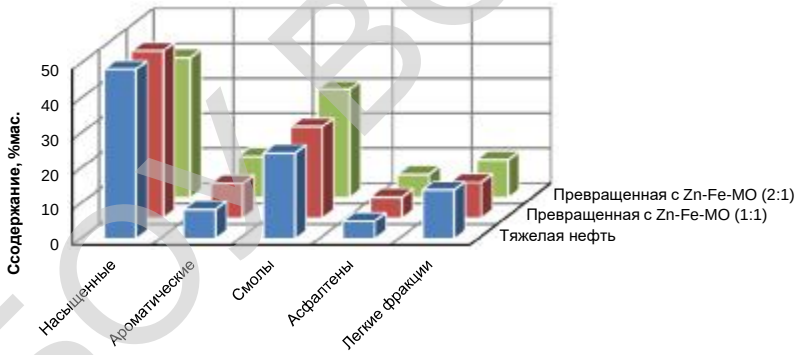


Рисунок 2 - Данные SARA анализа исходной (1) и превращенной нефти в ходе экспериментов с Zn-Fe-MO (1:1) и Zn-Fe-MO (2:1)

Превращенная нефть в гидротермальных условиях в присутствии ZnFe сложных оксидов характеризуется пониженной вязкостью в области ньютоновского течения, показано на рисунке 3, по сравнению с исходной нефтью. Динамическая вязкость нефти в области низких температур до 15°С обусловлена межмолекулярными взаимодействиями высокомолекулярных полярных и гетероатомных соединений молекул смол и асфальтенов, способные образовывать агрегативные комбинации.

ГБОУ ВО АГМУ

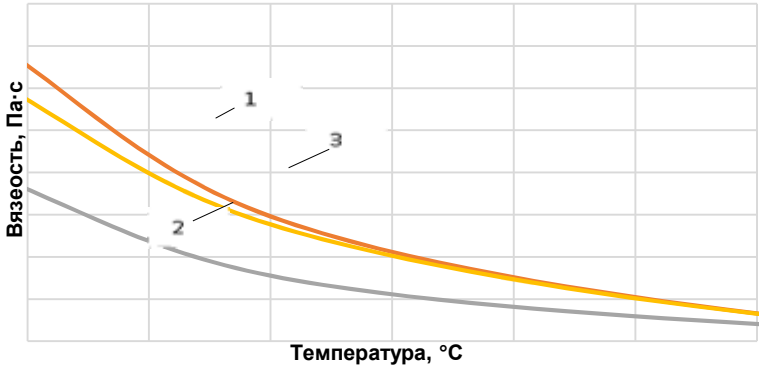


Рисунок 3 - Динамическая вязкость исходной (1) и превращенной нефти в ходе экспериментов с Zn-Fe-MO (1:1) (2) и Zn-Fe-MO (2:1) (3)

Основной вклад в снижении вязкости ньютоновского течения превращенной нефти вносят легкокипящие компоненты. Во всем исследуемом интервале температур для преобразованной нефти наблюдается снижение вязкости, вязкостно-температурная зависимость становится менее пологой, зависимость вязкости нефти от температуры становится более явной.

Что касается магнитных свойств, то после проведенных машнитных манипуляций и измерений процент удаленных каталитических систем из превращенной нефти составил для Zn-Fe-MO (1:1) и Zn-Fe-MO (2:1), соответсвенно, 91% и 67% от помещенных частиц в реактор.

В заключение можно сказать, что оксиды смешанного фазового состава на основе Zn-Fe могут быть использованы в качестве каталитических систем процесса акватермолиза тяжелых нефтей. На это указывает их влияние на состав превращенных нефтей, а также их влияние на вязкость. Помимо этого, такие системы способны удалятся из реакционной смеси, что позволит контролировать реакцию, удалять механические примеси и использовать такие системы повторно.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-90120 .

ЛИТЕРАТУРА

1. Кривцов Е.Б. Изменение структуры молекул смол и асфальтенов битума месторождения Баян-Эрхэт в процессе акватермолиза / Е.Б. Кривцов, Ю.О. Карпов, А.К. Головко // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. - №3. – С. 86-91.

2. Kozhevnikov I.V. Transformation of petroleum asphaltenes in supercritical water / I.V. Kozhevnikov, A.L. Nuzhdin, O.N. Martyanov // J. Supercrit. Fluids. – 2010. – Vol. 55, №. 1. – P. 217-222.

3. The role of catalyst in supercritical water desulfurization / A. Ates, G. Azimi et al. // Applied Catalysis B: Environmental. – 2014. – Vol. 147. – P. 144-155.

ГБОУ ВО АГНИ

4. Fedyaeva O.N. Conversion of sulfur-rich asphaltite in supercritical water and effect of metal additives / O.N. Fedyaeva, V.R. Antipenko, A.A. Vostrikov. // J. Supercrit. Fluids. – 2014. – Vol. 88. – P. 105-116.
5. Synthesis of magnetic $ZnFe_2O_4$/graphene composite and its application in photocatalytic degradation of dyes / D. Lu, Y. Zhang et al. // J. Alloys Compd. – 2013. – Vol.579. – P.336-342.
6. $ZnFe_2O_4$ nanocrystals: synthesis and magnetic properties / Ch. Yao, Q. Zeng et al. // J. Phys. Chem. – 2007. – Vol.11. – P.12274-12278.
7. Arora A.K. A simple and effective synthesis of nanosized $ZnFe_2O_4$ particles / A.K. Arora, P. Kumar // Asian J. Chem. – 2013. – Vol.25, №13. – P.7283-7286.
8. Structural, morphological and magnetic characters of PVP coated ZnFe2O4 nanoparticles / R. Sagayaraj, S. Aravazhi, S. Praveen, G. Chandrasekaran // J. Mater. Sci.: Mater. Electron. – 2018. – №29. – P. 2151–2158.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НОВЫХ ГЕТЕРОЦИКЛИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА ВЫСОКОВЗКУЮ НЕФТЬ

EVALUATION OF THE EFFECT OF NEW-SYNTHESIZED HETEROCYCLIC COMPOUNDS ON THE HIGH-VISCOSITY OIL

Д.Б. Иванов, З.Ф. Шарафиева, Д.А. Ибрагимова, Л.П. Шамсутдинова, А.А. Елпидинский
(Dmitrii B. Ivanov, Zilia F. Sharafieva, Dina A. Ibragimova, Larisa P. Shamsutdinova, Anton A. Elpidinskii)
Казанский национальный исследовательский технологический университет
(Kazan National Research Technological University)

Данная статья посвящена изучению образования смолисто-асфальтеновых отложений в процессе добычи и транспортировки высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения. Изучены свойства асфальтенов, а также влияние исследуемых веществ на реологические свойства нефтяной эмульсии и их ингибирующий эффект

This article is aimed to the study of asphaltene-resin deposits formation during production of heavy oil from the Ashalchinskoe field. The properties of asphaltenes, as well as the effect of studied compounds on the rheological properties of the oil emulsion and their inhibitory effect, were studied

Ключевые слова: *асфальтены, высоковязкая нефть, ингибиторы АСПО.*

Key words*: asphaltenes, high viscosity oil, paraffin inhibitors.*

ГБОУ ВО АГНИ

Современная нефтяная промышленность характеризуется повышением уровня разработки трудноизвлекаемых запасов, в первую очередь высоковязкой нефти, добыча которой сопровождается высокими энергозатратами и сложностями при транспортировке [1]. Аномальные реологические свойства высоковязкой нефти объясняются формированием коллоидной системы, содержащей линейные и разветвленные структуры, основным компонентом которых являются смолисто-асфальтеновые вещества (САВ).

Основными структурными элементами молекул смол и асфальтенов являются ароматические, гетероциклические и циклоалкановые кольца, соединенные между собой метиленовыми мостиками. Асфальтены отличаются от смол не только меньшим содержанием водорода, но и более высокой степенью конденсированности и большим содержанием гетероатомов. Повышенное содержание САВ ведет к снижению текучести нефтяной эмульсии, а также к появлению асфальтеновых отложений при пониженных температурах, что ведет к закупориванию трубопроводов и призабойной зоны пласта.

Одним из способов улучшения реологических свойств тяжелой нефти и предотвращения асфальтеновых отложений является использование химических реагентов, влияющих на состояние и структуру нефтяной дисперсной системы. Однако современные присадки могут использоваться только для определенного типа нефтей, поэтому изучение реологических свойств и разработка более эффективных реагентов являются актуальной проблемой в современной нефтехимии.

В данном исследовании проведено комплексное изучение высокомолекулярных соединений тяжелой нефти, а также влияние новых органических веществ на реологические свойства образца. Также проведен анализ стабильности нефтяных эмульсий при коагуляции асфальтенов. Оценен ингибирующий эффект каждого соединения.

Для эксперимента выбрана высоковязкая нефть Ашальчинского месторождения, отличающаяся также повышенной плотностью. В качестве исследуемых реагентов взяты соединения класса фофорилированных пространственно-затрудненных фенолов. Предполагаемый механизм действия веществ основан на их адсорбции на молекулах асфальтенов за счет наличия в структуре функциональных групп и гетероатомов. На рисунке 1 представлены структурные формулы алкилфенолов.

Выделение асфальтенов было проведено разбавлением образца нефти петролейным эфиром в объемном соотношении 1:40 с последующим отмывом в аппарате Сокслета, отгоном экстрагирующего раствора и процессом сушки.

ГБОУ ВО АГНИ

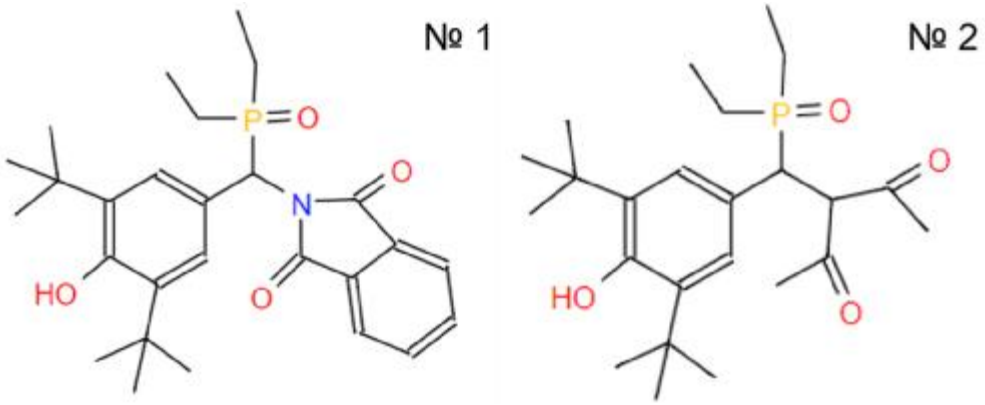


Рисунок 1 – Структурные формулы используемых соединений

Определение состава углеводородной части асфальтенов и наличия гетероатомных структур было проведено методом ИК-спектроскопии с помощью спектрометра PerkinElmer Spectrum. На основании данных вычислены спектральные коэффициенты, характеризующие алифатичность, конденсированность и другие свойства асфальтенов. Значения коэффициентов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Спектральные коэффициенты ИК-спектра

Алифатичность (Аф)	2,39
Разветвленность (Рз)	0.95
Конденсированность (Кн)	0,6
Окисленность (Ок)	0,929
Осерненность (Ос1)	0,89
Осерненность 2 (Ос2)	0,888

Парамагнитные свойства асфальтенов изучены методом электронного парамагнитного резонанса. ЭПР спектр (Рисунок 2) характеризуется наличием линией свободных радикалов (СР), а также сверхтонкой структуры ванадил-иона VO^{2+} ванадил-порфириновых комплексов. На основании полученных данных рассчитан парамагнитный индекс, равный отношению количества свободных стабильных радикалов к количеству ванадил-порфириновых комплексов.

Реологические свойства нефти были исследованы методом вискозиметрии с помощью ротационного вискозиметра One Touch Lamy

ГБОУ ВО АГНИ

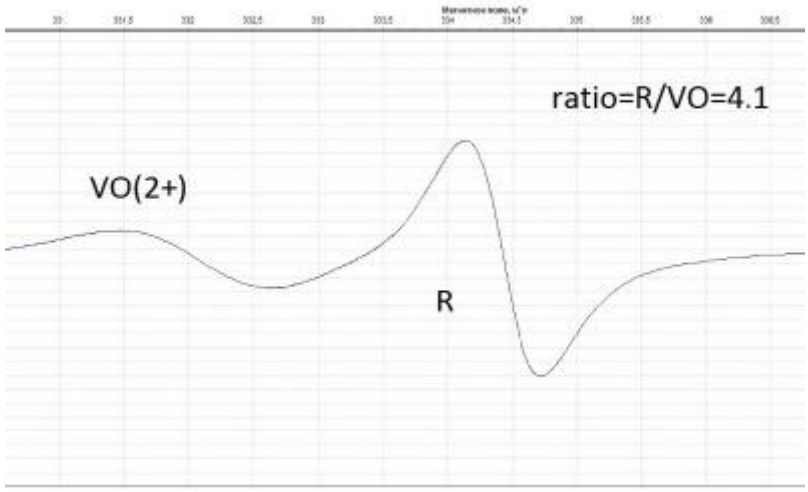


Рисунок 1 – ЭПР-спектр исследуемых асфальтенов

Rheology в диапазоне скоростей сдвига 40-250 об/мин. Анализ проведен последовательно в 3 емкостях, содержащих нефть и нефтяные эмульсии с добавлением фосфорилированных пространственно-затрудненных фенолов. Массовое отношение нефти к присадке 100:1. По данным исследования построены кривые зависимости вязкости от частоты вращения, представленные на рисунке 3. Вязкость эмульсий с содержанием присадок характеризуется появлением экстремума в диапазоне 100-170 об/мин, что свидетельствует об образовании переходной углеводородной структуры.

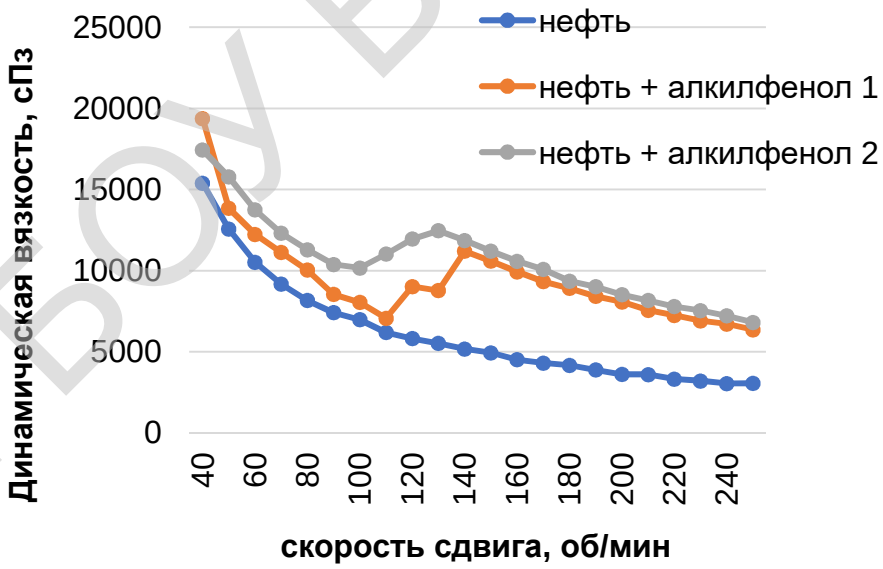


Рисунок 2 – Зависимость вязкости нефтяных эмульсий от скорости сдвига

Также для определения влияния используемых соединений на нефтяную дисперсную систему была проведена коагуляция асфальтенов при последовательном добавлении в эмульсию осаждающего реагента – н-гексана. Нефть характеризуется появлением

ГБОУ ВО АГНИ

экстремума, что свидетельствует об осаждении асфальтенов из нефти, с последующим резким уменьшением вязкости. Добавление присадок предотвращает флокуляцию САВ, сохраняя их в диспергированном состоянии в НДС. Зависимость вязкости от объема вводимого осадителя представлена на рисунках 4,5,6.

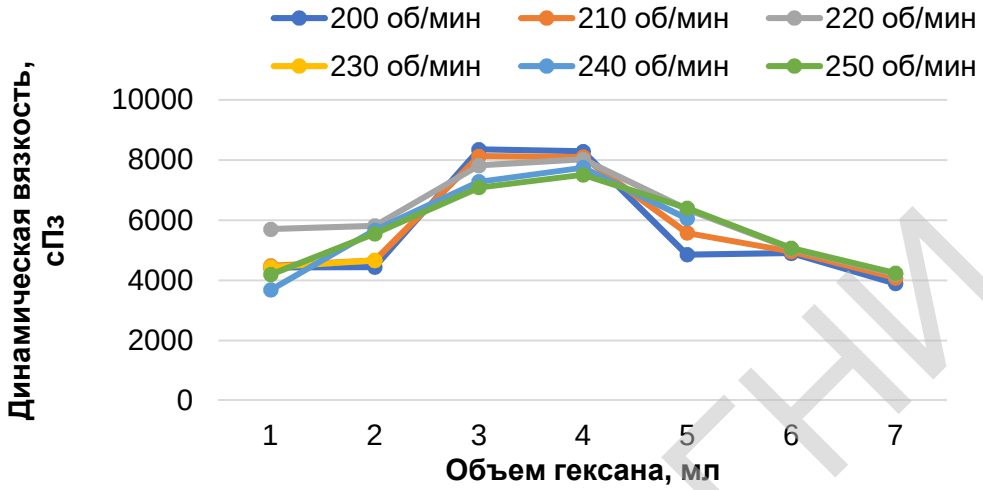


Рисунок 3 – Влияние гексана на вязкость нефти

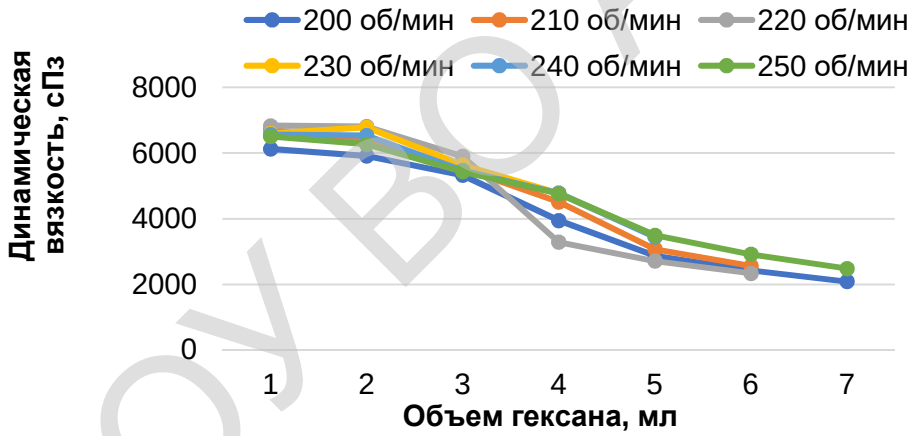


Рисунок 4 – Влияние гексана на вязкость эмульсии нефть + алкилфенол 1

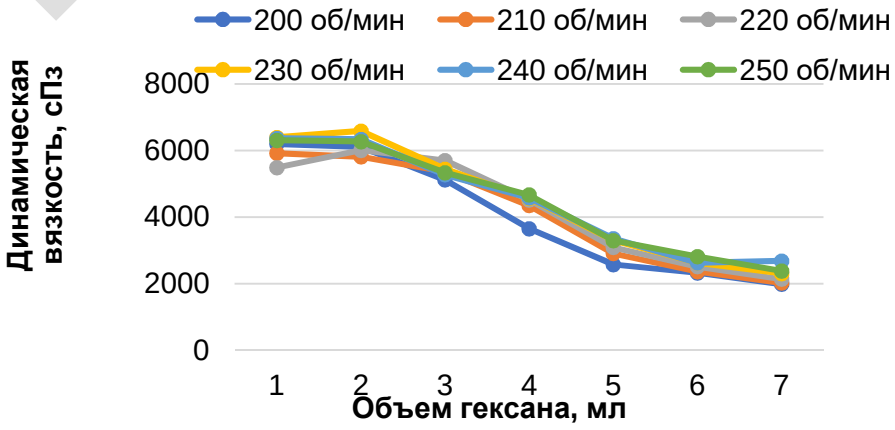


Рисунок 5 – Влияние гексана на вязкость эмульсии нефть + алкилфенол 2

ГБОУ ВО АГНИ

Оценка эффективности растворителя и ингибиторов АСПО проводилось методом «холодного стержня». Данный метод заключается в определении массы образующихся смолисто-асфальтеновых отложений на охлаждаемых U-образных металлических трубках в процессе их кристаллизации. Данная установка позволяет обеспечить одинаковые условия проведения испытаний, а именно интенсивное перемешивание образцов и постоянство температуры испытуемой среды. Исследование эффективности реагентов проводилось одновременно в 4 емкостях, содержащих нефтяные эмульсии с содержанием толуола и ингибирующих реагентов.

В течение следующих 20 минут происходило равномерное перемешивание испытуемых образцов. Температура термостата была равна 35 °С, температура охлаждающей жидкости, протекающей через U-образные трубки – 0 °С. По окончании времени эксперимента по трубкам был пропущен теплоноситель, после чего была измерена масса образовавшихся отложений и степень ингибирования(эффективность) органических соединений.

Согласно экспериментальным данным, наиболее эффективным ингибирующим действие обладает 2 органическое соединение. Толуол и первый ингибитор-реагент обладают меньшей эффективностью, поэтому их применение является нецелесообразным для удаления АСПО, образованных из исследуемой нефти.

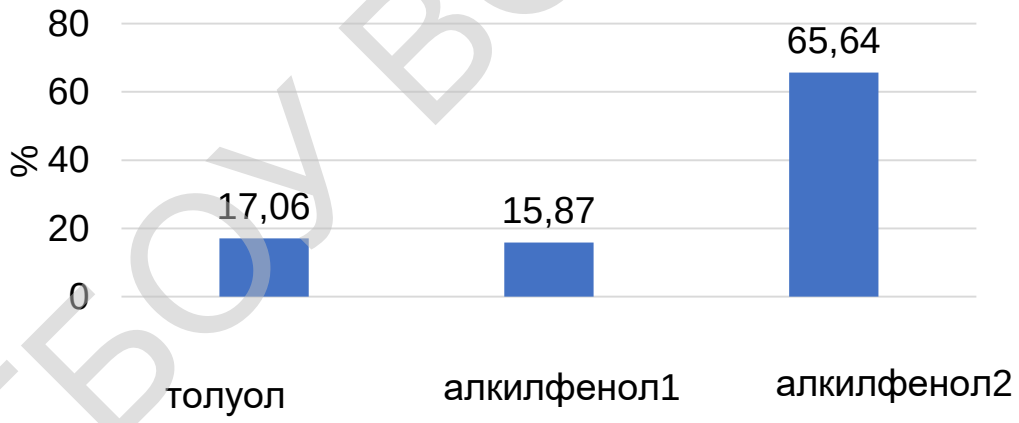


Рисунок 7 – Степень ингибирования реагентов

Таким образом, проведено изучение реологических свойств высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения, а также исследовано влияние новых органических соединений класса фосфорилированных пространственно-затрудненных фенолов на характеристики нефтяных эмульсий. Данные вещества имеют низкую эффективность как модификаторы вязкости нефти, поскольку ведут к локальному повышению вязкости при скорости сдвига 100-170 об/мин. Более целесообразно использовать их в качестве компонентов

ГБОУ ВО АГНИ

ингибирующих присадок смолисто-асфальтеновых отложений за счет их способности препятствовать флокуляции асфальтенов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальто-смолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2011. - № 1. - С. 268 - 284.

УДК 66.066.3

ОБЕЗВОЖИВАНИЕ НЕФТЕШЛАМОВ СОЛЕВЫМ МЕТОДОМ

OIL SLUDGE DESTRUCTION

Р.Р. Кутлизамаев, И.А. Иванова, Е.В. Харитонов, Г.О. Бурова, А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Э.Т. Оладеле

(Ruslan R. Kutlizamaev, Irina A. Ivanova, Evgeniy V. Kharitonov, Galina O. Burova, Andrei V. Sharifullin, Liya R. Baybekova, Esther T. Oladele)

Казанский национальный исследовательский технологический университет

(Kazan National Research Technological University)

Объектом исследования является нефтешлам сырьевого парка. Целью работы является исследование эффективности солевого метода для обезвоживания нефтешлама.

В процессе исследований было изучено влияние солевого метода и деэмульгирования на содержание остаточной воды после суточного отстаивания нефтешламовой пробы, а также в работе представлены исследованные физико-химические свойства нефтешламов.

The object of study is the oil sludge of the raw material park. The aim of the work is to study the effectiveness of the salt method for dehydration of oil sludge.

In the process of research, the influence of the salt method and demulsification on the residual water content after daily sedimentation of the oil sludge sample was studied, and the studied physicochemical properties of oil sludge are presented.

Ключевые слова: *нефтешлам, разрушение нефтешлама, солевой метод, разрушение эмульсий, хлорид натрия.*

Key words: *oil sludge, destruction of oil sludge, salt method, emulsion breaking, sodium chloride.*

На сегодняшний день в нефтяной промышленности одними из самых вредных загрязнений являются нефтешламы. К тому же при переработке нефтешлама можно извлечь определенную часть

ГБОУ ВО АГНИ

потерянного нефтепродукта. Именно поэтому переработка нефтешлама является необходимым процессом. [1].

В работе использовался нефтешлам АО «Танеко» из двух резервуаров Р-1 и Р-2. Был проведен анализ имеющегося нефтешлама по определению его физико-химических свойств.

В ходе исследований были получены следующие физико-химические характеристики, приведенные в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Свойства нефтешлама из резервуара Р-1

Наименование показателя	Метод испытания	Единицы измерений	Результаты испытаний
Массовая доля воды	ГОСТ 2477	%	26
Массовая доля механических примесей	ГОСТ 6370-2018	%	16,6
Вязкость при 20˚С	ГОСТ 6258-85	градусы ВУ	Мазе образная смесь
Вязкость при 60˚С	ГОСТ 6258-85	градусы ВУ	3,0
Вязкость при 80˚С	ГОСТ 6258-85	градусы ВУ	1,8
Вязкость при 95˚С	ГОСТ 6258-85	градусы ВУ	1,4
Плотность при 20˚С	ГОСТ 3900-85	кг/м^3	982
Плотность при 50˚С	ГОСТ 3900-85	кг/м^3	943
Температура застывания	ГОСТ 20287-91	˚С	+52

Таблица 2 – Свойства нефтешлама из резервуара Р-2

Наименование показателя	Метод испытания	Единицы измерений	Результаты испытаний
Массовая доля воды	ГОСТ 2477	%	18
Массовая доля механических примесей	ГОСТ 6370-2018	%	21.725
Вязкость при 20˚С	ГОСТ 6258-85	градусы ВУ	Мазе образная смесь
Вязкость при 60˚С	ГОСТ 6258-85	градусы ВУ	1.1071
Вязкость при 80˚С	ГОСТ 6258-85	градусы ВУ	0.4389
Плотность при 20˚С	ГОСТ 3900-85	кг/м^3	995
Плотность при 60˚С	ГОСТ 3900-85	кг/м^3	853
Плотность при 80˚С	ГОСТ 3900-85	кг/м^3	845
Температура застывания	ГОСТ 20287-91	˚С	+49,3

ГБОУ ВО АГНИ

По результатам, исследования, выяснилось, что данный нефтешлам высоковязкий. Основной причиной является содержание парафиновых углеводородов, наличие механических примесей и присутствие воды, так же это помогает нефтешламу становиться стабильной эмульсией. Так как удалить парафиновую часть не предоставляется возможным, решено удалить механические примеси и воду, что снизит вязкость нефтешлама. Именно поэтому мы приняли два способа их удаления:

Было принято использовать для обезвоживания нефтешлама 2 нестандартных метода разделения нефтешлама:

1. добавление деэмульгатора;
2. солевой метод.

По первому методу была взята концентрация деэмульгатора 100 г/т нефтешлама. Далее, с различным отношением нефтешлама к дизельному топливу (1:1,1:2) смешивали нефтешлам, дизельное топливо и деэмульгатор (400 г/т) и оставили на 1 день. Использование деэмульгатора КРДА в товарной форме, для стабилизации нефтешлама и разделения на слои, не дало результата. Деэмульгатор не сработал, так как не понизил поверхностное натяжение. Этот эффект произошел за счет сильного электрического потенциала на поверхности раздела фаз, так называемого двойного электрического слоя. [2].

Дальше предполагалось, введение полярного вещества, чтобы понизить потенциал двойного электрического слоя. Для этого решено использовать солевой метод.

Для обезвоживания по солевому методу, была выбрана поваренная соль (NaCl) и соль Мора (FeSO4*(NH4)2SO4*6H2O), с дальнейшим определением содержание воды после добавления этих солей.

На следующем этапе была выбрана концентрация солей в отношении на одну тонну нефтешлама. Была выбрана концентрация солей 400 г/т для резервуара Р-1 и для резервуара Р-2. Полученные результаты внесены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты разделения нефтешлама по солевому методу

№ опыта	Тип соли	Наименование образца	Отношение нефтешлама к солевому раствору	Содержание воды (масса пробы нефтешлама, г), мл	Остаточное содержание воды, %
1	-	Нефтешлам Р-1	-	-	26
2	-	Нефтешлам Р-2	-	-	18
3	NaCl	Нефтешлам Р-2	1:1	0,4 (5,09)	7,859

ГБОУ ВО АГНИ

4	NaCl	Нефтешлам Р-2	1:2	0,4 (7,33)	5,866
5	Соль Мора	Нефтешлам Р-2	1:1	1,1 (6,13)	17,945
6	Соль Мора	Нефтешлам Р-2	1:2	0,9 (4,23)	21,277
7	NaCl	Нефтешлам Р-1	1:1	1,8 (7,13)	25,245
8	NaCl	Нефтешлам Р-1	1:2	1,2 (6,37)	18,838

По результатам из таблицы 3 построена гистограмма, указанная в рисунке 1, на которой наглядно показано содержание остаточной воды в шефтешламе.

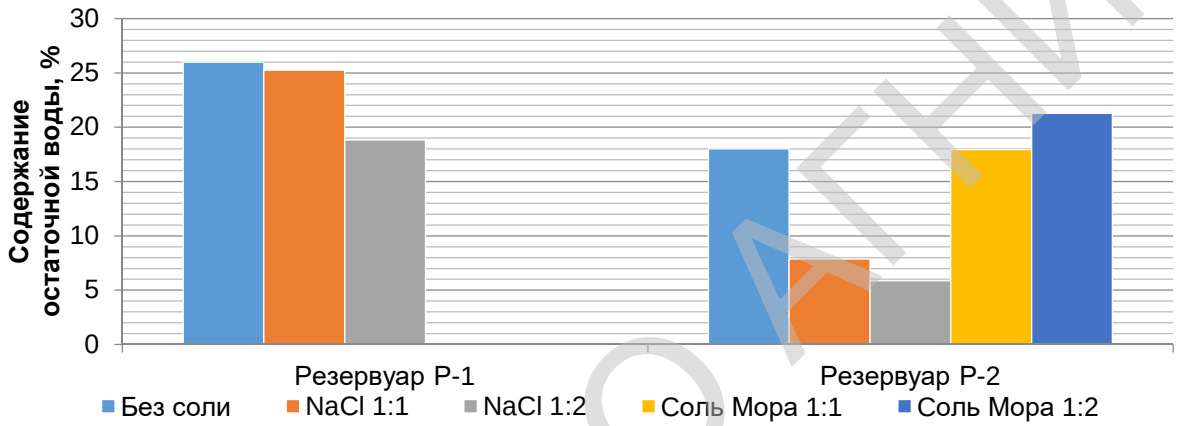


Рисунок 1 – Содержание остаточной воды при концентрации соли в солевом растворе 400 г/т

По гистограмме видно, что соль NaCl снижает количество остаточной воды в образцах нефтешлама с обоих резервуаров с увеличением отношения нефтешлама к солевому раствору. При этом в резервуаре Р-2 эффективность солевого метода с данной солью оказалась больше и составила при отношении 1:1 – 56,34%, при соотношении 1:2 – 67,41%. В резервуаре Р-1 эффективность составила 2,9% и 27,55% соответственно.

Соль Мора была испытана только на резервуаре Р-2, так как не показала положительного результата в сторону обезвоживания нефтешлама.

На следующем этапе была выбранная концентрация солей на нефтешлам составила 600 г/т для резервуара Р-1 и для резервуара Р-2. Полученные результаты внесены в таблицу 4. Таблица 4 – Результаты разделения нефтешлама по солевому методу

По результатам из таблицы 4 построена гистограмма, указанная в рисунке 2.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 4 – Результаты разделения нефтешлама по солевому методу

№ опыта	Тип соли	Наименования образца	Отношение нефтешлама к соли	Содержание воды (масса пробы нефтешлама, г), в Мл	Остаточ-ное содержа-ние воды в %
1	-	Нефтешлам Р-1	-	-	26
2	-	Нефтешлам Р-2	-	-	18
1	NaCl	Нефтешлам Р-1	1:1	1,71(9,07)	18,851
2	NaCl	Нефтешлам Р-1	1:2	0,55 (6,68)	8,234
3	NaCl	Нефтешлам Р-2	1:1	1,25 (7,26)	17,212
4	NaCl	Нефтешлам Р-2	1:2	0,85 (5,74)	14,808

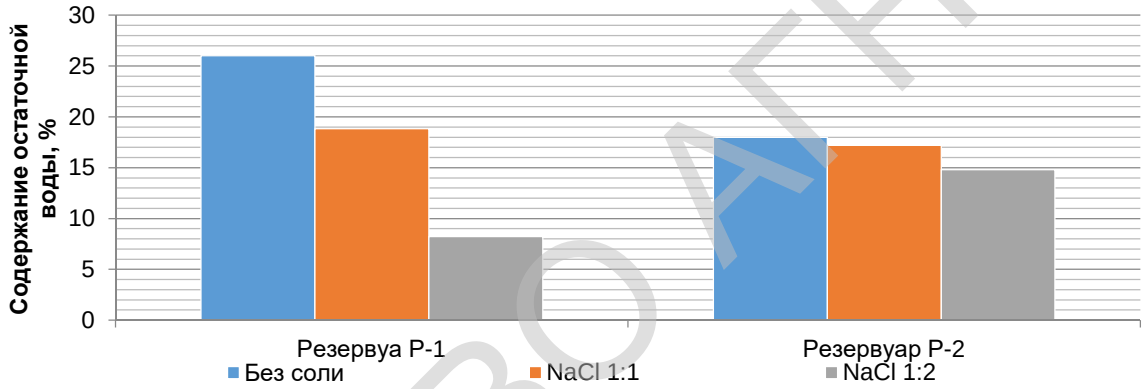


Рисунок 2 – Содержание остаточной воды при концентрации соли в солевом растворе 600 г/т

По гистограмме видно, что соль NaCl так же снижает количество остаточной воды в образцах нефтешлама с обоих резервуаров с увеличением отношения нефтешлама к солевому раствору. При этом в резервуаре Р-1 эффективность солевого метода с данной солью оказалась больше и составила при отношении 1:1 – 27,5%, при соотношении 1:2 – 68,33%. В резервуаре Р-2 эффективность составила 4,38% и 17,73% соответственно. Значения эффективности представлены в таблице 5.

Так же эффективность представлена на рисунке 3.

По результатам видно, что соотношение нефтешлама и солевого раствора 1:1 наиболее эффективно, чем 1:2. Так же можно заметить, что для нефтешлама с резервуара Р-1 наиболее эффективна концентрация 600 г/т. И с ростом концентрации эффективность увеличивается. А для резервуара Р-2 наиболее эффективной оказалась меньшая концентрация.

После проведения экспериментов по определению содержания механических примесей в резервуаре Р-1 уменьшалась и составила 0,2652%, а в резервуаре Р-2 1,3259%.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 5 – Эффективность солевого метода

Резервуар	Отношение нефтешлама к солевому раствору	Концентрация солевого раствора, г/т	Эффективность, %
Р-1	1:1	400	2,90
		600	27,50
	1:2	400	27,55
		600	68,33
Р-2	1:1	400	56,34
		600	4,38
	1:2	400	67,41
		600	17,73

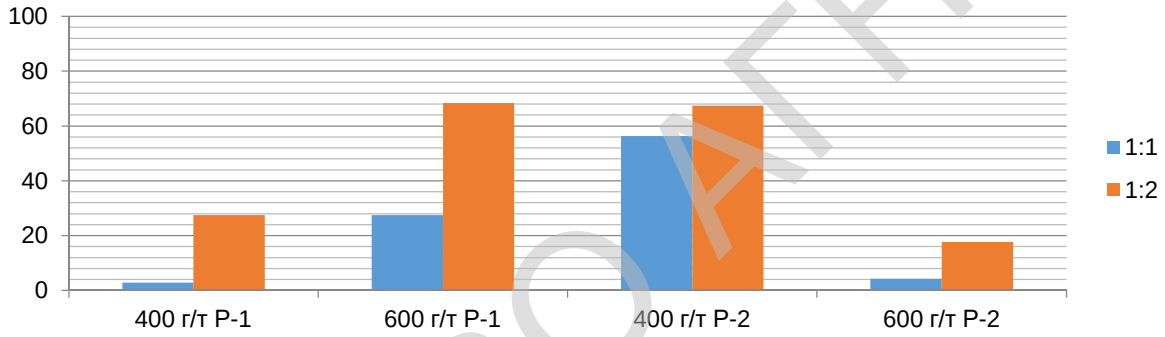


Рисунок 3 – Эффективность обезвоживания нефтешлама

По результатам можно сделать вывод, что раствор хлорида натрия дает видимый результат. В зависимости от концентрации, соотношения нефтешлама к солевому раствору и группового состава нефтешлама эффективность солевого метода меняется.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахмадова Х.Х., Махмудова Л.Ш., Абдулмежидова З.А. Социально-экологическая обстановка в районе грозненских нефтеотстойников // Современные исследования социальных проблем. Электронный журнал ВАК. - 2012. - № 12.

2. Садырбаева А.С. Эффективность воздействия деэмульгатора на процесс разрушения водонефтяных эмульсий / Садырбаева А.С. Байботаева С.Е., Туребекова А.М., Жанабай С.Ж. // Международный студенческий научный вестник. - 2019. - №2. - С. 31.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 665.622.43

СОСТАВ НЕФТЯНОГО ШЛАМА И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЕГО НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО РАЗРУШЕНИЯ

OIL SLUDGE COMPOSITION AND ITS LOW-TEMPERATURE TREATMENT EFFICIENCY

И.Н. Трифонова, А.М. Ермеев, А.А Валиева, А.Р. Султанова
(Irina N. Trifonova, Arthur M. Ermeev, Aigul A. Valieva, Albina R. Sultanova)
Казанский национальный исследовательский технологический университет
(Kazan national research technological university)

Проведена серия экспериментов по изучению низкотемпературного разрушения нефтяных шламов. Суть метода заключается в добавлении твердого парафина в шлам для придания хрупкости нефтяной фазе. Исследован состав образцов и содержание в шламе различных структурных компонентов.

A series of experiments was carried out to study the oil sludge low-temperature breakage. The principle of the method is to add solid paraffin to the sludge to impart brittleness to the oil phase. The composition of the samples and various structural components content in the sludge was analyzed.

Ключевые слова: *нефтяной шлам, парафинирование, твердый парафин, низкотемпературное разрушение, деэмульгирование.*

Key words*: oil sludge, paraffin treatment, solid paraffin, low-temperature breackage, demulsification.*

Возрастает актуальность исследований, направленных на сокращение негативного воздействия отходов нефтяной промышленности на окружающую среду и улучшения ресурсообеспечения данного сегмента экономики. Для этих целей разрабатываются новые методы переработки и обезвреживания твердых отходов, а также отходов, улавливаемых средозащитными сооружениями. В частности, в настоящий момент актуальна проблема утилизации нефтяных шламов, которые образуются при бурении скважин и дальнейшей эксплуатации месторождений, а также при зачистке резервуаров и обезвоживании водонефтяных эмульсий. Большая часть этих остатков является токсичной, однако их ресурсная ценность подтверждена технико-экономическими исследованиями и практическими результатами их опытной переработки [1].

Возврат отходов в цикл переработки и использование их в качестве сырья невозможны без их предварительного обезвоживания и очистки. Очевиден тот факт, что стадия обезвоживания вызывает ряд проблем, которые и по настоящее время не решаются полностью и

ГБОУ ВО АГНИ

остаются актуальными. Несмотря на всё многообразие существующих изобретений в области деэмульгирования сложных водонефтяных эмульсий, до настоящего времени не существует универсального способа, применимого для систем различного состава [2]. Это объясняется стабильностью структуры, а также огромным разнообразием компонентов, слагающих дисперсную среду объектов исследования.

На эффективность низкотемпературного водоотделения водомасляных эмульсий среди прочих факторов, большое влияние оказывает температура застывания масляной фазы [3-6]. На основе этих данных, было выдвинуто предположение, что повышение температуры кристаллизации нефтяной фазы шлама приведёт к её растрескиванию с образованием большого количества водоносных коридоров [7].

Объектом данного исследования является подрезка промежуточного слоя с РВС-1 Минибаевской установки подготовки высокосернистой нефти НГДУ «Ямашнефть» (г. Альметьевск). Для него предварительно определяется компонентный состав. Информация составе исследуемого нефтяного шлама крайне важна для интерпретации результатов его обезвоживания и позволяет предсказывать его поведение в опытах в зависимости от наличия и количественного содержания в нем тех или иных природных эмульгаторов.

Методика - широко используемый при исследовании состава и строения нефтяных остатков сольвентный способ Ричардсона - основана на различной растворимости асфальто-смолистых компонентов нефтешлама в различных растворителях и различной их сорбционной способности к силикагелю [8]. Результаты определения процентного содержания компонентов по отношению к массе исходного образца шлама приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика объекта исследования

Содержание воды, % об.	Содержание механических примесей, %	Компонентный состав исследуемого образца, % мас.		
		органическая часть	смолы	асфальтены
62,5	0,04	99,88	0,06	0,02

Сущность метода низкотемпературного разрушения шламов заключается в смешении технического твердого парафина в заданном количестве с образцом шлама и последующей температурной обработке полученной смеси по одному из трех сценариев:

1. Нагрев на водяной бане при 70°С в течение 30 минут, охлаждение при комнатной температуре в течение 1 часа и замораживание в холодильной камере при -30°С в течение 24 часов;

ГБОУ ВО АГМУ

2. Нагрев на водяной бане при 70°С в течение 30 минут и замораживание в холодильной камере при -30°С в течение 24 часов.

3. Нагрев на водяной бане при 70°С в течение 30 минут, охлаждение при комнатной температуре в течение 1 часа, отстаивание при комнатной температуре в течение 24 часов;

На рисунках 1, 2 и 3 представлена динамика водоотделения по результатам парафинирования образца по первому, второму и третьему сценариям термообработки соответствено.

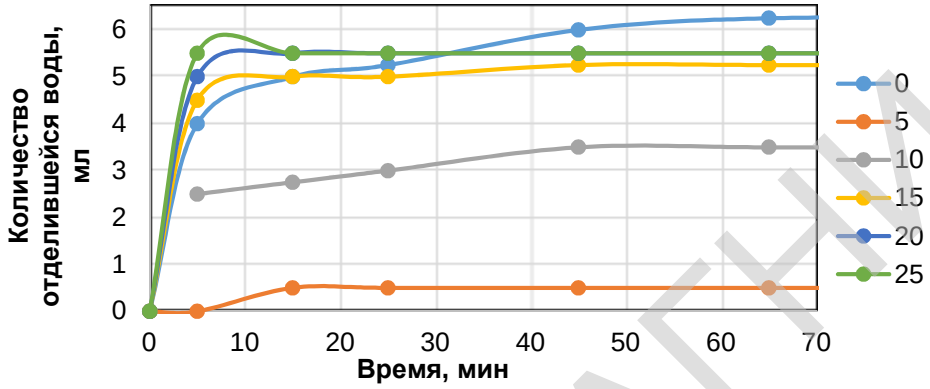


Рисунок 1 – Динамика вододеления (1 сценарий)

Как видно из графика, добавление парафина в количестве 15-25% мас. обеспечивает более быстрое водоотделение в сравнении с чистым образцом. Добавление 5-10% мас. парафина ухудшает водоотделение. Вероятно, в таком количестве парафин полностью адсорбируется на бронирующей оболочке эмульсии, обеспечивая ей дополнительную стабилизацию. Водоотделение с парафинированных образцов чуть ниже, чем с чистого, однако, качество отделяемой воды значительно выше (прозрачность и четкая граница раздела фаз).

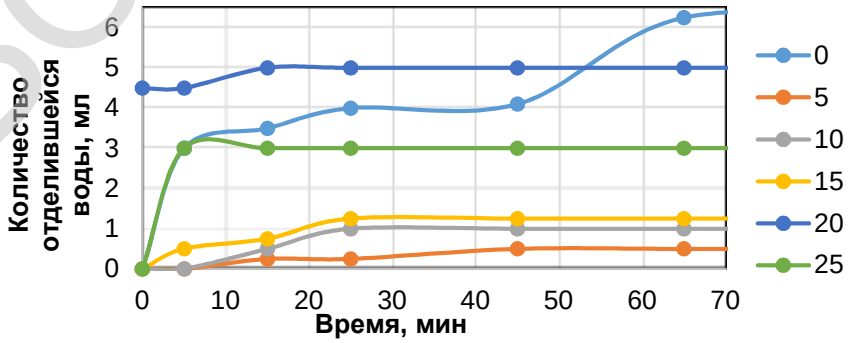


Рисунок 2 – Динамика водоотделения (II сценарий)

Результаты I и II типа температурной обработки в целом схожи: добавление парафина в концентрации 5-15% снижает водоотделение, а 20-25 – ускоряет. Водоотделение с парафинированных образцов несколько ниже, чем с чистого, однако, отделяемая вода прозрачнее и чище (Рисунок 4).

ГБОУВО АГНИ

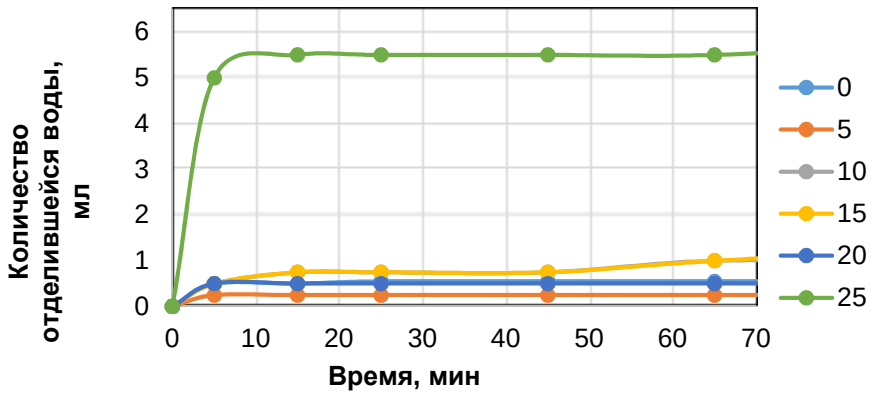


Рисунок 3 – Динамика водоотделения (III сценарий)

Наибольший исследовательский интерес представляют результаты III типа обработки, поскольку образцы при нем не подвергаются воздействию низких температур, что приводит к значительному снижению затрат на проведение опыта. На графике отчетливо выделяется результат добавления 25% мас. парафина, тогда как чистый и парафинированные (5-20% мас.) образцы демонстрируют почти одинаковые сопоставимые значения.

Рисунок 4 – Качество отделяемой воды образца с добавлением парафина (слева) и без (справа)

Несмотря на то, что промслои считаются намного более стойкой к деэмульгированию субстанцией, чем водонефтяные эмульсии, низкотемпературное деэмульгирование с добавлением парафина представляет весьма эффективный способ разрушения подобных систем. Обобщая вышеизложенное, делаем вывод, что в сравнении с контрольными опытами, применение твердого парафина положительно сказывается на результатах низкотемпературного деэмульгирования. Твердый парафин повышает температуру кристаллизации нефтяной фазы, уменьшая энергетические затраты на проведение процесса разделения эмульсии.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Ермеев А.М., Елпидинский А.А. Обезвоживание нефтешлама методом воздействия низких температур / Вестник Казанского технологического университета. - 2013. – Т. 16. - №10. – С. 266-268.

2. Хуснутдинов И.Ш. Технологии переработки высокоустойчивых водоуглеводородных эмульсий: монография / И.Ш. Хуснутдинов, Р.Р. Заббаров, А.Г. Ханова; М-во об-раз. и науки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2012. – 180 с.

3. Chang Lin, Gaohong He, Chunxu Dong, Hongjing Liu, Gongkui Xiao. Effect of Oil Phase Transition on Freeze/Thaw-Induced Demulsification of Water-in-Oil Emulsions. Langmuir 2008, 24, pp. 5291-5298.

4. Xiaogang Yang, Wei Tan, Yu Bu. Demulsification of Asphaltenes and Resins Stabilized Emulsions via the Freeze/Thaw Method // Energy & Fuels 2009, 23, p. 481–486.

5. Dinesh .M, Rathina Raj .C. Separation of Water-In-Oil Emulsions by Freeze/Thaw Method and Microwave Radiation / ISR Journals and Publications, vol. 3, issue 1, 2017. – pp. 453-458.

6. Ермеев А.М., Елпидинский А.А. Теоретические представления о процессе криодеэмульгирования // Вестник КТУ. - 2014. - Т.17. - № 20. – С. 293-296.

7. Ермеев А.М., Трифонова И.Н. Водоносные коридоры как необходимое условие проведения криодеэмульгирования // Современные решения научных и производственных задач в химии и нефтехимии. III Международная конференция: сборник материалов международной конференции. – Казань: Редакционно-издательский центр «Школа», 2018. – С. 509-514.

8. Козин В.Г. Современные технологии производства компонентов моторных топлив / Козин В.Г., Солодова Н.Л. Башкирцева Н.Ю., Абдуллин А.И. – Казань, 2008. – 328 с.

ГБОУ ВО АГНИ

СЕКЦИЯ 7. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

УДК 66.048.3-986

ПОПУТНЫЕ НЕФТЯНЫЕ ГАЗЫ ПАО «ТАТНЕФТЬ». СПОСОБЫ ИХ РАЗДЕЛЕНИЯ И УТИЛИЗАЦИИ

THE SEPARATION OF ASSOCIATED GAS PJSC «TATNEFT»

К.Г. Аксёнов, Н.А. Терентьева, Д.П. Столяров, А.Д. Шехматова, А.Д. Хаматшин, Р.Р. Шайхутдинова
(Konstantin G. Aksenov, Natalia A. Terenteva, Daniil P. Stolyarov, Anna D. Shekhmatova, Almaz D. Khamatshin, Renata R. Shaikhutdinova)
Казанский Национальный Исследовательский Технологический Университет
(Kazan National Research Technological University)

Объектом проектирования является установка ГФУ-300 для разделения попутного газа и смеси углеводородной жидкости с установки низкотемпературной конденсации и ректификации Управления «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть».

The object of design is the installation of HFC-300 for separation of associated gas and hydrocarbon liquid mixture from the installation of low-temperature condensation and rectification Of Tatneftegazpererabotka management of PJSC Tatneft.

Ключевые слова: *контактные устройства, ректификация, газофракционирование, попутный нефтяной газ,*

Key words: *contact device, rectification, gas fractionation, oil-dissolved gas.*

Газофракционирующая установка ГФУ-300 предназначена для производства углеводородных фракций: фракции пропановой марки «А», «Б», фракции нормального бутана марки «Высшая», «А», «Б», «В», фракции изобутановой марки «Высшая», «А», «Б», «В», фракции пентан-изопентановой марки «А» «Б», фракции изопентановой марки «А», «Б», широкой фракции жидких углеводородов (ШФЖУ марок «А», «Б», «В»), фракции гексана и бензина газового стабильного [1].

В основе процесса газофракционирования лежит процесс ректификации. Данный метод основан на разделении за счет противотока между паровой и жидкой фазами, которые отличаются друг от друга температурами кипения [2].

Ректификацию проводят в колоннах тарельчатого типа (ступенчатая ректификация) или в насадочных колоннах (непрерывная ректификация), оборудованных контактными устройствами: тарелкам ли насадками различного типа. Полная ректификационная колонна состоит

ГБОУ ВОАНИ

из отгонной (нижней) и концентрационной (верхней) частей. При подаче сырья в колонну пары его поднимаются в концентрационную часть, а жидкость стекает вниз, в отгонную часть колонны [3].

Выделение фракций индивидуальных углеводородов и получение бензина газового стабильного осуществляются на газофракционирующих установках (ГФУ). ГФУ нашли широкое применение на нефтеперерабатываюищих заводах, нефтехимических комбинатах (НХК) для получения сырья для химических процессов и на газоперерабатывающих заводах [2].

Области применения продукции, вырабатываемой на ГФУ, очень разнообразны.

Этановая фракция применяется в качестве сырья пиролиза при производстве этилена; в качестве хладагента, для получения синтетического этилового спирта, окиси этилена и других целей.

Пропановая фракция применяется как компонент сжиженного топлива для коммунально-бытового потребления и топлива автотранспорта, растворителя в процессе деасфальтизации остаточных фракций нефти при получении масел и как хладагент.

Фракция изобутановая применяется в качестве сырья для процессов дегидрирования и в производстве синтетического каучука, алкилирования изобутана олефинами.

Фракция нормального бутана используется в качестве сырья для получения бутадиена и в производстве синтетического каучука, для пиролиза.

Фракция нормального пентана применяют для получения пентенов, амиловых спиртов и их эфиров, а также в качестве растворителя.

Бензин газовый стабильный используется в процессе пиролиза с целью получения сырья для нефтехимических производств и основного органического синтеза, в качестве растворителя и как компонент автомобильного бензина [2].

В последнее время предприятия заменяют контактные устройства на модернизированные или вновь разработанные виды, которые обладают более широким интервалом устойчивой работы и большей эффективностью [4].

Одним из важнейших требований к контактным устройствам является простота технологии и доступность в изготовлении. Устройство, которое будет обладать высокими требованиями, технологическими характеристиками может быть рекомендовано для широкого использования на предприятии.

Широко используются, насадочные элементы как зарубежных, так и отечественных фирм, например, нерегулярные насадки HY-PAK, CASCADE-RINGS, «Инжехим», ГИПХ, ГИАП [4].

На рисунке 1 представлена нерегулярная насадка HY-PAK.

ГБОУ ВО АГМУ

Рисунок 1 – Нерегулярная насадка HY-PAK

Регулярные – INTALOX, Sulzer, Koch, «Инжехим», Norton, «Меллапак», «Вакупак», «Кедр» и др. На рисунке 2 представлена регулярная насадка Sulzer.

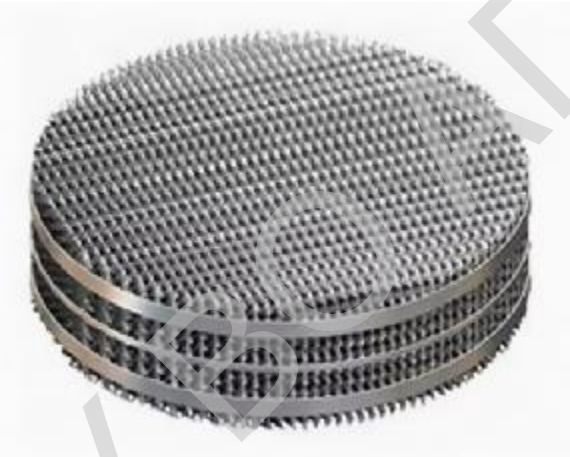


Рисунок 2 – Регулярная насадка Sulzer

Все эти исследования в области методов конденсационно-ректификационного и абсорбционно-ректификационного разделения легких углеводородов в той или иной степени связаны с работами по усовершенствованию аппаратуры для разделения углеводородных газовых смесей.

Обеспечение более эффективного контактирования фаз в ректификационной колонне можно достичь путем замены внутренних устройств (тарелок), обладающих: высоким к.п.д., малым гидравлическим сопротивлением, устойчивой работой при значительном колебании расходов пара и жидкости. Также тарелки должны быть просты по конструкции, удобны в эксплуатации и иметь малый вес. Многие тарелки в определенном интервале работы не уступают по эффективности насадкам [5].

Фирма Koch Glitsch всемирно известна своими предложениями по массообменным системам, взяла на себя производство высокопроизводительных тарелок массообменных колонн. Рассмотрим некоторые контактные устройства данной фирмы [5].

ГБОУ ВО УГНТУ

Тарелки SUPERFRAC с круглыми клапанами малого размера обеспечивают более высокую производительность, чем клапаны большего размера. Вариант клапанов носит обозначение VG-0, а подвижные клапаны обозначаются MV-1. Форма и размеры данных клапанов обеспечивают хороший контакт паровой и жидкой фазы. Исследования показали, что данная тарелка показала эффективность свыше 105% при условиях близких к точке захлебывания. На рисунке 3 показана тарелка SUPERFRAC с клапанами VG-0 [6].

Рисунок 3 – Тарелка SUPERFRAC с клапанами VG-0

Чтобы максимально увеличить производительность, компания Koch-Glitsch запатентовала несколько типов сливных карманов с «паровым тоннелем» в форме полуконуса. Нижняя часть такого сливного кармана состоит из большого числа плоскостей, повторяющих контур стенки колонны. «Паровой тоннель» обеспечивает дополнительное пространство для барботажа и сепарации. Дополнительным преимуществом сливного кармана является то, что он максимально увеличивает длину пути потока жидкости. Чтобы увеличить эффективность тарелки, важно усилить «поршневой эффект», который достигается за счет клапаном VG-0. Подтверждением этого служит то, что тарелка, испытанная FRI, показала более высокую эффективность, чем другие тарелки, в которых сообщалось большее ускорение потоку вспененной жидкости на полотне тарелки [6].

Клапанные тарелки FLEXITRAY состоят из перфорированных панелей из металла с круглыми подвижными или фиксированными клапанами. Ряды клапанов в шахматном порядке расположены параллельно переливной планке. В тарелке осуществляется горизонтальное движение паров вдоль полотна тарелки [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. Постоянный технологический регламент ГФУ-300 / утв. Ибрагимов Н.Г. – Альметьевск, 2016. – 316 с.

ГБОУ ВО АГНИ

2. Аджиев А.Ю. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа: в 2 ч. / А.Ю. Аджиев, П.А. Пуртов. – Краснодар: ЭДВИ, 2014. – 508с.
3. [Электронный ресурс] Режим доступа: URL: https://studwood.ru
4. Ясавеев Х.Н. Основы расчета и модернизация тепломассобменных установок в нефтехимии / Х.Н. Ясавеев, А.Г. Лаптев, М.И. Фарахов. – Казань, 2014. – 302 с.
5. Ясавеев Х.Н. Модернизация установок переработки углеводородного сырья / Х.Н. Ясавеев, А.Г. Лаптев, М.И. Фарахов. – Казань, 2014. – 307 с.
6. Насадки и внутренние устройства для тяжелых условий эксплуатации Koch-Glitsch / листок – каталог. - 25 с.

УДК 62-53:622.276.1/4

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

OPTIMIZATION OF PARAMETERS IN PREDICTING DEVELOPMENT PROCESSES IN THE FIELDS OF HIGH-VISCOSITY OIL

И.А. Галиакберов, Н.В. Абдулкина
(Ildar A. Galiakberov, Natalia V. Abdulkina)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассматривается способ оптимизации параметров показателей разработки нефтяного месторождения с возможностью моделирования пласта.

The article discusses the method of optimization parameters of indicators for oil field development with the possibility of reservoir modeling.

Ключевые слова: *высоковязкая нефть, оптимизация, КИН, SAGD, пар.*

Key words*: high-viscosity oil, optimization, oil recoverability factor, SAGD, vapor.*

В настоящее время в России и за рубежом активно разрабатываются нефтяные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Причиной тому служит интенсивное истощение ресурсной базы нефтяных месторождений. Ранее разработка высоковязких месторождений считалась не рентабельной, однако в последние десятилетия ситуация сильно изменилась в связи с растущими ценами на углеводороды.

На различных стадиях комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений в зависимости от полноты и качества

ГБОУ ВО ЛГИ

исходной геолого-промысловой информации о свойствах пласта и флюидов, условиях работы скважин следует применять различные по степени сложности и точности методы прогнозирования и расчетов показателей разработки, которые сопровождаются тепловым воздействием на залежи.

Процесс оптимизации параметров разработки положен в основу творческой инженерной, в том числе изобретательской деятельности. Он позволяет повышать качество функционирования уже существующих технических систем, совершенствовать технологию производства, создавать и проектировать новые, более функциональные и эффективные технические системы.

На сегодняшний день широко известен метод добычи высоковязкой нефти «SAGD», который заключается в паротепловом воздействии на пласт. Технологический принцип достаточно прост: разогревая пласт горячим паром, тяжелой нефти придают подвижность обычной, затем добывают.

Однако, из-за своего нестационарного характера во времени процесса ввода теплоты в пласт и отсутствия достоверной информации относительно теплопотерь в окружающие пласт породы и соответственно количества теплоты вводимой в пласт, «SAGD» считается малоэффективным и нуждается в оптимизации.

Оптимизационными критериями в процессе нагнетания пара в пласт являются максимальный коэффициент извлечения нефти (КИН), поддержание заданной текущей динамики добычи нефти, темпов и объемов закачиваемого пара при минимальных паротепловых отношениях, а также накопленное паронефтяное отношение.

Достигнуть улучшенных параметров разработки высоковязких месторождений можно несколькими способами. К примеру, оптимизировать критерий «накопленное паронефтяное отношение», подобрав оптимальные условия объема закачиваемого пара, проницаемости и песчанистости пласта.

Оптимизировать процесс разработки также можно путем подбора параметров КИН - объема закачиваемого пара, а также темпа его нагнетания, удовлетворяющих нашим ожиданиям. При этом особое внимание стоит уделить проницаемости пласта, определяемого гидродинамическими исследованиями.

Для решения поставленной задачи прибегают к компьютерной модели прогнозирования паротеплового воздействия на пласт, обращаясь к ПО Matlab, Excel, Eclipse и MathCad.

Разрабатывая виртуальную модель пласта, на начальной стадии разработки пар нагнетают во все нагнетательные и продуктивные скважины. За оптимизационные критерии принимают паронефтяное отношение с независимыми переменными в виде объема нагнетаемого пара и числа циклов нагнетания и зависимой переменной в виде продолжительности пропитки пласта после нагнетания пара. При всем

ГБОУ ВО АГНИ

это внедряется в технологическую цепочку разработки месторождения сепаратор пара. В свою очередь, это обеспечит высокое качество нагнетаемого пара, а также увеличение показателей накопленной добычи нефти.

Технический результат заключается в том, что в процессе реализации паротеплового воздействия на пласт через нагнетательные скважины в комбинации с пароциклическими обработками добывающих скважин осуществляется оптимизация тепловых полей в зонах нагнетательных и добывающих скважин с целью получения максимального охвата пласта тепловым воздействием и коэффициента КИН, соответственно.

Существенными преимуществами метода в оптимизации данных параметров являются: достижение максимальных объемов добычи нефти путем регулирования объемов закачки пара в процессе площадного нагнетания пара в пласт, достижение максимального КИН, достижение минимального паронефтяного отношения путем регулирования объемов закачки пара, числа циклов и продолжительности пропитки пласта в процессе пароциклических обработок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Соколюк Л.Н., Филимонова Л.Н. Технология выбора скважин для пароциклической обработки на месторождениях высоковязкой нефти // Журнал «Нефтепромысловое дело». - 2013. - №11.

2. Кудинов В.И. Применение новых технологий разработки залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах / Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Дацик М.И. и др. // Нефтяное хозяйство. - 1998. - №3. - 30-34.

3. Боксерман А.А., Раковский Н.JL, Глаз И.А. Разработка нефтяных месторождений путем сочетания заводнения с нагнетанием пара // Итоги науки и техники. Сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.: ВИНИТИ, 1975. - Т. 7. - С. 3-93.

4. Коршунова Л.Г., Хандзель А.В. Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли. Методы математической физики. - Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2013.

ГБОУ ВО АГМУ

УДК 665.63

РЕКОНСТРУКЦИЯ БЛОКА АТМОСФЕРНОЙ ТРУБЧАТКИ УСТАНОВКИ АТ-2 ОАО «МАРИЙСКИЙ НПЗ»

RECONSTRUCTION OF THE ATMOSPHERIC PIPE BLOCK UNIT AT-2 OF PUBLIC CORPORATION «MARI REFINERY»

Т.Р. Гатин, Р. Р. Шайхутдинова, Д.П. Столяров
(Timur R. Gatin, Renata. R. Shaikhutdinova, Daniil P. Stolyarov)
Казанский национальный исследовательский технологический университет
(Kazan National Research Technological University)

Объектом проектирования является установка атмосферной трубчатки нефти, функционирующая на территории ОАО « Марийский НПЗ» в городе Йошкар-Ола. В ходе работы предложена модернизация установки АТ-2 посредством замены контактных устройств в ректификационной колоне. С помощью данной модернизации удалось увеличить загрузку на сырье 25% (200000 тонн/ год). При этом увеличилась годовая выручка продукции в натуральном выражении на 30,226% . Себестоимость одной тонны корзины продуктов уменьшилась на 6%.

The design object is the installation of atmospheric oil tubular, operating on the territory of the Mari Oil Refinery OJSC in the city of Yoshkar-Ola. In the course of work, it was proposed to modernize the AT-2 installation by replacing contact devices in a distillation column. With the help of this modernization, it was possible to increase the load on raw materials by 25% (200,000 tons / year). At the same time, the annual revenue of products in kind increased by 30.226%. The cost of one ton of basket of products decreased by 6%.

Ключевые слова: *нефть, ректификация, атмосферная колонна, расчет.*

Key words: *oil, distillation, atmospheric column, calculation.*

Разделение нефти на фракции путем перегонки (дистилляции) основано на различии температур кипения ее компонентов. При нагревании компоненты с более низкой температурой кипения переходят в пары, а компоненты с высокой температурой кипения остаются в жидком состоянии. Пары после конденсации образуют дистиллят, неиспарившаяся жидкость – остаток. Такой процесс называется простой перегонкой [1].

Обычно сырье подается в среднюю часть колонны. Выше ввода сырья находится концентрационная зона колонны, а ниже отгонная зона. С верха концентрационной части колонны получают продукт необходимой чистоты – ректификат, а из отгонной части – кубовый остаток.

ГБОУ ВО АГНИ

Для работы ректификационной колонны необходимо, чтобы с тарелки на тарелку непрерывно стекала орошающая жидкость – флегма. Она образуется за счет возвращения в колонну части готового продукта, называемого орошением. Изменением подачи орошения регулируется температура верха колонны и процесс массообмена на тарелках, тем самым определяется качество получаемого дистиллята.

Если требуется разделить сырье ректификацией не на два, а на «n» продуктов с заданной четкостью разделения, то вместо одной простой колонны применяют «n–1» простых колонн.

Так, например, на данном производстве из нефти (A, B, C, D) требуется получить в виде продукта четыре компонента – топливный газ (A), бензин (B), дистиллятную фракцию (C) и мазут (D). Для этого потребуется три простых колонны, которые могут сочетаться по пяти вариантам.

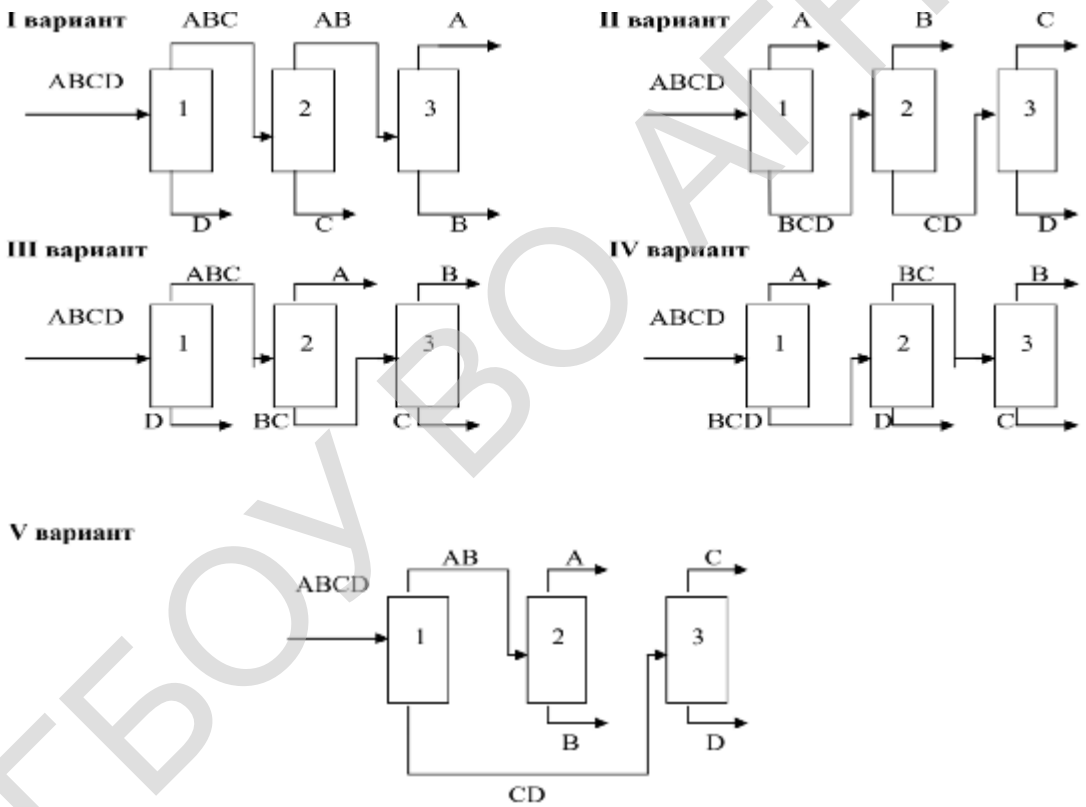


Рисунок 1 - Варианты ректификации

Выбор того или иного варианта в каждом конкретном случае производят исходя из технологической и экономической целесообразности.

Для ректификации такой сложной смеси как нефть, все чаще используют так называемую сложную колонну. Схема сложной колонны для получения из нефти пяти компонентов приведена ниже и фактически представляет собой конструкцию из четырех простых колонн. Для колонн позиций 2, 3 и 4 отгонные секции вынесены из общего корпуса сложной колонны наружу.

ГБОУ ВО АГНИ

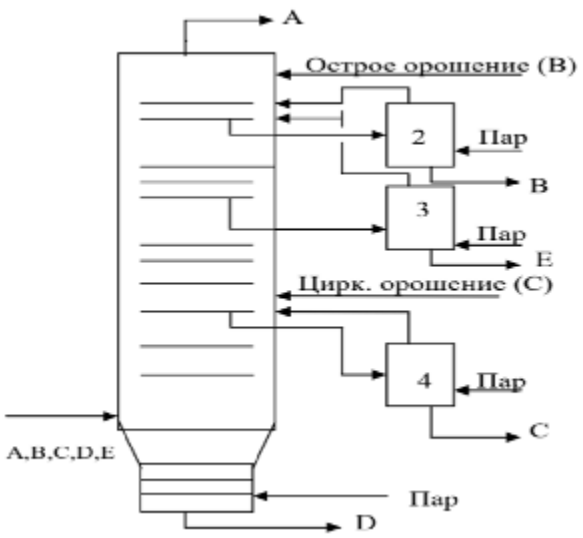


Рисунок 2 - Схема сложной колонны для получения из нефти пяти компонентов

Такой тип сложной ректификационной колонны установлен на данном производстве. Нефтеперегонные сложные колонны с целью снижения температуры перегонки работают с вводом перегретого водяного пара обычно без кипятильников. Наряду с верхним орошением в сложных нефтеперегонных колоннах используют промежуточное циркуляционное орошение, которое позволяет:

· Уменьшить диаметр колонны за счет уменьшения массы парового потока в расположенных выше простых колоннах;

· Увеличить регенерацию тепла путем использования более высоко нагретых потоков;

· Сократить нагрузку на конденсационно – холодильную систему.

На установке АТ-2 разделение нефти на фракции осуществляется в атмосферной ректификационной колонне сложного типа с использованием промежуточного циркуляционного орошения.

Модернизация, предлагаемая в проекте, заключается в установке в клапанных тарелок с перфорированными клапанами. Она представляет собой клапанную тарелку с перфорированными клапанами: состоит из приемного кармана, сливной перегородки, сливного кармана, основания тарелки с отверстиями, и установленными в них перфорированными клапанами трапециевидной формы, сужающиеся от приемного кармана в сторону сливной перегородки располагающимися в шахматном порядке. Результатом модернизации является повышение эффективности массообмена и работы тарелки при низких и повышенных паровых (газовых) нагрузках. Благодаря данной модернизации на установке возможно увеличение производительности с 800000 тонн/год до 1000000 тонн/год [3].

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Чуракаев А.М. Газоперерабатывающие заводы. Технологические процессы и установки / А.М. Чуракаев. – М.: Химия, 1971.

2. Постоянный технологический регламент установки первичной переработки нефти (АТ-2) ТР № 03 / ОАО «Марийский НПЗ», 2017.

3. Ясавеев Х.Н. Основы расчета и модернизация тепломассобменных установок в нефтехимии / Х.Н. Ясавеев, А.Г. Лаптев, М.И. Фарахов. – Казань, 2014. – 302 с.

УДК 681.3, 681.5

ВАТТМЕТРИРОВАНИЕ И ДИНАМОМЕТРИРОВАНИЕ КАК СПОСОБЫ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

VALMETRAUMA AND DYNAMOMETRICAL AS METHODS FOR DIAGNOSING STATE OF EQUIPMENT

В.В. Громов, Н.В. Денисова

(Viktor Gromov, Natalia Denisova)

Казанский государственный энергетический университет

(Kazan State Power Engineering University)

В статье проанализированы принцип работы и способ размещения датчиков для динамометрирования и ваттметрирования при работе штангового глубинного насоса.

The article analyzes the working principle and method of placement of sensors for dynamometrical and battleready when working sucker rod pump.

Ключевые слова: *штанговый насос, динамометрирование, ваттметрирование.*

Key words: *sucker rod pump, dynamometrical, valmetrauma.*

В настоящее время уровень развития информационных систем вышел на более качественный уровень в плане удалённого взаимодействия и контроля над технологическими процессами. Это находит отражение в ряде законодательных актов нашего Правительства, изданных за последние годы. К ним, пожалуй, можно отнеси основополагающие:

- «Цифровая экономика»
- «Цифровизация энергетической отрасли»
- Энергетическая стратегия России на период до 2030 года

В настоящее время отечественная технологическая, производственная база способна принять этот вызов и провести трансформацию ключевых отраслей экономики, выводя их на уровни, соответствующие общеевропейским и мировым стандартам.

ГБОУ ВО АГНИ

Трансформация не обошла стороной и нефтяную отрасль, ключевую в нашей сырьевой экономике.

Принцип работы штангового глубинного насоса.

Работает ШГН следующим образом. Цикл качания начинается в момент, когда шток (а соответственно и плунжер) движется вниз. Когда плунжер с открытым нагнетательным клапаном приближается к своему крайнему нижнему положению, всасывающий клапан закрыт. На полированный шток действует только нагрузка от веса штанг, погруженных в жидкость. В крайнем нижнем положении нагнетательный клапан закрывается.

Давление жидкости в цилиндре насоса практически равно давлению в насосных трубах над плунжером. Когда полированный шток начинает двигаться вверх, плунжер остается неподвижным по отношению к цилиндру насоса, так как упругие штанги не могут передать ему движение до тех пор, пока они не получат полного растяжения от веса столба жидкости в насосных трубах, приходящегося на площадь плунжера. Величина растяжения штанг прямо пропорциональна величине воспринятой части веса жидкости. Поэтому по мере увеличения растяжения штанг нагрузка на полированном штоке растет. Та часть жидкости, которую приняли на себя штанги, снимается с труб. Вследствие этого трубы сокращают свою длину и их нижний конец, с закрытый всасывающим клапаном, движется вверх.

Аспекты энергосбережения.

По статистике, менее половины всех скважин (41%) эксплуатируются при помощи ШГН. Отметим лишь недостатки ШГН-установки: повышенный износ плунжерной пары, насосно-компрессорных труб и штанг насоса, а также сложность ремонта глубинного оборудования. Установки ШГН с цепными приводами обладают значительно более высокими энергетическими характеристиками, чем традиционные станки-качалки с двуплечим балансиром. Эти факторы обуславливают необходимость своевременного диагностирования и автоматизации контроля технического состояния и режимов работы УШГН. К способам контроля состояния УШГН относятся:

· динамометрирование,

· ваттметрирование (наиболее перспективное к разработке направление),

· измерение давления и температуры на устье нефтяной скважины,

· производительности по жидкости и газу,

· динамического и статического уровня жидкости.

Касательно динамометрирования,-на практике широко используют датчики продольной и поперечной деформации штока, датчики сжатия, устанавливаемые на штоке между траверсами и на штоке между

ГБОУ ВО АГНИ

верхней траверсой и замками, датчики деформации балансира. Известны также попытки рассчитывать усилие, измеряя потребляемую электродвигателем электрическую мощность. Этот аспект рассмотрим отдельно.

Очевидно, что чем ближе датчик будет располагаться к плунжеру насоса, тем более точную информацию об усилии можно получить, так как каждый следующий элемент цепочки передачи усилия будет вносить в сигнал дополнительные искажения.

Оптимальным является расположение датчика усилия на штоке между траверсами и между верхней траверсой и замками: усилие прикладывается непосредственно к датчикам, минуя какие-либо промежуточные преобразования.

Информацию о нагрузке получают с помощью датчика усилия, причем точность измерений зависит от места его установки: чем ближе к плунжеру насоса установлен датчик, тем меньше элементов, передающих усилие, будут вносить искажения в передаваемый сигнал. Но установка датчика на подземное оборудование связана с большими трудностями по его обслуживанию, подводу питания и съему информации, поэтому на практике установку производят на шток насоса между траверсами или между верхней траверсой и замками.

По данным проведенного анализа специалистами оптимальными местами расположения стационарных датчиков усилия являются установка на шток между нижней и верхней траверсами, а также между верхней траверсой и ограничителем.

Автоматизация и диагностика

Среди наиболее информативных способов получения информации о состоянии ШГН выделяют динамометрирование и ваттметрирование. Динамометрирование позволяет оценить состояние подземного оборудование СШНУ, в то время как ваттметрирование направлено главным образом на диагностику наземного оборудования. Характерной особенностью ваттметрирования является определение энергетических параметров наземного оборудования путем анализа электрических характеристик (напряжения, тока и мощности) в цепи электрооборудования. На основе данных параметров можно сделать вывод об эффективности ШСНУ в целом.

К достоинствам ваттметрирования необходимо отнести такие факторы, как простота измерения ваттметрограмм (требуется установка только измерительных трансформаторов тока и напряжения на трех фазах двигателя), возможность ведения учета потребляемой приводом электроэнергии (станции управления могут быть интегрированы в системы коммерческого и технического учета электроэнергии. Анализируя ваттметрограммы, можно определить такие параметры, как степень уравновешенности и КПД ШГН, диагностировать обрывы ремней и штанг, выявлять удары в кинематике станка качалки.

ГБОУ ВО АГНИ

Элементы системы ваттметрирования целиком и полностью производятся в России.

Для построения ваттметрограмм и динамограмм требуется определение параметров движения установки ШГН, которые включают в себя длину хода, частоту и период качаний, моменты прохождения штоком нижней и верхней мертвых точек. Для определения этих параметров применяются различные устройства: датчики угла наклона, концевые выключатели, потенциометрические датчики, бесконтактные датчики положения, линейные акселерометры.

В отечественных системах, как правило, осуществляется прямой контроль электрической мощности датчиками ваттметрирования. Это позволяет контролировать электрические параметры раздельно по 3 фазам (ток, напряжение, мощность, коэффициент мощности, потребляемую электроэнергию). По измеренным ваттметрограммам определяется уровень сбалансированности привода насосной установки, нагрузка на вал электродвигателя и ряд других параметров. Такой контроль энергетических параметров очевидно является более информативным, чем косвенный метод их определения по параметрам вращения вала электродвигателя и кривошипа, осуществляется защита от перенапряжения и перекоса фаз.

Из ваттметрограммы получают спектр, пропуская её через фильтр высоких частот. Спектр позволяет выявить повреждения зубчатых колес редуктора, подшипников, звеньях станка-качалки, а также недостаток смазки. Построив сглаженную ваттметрограмму и определив её разность с исходной, получим шумовую составляющую сигнала, по которой можно установить динамические удары в звеньях механизма. Такие исследования являются перспективными с целью получения экономического эффекта от широкого внедрения.

При настоящем уровне вычислительной мощности контроллеров способ контроля за установкой по средствам ваттметрических показаний актуализировался. Предлагается сделать акцент уже больше не на сами контроллеры, а на канал связи (АСУТП): вычисления может проводить центральный компьютер, а не контроллер на месте работы каждой скважины. Это позволит сэкономить значительные средства. В целом, предстоит дальнейшее глубокое изучение ваттметрограмм с целью получения зависимостей электрических параметров от косвенных механических: гидравлических, акустических и других в переходных процессах.

Базовый принцип, которым моно добиться существенного экономического эффекта, является комплексная автоматизация ШСНУ: одновременно с обеспечением объема выхода нефти, максимально снизить расход электроэнергии.

Автоматизация скважин, эксплуатируемых ШГН заключается, прежде всего, в контроле таких технологических параметров, как динамограмма, динамический уровень жидкости, ваттметрограмма,

ГБОУ ВО АГНИ

потребляемый ток, частота качаний, влияние газового фактора, давление на устье скважины, суточная производительность скважины.
Упор делается на ваттметрирование (оставляя в базе динамометрограммы) с отлаженным алгоритмом определения таких характеристик как: перегрузка по току, отклонение напряжения от нормы перекос фаз, отклонение частоты питающего напряжения, определение коэффициента гармоник для питающего напряжения, определение коэффициента реактивной мощности, обрыв и проскальзывание ремней, биение в редукторе, разбалансировка противовесов, и других.

Станция укомплектовывается элементами систем динамометрирования (датчик нагрузки и ускорения). Автоматический анализ формы динамограммы и вычисление дебита скважины с ШГН по форме динамограммы позволяют решать значительное количество задач по оптимизации процессов нефтедобычи.

Заключение.

Оптимизация режимов работы скважинных насосов позволит существенно снизить потребление электроэнергии нефтегазопромыслом и уменьшить себестоимость добываемой нефти в связи с многочисленностью скважин. Одновременно с этим с применением СУ решить:

1) Прогноз неисправностей оборудования
2) Экономия энергоресурсов на малодебитных скважинах
3) Построение кривой восстановления давления (КВД) в скважинах методом переменных периодов накопления
4) Корреляция колебаний дебита позволяет скорректировать режимы эксплуатации отдельных скважин при анализе детального графика дебитов
5) Сокращение затрат на профилактические работы
6) Увеличение объема продукции
7) Непрерывный технологический контроль

Надо отметить, с введением программы «импортозамещение» на отечественную промышленность по выпуску первичных силовых агрегатов нового поколения ложиться весьма посильная задача. Это же относиться к контроллерам, преобразователям, устройствам связи.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание серии электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для умных месторождений». Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018 года.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.
2. Kostyukov V.N. Real-time condition monitoring of equipment // 7th International Conference on Condition Monitoring and Machinery Failure

ГБОУ ВО АГНИ

Prevention Technologies. - 2010. - Vol. 1. - P. 239-246.
3. Станция управления штанговыми глубинными насосами (станками-качалками) – SRP. URL: http://www.unicorus.com/ production/stanczii-upravleniyanasosami/srp.html.
4. Хакимьянов М.И., Пачин М.Г. Функциональные возможности современного контроллера автоматизации штанговых глубиннонасосных установок // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. - 2011. - № 2. - С. 19–34.
5. Rod Pump Controllers. URL: http://www.weatherford.com/ Products/Production/ ReciprocatingRodLift/RodPumpControllers.
6. https://enip2.ru/production/metering/esm/.
7. http://ngdelo.ru/index.php/ele/article/view/9801.
8. https://cyberleninka.ru/article/n/model-sistemy-upravleniya-stankom-kachalkoy-na-osnove-sinhronnyh-dvigateley-s-bezdatchikovym-metodom.

УДК 658.5

МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ ПРЕИМУЩЕСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ МАССОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

A METHODOLOGY FOR ESTIMATING THE BENEFITS OF MASS PRODUCTION AUTOMATION

И.Р. Давлитов, Р.Т. Сафин
(I. R. Davlitov, R.T. Safin)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье обсуждается оценка потенциальных преимуществ автоматизации массового производства, где используется определенный набор инструментов автоматизации. Эффективность работы автоматов, их стоимость и время жизни разрешено. Разработанный алгоритм позволяет выбрать набор автоматов обеспечение минимальной себестоимости продукции. Оценка минимально достижимой стоимости производства рассчитывается.

The paper discusses the evaluation of potential benefits of mass production automation where a specified set of automation tools is used. Automata operation efficiency, their cost and lifetime are allowed for. The algorithm developed enables the selection of automata setensuring minimum product cost. The estimate of minimum attainable manufacturing cost is calculated.

Ключевые слова: *автоматизация, робот, производство, производительность труда, стоимость, производственные операции.*

Key words: *automation, robot, production, labor efficiency, cost, manufacturing operations.*

ГБОУ ВО МГПИ

Методология оценки выгод автоматизации массового производства

Автоматизация машиностроительного производства является наиболее эффективным методом удешевления продукции. Концепция автоматизации заложена на этапе проектирования предприятия и / или продукта. Средства и системы автоматизации являются существенным вкладом в бюджет проекта. Поэтому выбор средств и систем автоматизации является серьезной и сложной задачей. Ошибки при решении этой задачи чреваты серьезными финансовыми потерями [1]. При выборе средств и систем автоматизации необходимо учитывать огромное количество факторов, среди которых: характеристики инфраструктуры (помещения и т.д.); ресурсоемкость производства; ассортимент средств автоматизации на рынке (их характеристики и функциональность); планируемый набор продуктов; размер партии продукции; параметры технологических операций, необходимых для производства и т. д. При автоматизации конкретного производства необходимо учитывать все факторы. Однако в предлагаемом подходе экономические факторы производства не будут учитываться. Для оценки эффективности степени автоматизации производства мы рассчитаем, сколько будет стоить производство без учета затрат на средства и системы автоматизации и сколько с ними. Эта задача не является однозначно определенной и в значительной степени n. Давайте пойдем по пути оценки минимально достижимой стоимости продукта. Это будет предел, к которому можно только стремится. Учет более тонкой информации увеличит эту минимальную стоимость. В частности, рассмотренный алгоритм расчета стоимости учитывает факт наличия необходимых видов и необходимого количества технологических операций, но не учитывает порядок их выполнения. Учет заказа увеличит стоимость и сложность расчета стоимости. Для расчета минимально достижимой себестоимости продукции мы будем считать, что вся инфраструктура доступна, и она бесплатна, оборудование автоматизации на рынке доступно и продается по себестоимости, партия продуктов бесконечна, параметры технологических операций необходимые для производства известны, вероятность дефекта равна нулю.

Принципы оценки стоимости автоматизации.

В настоящее время число типов автоматов, выполняющих различные технологические операции, от примитивного узла захвата и размещения от одного конвейера до другого конвейера, до рынка, где представлены универсальные роботы, способные заменить человека. Полный спектр этих автоматов может выполнить практически любую технологическую операцию. То есть формально можно все автоматизировать. В этой ситуации необходимо обсудить: практичность автоматизации всех технологических операций; факторы, которые оказывают наибольшее влияние на стоимость продукта; критерии сравнения автоматов; параметры автоматов, которые в первую очередь

ГБОУВО АГТИ

необходимо учитывать при минимизации стоимости продукта. У каждого автомата есть стоимость, под которой мы будем понимать работу человека, потраченную на его окончательную сборку, и производство всех аксессуаров [3]. Еще раз подчеркнем: стоимость автомата - это работа человека и только! С другой стороны, любой автомат (в том числе и человек) не бесконечен и имеет ограниченный срок службы. Такой параметр робота, как стоимость времени его работы [2], имеет большое значение для оценки эффективности автоматизации. Стоимость времени его работы можно рассчитать по формуле

$$L_j = \frac{C_j}{T_j} \qquad (1)$$

где L_j - стоимость единицы рабочих часов автомата j-го типа, C_j - цена автомата j-го типа, T_j - рабочее время автомат j-го типа (его время жизни).

Разные типы роботов могут выполнять разные виды технологических операций. Как правило, чем дороже автомат, тем сложнее его функции. Но эта зависимость не линейная и даже не монотонная.

ЛИТЕРАТУРА

1. Яковис Л.М. Системный подход к проектированию автоматизированных технологических комплексов в перерабатывающих производствах. - Автоматиз. Промышл., 2016.
2. Чадеев В.М. Стратегия автоматизации. - Автоматиз. Промышл., 2003.
3. Аристова Н.И., Чадеев В.М. Самовоспроизведение механических роботов. - М.: СИНТЕГ, 2012.

УДК 681.5.044

АВР В СЕТЯХ 0,4 кВ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

ATS IN NETWORKS OF 0.4 kV OF OIL-PRODUCING COMPANIES

Я.С. Ладик, С.Р. Сидоренко
(J. S. Ladik, S. R. Sidorenko)
Казанский государственный энергетический университет
(Kazan State Power Engineering University)

В статье поднимается вопрос надежности и экономичности электроснабжения нефтедобывающих предприятий в сети 0,4 кВ с помощью применения автоматического ввода резерва (АВР). Приведены выводы по результатам технико-экономического расчета АВР по схеме типа 2 в 1 с приоритетом первого ввода.

ГБОУ ВО АГНИ

The article raises the issue of reliability and cost-effectiveness of power supply to oil-producing enterprises in a 0.4 kV network using the automatic reserve input (ATS). Conclusions are given based on the results of the technical and economic calculation of the automatic transfer switch according to the type 2 in 1 scheme with the priority of the first input.

Ключевые слова: *надежность, экономичность, АВР, контактор, мотор-привод*.

Key words: *reliability, profitability,* ATS*, contactor, motor-drive.*

Каждый год нефтяные месторождения все больше развиваются, из-за этого увеличивается передаваемая мощность, суммарная длина воздушных и кабельных линий электропередачи различных классов напряжений: 0,4 кВ, 6 кВ, 35 кВ и 110 кВ. Происходит увеличение электродвигательной нагрузки из-за роста новых кустов скважин, вследствие этого возрастает протяженность кабельных линий 0,4 кВ.

Надежность работы станков-качалок, насосов повышения пластового давления кустовых месторождений, электроцентробежных насосов повышает эффективность работы нефтедобывающих предприятий. Вопрос надёжности технических систем рассмотрен в стандарте ГОСТ 27.003-90 «Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности» [1].

Проектирование или реконструкция нефтедобывающего предприятия включает в себя этап выбора схем электроснабжения, с условием выполнения требований Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [2] в соответствии с установленными категориями надежности. В ПУЭ все электроприемники (агрегаты, аппараты и др., предназначенные для преобразования электрической энергии в другой вид энергии) разделены на первую, вторую и третью категории надежности.

Электроприемники кустов добывающих нефтяных скважин чаще всего относят к первой или второй категориям надежности. Электроприёмники выше сказанных категорий в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания, поэтому следует предусмотреть автоматическое управление системой резервирования электроснабжения — АВР.

В настоящее время, есть достаточно большое количество схем АВР с различной степенью надежности, такие как: схема 2 в 1 с приоритетом первого ввода, схема 2 в 1 с равным приоритетом вводов, схема 2 в 1G с подключением к дизель-генераторной установке (ДГУ), схема 3 в 1G с подключением к ДГУ, схема 2 в 2 «Крест», схема 2 в 2 с секционным контактором и т.д.

В выборе схемы АВР большую роль играет технико-экономическая составляющая. Проектирующей организации требуется учесть не только надежность АВР, но и экономическую выгодность.

ГБОУ ВО АГНИ

Целью настоящей работы является выявление наиболее экономичных вариантов исполнения АВР по схеме 2 в 1 с приоритетом первого ввода (Рисунок 1) на 0,4 кВ для нефтедобывающих предприятий.

2 – два ввода (ввод 1 и ввод 2), 1 – нагрузка сборной шины. Ввод 1 находится в работе постоянно, ввод 2 не работает, а подключается только при исчезновении напряжения на вводе 1; как только на вводе 1 напряжение восстановится – схема переходит в первоначальное состояние.

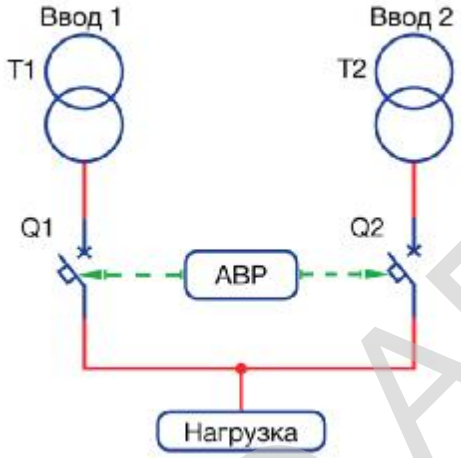


Рисунок 1 - Схемы АВР 2 в 1 с приоритетом первого ввода

Были поставлены следующие задачи:

1. Провести технико-экономический расчет схемы АВР типа 2 в 1 с приоритетом первого ввода на напряжение 0,4 кВ в различном исполнении (на контакторах и на мотор-приводах), сравнив стоимость, при использовании различных торговых марок: IEK, ABB, Schneider Electric.
2. Изучить полученные данные и сделать выводы. Выявить наиболее выгодные (экономичные) исполнения схемы АВР 2 в 1 с приоритетом первого ввода на 0,4 кВ для нефтедобывающих предприятий.

Для данной работы были произведены технико-экономические расчеты схемы АВР 2 в 1 с приоритетом первого ввода на контакторах и схем АВР 2 в 1 с приоритетом первого ввода на мотор-приводах (МП).

Преимущества АВР на контакторах:

- Несложная конструкция (надежность);
- Высокая скорость переключения;
- Небольшие финансовые затраты (в определенном диапазоне токов);
- Надежность контакторов по сравнению моторными приводами коммутационных аппаратов с возможностью удаленного управления.

Недостатки АВР на контакторах:

ГБОУ ВО АГНИ

- Отсутствует встроенная защита от сверхтоков;
- Во включенном состоянии сохраняется энергопотребление.

Преимущества системы АВР на мотор-приводах:

1. Конструктивная особенность переключателя с мотор-приводом не нуждается в электрической или механической блокировке;
2. Важной особенностью использования рубильников с мотор-приводом является возможность переключения вручную;

Недостатком системы АВР на мотор-приводах служит:

1. Сравнительно медленное переключение относительно контакторной группы.
2. Мотор-привод после доставки требует индивидуальной наладки.

Выводы по результатам расчетов:

1. С увеличением установленной мощности нагрузки, стоимость АВР возрастает.
2. АВР по схеме 2 в 1 с приоритетом первого ввода (на контакторах), стоимость на бренде IEK самая низкая, по сравнению с ABB и Schneider Electric.
3. При токах свыше 630 А – ABB дороже Schneider Electric, примерно на 7% (IEK в данном случае не рассматривался, так как контакторов свыше 630 А в данном бренде не существует).
4. АВР по схеме 2 в 1 с приоритетом первого ввода, но собранное на МП, при $P_у$ до 220 кВт (до 400 А) по стоимости выше, чем АВР на контакторах (на МП по стоимости: IEK< ABB < Schneider Electric).
5. При $P_у$ более 220 кВт (свыше 400 А) схема АВР 2 в 1 на контакторах по стоимости дороже, чем АВР 2 в 1 на МП. Это объясняется высокой стоимостью контакторов на данные токи.

Исходя из расчетов, можно сказать, что правильно выбранная схема электроснабжения для первой и второй категории надежности в сети 0,4 кВ нефтедобывающих предприятий (схема АВР), поможет не только повысить надежность, но и экономическую выгоду.

Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Создание электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных сетей систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений, Соглашение №074-11-2018-020 с Минобрнауки РФ от 30 мая 2018 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 27.003-90 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.

2. Правила устройства электроустановок. – 7-ое изд. – СПб.: Издательство ДеаН, 2003. – 928 с.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 658

ТЕХНОЛОГИЯ БЛОКЧЕЙН В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

THE BLOCKCHAIN TECHNOLOGY IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Р.И. Мазитов, Л.Р. Шаяхметова
(RenatI. Mazitov, Lilia R.Shayakhmetova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель - к.п.н., доцент каф. МиИ Л.Р. Загитова

Статья посвящена анализу потенциала применения технологии блокчейн в нефтегазовой отрасли. В ходе работы была выявлена актуальность рассматриваемой проблемы, изучены работы различных авторов относительно данной тематики, исследовано понятие блокчейн и проведен анализ возможного применения данной технологии в нефтегазовой отрасли.

The article is devoted to the analysis of the potential of using blockchain technology in the oil and gas industry. In the course of the work, the relevance of the problem was identified, the work of various authors on this topic was studied, the concept of blockchain was studied, and an analysis of the possible application of this technology in the oil and gas industry was carried out.

Ключевые слова: *блокчейн, технология, смарт контракт, нефтяная отрасль.*

Key words*: blockchain, technology, smart contract, oil industry.*

Актуальность темы обусловлена тем, что производство, переработка и поставка топливной продукции очень сложный процесс. Ежедневно перед нефтегазовой отраслью стоит целый ряд задач:

- поиск новых способов поиска месторождений нефти и газа;
- безопасная и эффективная транспортировка летучих компонентов топлива;
- управление сложными цепями поставок;
- обеспечение и упрощение выставления счетов и платежей.

Эти задачи, с которыми сталкивается нефтегазовая отрасль, могут быть решены или значительно смягчены технологией блокчейн.

Технология блокчейн уже применяется в таких областях, как финансы, страхование, логистика, и теперь она постепенно входит в нефтегазовую отрасль. В 2018 году такие крупные компании как BP, Shell, Газпром, Statoil и Repsol запустили пилотные проекты на базе блокчейна, которые призваны решать финансовые, торговые и логистические проблемы. Технология блокчейн дает нефтегазовой отрасли новые возможности для решения вопросов с трансграничной транспортировкой, большими объемами транзакций, сложным документооборотом и многим другим [1].

ГБОУ ВО АГНИ

Блокчейн — это распределенная база данных, у которой устройства хранения данных не подключены к общему серверу, то есть такая база данных является децентрализованной. По своей сути блокчейн напоминает картотеку, в которую строго последовательно добавляются новые записи обо всех произведенных действиях. Только здесь эта информация надежно зашифрована, исключая постороннее вмешательство. Он отслеживает и записывает транзакции любого рода, но делает это дешевле, безопаснее и эффективнее, чем устаревшие системы. В то время как сегодняшние системы требуют, чтобы безопасность и устойчивость к вмешательству были дополнительно запрограммированы в программное обеспечение, что делает его уязвимым для взлома в отличие от блокчейн [2]. Общая технология блокчейн на примере криптовалюты показана на рисунке 1.

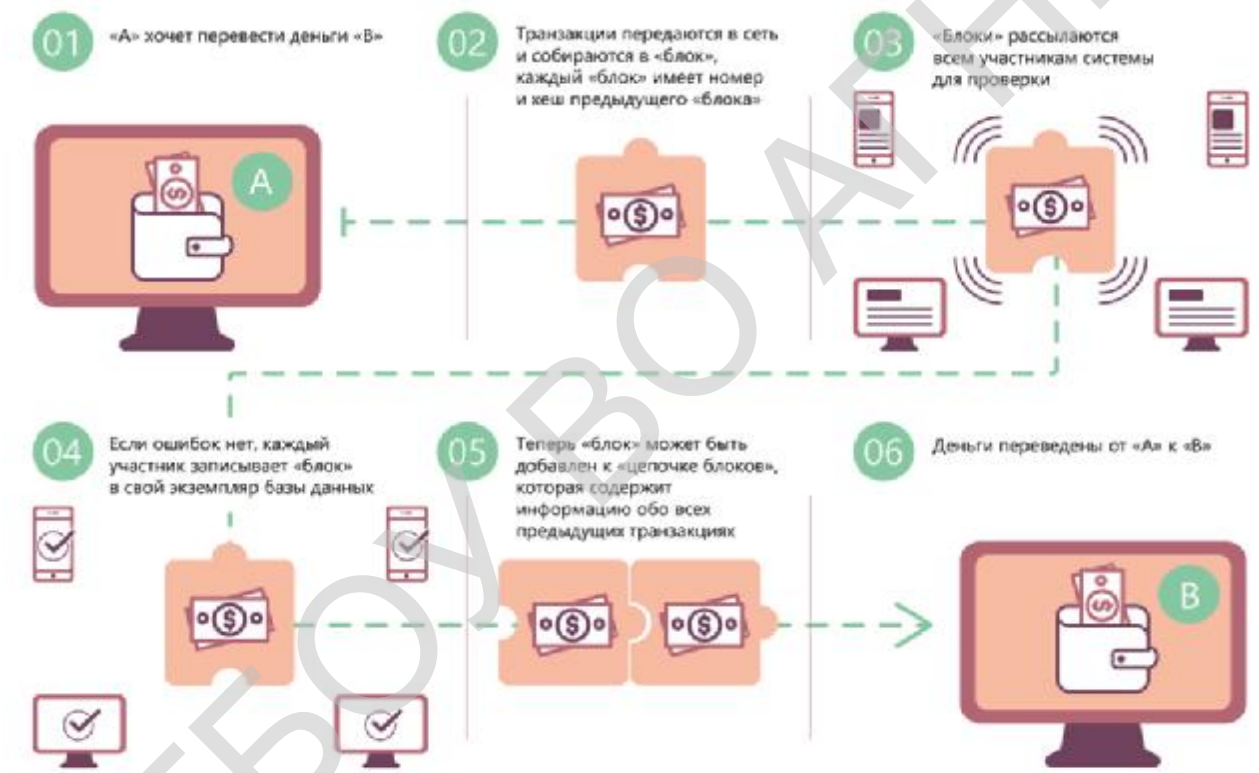


Рисунок 1 - Принцип работы технологии Blockchain на примере криптовалюты

Так что же такое возможность торговли сырьевыми товарами на основе блокчейна для нефти и газа? Внедрение технологии блокчейн на рынке нефтегазовых товаров имеет возможность уменьшить цены, связанные с работой, управлением данными, видимостью данных, задержками урегулирования, разрешением спора, и связью между системами.

Компания по торговле нефтью и газом может создать платформу с хорошо зарекомендовавшей себя блочной цепью, такой как Ethereum, но кодировать дополнительные ограничения конфиденциальности и

ГБОУ ВО АГНИ

доступа. Даже если конкурент также использует Ethereum, он не может расшифровать данные другой компании с аналогичной технологией. Результатом этого будет является платформа, где каждая сделка автоматически регистрируется с точностью и без проблем с безопасностью, которые могут привести к манипуляции или эксплуатации. Данные доступны и прозрачны для разрешенных лиц, то есть компании могут предоставлять доступ к данным по запросу или на регулярной основе, устраняя затраты на упаковку и отправляя информацию по запросу. Вместо того, чтобы доказывать, что все сделки были законными, компаниям нужно только доказать, что все сделки происходили на блокчейне, и что они были законными.

Области применения технологии блокчейн на различных уровнях нефтегазовой отрасли для достижения максимальных результатов:

1. Логистика

Реализация блокчейн - решений позволяет хранить данные о транспортировке нефтепродуктов в регистре, который служит единым источником информации для грузоотправителя, перевозчика и получателя, а также обеспечивает неразрывную связь физической доставки со всеми сопутствующими процессами и документами. Согласно исследованию Accenture использование технологии blockchain для управления цепями поставок поможет компаниям сэкономить около 5% за счет повышения точности выставления счетов и дезинтермедиации сторонних поставщиков услуг [3].

2. Документооборот

Блокчейн оказывает большое влияние на сложный процесс документооборота в нефтегазовой отрасли. Технология обеспечивает целостность и безопасность данных, хранящихся в блоке, и способствует достижению высокого уровня доверия. Внедрение блокчейн-решений и смарт-контрактов позволяет ускорить и автоматизировать генерацию и доставку новых документов, подтверждающих статус продукта, право собственности и другую информацию.

3. Экология

Использование технологии блокчейн в управлении цепями поставок положительно сказывается на сохранении экологической безопасности на всех этапах добычи нефти и газа. Возможность отслеживания и идентификации продуктов снижает вероятность подделки или повреждения данных. Технология обеспечит контроль качества топлива от месторождения до бака автомобиля.

В 2018 году компания «Газпромнефть» в рамках цифровизации закупочной деятельности провела первое тестирования технологий блокчейн. Специалисты «Газпромнефть», запустили технологию во время одной из перевозок. На запорную арматуру установлены датчики контроля перевозок. Проект производился в Нижнем Новгороде на этапе отгрузки с завода изготовителя.

ГБОУ ВО АГНИ

После получения сигналов с радиочастотных меток специалисты собрали информацию о поставке. За счет установки датчиков спутникового позиционирования, специалисты на протяжение всего маршрута контролировали движение транспортного средства на базу хранения в Мурманске. При движении на маршруте специалисты фиксировали количество вынужденных остановок, скорость и состояние транспортного средства.

В дальнейшем все данные были сохранены в смарт-контракт и отображены в блокчейн. В последующем информация о передвижениях и складских операциях доставлялась аналогично. За счет применения представленной технологии создалась непрерывная связь поставки нефтепродуктов [4].

Таким образом, можно с уверенностью утверждать, что блокчейн имеет ряд применений и в нефтегазовой отрасли. Главная причина, по которой блокчейн заслужила особую популярность, это все же прозрачность. Применение технологии блокчейн в поставках нефтепродуктов позволит создать экосистему для взаимодействия абсолютно каждого участника этого процесса. В конечном итоге при правильной реализации блокчейн может оказать колоссальное влияние на всю отрасль в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Официальный сайт MEREHEAD [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://merehead.com/ru/blog/.

2. Бочкова Е.В., Назаренко В.А., Романенко А.М. Теоретические аспекты исследования технологии BLOCKCHAIN // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2017. – Т. 39. – С. 2541–2545.

3. Официальный сайт Accenture [Электронный ресурс]. - Режим доступа:https://www.accenture.com/ru-ru/service-blockchain-financial-services.

4. Официальный сайт ПАО «Газпром нефть» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1388456/.

ГБОУ ВО АГТИ

УДК 658.5

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБЧАТЫХ ПЕЧЕЙ НАГРЕВА НЕФТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ

IMPROVEMENT OF THE SAFETY SYSTEM OF TUBULAR FURNACES OF HEATING OIL IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

К.Р. Рамазанов
(Kamil R. Ramazanov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Трубчатые печи являются одним из наиболее опасных составляющих объектов нефтегазовой промышленности, т.к. в них осуществляется нагрев сырья под высокой температурой, а также протекают различные опасные химические реакции по преобразованию жидких и газообразных продуктов образования нефти. На сегодняшний день для обеспечения безопасной эксплуатации трубчатых печей нагрева нефти применяются самые совершенные информационно-управляющие системы.

В работе рассматривается способ совершенствования управляющей системы обеспечения безопасности трубчатых печей нагрева нефти с помощью применения прогнозирующей технологии APCS.

Tubular furnaces are one of the most dangerous components of the oil and gas industry, because they are heated raw materials under high temperature, as well as various hazardous chemical reactions to convert liquid and gaseous products of oil formation. To ensure the safe operation of tubular oil heating furnaces, the most advanced information management systems to date are used.

The paper discusses a way to improve the control system for ensuring the safety of tubular oil heating furnaces using the predictive technology APCS.

Ключевые слова: *информационно-управляющие системы, контрольно-измерительные приборы и автоматика, трубчатая печь, обеспечение безопасности.*

Key words: *information management systems, instrumentation and automation, tube furnace, safety.*

При эксплуатации трубчатых печей необходимым условием является наличие системы информирования и управления промышленной и пожарной безопасностью, которая позволит предупреждать и избегать возникновения взрывоопасных и пожароопасных ситуаций в технологическом оборудовании при превышении допустимых значений параметров, характеризующих состояние технологического процесса, предусмотренных регламентом

ГБОУ ВО АГНИ

во всех режимах функционирования объекта, и обеспечивающих безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние по заданной программе [1].

Используемые в настоящее время средства контроля и автоматика срабатывают только при достижении контролируемых параметров своих предельных значений, т.е. при возникновении аварийной ситуации. Поэтому для снижения случаев возникновения аварий на производстве необходимо совершенствование средств КИПиА (контрольно-измерительных приборов и автоматики), противопожарной системы, которые направлены на предотвращение возникновения аварийных ситуаций.

Для этого применяются усовершенствованные управляющие информационные системы по обеспечению безопасности трубчатых печей от предотвращения возникновения взрывопожароопасных ситуаций. Одной из таких направлений, которая становится все более востребованной, является система APCS.

APCS – технология автоматического управления, основой которой является прогнозирующая математическая модель управляемого процесса (Model Predictive Control), которая включается в контур управления в режиме реального времени. Данная технология позволяет расчетным путем на основании прогнозирующей модели определить значения технологических параметров, которые невозможно измерить напрямую. Данный вопрос в рассматриваемой системе решается при помощи виртуальных анализаторов. По прогнозирующей модели можно определить момент превышения верхнего или нижнего аварийного значения технологического параметра и внести в дальнейшем корректирующие воздействия, что в свою очередь позволит предотвратить выход реальных значений технологических параметров за границы предельных значений. Это позволит предотвратить возникновение аварийной ситуации, а также не позволит сработать противоаварийной автоматической защите, что не нарушит технологического режима работы [2].

При применении системы APCS происходит установка специализированного программного обеспечения в программное обеспечение распределенной системы управления (РСУ) технологической установки. Далее оно конфигурируется и настраивается в соответствии с требованиями конкретного технологического процесса. Система APCS каждую минуту сопоставляет значения технологических параметров, формируемых математической моделью, со значениями технологических параметров, поступающих от датчиков, и на этой основе прогнозирует динамику технологического процесса. Взаимодействие виртуальных анализаторов с APCS и РСУ осуществляется с помощью технологий OPC (Object linking and embedding for Process Control) и URT (Unified Real Time) [3].

ГБОУ ВО АГМУ

ЛИТЕРАТУРА

1. Системы контроля, управления, сигнализации и противоаварийной автоматической защиты технологических процессов. [Электронный ресурс]. - URL: http://firenotes.ru/x_pravila/pb-09-540-03/pb-09-540-03_a_0004.html (дата обращения: 05.09.2019).

2. Идеология АРС. [Электронный ресурс]. - URL: http://rd-science.com/ru/science/ideologiya-apc/ (дата обращения: 05.09.2019).

3. Методология АРС. [Электронный ресурс]. - URL: http://www.exeplant.ru/experience/stati-apc/metodologiya-apc (дата обращения: 05.09.2019).

УДК 658.5

ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ПО МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРЕДПРИЯТИЯ

INTRODUCTION OF THE SOFTWARE COMPLEX FOR METROLOGY OF THE ENTERPRISE

А.Т. Сайфутдиярова

(Alsu T. Saifutdiyarova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель – доцент кафедры АИТ И.П. Ситдикова

Обеспечение качества выпускаемой продукции и услуг является основной целью деятельности метрологии, стандартизации и сертификации. Качество выпускаемой продукции на предприятиях зависит от количества и качества измерений. Измерения и инструментальный измерительный контроль являются важными элементами управления качеством продукции.

Ensuring the quality of products and services is the main goal of metrology, standardization and certification. The quality of products at enterprises depends on the quantity and quality of measurements. Measurement and instrumental measurement control are important elements of product quality management.

Ключевые слова: *внедрение, метрологическое обеспечение, предприятие, разработка, контроль.*

Key words: *implementation, metrological support, enterprise, development, control.*

Программы метрологического обеспечения разрабатывают с целью внедрения в практику применения новых правовых норм, установленных Законом РФ «Об обеспечении единства измерений», а также обеспечения единства и требуемой точности измерений при проведении сертификационных испытаний продукции, при контроле за состоянием окружающей природной среды и контроле условий труда,

ГБОУ ВО АГНИ

обеспечения конкурентоспособности продукции и прибыльности ее изготовления на предприятиях раз личных отраслей, объединений (далее предприятий и организаций), независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности [1].

В программах метрологического обеспечения предусматривается комплекс научно-технических мероприятий, увязанных по ресурсам, исполнителям и срокам выполнения планируемых работ по метрологическому обеспечению, осуществление которых необходимо для решения научно-технических проблем по повышению технического уровня и эффективности производства, энергосбережения [2].

Содержание заданий программ метрологического обеспечения зависит от направленности решения задач метрологического обеспечения отдельной научно-технической проблемы, а также производства отдельного вида продукции.

Разработка программ метрологического обеспечения осуществляется на основе обобщения результатов анализа состояния измерений, контроля и испытаний на предприятии, в организации, объединении [3].

Программы метрологического обеспечения должны, как правило, включать разделы, предусматривающие:

- создание и внедрение новых средств измерений, испытаний и контроля, в том числе специальных средств измерений и контроля, автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, в том числе встроенного технологическое оборудование, необходимых для создания и внедрения новой техники и технологии, контроля и автоматизации технологических процессов, интенсификации автоматизированных систем у правления технологическими процессами, контроля качества продукции и ее испытаний, в т.ч. сертификационных, а также входного контроля сырья, материалов, комплектующих изделий, применяемых в производстве конечной продукции;
- проведение научно-исследовательских работ по разработке, пересмотру, унификации и аттестации методик измерений и испытаний основных параметров технологических процессов, сырья, материалов и конечной продукции;
- разработку, организацию изготовления и внедрения недостающих эталонов, высокопроизводительных средств калибровки, стандартных образцов состава и свойств вещества материалов, необходимых для градуировки и калибровки средств измерений, контрольных испытаний, для аттестации применяемых методик выполнения измерений, контроля, испытаний, а также для метрологического обеспечения испытаний продукции, подлежащей обязательной сертификации;
- освоение новых видов работ по калибровке средств измерений, расширение объема работ по ремонту средств измерений, оснащение необходимыми эталонами;

ГБОУ ВО АГНИ

- выполнение научно-исследовательских работ, разработку организационно-технических мероприятий, направленных на совершенствование организации и повышение эффективности деятельности метрологической службы предприятий, в том числе:

- разработку и внедрение методик калибровки средств измерений;

- обеспечение потребностей отрасти в стандартных справочных данных о свойствах веществ и материалов;

- мероприятия по подготовке к аккредитации метрологических служб на техническую компетентность, аккредитации испытательных и аналитических лабораторий (центров) [4].

Состояние выполнения заданий программы систематически в течение всего запланированного периода реализации рассматривают на заседаниях научно-технических комиссий федеральных органов исполнительной власти, руководящих органов предприятий и организаций с участием представителей предприятий (объединений), организаций-исполнителей заданий, в порядке контроля за ходом выполнения и в целях своевременного принятия мер для обеспечения эффективного внедрения результатов работ, выполняемых по программам [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ширялкин А.Ф. Метрология в аспектах качества: учебное пособие / Ширялкин А.Ф., Шароухова В.П. – Ульяновск: УлГТУ, 2010. – 168 с.*

2. *Коротков В.С. Метрология, стандартизация и сертификация: учебное пособие / Коротков В.С., Афонасов А.И. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 194 с.*

3. *Иванников Д.А., Фомичев Е.Н. Основы метрологии и организации метрологического контроля: учебное пособие [Электронный ресурс]. - URL: www.nntu.ru/RUS/fakyl/VECH/metod/metrology/11_1.htm.*

4. *Организационные основы метрологического обеспечения [Электронный ресурс]. - URL: www.kulturabelarusi.ru/literatyra/upravlenie_kachestvom/organizacinnye_osnovy_metrologicheskogo_obespecheniya_v_rf/.*

5. *Главный форум метрологов. Задачи метрологического обеспечения производства [Электронный ресурс]. - URL: metrologu.ru/info/metrologia/metrologicheskoeobespechenieproizvdstva/zadachi-mop.html.*

РЕПОЗИТОРИЙ ГГУ

УДК 681.5

ВИРТУАЛЬНЫЕ АНАЛИЗАТОРЫ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

VIRTUAL ANALYZERS OF QUALITY INDICATORS IN OIL REFINING

Д.М. Усманова
(Dina M. Usmanova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

На современных нефтеперерабатывающих предприятиях наблюдается повышение степени автоматизации производства, в том числе в области аналитического контроля качества нефтепродуктов. Целью данной работы является изучение наиболее перспективного метода определения качества нефтепродуктов с применением виртуального анализа.

At modern oil refineries there is an increase in the degree of automation of production, including in the field of analytical quality control of petroleum products. The purpose of this work is to study the most promising method of determining the quality of petroleum products using virtual analysis.

Ключевые слова: *виртуальный анализатор, показатель качества, нефтепродукт.*

Key words: *virtual analyzer, quality indicator, oil product.*

Виртуальные анализаторы – это программно-алгоритмические комплексы, реализующие функции углубленного оценивания текущего состояния технологического процесса (ТП) и его эволюции.

Основным назначением виртуальных анализаторов является повышение уровня информационно-аналитического обеспечения технологического персонала и создание условий для формирования оптимального управления как отдельными технологическими процессами, так и всего технологического цикла производства.

В настоящее время для оценки состава сырья и качества выходных продуктов процессов нефтепереработки, нефтехимии используются поточные анализаторы, лабораторный анализ, виртуальные анализаторы (ВА). Виртуальные анализаторы применяются при управлении процессами ректификации, риформинга, экстракции, алкилирования и др. Преимуществом лабораторных анализов является высокая точность, однако в то же время они имеют ряд недостатков: низкая частота измерений, высокая стоимость анализа, влияние человеческого фактора. Поточные анализаторы имеют высокую частоту измерений, вместе с тем нуждаются в периодической калибровке и регулярном обслуживании, что значительно повышает стоимость их внедрения.

ГБОУ ВО АГНИ

В качестве альтернативного подхода для оценки значений трудноизмеримых параметров технологического процесса предлагается использовать алгоритмы инференциальных измерений, на базе которых реализуются виртуальные анализаторы.

Виртуальные анализаторы – математические модели, производящие косвенный расчет показателей качества ТП на основе архивных производственных данных и данных лабораторных анализов [1].

Цели использования ВА:

- мониторинг трудноизмеримых параметров;
- повышение оперативности управления ТП;
- использование в системах оптимизации ТП;
- контроль достоверности ПА.

ВА реализуются с помощью специализированных программных средств, интегрируемых с базовой системой управления.

В качестве наиболее распространенных методов, используемых при разработке виртуальных анализаторов, можно выделить:

- методы множественной линейной и нелинейной регрессии;
- метод группового учета аргументов;
- нейронные сети.

В ходе эксплуатации модели анализаторов требуют периодической корректировки, которая может осуществляться и в ручном, и в автоматическом режимах по данным лабораторных анализов и сигналам поточных анализаторов. Виртуальные анализаторы непрерывно измеряют показатели качества ТП, имеют низкую стоимость внедрения и обслуживания.

Под воздействием различных возмущений технологический процесс периодически отклоняется от заданных режимных параметров, что требует его корректировки. При этом качество работы установки определяется не только значением основных технологических параметров (температура, давление, расход), но и составом сырья, а также показателями качества производимых продуктов.

Виртуальные анализаторы позволяют получать в реальном времени и использовать в управлении данные о трудноизмеримых технологических параметрах. При этом ВА выполняют функцию обычных измерительных устройств и могут использоваться в системах управления совместно с ними (рисунок 1). Таким образом, ВА позволяют оператору непрерывно контролировать ход ведения процесса в случае задержки данных лабораторных анализов, а также выхода из строя или отсутствия поточных анализаторов.

В связи с тем, что показатели качества ТП во многом характеризуют эффективность работы системы автоматизации и технологического объекта в целом, а также могут входить в целевую функцию оптимизации, виртуальные анализаторы являются основой для

ГБОУ ВО АГНИ

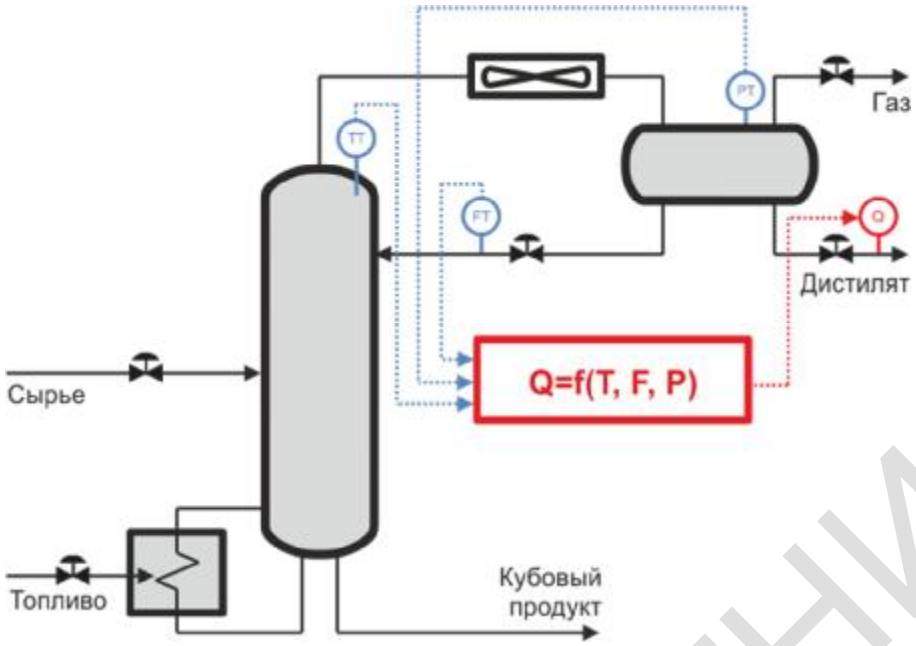


Рисунок 1 – Виртуальный анализатор процесса ректификации [2]

построения систем оптимизации и управления в реальном времени или, как их еще называют, систем усовершенствованного управления технологическими процессами.

Процесс создания *APC*-системы условно можно разделить на 7 этапов: подготовка данных, предварительные вычисления и визуализация, построение модели процесса, извлечение новых знаний (выявление зависимостей и закономерностей процесса), оценка возможностей по повышению качества управления, построение модели действия.

1. Подготовка данных включает детальную проработку алгоритмов работы установки с технологами, специалистами, знающими объект управления.

2. С помощью вычислений и визуализации можно представлять информацию в графическом виде, строить корреляционную матрицу и исключать коллинеарные входы.

3. Построение модели выполняется в автоматическом режиме, при этом две трети выборок используются для построения закономерностей, а одна треть – для проверки. Коэффициент корреляции R^2 модели не должен изменяться более чем на 1–2%, тогда модель считается достаточно хорошей.

4. Стадия извлечения новых знаний – это шаг на пути к оптимизации процесса и одновременно инструмент для опытного технолога, позволяющий проверить адекватность модели.

5. На этапе оценки возможностей проверяется предварительная оценка улучшений, сделанная на стадии обработки статической информации.

ГБОУ ВО АГНИ

6. Оценка возможностей по повышению качества управления позволяет выработать прогнозное значение целевого параметра и передать полученную информацию оператору.

7. На этапе построения модели действия стоит задача оптимизации процесса.

На предприятиях нефтегазовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей широко внедряются системы усовершенствованного управления таких производителей, как *GE Intelligent Platforms*, *Siemens*, *Honeywell*, *Emerson Process Management*, *Yokogawa* и др. Компанией *Yokogawa* разработаны ВА качества *RQE* (*Robust Quality Estimator*), которые создаются на базе статистической корреляции лабораторных данных или существующего поточного анализа и данных ТП. Аналогичные по свойствам системы разработаны компанией *Emerson* (система создания и поддержки виртуальных анализаторов *DeltaV Neuro*), компанией *Honeywell* (система разработки и подстройки виртуальных анализаторов *Profit Sensor Pro*).

ЛИТЕРАТУРА

1. Виртуальные анализаторы [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL: http://rg-optimum.ru/index.php/products/va.

2. Мусаев, А.А. Виртуальные анализаторы: концепция построения и применения в задачах управления непрерывными технологическими процессами // Автоматизация в промышленности. – 2003. – №8.

3. Опыт создания моделей технологических процессов для предприятий нефтехимической промышленности. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL: https://isup.ru/articles/50/7504/.

УДК 681.1

ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ИЗМЕРЕНИЯ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ ВЛАГОМЕРОМ НОТА-ВП

ABOUT FEATURES OF MEASUREMENT OF MOISTURE CONTENT BY NOTA-VP HYDROGEN

Ф.Р. Фатхуллин

(F.R. Fathullin)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil institute)

Научный руководитель – ст. преподаватель кафедры АИТ Н.В. Абдулкина

Поточные влагомеры нефти предназначаются для использования при подготовке нефтесырья перед переработкой, а также в системах последующего контроля качества. Поточный влагомер необходим для постоянного проведения измерений в автоматическом режиме, без

ГБОУ ВО АГНИ

участия человека. Одним из новинок в данной области являетсярезонаторный влагомер НОТА-ВП.

Oil flow hydrometers are intended for use in the preparation of oil raw materials before refining, as well as in subsequent quality control systems. A flow hygrometer is necessary for continuous measurements in automatic mode, without human intervention. One of the innovations in this area is the NOTA-VP resonator hygrometer.

Ключевые слова: *влагомер, поточный, резонаторный.*
Key words*: moisture meter, flow, resonant.*

В нефтяной промышленности используются разные по принципу действия влагомеры: емкостные, диэлькометрические, оптические и т.д. Новые возможности открываются при использовании резонаторных методов измерений. СВЧ-резонатор характеризуют собственной резонансной частотой f_0 и добротностью Q_0. Внесение в резонатор диэлектрика (при $\varepsilon \neq 1$) будет приводить к изменению его резонансной частоты (что связано с изменением эквивалентной диэлектрической проницаемостирезонатора) и изменению (уменьшению) амплитуды выходного сигнала (что определяетсяобщими потерями в резонаторе). Выполнив измерения параметров «сухого» — незаполненного резонатора и «влажного» — резонатора с исследуемым продуктом, возможно при наличии соответствующих градуировочных кривых получать информацию о влажности и составе исследуемых нефтепродуктов. Влагомеры, использующие для измерений резонаторные системы, характеризуютсявысокой точностью, чувствительностью, разрешающей способностью, но сложнее в реализации (и при разработке, и в настройке). На их основе можно разрабатывать устройства для измерений во всем диапазоне влажности нефтепродуктов, начиная от «сырой» нефти с влажностью до 90% до «сухой» — товарной нефти, влажность которой составляет доли процента.

НОТА-ВП предназначен для измерения объёмной доли воды (в процентах) в потоке неводных жидкостей (нефти, мазуте, масле и других жидких продуктах органического происхождения) в автоматическом режиме. Влагомер может применяться в нефтяной промышленности, энергетике, химической и нефтехимической промышленности, на пищевых производствах, в том числе во взрывоопасных зонах.

Принцип действия влагомера основан на измерении параметров резонанса чувствительного элемента, погруженного в контролируемую среду, с помощью электромагнитных колебаний, создаваемых высокочастотным генератором. В свою очередь, параметры резонанса определяются объемнымсодержанием воды в контролируемой среде.

Влагомер выпускается в 2 исполнениях: 1 - исполнение поточного влагомера с измерительной камерой с диаметром условного прохода 50

ГБОУ ВО АГНИ

мм; 2 - зондовое исполнение влагомера (для трубопроводов диаметром 80; 100; 150; 200 мм и т.д.).

Конструктивно влагомер представляет собой чувствительный элемент в виде отрезка двухпроводной линии, к которому подсоединён корпус и датчик температуры. Корпус содержит печатную плату с электронной схемой измерителя комбинированного, закрытую защитной пластиной, а также две клеммные колодки, предназначенные для подключения питания и внешних устройств.

Измеритель комбинированный обеспечивает преобразование измеренных параметров резонанса чувствительного элемента в объёмное влагосодержание с учётом температуры контролируемой жидкости, и передаёт результаты измерений на импульсный, токовый и цифровой выходы влагомера.

Программное обеспечение влагомеров является встроенным. Функции программного обеспечения: измерение частотных характеристик чувствительного элемента, преобразование измеренных параметров резонанса в объёмное влагосодержание с учётом температуры контролируемой жидкости, передача результатов измерений на импульсный, токовый и цифровой выходы влагомера.

При включении питания влагомера производится ряд самодиагностических проверок, в ходе работы прибора осуществляется циклическая проверка целостности конфигурационных данных и диагностика оборудования в процессе функционирования с выдачей сообщений об ошибках системы.

Программное обеспечение влагомеров содержит в себе калибровочный файл с данными заводской калибровки. Этот калибровочный файл не может быть модифицирован или загружен для чтения и редактирования через какой-либо интерфейс на уровне пользователя.

Программное обеспечение влагомеров обеспечивает выдачу результатов измерений в цифровой форме. Программное обеспечение не влияет на метрологические характеристики влагомеров.

ЛИТЕРАТУРА

1. Свидетельство об утверждении типа средств измерений ОС.С.31.006.А № 73678.

2. НОТА-ВП А2ИН.414613.001 Технические условия.

3. Влагомер нефти и нефтепродуктов. Характеристика. Виды. - URL https://td-automatika.ru/library/article/210732/.

4. Мироненко В.П. Об особенностях измерения влажности нефтепродуктов СВЧ-методами // Вестник НВГУ. - 2011. - №3. - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/ob-osobennostyah-izmereniya-vlazhnosti-nefteproduktov-svch-metodami (дата обращения: 19.09.2019).

ГБОУ ВО АГПИ

УДК 661.715.332

РЕКОНСТРУКЦИЯ БЛОКА ПРОМЫВКИ УСТАНОВКИ ПИРОЛИЗА ПАО «КАЗАНЬОРГСИНТЕЗ»

RECONSTRUCTION OF THE WASHING UNIT OF PYROLYSIS INSTALLATION UNIT PJSC «KAZANORGSINTEZ»

Р.Р. Шайхутдинова, Н.Л. Солодова, Г.М. Валеева, Б.А. Валиев, Т.Р. Гатин, Д.П. Столяров

(Renata. R. Shaikhutdinova, Natalya L. Solodova, Gulnaz M. Valeeva, Bulat A. Valiev, Timur R. Gatin, Daniil P. Stolyarov)

Казанский национальный исследовательский технологический университет

(Kazan National Research Technological University)

Объектом работы является установка пиролиза пропан-бутановой фракции, расположенная на ПАО «Казаньоргсинтез» в городе Казани. В ходе работы показана возможность снижения производственных потерь с промывными водами на 2,3% и, соответственно, увеличения производительности по целевому продукту - этилену. Модификация заключается в замене промывного оборудования, блока водной промывки пиролизного газа.

The object of work is a propane-butane fraction pyrolysis unit located at PJSC Kazanorgsintez in the city of Kazan. In the course of the work, the possibility of reducing production losses with wash water by 2.3% and, accordingly, increasing the productivity of the target product, ethylene, was shown. The modification consists in replacing the washing equipment of the pyrolysis gas water washing unit.

Ключевые слова: *пропан, бутан, пиролиз, пирогаз, оборудование.*

Key words: *propane, butane, pyrolysis, pyrogas, equipment.*

Одним из наиболее важных технологических процессов в нефтехимии является пиролиз, который представляет ценность как источник углеводородного сырья для всего органического синтеза.

Пиролиз – это дезинтеграция природных энергоносителей в жестких условиях, при отсутствии кислорода. Под жесткими условиями понимается ряд обязательных факторов необходимых при ведении процесса пиролиза: высокая температура и малое время пребывания сырья в зоне реакции. Высокая температура служит необходимой средой для протекания реакций термического расщепления с образованием целевого продукта – низших олефинов, малое время пребывания сырья в змеевиках печи позволяет уменьшить возможность протекания реакций дегидрирования и реакций ведущих к образованию продуктов уплотнения – твердого пиролизного кокса.

ГБОУ ВО АГНИ

Как было упомянуто выше, целью процесса пиролиза является получение из исходного сырья ациклических непредельных углеводородов – низших олефинов, в основном это этилен и пропилен. На основе этилена осуществляется промышленное производство этилбензола, различных марок полиэтилена, ацетальдегида, окиси этилена, дихлорэтана и этилового спирта. Пропилен применяется в качестве сырья для получения изопропилового спирта, глицерина, полипропилена, окиси пропилена и изопропилбензола [1].

Мировое производство этилена в настоящее время составляет приблизительно 60 млн тонн, а пропилена около 40 % от объема производства этилена [1].

Для производства низших олефинов используют различные источники углеводородного сырья, в основном это этан, пропан, бутан, прямогонный бензин содержащиеся в природном, попутном нефтяном газе. В настоящее время большую часть низших олефинов получают на специальных крупногабаритных установках – печах пиролиза, путем высокотемпературного крекинга, в результате которого газообразное сырье превращается в пирогаз. Пирогаз – это газообразный продукт, полученный в результате процесса пиролиза, являющийся кладезем различных углеводородов, среди которых преобладают – этилен и пропилен. Установка пиролиза является головной частью технологической схемы, включающей также системы промывок и очистки газа, цехов компримирования газа и газоразделения.

Для развития процесса пиролиза в связи с ростом мощностей печей, требуется как разработка инновационных методов, так и максимальная техническая модернизация крупногабаритных трубчатых установок. Нужно создание новейших технологических схем пиролиза в печах, гарантирующих слаженную работу высокого уровня производства олефинов и снижение их себестоимости. Сегодня широко ведутся работы по освоению новых методов пиролиза нефтяных фракций.

Как известно при термическом крекинге происходит образование трех видов реакций за счет влияния огромных температур (700-1000ºС) на углеводороды:

- Реакции деструкции, идущие с образованием непредельных углеводородов
- Реакции конденсации и полимеризации, ведущие к смоло- и коксообразованию
- Реакции прямого молекулярного распада с образованием сажи и водорода

Очевидно, что целевые продукты, ради которых и организованно производство, образуются благодаря протеканию реакций деструкции с образованием олефинов, или как их еще называют – реакций первого порядка. Говоря о путях совершенствования блока закалки, хочется отметить, что резкая закалка или же охлаждение, необходима для того, чтобы как можно быстрее предотвратить возможность протекания

ГБОУ ВО АГМА

вторичных реакций, в результате чего увеличится выход легких углеводородов. В прошлом эта проблема решалась малоэффективным путем: подачей умягченной воды в линию трубопровода пирогаза выходящего из радиантной части печи. В наше время эту роль выполняют закалочно-испарительные аппараты ЗИА, представляющие собой аппараты типа «труба в трубе». В трубное пространство ЗИА поступает только что вышедший из печи пирогаз, тем временем в межтрубное пространство ЗИА подается питательная вода, происходит теплообмен в результате которого происходит снижение температуру пирогаза и образование насыщенного водяного пар высокого давления, который направляется на собственные нужды или в заводскую сеть.

Усовершенствование блока промывки также принесло свои плоды, не смотря на внедрение ЗИА избежать образования пиролизных смол невозможно. После прохождения аппаратов закалки пирогаз отправляется на промывку в ректификационную колонну, где проходит конденсация и отмывка пирогаза от тяжёлых компонентов кокса и сажи. Сверху колонны выходит охлажденный очищенный пирогаз, а с куба колонны стекают вода, сконденсировавшиеся углеводороды и жидкие продукты пиролиза. Для снижения потерь этилена с химзагрязненной водой используется отпарка от нее легких углеводородов при контакте с перегретым паром который подается в нижнюю часть отпарной колонны. Данное решение помогло выделить из химзагрязненной воды значительное количество ценнейших легких углеводородов, с последующим выводом их сверху отпарной колонны вместе с водяным паром и дальнейшем смешением с выходящим сверху колонны водной промывки пирогазом. Также к основным усовершенствованиям процесса пиролиза относятся:

- переход с горизонтальных змеевиков радиантной части печи на вертикальные
- конструирование печей пиролиза таким образом, чтобы время пребывания сырья в змеевике сошло к минимуму, что привело к использованию многопоточных печей.

В результате оказалось возможным увеличить единичные мощности этиленовых установок.

В наше время наибольшую популярность получил пиролиз в трубчатых печах градиентного типа в присутствии водяного пара-разбавления с давлением 0,5-0,8 МПа. Данный способ показал рекордное количество выхода этилена – до 76-79% масс., за счет уменьшения парциального давления углеводородных паров и снижению образования коксоотложения на стенках змеевиков печи. [1] Этому также сопутствовало совершенствование вспомогательных технологических блоков, таких как блок промывки, отпарки, компримирования и осушки пирогаза.

Сырье для пиролиза обладает большим разнообразием, могут использоваться как газообразные углеводороды, так и сжиженные

ГБОУ ВО АГТИ

углеводородные газы, а также тяжелые дистилляты и даже сырая нефть. При термокрекинге химических компонентов различных классов и молекулярной массы образуются продукты абсолютно разного состава. Для получения в процессе пиролиза максимального выхода целевых продуктов необходимо использовать высокопарафинистое сырье, весьма отрицательным фактором будет являться тот факт, если в исходном сырье содержится значительно большее количество нафтеновых углеводородов по сравнению с парафинами, это приводит к уменьшению образования целевых продуктов. Поэтому при каждом приеме сырья на производство, в цех, проверяется аналитически его компонентный состав. Арены в условиях проведения процесса пиролиза на современных установках из-за высокой термостабильности и малого времени пребывания сырья в змеевиках (0,5-0,75 сек) практически не подвергаются реакциям деструкции, но участвуют в образовании продуктов уплотнения. Лучшим сырьем в современном мире для производства низших олефинов является этан, обладающий малой молекулярной массой и легко поддающийся дегидрированию под действием высоких температур. При жестких условиях образуется до 76-79% масс. Также неплохие показатели при пиролизе получили пропан и нормальный бутан, выход этилена при использовании их в качестве сырья достигает 30-35% масс [1].

Печь пиролиза состоит из 2 камер: конвекционной и радиантной. Сырье после смешения с паром разбавления поступает в конвекционную часть печи в горизонтальные трубчатые змеевики, где происходит предварительный нагрев сырья до 550-600ºС теплом дымовых газов переносимых из радиантной части печи. Дымовые газы образуются в результате сгорания топливного газа в туннелях горелок. Дымовые газы отдав 40-50% своего тепла с температурой 470-580ºС покидают печи при помощи дымососов и сбрасываются в котлы утилизаторы. Пройдя конвекционную камеру паро-сырьевая смесь попадает в радиантную секцию, здесь происходит пиролиз углеводородов за счет обогрева вертикальных трубчатых змеевиков радиантной камеры теплом беспламенных или акустических газовых горелок при 790-850 ºС. Радиантная от слова «радиант» (излучать), излучение происходит за счет сгорания в форсунках горелок топливного газа. Прямое попадание пламени категорически исключено, дабы избежать прогара труб.

После радиантной секции пирогаз проходит закалочно-испарительные аппараты ЗИА для резкого охлаждения пирогаза до температуры 350-400 ºС. Цель данного действия – предотвращение образования новых вторичных реакций. После ЗИА пирогаз последовательно очищается и охлаждается в колонне водной промывки путем подачи на тарелки или насадки циркуляционной воды. Также после водной промывки зачастую пирогаз очищают в колонне щелочной промывки. Делается это с целью удаления из пирогаза меркаптанов и

ГБОУ ВО АГНИ

сероводорода. На современных производствах к исходному сырью зачастую подмешивают ингибиторы коксообразования диметилдисульфид, этилмеркаптан с целью уменьшения продуктов уплотнения. Оставшиеся после применения данного ингибитора серные соединения необходимо вычистить из готового к компримированию пирогаза. После щелочной промывки пирогаз уходит на компрессию, где сжимается до 38-40 кгс/см^2 при помощи поршневых компрессоров, для дальнейшей свободной транспортировки пирогаза в цех газоразделения на установку ГФУ, где из пирогаза методом низкотемпературной ректификации извлекают этилен и пропилен.

На ПАО «Казаньоргсинтез» на установке пиролиза 1-ой очереди, для очистки пирогаза от тяжелых компонентов, используется последовательная двухстадийная водная промывка пирогаза. На первой стадии используется пенный аппарат, представляющий собой вертикальную цилиндрическую колонну с тремя ситчатыми тарелками. При определенном соотношении скоростей газа и воды на тарелках создается слой подвижной пены, обладающий динамической устойчивостью, благодаря чему обеспечивается хороший контакт фаз, необходимый как для процесса теплообмена, так и для извлечения из пирогаза конденсирующихся тяжелых углеводородов и кокса. На второй стадии используется - турбулентный промыватель, который представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат с одной ситчатой тарелкой и трубой Вентури - расширителем на приеме пирогаза. Пирогаз поступает в трубу «Вентури» турбулентного промывателя, где циркуляционной водой производится отмывка его от ароматических углеводородов, кокса и охлаждение пирогаза до температуры 85ºС. Смесь пирогаза, жидких продуктов пиролиза и воды через трубу «Вентури» поступает непосредственно в аппарат. Вода и жидкие продукты пиролиза стекают вниз аппарата, унося отмытые ароматические углеводороды и кокс, а пирогаз поступает на ситчатые тарелки, где циркуляционной водой производится дополнительная отмывка его от ароматических углеводородов.

Согласно расчетам материальных балансов, при эксплуатации вышеперечисленного оборудования, узла водной промывки, теряется до 2,33% целевого продукта - этилена. В работе предложено внедрение одной колонны водной промывки взамен турбулентного промывателя и пенного аппарата. В качестве колонны водной промывки рекомендуется использовать пенный аппарат при оснащении его двумя секциями высокоэффективной насадки фирмы «Инжехим» и распределителя газожидкостного потока.

Как показали предварительные расчеты, потери этилена с химзагрязненной водой уменьшаются с 2,33% до 0,04%. При этом происходит снижение капитальных затрат в результате передачи части оборудования в пункт приема металлолома (ситчатые тарелки, турбулентный промыватель и смолоотстойник с обвязкой) и передачи

ГБОУ ВО АГМУ

теплообменного оборудования (холодильники, насаосы) на другие цеха, в связи с расширением производства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Солодова Н.Л. Пиролиз УВ сырья: учебное пособие / Н.Л. Солодова, А.И. Абдуллин. - Казань: Издательство Казан. Гос. Технол. ун-та, 2008. – 240 с.

УДК 681.3

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ПОДХОД ДЛЯ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПО ТРУБОПРОВОДАМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИСАДОК

USE OF COMPUTER PROGRAMS FOR CALCULATING THE HYDRAULIC FRICTION COEFFICIENT IN OIL PIPELINE TRANSPORTATION WITH POLYMER TURBULENT ADDITIVES

А.И. Хайруллин
(A. Khairullin)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Данная работа посвящена вопросу внедрения современных информационных технологий, а именно разработка программы ЭВМ для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при транспортировке нефти по трубопроводу с применением противотурбулентных присадок. В ходе работы, была поставлена проблем, и было найдено наиболее практичное решение с возможностью последующего расширения сферы применения разработанной программы.

Ключевые слова: Эффект Томса, противотурбулентные присадки, гидравлические сопротивления, трубопроводный транспорт, разработка программы для ЭВМ.

Key words: *Toms effect, anti-turbulent additives, hydraulic resistance, pipeline transport, development of a computer program.*

Роль трубопроводного транспорта для современного энергетического комплекса и всей экономики в целом сложно переоценить. Современные газопроводы, нефтепроводы, водоводы и др. имеют протяженность десятки, сотни и тысячи километров, транспортируя огромные объемы жидкости. Трубопроводный транспорт – это сложный технологический комплекс, включающий насосные

ГБОУ ВО АГНИ

станции, резервуары, трубопроводы, запорную и регулирующую аппаратуру. Конечно, работа таких грандиозных систем требует колоссальных затрат энергии, которая в первую очередь расходуется на преодоление жидкостью сопротивлений трения.

Основные задачи проектирования трубопроводной системы: обеспечение технико-экономической эффективности, минимальной энергоемкости и металлоемкости трубопровода, а также конструкционной надежности его работы.

Потери энергии (напора) на преодоление гидравлических сопротивлений трения для круглых труб могут быть определены по уравнению Дарси:

$$h_{тр} = \lambda \frac{l}{d} \frac{V^2}{2g}, \quad (1)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления трения; – длина трубы; d–внутренний диаметр трубы; V–средняя скорость движения жидкости в трубе.

Средняя скорость движения жидкости в трубе

$$V = \frac{4Q}{\pi d^2} \quad (2)$$

где Q – расход жидкости в трубе.

Снижение энергетических затрат трубопровода и повышение эффективности его работы связано с уменьшением потерь напора. Уравнения (1) и (2) показывают, что уменьшение потерь напора можно обеспечить увеличением диаметра трубы, но в результате увеличится металлоемкость, а, следовательно, и строительная стоимость системы.

Согласно уравнению (1), потери напора на трение можно снизить путем уменьшения коэффициента трения λ

$$\lambda = f\left(Re; \frac{\Delta Э}{d}\right), \quad (3)$$

где э – эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубы.

В настоящее время ряд исследователей предлагает уменьшение коэффициента с помощью добавления в трубопровод высокомолекулярных полимеров [1, 2]. На сегодняшний день этих исследований недостаточно и порой они противоречивы. В связи с этим, цель нашей работы – оценить возможность использования полимеров соответствующей концентрации для снижения гидравлических сопротивлений.

Эффект снижения гидравлических сопротивлений с помощью полимеров был открыт в 1948 г. английским химиком Томсом, который установил, что при добалении в жидкость полимеров, трение между турбулентным потоком и стенкой трубопровода значительно снижается [2].

Исследования по влиянию полимеров на снижение гидравлических сопротивлений проводили, Ю.А. Войтинская, Ю.А. Альтшуль, Ю.Г. Абросимов и другие. Ю.А. Войтинская предложила зависимость для определения λ при движении воды с добавками полимеров

ГБОУ ВО АГНИ

На наш взгляд, эффект снижения гидравлического сопротивления можно использовать и для решения обратной задачи, т. е. для уменьшения диаметра трубопровода, а значит уменьшения строительной стоимости системы, повышения ее надежности и снижение экологического ущерба в процессе прокладки трубопровода. Для такой системы предполагается увеличивающиеся потери напора по длине в результате уменьшения диаметра скомпенсировать снижением коэффициента гидравлического сопротивления при применении противотурбулентных присадок.

Кроме того, применение противотурбулентных присадок может решить проблему неполной загрузки нефтепроводов на истощающихся месторождениях. Предлагается строительство трубопровода меньшего диаметра, в котором в период пиковой загрузки на разных этапах разработки месторождения могут быть применены полимерные добавки для увеличения пропускной способность нефтепровода.

Полимерные добавки, снижающие потери напора в 1,5 раза, дают возможность уменьшить диаметр трубы на 15% в пределах начальных потерь напора.

Таким образом, использование полимерных добавок имеет соответствующий потенциал технико-экономической эффективности, как на отдельных участках трубопровода, так и в целом всей магистрали.

Существующая проблема

Прогнозирование эффективности применения той или иной противотурбулентной присадки на данный момент является чрезвычайно сложной задачей. Для решения этой задачи необходимо учесть большое количество различных факторов, влияющих на эффективность применения присадки в определенных условиях, многие из которых подразумевают получение опытных данных. Вследствие чего, необходимо произвести огромное количество различных испытаний на специально оборудованных полигонах перед непосредственным внедрением технологии в эксплуатацию. Существующие на данных момент зависимости коэффициента гидравлического сопротивления при трубопроводном транспорте нефти с использованием противотурбулентных присадок от различных параметров нефтепровода и перекачиваемой жидкости не могут удовлетворить потребностям в расчете большого количества данных.

Предлагаемое решение

На сегодняшний день, многие инженеры и ученые сходятся во мнении, что наиболее перспективным вектором развития всей нефтегазовой отрасли в целом является внедрение аналитических мощностей современных вычислительных устройств и расширение функционала современного программного обеспечения для оптимизации работы всего энергетического сектора экономики.

Возможным решением обозначенной выше проблемы по аналитической оценке эффективности применения

ГБОУ ВО АГНИ

противотурбулентной присадки для снижения коэффициента гидравлического сопротивления при трубопроводном транспорте нефти является разработанная в ходе проведенных исследований программа для ЭВМ.

Программа для расчета коэффициента трения при трубопроводном транспорте нефти с использованием противотурбулентных присадок:

Параметры

Среда разработки: C++

Операционные системы: Windows XP/Vista/7, Linux, Mac OS

Объем программы: 2 Кб

Исходные данные:

Эквивалентная шероховатость трубы (Δэ[м])

Внутренний диаметр трубы (d [м])

Расход жидкости в трубе (q [м3/с])

Кинематическая вязкость среды (V [м2/с])

Пороговая скорость (табличное значение для выбранной присадки, (V_пор [м/с]))

Объемная концентрация полимерной присадки (C [%])

Результатом является рассчитанное значение коэффициента трения λ раствора полимерной присадки.

В ходе проведенной работы был выбран алгоритм расчета коэффициента гидравлического сопротивления по уравнению (4). Наиболее эффективным для данной задачи был признан алгоритм бинарного поиска. Применение данного типа расчета позволило сократить время получения результата в 3 раза.

На первом этапе проведенной работы была разработана программа расчета коэффициента гидравлического сопротивления для трубопроводного транспорта вязкой жидкости с использованием полиакриламида (ПАА) для которого известны пороговая скорость и оптимальная объемная концентрация ($*_{пор}$=0,05 м/с, C=0,01% и C=0,015%). На этой стадии проработки программа дала возможность оценить эффективность отдельной полимерной добавки (ПАА) при различных параметрах трубопроводной системы (диаметр, расход, кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости и эквивалентная шероховатость стенок трубопровода). Полученные с помощью разработанной программы данные подтверждали экспериментально полученные значения в ходе испытаний на гидравлическом стенде, а также опыты ученых, упомянутых ранее.

На следующем этапе работы стояла задача расширения функциональности разработанной программы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при трубопроводном транспорте вязкой жидкости с применением различных типов противотурбулентных присадок. Для этого в расчетные зависимости были добавлены переменные, характеризующие параметры отдельной

ГБОУ ВО АГНИ

полимерной присадки (пороговая скорость *пор[м/с] и объемная концентрация С [%]). После завершения этого этапа работы программа была зарегистрирована в департаменте интеллектуальной собственности нашего университета.

```
eps = 0.0001
d = 1.067
v = 0.0000125
v_p = 0.05
q = 1.425
C = 0.015
0.011317

Process returned 0 (0x0)   execution time : 25.689 s
Press any key to continue.
```

Рисунок 1 - Пользовательский интерфейс разработанной программы

Произведенные дополнения позволили провести работы по определению зависимости коэффициента гидравлического сопротивления от концентрации противотурбулентной присадки.

Направления дальнейшей работы

Наиболее важными задачами на данный момент являются:

Расширение возможностей разработанной программы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при использовании различных противотурбулентных присадок с учетом изменения вязкости раствора при увеличении концентрации полимера.

Выбор типа присадки для различных параметров трубопроводной системы. Расчет оптимальной концентрации полимерной присадки

Решение обратной задачи – проектирование трубопровода, где будет заложено использование полимерных присадок для снижение металлоемкости системы

А также специалистами компании ООО «Транснефть – Дальний Восток» была поставлена задача по определению зависимости эффективности противотурбулентной присадки от температуры перекачиваемой нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Любименко, Р., Заколодкин, А., Любименко, Л. Альтернативная технология очистки фенольных стоков // Oil&Gas Journal Russia. - 2016. - № 1-2. - С. 96-99.*

2. Бухгалтер Э.Б., Голубева И.А., Лыков О.П. Экология нефтегазового комплекса: учебное пособие. В 2 т. Т.1. - М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 416 с.

3. Овчаров Л.А. Математические модели информационных процессов и управления: учеб. для вузов / Овчаров Л.А., Битюков В.С., Волков В.М., Юдовский О.В., Молотков Г.П., Кучин Б.Л., Куроптева И.С. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2001. - 247 с.

4. Нестеров А.К. Информационно-аналитические системы [Электронный ресурс] // Образовательная энциклопедия ODiplom.ru. -

ГБОУ ВО АГНИ

Режим доступа: http://odiplom.ru/lab/informacionno-analiticheskie-sistemy.html. (Дата обращения: 27.01.2018).
5. Миллер К.А., Маковецкий О.А. Анализ предельной несущей способности конструкции геотехнического барьера, выполненного из грунтобетонных элементов // Вестник ПНИПУ. Прикладная экология. Урбанистика. - 2015. - № 4. - С. 51–59.

УДК 681.5

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ В СИСТЕМАХ УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

THE USE OF DIGITAL TWINS IN OIL PRODUCTION CONTROL SYSTEMS

В.Р. Хисматов
(Vadim R. Khismatov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State OilInstitute)

Одна из перспективных идей завтрашнего дня, касающаяся любого производства, - цифровое моделирование активов: создание виртуальных копий реальных объектов, которые выглядят и функционируют точно так же, как и их прототипы.

One of tomorrow's promising ideas for any production is digital asset modeling: creating virtual copies of real objects that look and function exactly like their prototypes.

Ключевые слова: *Цифровые двойники, системы управления, нефтяная промышленность, область применения, польза.*

Key words*: Digital twins, control systems, oil industry, field of application, benefits.*

В «Газпром нефти» и в других нефтегазодобывающих компаниях «цифровыми двойниками» вплотную занимаются на перерабатывающих производствах компании, и многое из этой инновационной технологии уже удалось воплотить в жизнь

Цель исследования: «выяснить в чем заключается польза цифровых двойников в сфере добычи нефти».

Немного истории. Чертежи и схемы нужны были людям всегда, с момента первых изобретений — колеса и рычага, чтобы передавать друг другу информацию об устройстве этих приспособлений и правилах их использования. Сначала это были примитивные рисунки, содержащие лишь самые простые сведения. Однако конструкции становились сложнее, а изображения и инструкции — детальнее. С тех пор технологии визуализации, документирования и хранения знаний о сооружениях и механизмах прошли большой путь. Тем не менее долгое

ГБОУ ВО АГНИ

время основным носителем для фиксации инженерной мысли оставалась бумага, а рабочим пространством — плоскость.

Во второй половине XX века стало ясно, что привычная армия чертежников, вооруженных кульманами, уже не способна успеть за стремительным ростом развития промышленного производства и сложностью инженерных разработок. Ускорение обработки объемной и сложной информации (например, технологическая установка атмосферной перегонки нефти содержит более 30 тысяч единиц оборудования) потребовало изменения технологии работы проектировщиков, конструкторов, строителей, технологов, специалистов по эксплуатации и техническому обслуживанию. Эволюция технических средств проектирования совершила очередной виток, и в начале 90-х годов прошлого века в нефтяную отрасль пришли системы автоматизированного проектирования — САПР. Сначала они использовали двухмерные чертежи, а затем, к концу 2000-х, пришли и в 3D.

Современные системы проектирования позволяют инженерам выполнить компоновку и проектирование промышленных объектов в объемном виде с учетом всех ограничений и требований производственного процесса, а также требований промышленной безопасности. С их помощью можно создавать проектную модель той или иной установки и правильно размещать на ней технологические и технические компоненты без противоречий и коллизий. Опыт показывает, что за счет использования подобных систем удается в 2–3 раза сократить количество ошибок и несостыковок при проектировании и эксплуатации различных установок. Цифра впечатляет, если учесть, что для крупномасштабного промышленного оборудования число ошибок, которые приходится исправлять в процессе проверки проекта, исчисляется тысячами.

С точки зрения проектировщиков и строителей, использование 3D-моделей дает возможность кардинально улучшить качество проектной документации и сократить время проектирования. Построенная информационная модель объекта оказывается полезной и на этапе эксплуатации. Это новый уровень владения промышленным объектом, на котором персонал может получить любую информацию, требующуюся для принятия решения или выполнения задачи в кратчайший срок, опираясь на имеющуюся модель. Более того: когда через какое-то время потребуется модернизация оборудования, будущим проектировщикам будет доступна вся актуальная информация, с историей ремонтов и обслуживаний.

Из новых цифровых технологий ключевые игроки российского энергорынка внедряют практически весь «джентльменский набор» — технологии искусственного интеллекта (используя нечеткую логику и нейроннуя сеть, проведения оценок областей устойчивого функционирования системы управления с учетом запаздывания,

ГБОУ ВО АГНИ

снижение энергетических затрат при первичной подготовке и транспортировке нефти) [1-5], интернета вещей и цифровых двойников, а также экспериментируют с блокчейном.

Активно используется понятие «цифровой двойник», онтологическое моделирование, - когда физический объект описывается в электронных системах, а доступ к этим описаниям получают различные департаменты и службы компании. Так, «Роснефть» вмае 2019 года первой в России запустила пилотный проект «Цифровое месторождение» на базе Илишевского месторождения «Башнефти». Основными элементами модели выступают цифровые двойники, новейшие мобильные устройства с передачей данных, интеллектуальная система мониторинга трубопроводов. Применение новейших технологий только в производственных процессах «Башнефти» позволит получить дополнительно до 1 млн т нефти за счет оптимизации производства, а экономический эффект составит порядка 1 млрд. руб. в год. Полученный в Башкирии опыт планируется масштабировать на все месторождения «Роснефти», сообщили в компании.

«Газпром нефть» в 2018 году провела заправку регулярного авиарейса с использованием технологии блокчейн. А применение когнитивных систем позволило сократить время оценки потенциальных мест для бурения с нескольких недель до 15 минут. Когнитивные технологии на ранних этапах позволяют оптимизировать 70–80% рутинных операций геологов, а также находить дополнительные геологические идеи, считают в компании. По оценкам SAP, большой потенциал у технологий виртуальной и дополненной реальности, они все больше используются в обучении персонала для моделирования и отработки различных ситуаций. AR-технологии помогают повысить уровень информированности сотрудников «в поле», с помощью визуализации данных об объектах — например, режимах работы скважины или инструкций, при этом значительно ускоряется принятие решений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Горшкова К.Л., Табачникова Т.В. Снижение энергетических затрат при первичной подготовке и транспортировке нефти на основе системного анализа общей структуры производства // Ученые записки АГНИ. – Альметьевск: АГНИ, 2015. - Т.XIII. - №-1. - С. 292-306.

2. Некоторые аспекты автоматизации температурного режима первичной подготовки и транспортировки потоков нефти: монография / К.Л. Горшкова, Т.В. Табачникова. - М.: РУСАЦНС, 2018. – 242 с.

3. Горшкова К.Л., Садыков А.Р., Якупов А.Р. Применение нечеткой логики для регулирования температуры жидкости в емкости // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного

ГБОУ ВО АГНИ

института. – 2012. - Т. 10. - № 1. - С. 193-196.
4. Горшкова К.Л., Алексеев Ф.Ф., Широков П.С.К построению оценок областей устойчивого функционирования системы управления с учетом запаздывания // Вестник Казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева. - 2013. - № 2-1. - С. 141-147.
5. Горшкова К.Л., Садыков А.Р., Фархутдинов Л.Ф. Применение нечёткой логики в управлении системами на примере регулирования динамического уровня жидкости в ёмкости // Научно-технический вестник Поволжья. - 2011. - № 5. - С. 102-110.

УДК 658.5

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УТЕЧЕК В ТРУБОПРОВОДАХ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

METHOD FOR DETERMINING LEAKS IN PIPELINES AND DEVICE FOR ITS IMPLEMENTATION

Э.Р. Чернов, Х.У. Богданов
(Eduard R. Chernov, Haidar Y. Bogdanov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Проблема своевременного обнаружения разливов и утечек нефти является актуальной и представляет первоочередную задачу на всех стадиях добычи нефти. Предлагаемый способ относится к области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов и может использоваться для обнаружения утечек транспортируемой среды из трубопроводов.

The problem of timely detection of oil spills and leaks is relevant and represents a priority at all stages of oil production. The proposed method relates to the field of pipeline transport of oil and oil products and can be used to detect leaks of the transported medium from pipelines.

Ключевые слова: *утечка, трубопровод, нейронная сеть.*
Key words: *leakage, pipeline, neural network.*

В процессе нефтедобычи сырье, добываемое из скважин, проходит множество стадий на различных объектах: компрессорно-насосные станции, сборные коллекторы, отстойники, нефтепроводы, пункты первичной подготовки нефти, нефтеперекачивающие станции и др. Самым слабым звеном в этой цепи являются магистральные нефтепроводы.

Особенностью утечек в трубопроводах является сложность их обнаружения. Часто малую утечку невозможно обнаружить из-за

ГБОУВО АГНИ

внутрипочвенного расположения и перетока нефти, как правило, в водные источники.

Задачей предложенного технического решения является обнаружение утечек нефти и нефтепродуктов, включая утечки малого объема и улучшение технико-эксплуатационных характеристик, то есть разработка оперативного способа определения утечек в трубопроводах, не требующего дополнительного оборудования, энергии и материальных затрат и обеспечивающего высокую точность, надежность и достоверность измеряемых параметров.

Дополнительной задачей технического решения является возможность обнаружения различных неоднородностей трубопроводов, таких как врезка, в том числе и несанкционированная, отвод, сварное соединение, разрыв, деформация и т.д.

Предлагаемый способ определения утечек в трубопроводах работает следующим образом. Звуковой сигнал из акустических пьезодатчиков - приемников, находящихся в трубопроводе преобразуется в электрический сигнал и поступает в программируемый логический контроллер. Он передает полученный электрический сигнал на диспетчерский уровень.

Включив в данную структурную схему двухслойную нейронную сеть с прямой передачей данных, можно подобрать такие параметры, при которых погрешность на тестируемом множестве данных будет минимальной.

На вход двухслойной нейронной сети, находящийся на диспетчерском уровне, в виде вектора p^n, подается электрический сигнал с акустического пьезодатчика - приемника через программируемый логический контроллер. Элементами вектора p^n являются отношения мощностей излучения $\frac{P(\vartheta_1,r)}{P(\vartheta_2,r)}$ до и после отражения от неоднородности на одном участке трубопровода с порядковым номером n. На выходе будут получены координаты X места утечки.

Реализация двухслойной нейронной сети схематично представлена на рисунке 1.

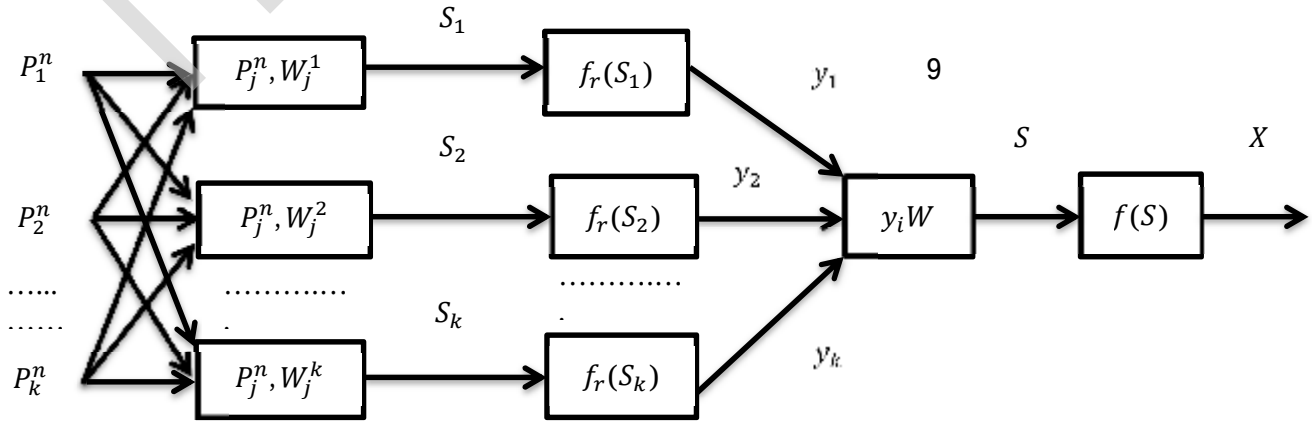


Рисунок 1 - Двухслойная нейронная сеть с прямой передачей данных

ГБОУ ВО АГНИ

Здесь:

P_j^n– j-й элемент вектора pn;

W_j^k– вектор весов i-го нейрона;

S_k– взвешенная сумма i-го нейрона;

$f_r(S_k)$ – передаточная функция нейронов 1го слоя;

y_k– выход 1го нейрона;

X – выход нейронной сети 5.

Полученный электрический сигнал, попадая на вектор весов, преобразуется и направляется на первый слой нейронов. Там, в зависимости от передаточной функции определяется характер неоднородности, и сигнал передается на второй слой нейронов, в котором определяется ее степень. Так как на выходе нас интересует только координата утечки (т.е. один параметр), то для второго слоя нейронов достаточно одной передаточной функции, которая будет определять размер повреждения (маленькая, средняя, большая трещина, разрыв трубопровода и т.д.).

Чтобы определить характер неоднородности (сварное соединение, отвод, деформация, разрыв и т.д.) проводят лабораторные испытания и подбирают коэффициенты для различных вариантов деформации.

Чем больше в систему включено вариантов неоднородностей, тем точнее будет определена модель реального трубопровода.

Таким образом, имея большую базу входных параметров, для различных участков трубопровода можно подобрать наиболее оптимальную двухслойную нейронную сеть, вычисляющую координаты утечки с наибольшей точностью.

Для получения передаточных функций первого и второго слоя нейронов составляют математическую модель распространения звука в цилиндрической трубе.

Волновое уравнение для функции $f_r(S_k)$ выражают следующим образом:

$$\frac{1}{r}\cdot\frac{d}{dr}\left(r\frac{df_r(S_k)}{dr}\right)+\frac{1}{r^2}\cdot\frac{d^2f_r(S_k)}{d\varphi^2}+\frac{d^2f_r(S_k)}{dz^2}+K^2f_r(S_k)=0, \qquad (1)$$

где:

r – коэффициент трения, рассчитанный на единицу площади и длины;

K – коэффициент упругости трубы;

φ – азимутальный угол.

Произведя разделение переменных по методу Фурье, находят частное решение этого уравнения для круглой трубы с учетом следующих ограничений:

Предполагают, что боковые стенки трубы абсолютно твердые и совершенно не проводят тепла.

ГБОУ ВО АГНИ

Считают, что диаметр трубы значительно меньше длины звуковой волны.

Скорость движения звуковой волны одинакова по всему сечению.

Передаточная функция круглого трубопровода:

$$\Phi_p(r,z,\varphi,t) = \left(A_p\cos(p\varphi) + B_p\sin(p\varphi)\right)\cdot J_p(\vartheta,r)\cdot e^{j\left(\omega t-\sqrt{K^2-\vartheta^2}\cdot z\right)}, \quad (2)$$

где:

J_p– Бесселева функция порядка p от аргументов ϑ,r;

ϑ – волновое число.

Подставляя в данную функцию коэффициенты, полученные в результате лабораторных испытаний определенных видов деформаций, получают различные передаточные функции, характеризующие определенный участок трубопровода.

Заявляемое техническое решение обладает целым рядом весомых преимуществ по сравнению с другими внедрёнными методами:

1. Не требуется больших капиталовложений. Для участка достаточно одного генератора импульсов напряжения и акустического пьезодатчика - приемника. Трубопровод является отличным проводником, поэтому не требуется больших затрат энергии на формирование звуковых импульсов, и материальных затрат на обслуживание и ремонт.

2. Высокая точность, надежность и достоверность измеряемых параметров. Качество передачи зависит лишь от трубопровода, что способствует повышению качества управления в процессе эксплуатации.

3. Не имеет значения, каково строение трубопровода, где и как он расположен, погружен датчик в рабочую среду или нет, что гарантирует высокую работоспособность, позволит повысить эффективность обнаружения нарушений трубопроводов.

4. Скорость каждого измерения гораздо выше, чем при методах материального баланса и «волн давления», что обеспечивает высокий коэффициент полезного действия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глебович Г.В., Ковалев И.П. Широкополосные линии передачи импульсных сигналов. — Изд-во Советское радио, 1973. — 224 с.

2. Некрасова А.П. О статистике аварий и несанкционированных врезок на магистральных нефтепродуктопроводах и мероприятия по снижению их числа / А.П. Некросова // Транспорт и ранение нефтепродуктов. — 2000. — № 8-9. — С. 9–11.

3. Ржевкин С.Н. Курс лекций по теории звука. — Изд-во Московского Университета, 1960. — 337 с.

ГБОУ ВО АГПИ

УДК 658.5

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ИЗМЕРЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ МУЛЬТИФАЗНОЙ СМЕСИ

ANALYSIS OF METHODS FOR MEASURING WATERFLOW OF MULTIPHASE MIXTURE

Э.Р. Чернов
(Eduard R. Chernov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Проблема достоверного определения обводненности нефтегазоводяной смеси является актуальной и представляет первоочередную задачу на поздней стадии разработки месторождения. Предлагаемый способ относится к области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов и может использоваться для определения рентабельности добывающих скважин.

The problem of reliably determining the water cut of the oil and water mixture is relevant and represents a priority at the late stage of field development. The proposed method relates to the field of pipeline transport of oil and oil products and can be used to determine the profitability of producing wells.

Ключевые слова: *обводненность, влагомер , скважина.*
Key words: *water cut, moisture meter, well.*

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений Татарстана характеризуется высокой степенью обводненности, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, а также ростом простаивающего фонда скважин [1].

На стадии разработки месторождений часть малодебитных высокообводненных скважин является убыточной, в тоже время, часть рентабельных добывающих скважин зачастую длительное время простаивает, что снижает эффективность деятельности предприятия.

Существующие методики определения рентабельность эксплуатируемой скважины основаны на определении обобщающего показателя, зависящего от таких основных параметров как: глубина, дебит, способ эксплуатации, обводненность продукции и др. Самым важным звеном в этой цепи является обводненность.

Мировой опыт разработки нефтяных месторождений свидетельствует о том, что обводненность скважинной продукции может служить косвенным показателем эффективности применённых технологических решений в процессе разработки месторождения.

Своевременное определение фонда нерентабельных скважин, основанное на контроле обводненности, и проведение мероприятий по

ГБОУ ВО АГНИ

отключению или выводу из эксплуатации скважин, методов интенсификации добычи нефти, технических и технологических мероприятий с оценкой эффективности их использования будет способствовать снижению себестоимости добычи нефти и повышению конкурентоспособности нефтедобывающей компании.

На сегодняшнее время основным способом определения обводненности продукции, добытой из нефтяной скважины, на большей части эксплуатируемого фонда ПАО «Татнефть» является периодический отбор ручных проб на устье. Недостатками данного метода являются высокая дискретность получаемой информации, низкое качество получаемых проб, а также человеческий фактор [2].

Решением данной проблемы может стать установка стационарного влагомера, позволяющего производить автоматический контроль над динамикой изменения обводненности разрабатываемых нефтяных коллекторов. Анализ статической (история скважины) и динамической (ее текущее состояние) информации об обводненности позволит оценить эффективность применения практически всех новых технологий применяемых разработчиками месторождений для увеличения нефтеотдачи [3].

Существует несколько возможных вариантов установки влагомера:

1. Непосредственно в добывающей скважине. Основным преимуществом данного метода является возможность определения обводненности самого нефтяного коллектора, однако, существующие глубинные влагомеры точны лишь в гомогенной среде, а значит должны быть установлены на большой глубине, где газ растворен в воде.

2. На устье скважины. Преимуществом данного способа является возможность определения обводненности непосредственно добытой жидкости, однако конструктивные особенности не позволяют устанавливать их на скважины с содержанием газа более 10%. Вторым существенным недостатком является высокая стоимость данного метода, в связи с огромным количеством добывающих скважин.

3. На АГЗУ перед сепарационной емкостью. Данное расположение обусловлено возможностью поочередного определения обводненности с нескольких скважин при помощи одного влагомера, однако имеет те же ограничения по газу. Дополнительным недостатком является дискретность получаемой информации в процессе переключения ПСМ, а также необходимость подключения одной скважины на каждый отвод с похожим дебитом для исключения перетока из сепаратора.

4. На АГЗУ после регулятора расхода. Данное расположение, по аналогии с предыдущим, дает возможность использовать один влагомер на куст, а также позволяет измерять обводненность скважины любого компонентного состава и дебита. Рассчитав необходимый период замера по каждой скважине можно своевременно корректировать прогнозные значения обводненности добываемой продукции скважин, а также

ГБОУВО АГНИ

предоставить незамедлительную комплексную оценку эффективности применяемых решений по эксплуатации куста добывающих скважин.

Таким образом, несмотря на то, что последний метод определения обводненности нефтяной скважины, как и остальные не лишен недостатков, он кажется наиболее оправданным.

Установка поточного влагомера на АГЗУ после регулятора расхода позволит определить рентабельность по целому кусту добывающих скважин, оценить эффективность проводимых мероприятий по увеличению нефтеотдачи, сигнализировать о резких снижениях уровня добычи, а также способствовать снижению себестоимости добычи нефти и повышению конкурентоспособности нефтедобывающей компании.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гамилова Д.А., Буренина И.В. Управление фондом скважин на основе комплексной оценки эффективности их эксплуатации [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://ogbus.ru/article/view/upravlenie-fondom-skvazhin-na-osnove-kompleksnoj-ocenki-effektivnosti-ix-ekspluatacii.

2. Отчет по проведению опытно-промышленных испытаний (ОПИ) микроволнового поточного влагомера МПВ700 на ГЗУ-38А НГДУ «Альметьевнефть» ПАО Татнефть», 2018.

3. Самойлов Д.Ю. Информационно-измерительная и управляющая система для интенсификации добычи нефти и определения обводненности продукции скважин. - Альметьевск 2018.

ГБОУ ВО АГНИ

СЕКЦИЯ 8. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УДК 336.221

ВЛИЯНИЕ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА НА НЕФТЯНОЙ СЕКТОР РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ

TAX MANEUVER INFLUENCE ON THE RUSSIAN OIL ECONOMY

З.Р. Аухадиева
(Zulfiya R. Aukhadiewa)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В работе представлен анализ проведения налогового маневра, позитивные и негативные оценки экспертов.

The paper presents an analysis of the tax maneuver.

Ключевые слова: *налоговый маневр, нефтяной сектор, экономика, нефть.*

Key words: *tax maneuver, oil sector, economy, oil.*

Нефтедобывающая сфера является основным доходообразующим сектором в экономике России.

На сегодняшний день выделяют две системы налогообложения нефтяных комплексов, которые действуют в мире, - контрактную и лицензионную. При контрактной модели происходит разделение продукта между нефтедобывающей компанией и государством, являющимся собственником природных ресурсов. Лицензионная модель предусматривает получение организациями исключительного права разработки недр и оплату специальных платежей (бонусы, рентные налоги, налоги на прибыль). В Российской Федерации используются обе системы налогообложения, в особенности лицензионная. [1]

Согласно Налоговому Кодексу Российской Федерации нефтяные организации должны уплачивать налог на имущество, на добычу полезных ископаемых, на прибыль, на дополнительный доход, экспортные пошлины.

В июле 2018 года в третьем, окончательном, чтении Госдумой был принят пакет законов о налоговом маневре в нефтегазовой отрасли. В течение 6 лет экспортные пошлины на нефть и нефтяные продукты будут снижены от действующих 30% до 0%, а налог на добычу полезных ископаемых повысится. Маневр направлен на выравнивание цен на внешнем и внутреннем рынке с целью насыщения его нефтью и нефтепродуктами, чтобы избежать случаев, когда из-за повышения цен нефть выходит на внешние рынки, оставляя внутренний рынок без

ГБОУ ВО АГНИ

продуктов нефтяной промышленности. Закон должен привести к увеличению поступлений в бюджет и сокращению количества производителей суррогатного топлива.

Чтобы избежать резкого падения рентабельности нефтеперерабатывающих заводов, вводятся отрицательные акцизы на нефть, поступающую на НПЗ. Они будут предоставляться компаниям, в которых либо уже проведена модернизация перерабатывающих производств, либо планируется ее проведение в следующие три года.

По мнению аналитиков, влияние налогового маневра для отрасли будет незначительно и практически не отразится на внутренних ценах на нефтепродукты.

По расчётам авторов данной инициативы, в результате налогового маневра дополнительные доходы от НДПИ будут составлять 10,8 трлн рублей. Из комментариев к законопроекту, выложенному на сайте Государственной Думы, следует, что потери бюджета от данной реформы и поддержки нефтепереработки оцениваются в 3,4 трлн рублей. [2]

Меры, принятые правительством, позволят получить полный контроль над ценами на внутреннем рынке моторных топлив за счет демпфера – компенсационного механизма, который может вернуть нефтяникам часть упущенной экспортной прибыли при продаже топлива на внутреннем рынке.

На сегодняшний день эксперты утверждают, что из-за налогового маневра многие предприятия потерпели большие убытки.

По подсчетам «НААНС-МЕДИА», в зоне риска находится группа независимых и мини-НПЗ с общим объемом переработки 46 млн тонн в год. В случае отсутствия изменений в параметрах налогового маневра к 2024 году бюджет может потерять около 16% от текущих поступлений от сферы нефтепереработки. [3]

По словам главы Сбербанка Германа Грефа, завершение налогового маневра может привести к невозможности самостоятельного обслуживания нефтяными компаниями кредитов, что может привести к сокращению доходов и дивидендов Сбербанка на сумму около 230 млрд рублей до 2024 года. Аналитик Василий Танурков считает, что отмеченные Грефом возможные последствия налогового маневра для банковской системы преувеличены, так как в случае невозврата кредитов банки могут взыскать эти активы.

В ходе Московского финансового форума Герман Греф заявил, что налоговый маневр в нефтяной отрасли уже привел к большим финансовым потерям. Однако в настоящее время нет объективных причин для пересмотра решений, принятых в рамках «налогового маневра», так как предварительный анализ последствий его реализации выявил, что несмотря на отличие реальных последствий от ожидаемых, проведение маневра не привело к негативным последствиям для нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих секторов и не повлекло

ГБОУ ВО АГМУ

за собой дополнительных финансовых потерь.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фаррахов В.Н., Фадеева А.В. Актуальные проблемы нефтегазового комплекса. - http://economytimes.ru/kurs-rulya/nalogovyy-manevr-v-neftyanoy-otrasli-riski-ruchnogo-regulirovaniya https://www.dp.ru/a/2019/08/20/Smanevrirovat_v_ubitok.

2. Зарафетдинова Э.Р., Краснова Л.Н. Роль налогов в формировании доходов бюджетов Республики Татарстан // Синергия Наук. - 2018. - № 29. - С. 425-431.

УДК 338.45

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

PROBLEMS AND PROSPECTS FOR INCREASING OIL TRANSFER OF LAYERS

А.Р. Ахметгалина, Е.А. Каптелинина

(Alina R. Akhmetgalina, Elena A. Kaptelinina)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Поддержание добычи на текущем уровне и ее последующее увеличение является важной проблемой. Для ее решения, необходимо рассмотреть вопрос внедрения инновационных технологий в нефтедобыче и определение объема потенциальных ресурсов, которыми мы обладаем на данный момент.

Maintaining production at the current level and its subsequent increase is an important problem. To solve it, it is necessary to consider the introduction of innovative technologies in oil production and determining the amount of potential resources that we possess at the moment.

Ключевые слова: *добыча, нефть, запасы, трудноизвлекаемость, совершенствование.*

Key words: *production, oil, reserves, hard to recover, improvement.*

Для поддержания добычи в России и в мире на текущем уровне, а также в свою очередь, ее увеличения в дальнейшей перспективе, существует необходимость рассмотрения данной проблемы не только со стороны внедрения инновационных технологий в нефтедобыче и изменения структуры имеющихся запасов, но и от того каким количеством потенциальных ресурсов мы обладаем на данный момент. На фоне спада нефтедобычи на традиционных месторождениях актуальность разработки более сложных ресурсов, объемы которых еще

ГБОУВО АГНИ

полностью не разведаны, возросла. Показатели мировых запасов нефти постоянно находятся в динамике, происходит это именно за счет открытия новых месторождений и исчерпания уже действующих ранее. Мировые доказанные запасы сырой нефти на начало 2019 года составили 1,498 трлн баррелей, а на начало 2018 года запасы составляли 1,492 трлн баррелей, что на 0,4% меньше по сравнению с 2019 годом [1].

Большая часть запасов мировой нефти сосредоточено в Венесуэле, на втором месте находится – Саудовская Аравия, далее следуют такие страны как – Канада, Иран и Ирак. Россия не входит в пятерку стан с наибольшими запасами черного золота и занимает 8 место с запасом около 80 млрд. баррелей, что соответствует 5% мировых запасов нефти. Необходимо отметить, что доказанные запасы не отражают в целом запасы нефти, которые можно извлечь в длительной перспективе.

Доказанные запасы сырой нефти – это оценочное количество нефти, которое по геологическим и инженерным данным может быть извлечено в ближайшем будущем из уже известных залежей, принимая во внимание существующие технологии и текущую экономическую ситуацию. Это только часть более общей ресурсной базы.

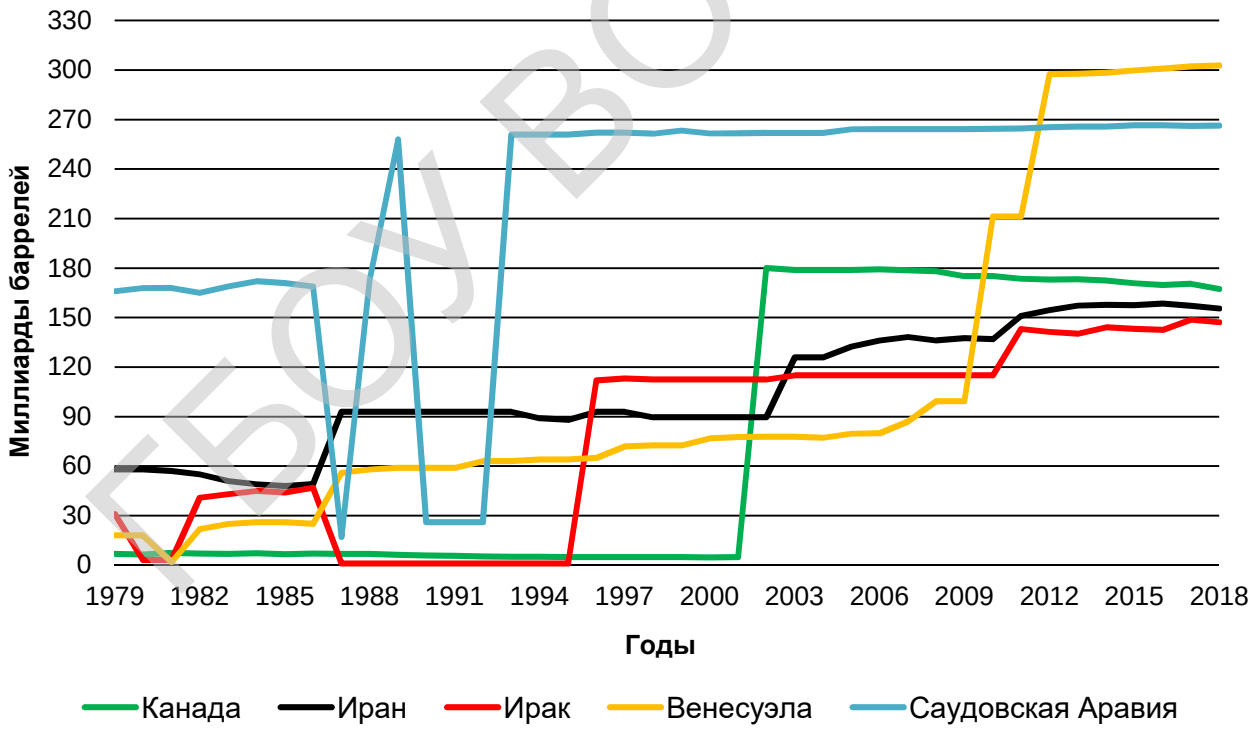


Рисунок 1 – Динамика изменений доказанных запасов нефти пятерки стран с крупнейшими месторождениями нефти, 1979 – 2018 гг. (по данным U.S. International Energy Statistics)

Исходя из графика можно сказать, что в период с начала 80-х годов и посей день оценка количества остаточных доказанных запасов

ГБОУ ВО АГНИ

нефти в мире постоянно менялась, вместе с этим, существенным изменениям подверглась и структура разрабатываемых запасов. Все большее влияние на возможности развития объемов добычи нефти оказывает возрастающая доля так называемых трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ). Как следствие, изменение структуры запасов влечет за собой развитие технологий повышения нефтеизвлечения и совершенствование технологий воздействия на пласты. Перечень групп базовых технологий воздействия на пласты в нефтяной промышленности, который наиболее активно используется достаточно ограниченный, но, по крайней мере, постоянно в той или иной степени совершенствуются или же происходит их наиболее эффективное использование в сочетании друг с другом. К базовым группам технологий по воздействию на пласты относятся: бурение скважин, процесс заводнения пластов, третичные методы увеличения нефтеотдачи, обработки призабойных зон скважин. И когда существующие на данный момент технологии не отвечают геологическим особенностям пласта и разработка их нерентабельна, возникает вышеупомянутое понятие трудноизвлекаемых запасов.

Трудноизлекаемые запасы нефти — запасы нефти залежей (месторождений, эксплуатационных объектов) или частей залежи, отличающиеся неблагоприятными для извлечения геолого-физическими характеристиками и условиями залегания нефти. Для добычи ТрИЗ требуются повышенные затраты материальных, финансовых средств, нетрадиционные технологии, специальное нефтепромысловое оборудование, дефицитные реагенты и материалы. Темпы извлечения, коэффициенты нефтеотдачи, экономическая эффективность их разработки существенно ниже показателей для залежей с нормальной нефтью [2].

Рисунок 2 – Расположение основных групп ТрИЗ нефти в России (по данным VYGON Consulting)

ГБОУ ВО АГПА

О существовании нетрадиционного углеводородного сырья человечество знало давно, но до недавнего времени оно считалось технологически и экономически недоступным. На фоне спада нефтедобычи на традиционных месторождениях актуальность разработки таких более сложных ресурсов, объемы которых еще полностью не разведаны, возросла. Важными факторами, тормозящими разработку нетрадиционной нефти в РФ, являются: наличие низкопроницаемых коллекторов, высоковязкость нефти, подгазовые зоны и нефтяные оторочки, выработанность (истощенность) залежей, нетрадиционные источники углеводородного сырья (сланцевые коллектора) и месторождения удаленные от инфраструктуры. Все эти факторы подразумевают высокие затраты.

Если рассматривать вопрос разработки высоковязкой нефти в России с вязкостью более 100 сПз, то возникают проблемы связанные с низкой подвижностью нефти в пласте, сложностью подъёма на поверхность и дальнейшей ее транспортировкой и самое главное - требуется использования особых дорогостоящих, инновационных зарубежных технологий и оборудования. Многие технологические решения находятся в стадии опытной отработки и усовершенствования, следовательно, не внедрены в производство.

Россия, по оценкам U.S. Energy Information Administration, обладает наиболее обширными ресурсами нефти низкопроницаемых коллекторов с проницаемостью менее 4 мД, которые характеризуются низким фильтрационным потенциалом, где закон Дарси нарушается, фильтрация приобретает нелинейный характер.

Значительная их часть расположена в баженовской свите Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции – самой большой в мире формации нефти такого типа. Она расположена на территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов и занимает площадь более 1 млрд м2. Ресурсный потенциал баженовской свиты оценивается в 135-450 млрд баррелей, что значительно превышает оценки потенциала Баккеновской формации США, где началась «сланцевая революция». Согласно проекту Энергетической стратегии Российской Федерации, до 2035 г., к 2030 г. объемы добычи на формации могут составить около 400 тыс. б/д (20 млн тонн в год).

На данный момент активная разработка баженовской свиты не ведется, так как у России имеются более доступные и экономически привлекательные запасы нефти в большом количестве, нужно отметить и более сложную геологию баженовской свиты – большая глубина залегания (2-3 км), высокое пластовое давление и температура, ко всем перечисленным причинам можно еще добавить отсутствие коммерчески рентабельных технологий разработки этих ресурсов.

Значительным резервом увеличения добычи нефти являются подгазовые зоны и нефтяные оторочки, но их разработка осложняется тем, что неконтролируемые прорывы газа к нефтяным скважинам, даже

ГБОУ ВО АГНИ

в случае низкой депрессии, даже относительное небольшое снижение пластового давления приводит к разгазированию нефти, система ППД отличается низкой технологической эффективностью и не способна удержать газовую шапку в своих первоначальных границах. Все эти проблемы требуют использования технологий, позволяющих дифференцированно разрабатывать такие виды запасов.

Еще одной проблемой в разработке месторождений является их высокая выработанность (истощенность) более 80%. Большой объем попутно добываемой воды приводит к увеличению себестоимости нефти (подъем жидкости из пласта и подготовка товарной нефти). Отнесение их к ТрИЗ обусловлено отсутствием масштабной практики применения более инновационных технологий МУН и РИР.

Говоря о трудностях разработки большей части потенциально имеющихся запасов, нужно сказать и о месторождениях, удаленных от инфраструктуры. Отнесение к ТрИЗ месторождений, находящихся в удалении от основных центров нефтегазодобычи, не имеет прямого отношения к ТрИЗ и связано только с развитостью инфраструктуры. Проблема их разработки зачастую связана с тем, что значительная доля затрат в начальный период освоения месторождения приходится на строительство объектов, связанных с логистикой.

Обобщая все вышесказанное, можно сделать вывод, что большинство ТрИЗ не вовлечено в разработку как правило из-за низкой экономической эффективности и/или отсутствия инфраструктуры и необходимых технологий, а также должной поддержки со стороны государства. Также нужно отметить, что после введения санкций Запада против российского нефтегазового сектора применение иностранных технологий для российских проектов стало очень затруднительным. В связи с этим российским компаниям приходиться самостоятельно разрабатывать технологии, которые направленны на повышение нефтеотдачи. Во многом прогресс в данном вопросе будет зависеть от совместных усилий всех заинтересованных лиц отрасли (научное сообщество, бизнес, государство).

ЛИТЕРАТУРА

1. OPEC Annual Statistical Bulletin 2019 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://nangs.org/analytics/opec-annual-statistical-bulletin.

2. Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2004. - №11. - С. 44–50.

3. International Energy Statistics 2019 [Электронный ресурс] / U.S. Energy Information Administration. - Режим доступа: https://www.eia.gov/beta.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 330.46

РИСК ПРОФИЛЬ КОМПАНИИ: ЦЕЛЕВОЕ ВИДЕНИЕ

RISK COMPANY PROFILE: TARGET VISION

И.С. Ахметзянова, Л. Р. Загитова, И.Н. Глазкова

(IL. S. Akhmetzyanova Lilia R. Zagitova, Irina N. Glazkova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Внутренние и внешние условия деятельности предприятий меняются все более динамично, поэтому необходимо комплексно решать вопросы по управлению рисками. Для принятия взвешенных и правильных решений в условиях неопределенности очень важно разработать политику по управлению рисками в организации. Управление рисками — это логический и систематический процесс, который можно применять для выбора пути дальнейшего совершенствования деятельности компании, и повышения эффективности бизнес-процессов организации. Это путь, ведущий к обеспечению гарантированной результативности.

The internal and external conditions of enterprises are changing more and more dynamically, therefore, it is necessary to comprehensively address risk management issues. To make informed and correct decisions in the face of uncertainty, it is very important to develop a risk management policy in the organization. Risk management is a logical and systematic process that can be used to choose the path for further improvement of the company's activities, and increase the efficiency of the organization's business processes. This is the path leading to guaranteed performance.

Ключевые слова: *риск, математическое моделирование, финансово-экономическая модель, управление рисками, бизнес-процесс.*

Key words*: risk, mathematical modeling, financial and economic model, risk management, business process.*

Процесс управления рисками в организации стал неотъемлемой частью деятельности, обеспечивающей существование того или иного бизнеса. Классическая модель управления рисками, являющаяся лишь частью корпоративного управления, из года в год теряет свою ценность и актуальность. Риски возникают на всех этапах цепочки создания стоимости и в каждом бизнес-процессе организации. Следовательно, чтобы система способствовала достижению поставленных перед организацией целей, она должна быть интегрирована в бизнес-процессы организации и транслирована на все уровни принятия решений.

Таким образом, интегрированная система управления рисками подразумевает под собой целесообразное объединение материальных, интеллектуальных, информационных и других ресурсов организации для

ГБОУ ВО АГНИ

выявления, оценки и прогнозирования рисков, влияющих на достижение стратегических и операционных целей организации.

Ключевые особенности интегрированной системы управления рисками можно сформулировать с помощью следующих утверждений:

- управление рисками осуществляется на всех уровнях и во всех бизнес-процессах;
- управление рисками — задача и ответственность каждого сотрудника. На практике такая система представляет собой процесс, представленный на рисунке 1.

Рисунок 1 – Процесс управления рисками

Риск возникает в определенном бизнес-процессе, и управление этим риском осуществляется работниками в рамках своей деятельности. Таким образом, риски на уровне бизнес-процессов своевременно выявлены и идентифицированы. По результатам идентификации рисков определяются необходимые мероприятия по их предупреждению. Каждый идентифицированный риск покрывает тот или иной драйвер достижения стратегической цели компании, что позволяет этому драйверу быть достигнутым. И в конечном результате создаются условия для достижения стратегических целей компании.

Приведем практический пример функционирования интегрированной системы приведен на рисунке 2 [2].

Для правильной математической оценки риск-профиля Компании необходимо суммировать случайные величины, а не их характеристики, и только после этого делать выводы о величине риска.

При этом есть несколько очевидных правил:

1. Потенциальные ущербы не аддитивны

$$I \neq \sum_{i=1}^{n} I_i \tag{1}$$

2. Простое суммирование потенциальных ущербов ведет к переоценке

ГБОУ ВО АГНИ

$$I \ll \sum_{i=1}^{n} I_i \tag{2}$$

3. Вероятности рисков не аддитивны

$$P \ll \sum_{i=1}^{n} P_i \tag{3}$$

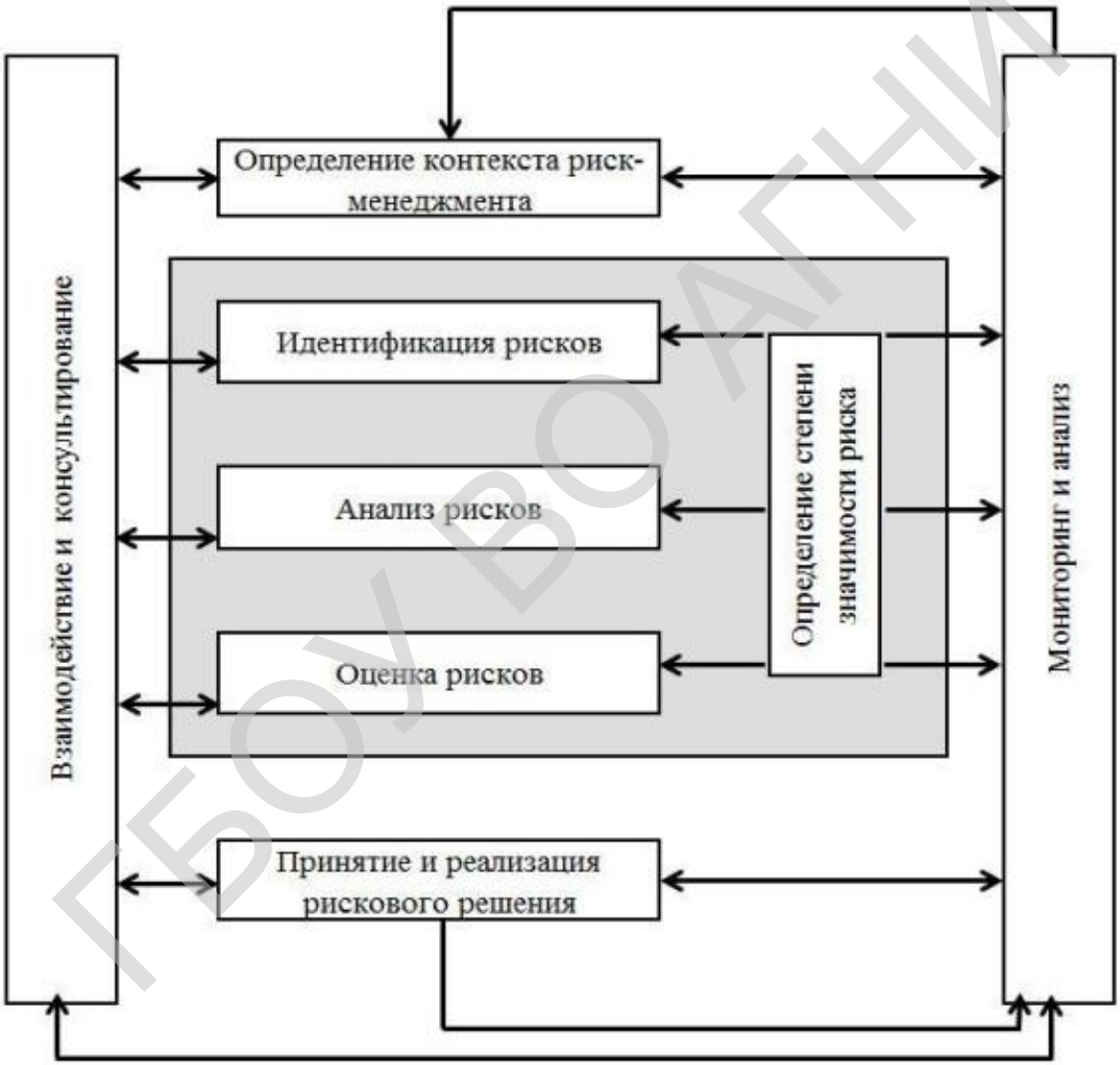


Рисунок 2 – Общая схема стадий процесса риск-менеджмента

Из-за сложности математических моделей решение задачи по поиску гарантирующего решения в аналитическом виде вряд ли возможно. В работе используется моделирование на основе метода Монте-Карло.

ГБОУ ВО АГНИ

Рисунок 3 – Математическое моделирование: финансово-экономическая модель

Вектор $\vec{x} = (a_1, a_2, a_3)$ – это стратегия, подлежащая выбору и описывающая валютную структуру долга Компании.

Представленная в работе система управления рисками может значительно улучшить финансовое положение нефтяной компании, стабилизировав его в периоды снижения цен на сырую нефть. Эффектом от данной системы станет существенное улучшение ключевых показателей эффективности нефтяной компании. Данный факт получен в результате оценки эффективности разработанной системы на примере деятельности компании ПАО «Татнефть».

ЛИТЕРАТУРА

1. Как внедрить интегрированный подход к управлению рисками [Электронный ресурс]. – Доступ: https://www.eg-online.ru/article/401098/ .

2. Марцынковский, Д.А. Руководство по риск-менеджменту / Д.А. Марцынковский, А.В. Владимирцев, О.А. Марцыновский; Ассоциация по сертификации «Русский Регистр». – СПб: Береста, 2007. – 245 с.

3. Чекулаев, М.В. Риск-менеджмент. Управление финансовыми рисками на основе анализа волатильности / М.В. Чекулаев. - М.: Альпина паблишер, 2002. – 343 с.

ГБОУВО АГНИ

УДК 336.2

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ КОНЦЕПЦИИ НАЛОГОВОГО МАНЁВРА

SOME ASPECTS OF THE CONCEPT OF TAX MANEUVER

Л.М. Вафина, Р.Ш. Садыкова
(L.M. Vafina, Roza Sh. Sadykova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Последние несколько лет в России проводится реформа налогообложения в нефтяной сфере. Понятие «налоговый маневр» появилось в законодательстве Российской Федерации, в связи с началом реформ налогообложения в 2012 году т непосредственно коснулось нефтегазодобывающие предприятия, в частности ПАО «Татнефть».

The last few years, Russia has been reforming taxation in the oil sector. The concept of «tax maneuver» appeared in the legislation of the Russian Federation, in connection with the beginning of taxation reforms in 2012, oil and gas companies, in particular PJSC Tatneft, directly affected.

Ключевые слова: налог, налоговый маневр, налог на добычу полезных ископаемых, экспортная пошлина.

Key words: *tax, tax maneuver, mineral extraction tax, export duty.*

Налоговый маневр – это перераспределение нагрузки в пределах различных отраслей экономики России и между различными категориями налогоплательщиков [1]. Основное направление налогового маневра - это снижение ставок экспортной пошлины на нефть, их постепенное выравнивание со ставками экспортной пошлины на темные и, в некоторой степени, светлые нефтепродукты, а также повышение ставки налога на добычу полезных ископаемых.

Актуальность данной темы заключается в том, что налоги занимают значительную долю затрат нефтегазового предприятия, поэтому важно быть в курсе любых изменений в налоговом законодательстве.

Цель работы - ознакомление со стратегией большого налогового маневра и предположительным развитием событий.

Налоговый маневр предполагает поэтапное снижение экспортной пошлины с 30% до нуля и соответствующее поэтапное повышение налога на добычу полезных ископаемых на месторождениях (НДПИ). На совершение этого налогового маневра отводится шесть лет — с 2019 по 2024 год. НДПИ будет расти до 2021 года (рисунок 1) [2] .

ГБОУ ВО АГНИ

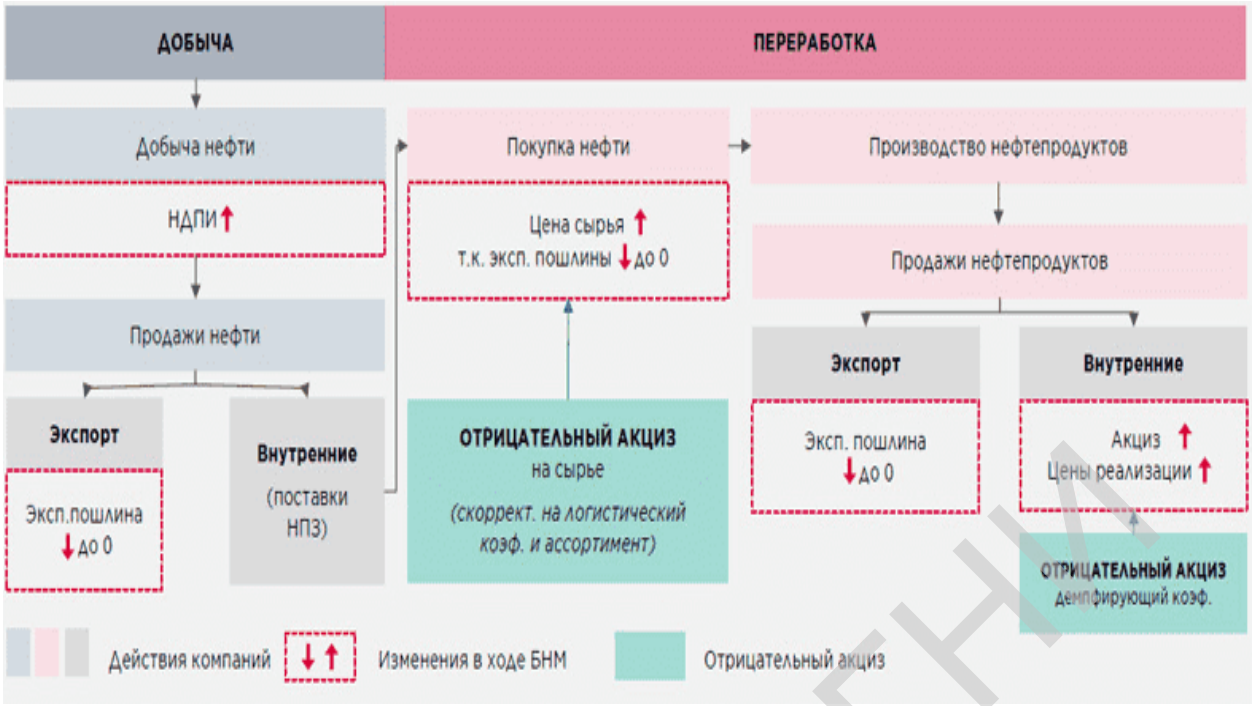


Рисунок 1 - Схема завершения налогового маневра в 2019-2024 годах [3]

Так, в 2019 году предельные ставки пошлины (выше которых не может быть установлена пошлина, рассчитываемая по формулам правительства) предлагается умножать на корректирующий коэффициент 0,833, в 2020 году - 0,667, в 2021 году - 0,5, в 2022 году - 0,333, в 2023 году - 0,167, в 2024 году - 0. То есть, планируется с 2024 года экспортную пошлину на нефть в РФ отменить. Несмотря на риски роста цен на нефтепродукты на внутреннем рынке, поправки сохраняют рост акцизов на топливо. В 2019 году акцизы на бензин должны вырасти с нынешних 8,2 тыс. руб./т до 12,3 руб./т, в 2020 году - до 12,75 тыс. руб./т, в 2021 году - до 13,26 тыс. руб./т. Акцизы на дизельное топливо должны вырасти с нынешних 5,67 тыс. руб./т до 8,54 тыс. руб./т в 2019 году, затем до 8,83 тыс. руб./т в 2020 году и до 9,19 тыс. руб./т в 2021 году.

Решать проблему подорожания топлива правительство планирует за счет введения плавающего акциза. Налоговая нагрузка на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) будет уменьшаться в периоды дорогой нефти, и наоборот. Кроме того, правительство собирается смягчить последствия реформы с помощью обратного акциза. Речь идет о возврате акциза с нефти, идущей на переработку. Его размер зависит от производимых нефтепродуктов. Максимальная экономия получается, если НПЗ выпускает исключительно светлые нефтепродукты.

Добыча сырой нефти группой »Татнефть» в 2018 году составила 29,5 млн т. Из этого объема экспортировано 12,4 млн т, а 16,19 млн т – было поставлено ПАО «Татнефть» на внутренний рынок РФ (на переработку). Как видно, 40% продаж ПАО «Татнефть» в натуральных

ГБОУ ВО АГНИ

показателях приходится на реализацию сырой нефти. Поэтому для компании ПАО »Татнефть» любые новации, связанные с этим сектором, крайне важны [1].

Посмотрим на налоги, связанные с добычей и продажей сырой нефти.

На 31.12.2018 г. ПАО «Татнефть» уплатила экспортных пошлин на экспорт сырой нефти на 2493 млн руб., а в 2017 году – на 1344 млн руб. По НДПИ в 31.12.2018 году была уплата на 21692 млн руб., НДПИ в 2017 году составил 20 030 млн руб.

Таким образом, примерное соотношение по этим основным для ПАО «Татнефть» налогам будет: 10% на экспортную пошлину, 90% — на НДПИ.

ПАО «Татнефть» получает экономию по налогу на добычу полезных ископаемых в результате применения понижающих коэффициентов, характеризующих степень выработанности запасов. ПАО «Татнефть» получила экономию по налогу на добычу полезных ископаемых в размере примерно 52,2 млрд. рублей и 30,4 млрд. рублей за 2018 и 2017годы, соответственно[1]. Анализ данных показал, что предполагаемый налоговый маневр (снижение экспортной пошлины и повышение ставок по НДПИ) кардинально улучшит экономику компании в случае, если не будут отменены льготы по татарстанским месторождениям, а просто будет поднята общая для всей России ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Это самый вероятный вариант развития налоговых новаций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Годовой отчет ПАО «Татнефть» за 2018 год. - https://www.tatneft.ru/storage/block_editor/files/c5fa65350156466f797519211fbd78b6a35a8969.pdf.

2. Новикова Ю.Е. Налоговый маневр за полугодие 2018 года – что изменилось. Студент Института экономики и антикризисного управления.

3. Степанов В. Чем обернется завершение налогового маневра в нефтяной отрасли? Статья 05.11.2018. Эл. ресурс.

4. https://moneymakerfactory.ru/articles/nalogovogovii-manevr-v-neftyanoy-otrasli/.

5. Анализ влияния методологических особенностей расчета НДПИ на нефть на налоговые отчисления (на примере ПАО «Татнефть») / Сулейманова А.М., Краснова Л.Н. // Экономика и предпринимательство. - 2017. - № 9-3 (86). - С. 1011-1015.

ГБОУ ВО АГМУ

УДК 331.1

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ЛОЯЛЬНОСТИ ПЕРСОНАЛА К КОМПАНИИ

THE PRACTICAL APPLICATION OF THE MAIN METHODS FOR EMPLOYEE LOYALTY ASSESSING TO THE COMPANY

А.В. Волкова
(Alexandra.V. Volkova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetevsk State Oil Institute)

Лояльность персонала представляет собой достаточно сложное понятие, которое определяет отношение работника к своей компании. При отсутствии понимания сущности организационной лояльности, умения определить то, насколько хорошо сформировано это качество, способности выявить наиболее подходящие методы его развития, нельзя прийти к устойчивому росту эффективности работы компании в целом. В статье рассматриваются основные методы оценки лояльности персонала к компании.

Personnel loyalty is a rather complicated concept that determines the attitude of an employee to his company. In the absence of an understanding of the essence of organizational loyalty, the ability to determine how well this quality is formed, the ability to identify the most suitable methods for its development, it is impossible to come to a steady increase in the overall performance of the company. The article discusses the main methods of assessing staff loyalty to the company.

Ключевые слова: *персонал, лояльность, оценка лояльности персонала.*

Key words: *staff, loyalty, employee loyalty assessing.*

Лояльность работников является одним из важнейших компонентов успешного управления персоналом в компании. Однако, по сей день не существует единого мнения относительно содержания лояльности персонала.

Метод оценки лояльности персонала представляет собой совокупность действий по измерению уровня лояльности персонала к своей компании. Лояльность персонала происходит от французского слова «loyal», что в переводе означает «верный». Тем не менее, организационная лояльность в отечественной науке всегда рассматривалась с разных сторон. Некоторые авторы интерпретируют лояльность как профессиональную пригодность и надежность работников с точки зрения компании. Таким образом, акцент при данном подходе к определению содержания лояльности сосредоточен на формальных критериях, важных именно для организации. Вторая точка зрения (её придерживаются такие авторы, как В.И. Доминяк [2])

ГБОУ ВО АГНИ

рассматривает лояльность как положительное отношение персонала к организации, гордость от осознания принадлежности к ней [2].

Наиболее приемлемым определением лояльности выступает интегрированная модель, которая предполагает, что лояльность состоит из нескольких элементов. Данный комплексный подход к изучению лояльности поможет получить более объективные результаты в дальнейших исследованиях с целью повышения эффективности управления лояльностью работников.

Как известно, существуют различные методы оценки лояльности работников к своей компании, каждый из которых имеет свою специфику, достоинства и недостатки. Методы разработаны как российскими, так и зарубежными авторами. Каждый метод имеет инструкцию по его правильному применению в компании в целях качественной оценки лояльности персонала, так как крайне важно на выходе получить максимально корректные результаты, от которых зависят дальнейшие действия HR-службы в компании.

Один из наиболее известных методов измерения лояльности – это шкала организационной лояльности Дж. Мейер и Н. Аллен [3]. В данном методе авторы предлагают трехкомпонентную модель (по 6 вопросов в каждой), выделяя аффективную (АЛ), нормативную (НЛ) и продолженную (ПЛ) лояльность. Первая компонента отражает эмоциональную привязанность работника к организации. Нормативная компонента измеряет степень ощущения обязательств перед организацией. Продолженная лояльность рассматривается как связь организации и работника, основанная на осознании последним потерь, обусловленных увольнением. При этом утверждается, что аффективная, нормативная и продолженная лояльность являются именно компонентами организационной лояльности, а не отдельными ее типами. Исследователи указывают на многомерность анализируемого конструкта, подразумевая при этом относительную независимость каждого из измерений [3].

В.И. Доминяком [2] был выполнен перевод метода Мейер-Аллен для измерения лояльности персонала к компании. И.А. Германовым и Е.Б. Плотниковой [3] были внесены некоторые коррективы в данный метод, а именно - в один из пунктов шкалы: суждение «если я сейчас уйду из организации, многое в моей жизни разрушится было заменено на более мягкое «если я сейчас уйду из организации, многое в моей жизни изменится к худшему».

Второй метод оценки лояльности персонала основывается на 5 вопросах, ответы на которые по шкале от 0 до 10 составляют 5 метрик лояльности работников к компании.

Рекомендации (eNPS) - «Готовы ли Вы рекомендовать Вашу компанию друзьям в качестве потенциального места работы?». Данный показатель говорит о том, сколько работников лояльны к своей к компании, разделяют ее цели и готовы к изменениям.

ГБОУ ВО АГМА

Остается сейчас - «Часто ли Вы задумываетесь о смене работы?». Данный вопрос является очень важным, так как в случае, если по другим метрикам оценки высокие, то данная метрика покажет более реальный уровень лояльности персонала в компании.

Остается в будущем - «Планируете ли продолжать работать в компании в ближайшие 2 года?». Данный вопрос схож с предыдущим, но уже с конкретными сроками. В сумме данные метрики дают представление о том, как воспринимает работник карьерные возможности в своей компании и у других альтернативных работодателей.

Гордость - «Я горжусь тем, что работаю в этой компании.». Ответы на данный вопрос помогут понять, насколько работник привержен своей компании, и будет ли он рекомендовать свое место работы друзьям и знакомым.

Стремление - «Мотивирует ли Вас компания на выполнение работы, выходящей за рамки Ваших обязанностей?». Результаты данного вопроса обычно коррелируют с метрикой «Рекомендует».

Таким образом, на сегодняшний день существуют различные методы оценки лояльности персонала к своей компании, однако, каждый из них имеет свои достоинства недостатки. По этой причине необходимо сформировать такой метод оценки лояльности, чтобы он максимально учитывал недостатки уже существующих методов. Особенно важно разработать такой метод, учитывая комплексный подход к изучению лояльности, который поможет получить более объективные результаты в дальнейших исследованиях с целью повышения эффективности управления лояльностью работников.

ЛИТЕРАТУРА

1. Долженко Р.А. Удовлетворенность, лояльность, вовлеченность персонала: уточнение и конкретизация понятий. - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/udovletvorennost-loyalnost-vovlechennost-personala-utochnenie-i-konkretizatsiya-ponyatiy (дата обращения: 13.06.2019).

2. Доминяк В.И. Организационная лояльность: модель реализации ожиданий работника от своей организации: дис. … канд. псих. наук: 19.00.05. - Санкт-Петербург, 2006. - 260 с.

3. Германов И.А., Плотникова Е.Б. Измерение организационной лояльности персонала (опыт апробации методики Мейер-Аллен). - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/izmerenie-organizatsionnoy-loyalnosti-personala-opyt-aprobatsii-metodiki-meyer-allen (дата обращения: 14.06.2019).

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 331.1: 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ДИСПЕТЧЕРА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

OPTIMIZATION OF DISPATCHER'S WORK IN OIL AND GAS INDUSTRY

З.Г. Габдуллина
(Zarina G. Cabdullina)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В работе приведен способ оптимизации работы диспетчера нефтегазовой промышленности путем внедрения автоматизированной информационной системы «Оперативные сводки». Внедрение АИС «Оперативные сводки» позволит обеспечить решение качественно новых задач; повысить оперативность принятия решений на основе повышения уровня информированности персонала и достоверности данных.

The paper presents a way to optimize the work of the oil and gas industry manager by introducing an automated information system «Operational reports». The implementation of the AIS «Operational reports» will provide the solution of new problems; to increase the efficiency of decision-making based on improved awareness of staff and validity of data.

Ключевые слова: *оптимизация, диспетчер, нефтегазовое производство, внедрение, повышение эффективности, сбор отчетности.*

Key words: *optimization, Manager, oil and gas production, implementation, efficiency improvement, reporting.*

Добыча нефти и газа – это сложный и многогранный процесс, насыщенный техническими устройствами, которые требуют постоянного мониторинга. В то же время важно отметить труды операторов по добыче нефти и газа. Оператор по добыче нефти и газа – это рабочий, который несет ответственность за ключевой элемент всей отрасли, а именно за выкачку нефти и добычу газа.

При этом необходимо отметить, что проводит он все необходимые мероприятия дистанционно, с помощью приборов отслеживая весь процесс добычи. Задача оператора состоит еще и в том, чтобы проводить постоянный анализ деятельности скважины, анализировать ее производительность и происходящие изменения в показателях. Оператор по добыче нефти и газа должен обладать аналитическим мышлением и умением прогнозировать ситуацию, чтобы смочь определить момент, когда необходимо провести то или иное мероприятие: чистка, смазка, ремонт, замеры, поэтому очень важно, чтобы оператор не совершал ошибок.

ГБОУ ВО АГНИ

Автоматизация отчетности – это комплекс программных средств, который позволяет контролировать систему показателей, характеризующих итоги деятельности предприятия, организации, учреждения за отчётный период. Автоматический сбор отчетности значительно упрощает получение статистических данных, позволяет добиваться существенной экономии временных ресурсов и трудозатрат. При этом, качество подготовленной и систематизированной информации о технологическом процессе оказывается очень высоким.

В настоящее время Диспетчер цеха смотрит 2-часовые показания телеметрии и вручную вносит данные в файл сводки (EXCEL), который находится в общей папке сервера диспетчера ЦИТС НГДУ. Диспетчер ЦИТС вручную формирует общую сводку по НГДУ и передает ее в ЦИТС ТН.

Минусы данного процесса:

1) Загруженность диспетчера, человеческий фактор, не исключающий ошибки;

2) Отчетность по данным телеметрии для анализа и принятий решений доступна только на следующие сутки;

3) Нет доступа к данным телеметрии для сотрудников ответственных служб в реальном времени;

4) Отсутствие безопасности доступа к данным хранящихся в MS Excel файлах на сетевом ресурсе;

5) Отсутствие архивации данных и легкого доступа к историческим данным.

Предлагается оптимизировать бизнес процесс путем автоматизации сбора данных с различных систем телеметрии.

Преимущества данного процесса:

1) Разгрузка диспетчеров, отпадает необходимость в переписывании данных с АРМ телеметрии, остается только сверить и откорректировать при необходимости;

2) Доступ к данным телеметрии ответственных служб в реальном времени;

3) Безопасность хранения данных, архивирование данных, легкий доступ к историческим данным;

4) Настраиваемая визуализация необходимых данных;

5) Ведение учета и анализа заявок в системе, автоматическая подача в сервисные компании (интеграция с Service Desk).

Система разработана по технологии веб-клиент, мобильное приложение. Данное решение позволяет:

1) Организовать доступ к системе через интернет с любого браузера (например с помощью безопасного подключения по технологии Nginx-proxy server);

2) Мобильный клиент позволит обеспечить доступ к данным системы с любого мобильного устройства.

Все это позволит повысить эффективность работы сотрудников

ГБОУ ВО АГНИ

предприятия.

В результате все показатели телеметрии автоматически попадают в Систему. Диспетчеры контролируют и вводят только ручные показатели. Конечные пользователи (гл.инженер, технолог, геолог и т.д.) видят информацию в On-Line режиме и могут получать сводки в любое время или автоматически по графику на свою почту, в том числе и на мобильные устройства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аверченков В.И. Информационные системы в производстве и экономике: учебное пособие. – Брянск: Брянский государственный технический университет, 2012. – 274 с.

2. Долженко А.И. Управление информационными системами. – М.: Интернет – Университет Информационных Технологий (ИНТУИТ), 2016. – 180 с.

3. Зиновьева Л.М. Сбор, транспорт и хранение нефти на промыслах. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2017. – 230 с.

4. Маглинец Ю.А. Анализ требований к автоматизированным информационным системам. – М.: Интернет – Университет Информационных Технологий (ИНТУИТ), 2016. – 191 с.

5. Нестеров С.А. Анализ и управление рисками в информационных системах на базе операционных систем Microsoft. – М.: Интернет – Университет Информационных Технологий (ИНТУИТ), 2016. – 250 с.

6. Павличева Е.Н. Введение в информационные системы управления предприятием. – М.: Московский городской педагогический университет, 2013. – 84 с.

УДК 658.511.1

МОДЕЛИРОВАНИЕ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ: ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ПОДХОДЫ И ЭТАПЫ

MODELING OF BUSINESS PROCESS - DEFINITION, APPROACHES AND MILESTONES

М.Н. Габдулхакова, С.М. Нурыйахметова

(M.N.Gabdulhakova, S.M.Nuryahmetova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассмотрены вопросы моделирования бизнес-процессов на предприятиях, изучены применение данной технологии на практике и главные этапы моделирования бизнес-процессов.

The article discusses business process modeling in companies, the application of this technology in practice and the main stages of business process modeling.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *бизнес-процесс, моделирование бизнес-процессов, этапы моделирования бизнес-процессов.*

Key words: *business process, modeling of business processes, stages of modeling of business processes.*

Традиционно под бизнес-процессом понимается комплекс мероприятий, совокупность разных видов деятельности, направленных на создание максимально ценного для потребителя продукта (услуги), а также оптимизации работы компании в целом. Бизнес-процесс необходимо делить на ряд признаков, характеризующих каждое из его свойств или способностей. Такое деление позволяет легче распознавать, сравнивать и анализировать процесс.

С понятием бизнес-процессов переплетается понятие моделирование бизнес-процессов, которое является одним из методов улучшения качества и эффективности работы организации. В основе этого метода лежит описание процесса через различные элементы присущие процессу. Как правило, моделирование бизнес процессов описывает логическую взаимосвязь всех элементов процесса от его начала до завершения в рамках организации. В более сложных ситуациях моделирование может включать в себя внешние по отношению к организации процессы или системы.

Моделирование бизнес-процессов является необходимым инструментом анализа не только предприятия в целом, его взаимодействия с внешним окружением, но и позволяет изучить деятельность на отдельном рабочем месте.

Существует несколько подходов к определению понятия «моделирование бизнес-процессов»:

1) моделирование бизнес-процессов - это описание бизнес-процессов предприятия, позволяющее руководителю знать, как работают рядовые сотрудники, а рядовым сотрудникам - как работают их коллеги и на какой конечный результат направлена вся их деятельность;

2) моделирование бизнес-процессов - это эффективное средство поиска возможностей улучшения деятельности предприятия;

3) моделирование бизнес-процессов - это средство, позволяющее предвидеть и минимизировать риски, возникающие на различных этапах реорганизации деятельности предприятия;

4) моделирование бизнес-процессов - это метод, позволяющий дать оценку текущей деятельности предприятия по отношению к требованиям, предъявляемым к его функционированию, управлению, эффективности, конечным результатам деятельности и степени удовлетворенности клиента;

ГБОУ ВО АГНИ

5) моделирование бизнес-процессов - это метод, позволяющий дать стоимостную оценку каждому процессу, взятому в отдельности, и всем бизнес-процессам на предприятии, взятым в совокупности;

6) моделирование бизнес-процессов - это всегда верный способ выявления текущих проблем на предприятии и предвидения будущих.

Основываясь на данных подходах к моделированию бизнес-процессами, можно делать выводы, о том, что моделирование бизнес-процессов – одно из эффективных и верных методов, позволяющих улучшить работу всех подразделений предприятий, при применении различных методов и подходов, позволяющих разносторонне проанализировать ситуацию в компании.

В современных рыночных условиях предприятию для успешной работы необходимо постоянно улучшать свою деятельность. Для этого требуется разработка новой техники и технологии, повышение качества результатов труда и внедрение новых эффективных методов управления и организации деятельности предприятий.

Актуальность исследования процесса моделирования бизнес-процессов определяется тем, что бизнес-процесс затрагивает различные уровни системы общественного воспроизводства и одновременно создает предпосылки для управления в условиях кризиса, что требует поиска эффективных решений по прогнозированию различных сценариев на всех уровнях хозяйственной жизни.

К преимуществам моделирования бизнес-процессов относят повышение качества и скорости производства продукции с одновременным снижением издержек; рост профессионализма сотрудников; повышение конкурентоспособности компании. Однако, нельзя не упомянуть и о недостатках данного процесса. К ним относятся усиленная эксплуатация сотрудников и связанные с этим проблемы социально-психологического характера; необходимость проведения целенаправленной работы по изменению корпоративной культуры.

При описании моделирования бизнес-процессов невозможно обойтись без определения цели, для чего применяется этот процесс в организациях. Конечной целью здесь является улучшение работы компании, для достижения которого уделяется особое внимание повышению ценности результатов процесса и снижению стоимости и времени выполнения действий.

Собственно моделирование бизнес процессов преследует несколько целей:

1) цель описания процессов. С помощью моделирования можно проследить весь цикл процесса, от начала до конца. Он позволяет получить «внешний» взгляд на процессы и определить улучшения, позволяющие сделать их более эффективными;

2) нормирование процессов. Моделирование бизнес процессов задает правила выполнения процессов, т.е. то, с помощью каких действий можно достичь желаемого результата;

ГБОУ ВО АГМУ

3) установление взаимосвязей в процессах. Моделирование бизнес процессов устанавливает четкую связь между процессами и требованиями, которые они должны выполнять.

Моделирование бизнес процессов, как правило, включает в себя выполнение нескольких последовательных этапов, связанных как с проектными работами, так и работы по внедрению моделей:

1) выявление процессов и построение исходной модели «как есть». На этой стадии определяются границы процесса, выявляются его ключевые элементы, собираются данные о работе процесса. В результате создается исходная модель процесса «как есть»;

2) корректировка исходной модели. На этой стадии выявляются противоречия и дублирование действий в процессе, определяются ограничения процесса, взаимосвязи процесса, устанавливается необходимость изменения процесса. В результате формируется окончательный вариант модели «как есть»;

3) разработка модели «как должно быть». После анализа существующей ситуации, необходимо определить желаемое состояние процесса. Это желаемое состояние представляется в модели «как должно быть»;

4) тестирование и применение модели «как должно быть». Эта стадия моделирования связана с внедрением разработанной модели в практику деятельности организации.

Таким образом, моделирование бизнес-процессов играет важную роль в улучшении работы предприятия и при должном применении позволяет повысить конкурентоспособность товара, и компании, что очень важно в постоянно меняющихся современных рыночных условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Громов, А.И. Управление бизнес-процессами: современные методы. монография / А.И. Громов, А. Фляйшман, В. Шмидт. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 367 с.

2. Джестон, Д. Управление бизнес-процессами. Практическое руководство по успешной реализации проектов / Д. Джестон, Й. Нелис. - М.: Символ, 2015. - 512 с.

3. Крышкин, О. Настольная книга по внутреннему аудиту: Риски и бизнес-процессы / О. Крышкин. - М.: Альпина Паблишер, 2016. - 477 с.

4. Нелис, Й. Управление бизнес-процессами: Практическое руководство по успешной реализации проектов / Й. Нелис, Д. Джестон. - СПб.: Символ-плюс, 2015. - 512 с.

5. Рудакова, О.С. Реинжиниринг бизнес-процессов: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальностям экономики и управления / О.С. Рудакова. - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2013. - 343 с.

6. Селецкая А.С. Моделирование бизнес-процессов: подходы, методы, этапы // Молодой ученый. — 2018. — №9. — С. 95-96.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 338

ПРИМЕНЕНИЕ ВНУТРЕННЕГО БЕНЧМАРКИНГА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ (НА ПРИМЕРЕ НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ»)

THE USE OF INTERNAL BENCHMARKING TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF THE ENTERPRISE (ON THE EXAMPLE OF NGDU «YAMASHNEFT»)

С.Д. Галиахметова Р.Ф. Лисицких
(Svetlana D. Galiakhmetova, Rimma F. Lisickih)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Бенчмаркинг, представляет собой метод оценки и анализа деятельности компании путем сравнения продуктов, услуг или процессов с конкурирующими организациями или между подразделениями предприятия.

Чтобы упростить процесс проведения бенчмаркинга, сбор исходных данных и расчет показателей автоматизирован. Первоначально, не были учтены отдельные особенности НГДУ, что приводило к отклонениям выгруженных показателей от ручных расчетов.

В связи с чем, в НГДУ «Ямашнефть» был открыт соответствующий проект, в рамках которого была поставлена цель доработать алгоритмы расчета и выгрузку автоматизированного отчёта.

По итогам 1 полугодия 2018 г. был проведен анализ показателей бенчмаркинга, по результатам которого НГДУ «Ямашнефть» по 33 показателям является одним из лидирующих структурных подразделений Компании, еще по 12 - показатели управления выше среднего значения. Однако, выявлены 20 показателей, по которым управление не достигает среднего уровня ПАО «ТН». По поручению начальника управления в НГДУ Ямашнефть была создана рабочая группа, основная задача которой - провести анализ данных показателей и разработать программу по их улучшению за счет выявления Лучших практик, лидирующих НГДУ.

В ходе работы группы было выявлено, что из 20 показателей по 9 на позицию НГДУ повлияло ограничение добычи нефти, степень влияния НГДУ на этот показатель очень низкая, разработать мероприятия по данному направлению не представляется возможным. По остальным 11 показателям такая ситуация в первую очередь объясняется условиями производственной деятельности НГДУ: небольшие месторождения, высокая вязкость продукции, территориальная разбросанность объектов, низкая обводненность.

Тем не менее, для улучшения показателей, на основе опыта НГДУ-лидеров, специалистами ответственных отделов и служб «Ямашнефть» были разработаны мероприятия

ГБОУВО АГНИ

Таким образом, бенчмаркинг совершенствует и повышает конкурентоспособность предприятия.

Benchmarking is a method of evaluating and analyzing a company's performance by comparing products, services, or processes with competing organizations or between business units.

To simplify the process of benchmarking, the collection of initial data and calculation of indicators is automated.

Initially, was not take into account individual features of oil and gas production, which led to deviations of the unloaded records from manual calculations.

In this regard, the corresponding project was opened in NGDU «Yamashneft», within which the goal was to finalize the calculation algorithms and upload an automated report.

According to the results of the 1st half of 2018, an analysis of benchmarking indicators was conducted, according to which NGDU Yamashneft is one of the leading structural divisions of the Company in 33 indicators, and management indicators are higher than average in 12 indicators. However, 20 indicators were identified, according to which the management does not reach the average level of PJSC «TN».

On behalf of the head of the Department, a working group was established at Yamashneft NGDU, whose main task is to analyze these indicators and develop a program to improve them by identifying the Best practices of the leading NGDU.

In the course of the work of the group it was revealed that out of 20 indicators, 9 on the position of NGDU was influenced by the restriction of oil production, the degree of influence of NGDU on this indicator is very low, it is not possible to develop measures in this direction. For the remaining 11 indicators, this situation is primarily explained by the conditions of NGDU production activity: small deposits, high viscosity of products, territorial dispersion of objects, low water cut.

Nevertheless, to improve the indicators, based on the experience of NGDU-leaders, specialists of responsible departments and services of Yamashneft have developed measures

Thus, benchmarking improves and increases the competitiveness of the enterprise.

Ключевые слова: *бенчмаринг, анализ, сравнение, компания.*
Key words*: benchmarking, analysis, comparison, company.*

Бенчмаркинг, представляет собой метод оценки и анализа деятельности компании путем сравнения продуктов, услуг или процессов с конкурирующими организациями или между подразделениями предприятия [1, с.53]. В ПАО «Татнефть» применяется внутренний бенчмаркинг – проводится оценка деятельности НГДУ по 12-ти направлениям и 69 показателям.

Чтобы упростить процесс проведения бенчмаркинга, сбор исходных данных и расчет показателей автоматизирован. Для этого создан отдельный модуль, который интегрирован с используемыми в Компании программными продуктами и позволяет в автоматическом режиме получать из них необходимую информацию и проводить соответствующие расчеты.

Несколько слов о проведенной специалистами НГДУ «Ямашнефть» работе, в частности доработки автоматизированного

ГБОУ ВО АГНИ

отчета. Первоначально, не были учтены отдельные особенности НГДУ, что приводило к отклонениям выгруженных показателей от ручных расчетов. Так, по итогам работы за 2017 год 40% показателей выгружались некорректно (рисунок 1).

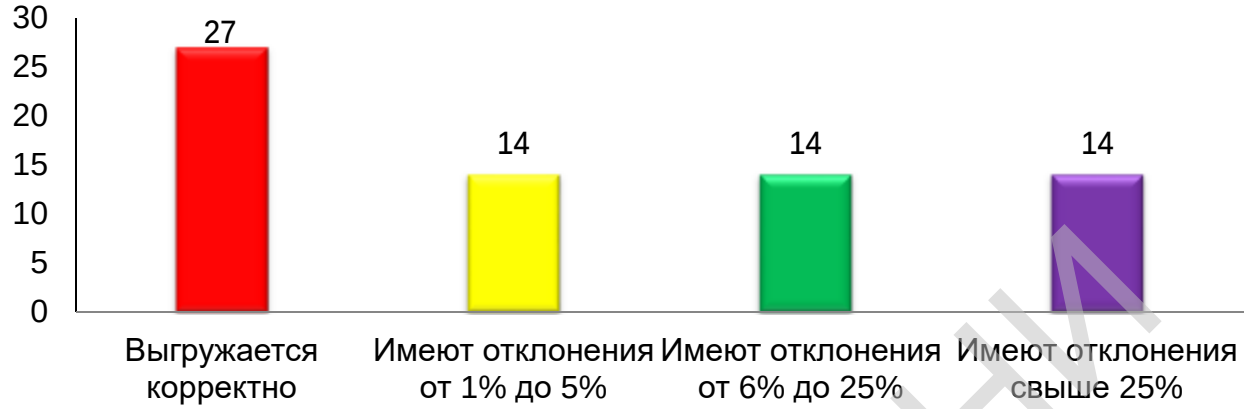


Рисунок 1 - Анализ сходимости показателей бенчмаркинга НГДУ «Ямашнефть» за 12 месяцев 2017 года

Такая ситуация делала невозможным проведение полного анализа деятельности предприятия и усложняла разработку мероприятий и принятие управленческих решений по ее совершенствованию за счет использования лучшего опыта других НГДУ.

В связи с чем, в НГДУ «Ямашнефть» был открыт соответствующий проект, в рамках которого была поставлена цель доработать алгоритмы расчета и выгрузку автоматизированного отчёта. Специалистами ответственных отделов и служб НГДУ был проведен анализ и выявлено, что причинами отклонений являются специфические направления деятельности НГДУ «Ямашнефть», такие как добыча СВН и значительное количество объектов социального назначения. Для исключения данных факторов, специалистами было направлено около 30 предложений по доработке алгоритмов. Их реализация позволила по завершению проекта достигнуть 100% сходимости выгружаемых показателей ручным расчетам. Надо отметить, что эффективность данного проекта заключается в существенном, почти трёхкратном сокращении трудозатрат на анализ показателей бенчмаркинга, т.к. ранее большая часть времени уходила на выявление причин некорректной выгрузки.

По итогам 1 полугодия 2018 г. был проведен анализ показателей бенчмаркинга, по результатам которого НГДУ «Ямашнефть» по 33 показателям является одним из лидирующих структурных подразделений Компании, еще по 12 - показатели управления выше среднего значения. Однако, выявлены 20 показателей, по которым управление не достигает среднего уровня ПАО «ТН».

По поручению начальника управления в НГДУ Ямашнефть была создана рабочая группа, основная задача которой - провести анализ

ГБОУ ВО АГНИ

данных показателей и разработать программу по их улучшению за счет выявления Лучших практик, лидирующих НГДУ.

Работа данной группы организована по следующей последовательности:

¾ Были проанализированы все исходные данные, выявлены причины низких позиций по НГДУ;

¾ Изучены лучшие значения, порядок организации работ в данных структурных подразделениях;

¾ По результатам разработаны и внедрены мероприятия по улучшению показателей НГДУ «Ямашнефть»;

В ходе работы группы было выявлено, что из 20 показателей по 9 на позицию НГДУ повлияло ограничение добычи нефти, степень влияния НГДУ на этот показатель очень низкая, разработать мероприятия по данному направлению не представляется возможным. По остальным 11 показателям такая ситуация в первую очередь объясняется условиями производственной деятельности НГДУ: небольшие месторождения, высокая вязкость продукции, территориальная разбросанность объектов, низкая обводненность (рисунок 2).

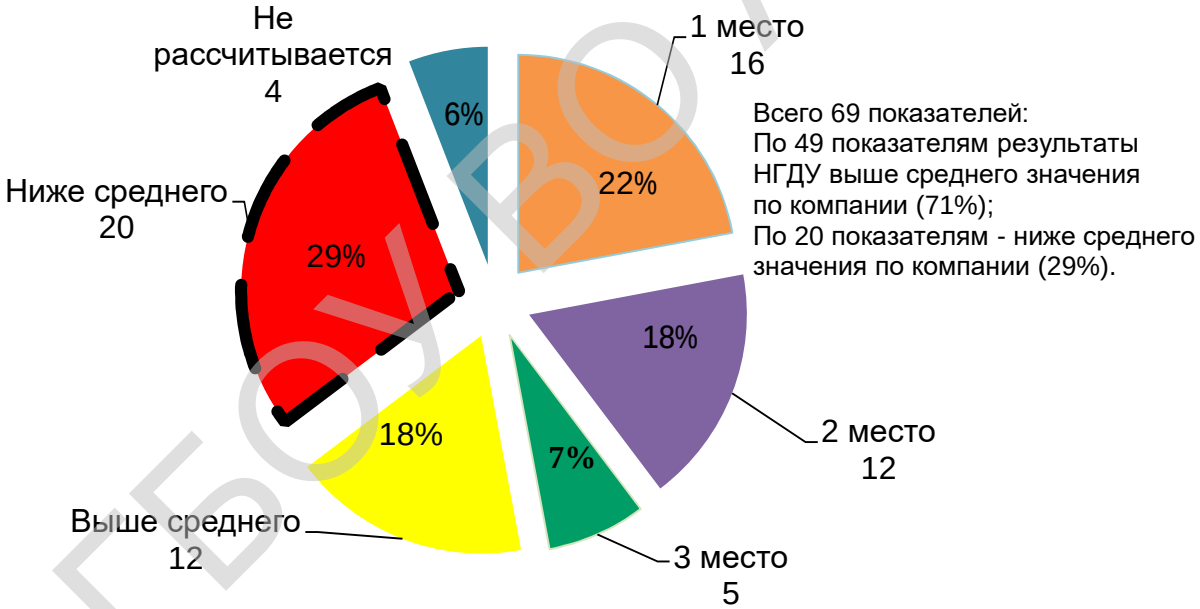


Рисунок 2 - Структура показателей бенчмаркинга НГДУ «Ямашнефть» за 1 полугодие 2018 г.

Тем не менее, для улучшения показателей, на основе опыта НГДУ-лидеров, специалистами ответственных отделов и служб «Ямашнефть» были разработаны мероприятия, которые представлены в таблице 1. Часть из них была направлена на получение дополнительной добычи, а другие - на экономию эксплуатационных затрат данных мероприятий. Суммарный эффект составил 18,6 млн руб.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 - Мероприятия по улучшению показателей бенчмаркинга НГДУ «Ямашнефть»

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение	Место	Мероприятия	Эффект, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6
Энергия на мехподъем	кВт.ч./т.ж.	12,40	7	Ревизия работы низковольтных косинусных конденсаторов	920
				Поддержание оптимального уровня напряжения;	300
				По результатам ОПИ - внедрение энергосберегающего устройства СНЭК, интеллектуальных станций управления	351
Прочее производственное потребление электроэнергии	кВт*ч/т	10,987	6	Внедрение инфракрасных обогревателей СТЕП, светодиодных светильников, отключение системы отопления ГЗУ за счет применения всесезонного масла в гидроприводе ПСМ	350
				Внедрение реле времени	712
Расход теплоэнергии на 1 тонну добычи нефти	Мкал./т	0,991	5	Закупка и монтаж счетчика тепловой энергии на ЦПС УПВСН Минибаево	511
				Внедрение автоматизированной системы коммерческого учета теплоэнергии на объектах НГДУ «Ямашнефть»	1500
				Автоматическое регулирование теплопотребителя зданий	1230

ГБОУ ВО АГТИ

1	2	3	4		
Транспортные затраты на пром. сферу на 1 скважину эксплуатационного фонда по добыче традиционной нефти	тыс. руб./ скв	114,016	8	Оптимизация транспортных затрат за счет изменения режима работы техники, оптимизация транспортных затрат за счет перехода на работу техники с меньшим тарифом	1403
Эффективность инвестиций на ГТМ	т /млн руб.	1541	8	Применение высоковязких водонефтяных эмульсий (ВНЭ) в качестве отклонителей кислот в технических операциях ОПЗ карбонатных трещинно-кавернозных коллекторов	635
				Разработано положение и организовано проведение ежемесячных комитетов	7540

Как показал повторный анализ показателей бенчмаркинга за 9 месяцев, представленных таблице 2, реализация данных мероприятий позволила улучшить все процессы, которые были проанализированы рабочей группой.

Таблица 2 - Экономический эффект после внедрения мероприятий на показатель

Наименование показателя	За 1 полугодие 2018 года		За 9 месяцев 2018 года	
	Значение	Место	Значение	Место
Энергия на мехподъем	12,40	7	12,045	7
Прочее производственное потребление электроэнергии	10,987	6	10,202	5
Расход теплоэнергии на 1 тонну добычи нефти	0,991	5	0,639	5
Транспортные затраты на пром. сферу на 1 скважину эксплуатационного фонда по добыче традиционной нефти	114,016	8	84	5
Эффективность инвестиций на	541	8	558	7

ГБОУ ВО АГНИ

ГТМ				

В частности, значения показателей по всем из них улучшились, по отношению к 1 полугодию, а место изменилось по 3 показателям - Прочее производственное потребление электроэнергии, Транспортные затраты на пром. сферу на 1 скважину эксплуатационного фонда по добыче традиционной нефти, Эффективность инвестиций на ГТМ наблюдается положительная динамика и повысилось занимаемое место в разрезе всех НГДУ. По остальным показателям место не изменилось, но значения улучшились.На основе приведенного мною анализа по возможностям использования внутреннего бенчмаркинга на примере НГДУ «ЯН» можно сделать выводы:

1. В ПАО «Татнефть» реализована автоматизированная форма внутреннего бенчмаркинга, которая позволяет максимально эффективно использовать данный инструмент повышения эффективности предприятия без привлечения больших трудозатрат.
2. Бенчмаркинг позволяет производить сравнительный анализ по различным производственным процессам и выявлять те из них, на которые стоит акцентировать внимание [3, с.86].
3. Бенчмаркинг даёт возможность получать информацию о лучших показателях по каждому направлению и разрабатывать мероприятия по их улучшению на основе данных ЛП.
4. Экономический эффект от реализации мероприятий по улучшению деятельности НГДУ «ЯН», разработанных с использованием внутреннего бенчмаркинга составил 18,6 млн. руб. в год.

Таким образом, бенчмаркинг совершенствует и повышает конкурентоспособность предприятия [2, с.112].

ЛИТЕРАТУРА

1. Донцова Л.В. Бенчмаркинг как инструмент оценки эффективности системы внутреннего контроля: монография. - М.: Проспект, 2016. – 248 с.

2. Князев Е.А. Бенчмаркинг для ВУЗов. - М.: Логос, 2017. – 177 с.

3. Коваленко А.И. Бенчмаркинг в системе конкурентных действий предпринимательских структур. - М.: Синергия, 2014. - 189 с.

4. Система ключевых показателей эффективности как инструмент достижения стратегических целей предприятия на примере НГДУ «Ямашнефть» / Гарипов Р.А., Гафурова А.Я. // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. - Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. - С. 464-466.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 330.341.1

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РИСКОВ ПРОЕКТА КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

EVALUATION OF THE INFLUENCE OF PROJECT RISKS AS A TOOL OF INCREASING EFFICIENCY OF THE ENTERPRISE

Р.И. Ганиева, А.Я. Гафурова
(Rania I. Ganieva, Alfira Ya. Gafurova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В текущих экономических условиях особое внимание при планировании и прогнозировании деятельности нефтегазовых предприятий отводится оценке рисков. В статье обусловлена необходимость оценки рисков крупных проектов в промышленных предприятиях, а также предложен алгоритм их для комплексной оценки. Алгоритм апробирован на примере проекта АО «СМП Нефтегаз».

In the current economic conditions, special attention in planning and forecasting the activities of oil and gas enterprises is given to risk assessment. The article determines the need for risk assessment of large projects in industrial enterprises, as well as their algorithm for a comprehensive assessment. The algorithm was tested on the example of the project of JSC «SMP Neftegaz».

Ключевые слова: *проект, капитальные вложения, неопределенность, риск, сценарный анализ.*

Key words: *project, capital investments, uncertainty, risk, scenario analysis.*

Одной из главных причин проектных неудач нефтегазовых компаний считается отсутствие управления рисками. Расчеты ведутся из идеального течения проекта, при этом во внимание не берутся какие-либо исключительные ситуации, которые могут возникнуть при их реализации.

Все риски нефтегазовой компании делятся на две группы: внутренние и внешние (рисунок 1).

В рамках данного исследования будут рассматриваться внутренние риски нефтегазодобывающего предприятия.

Управление рисками проекта – один из самых важных инструментов стратегического и текущего планирования, главной задачей которого выступает не идентификация всех возможных рисков и их устранения, а сравнение нескольких альтернативных вариантов и выявление лучшего для конкретного предприятия (возможно и более рискованного). Многие эксперты сходятся во мнении, что главных 2-3

ГБОУ ВО АГНИ

риска могут разрушить доходность проекта, поэтому своевременное и корректное их определение является основной целью оценки рисков.

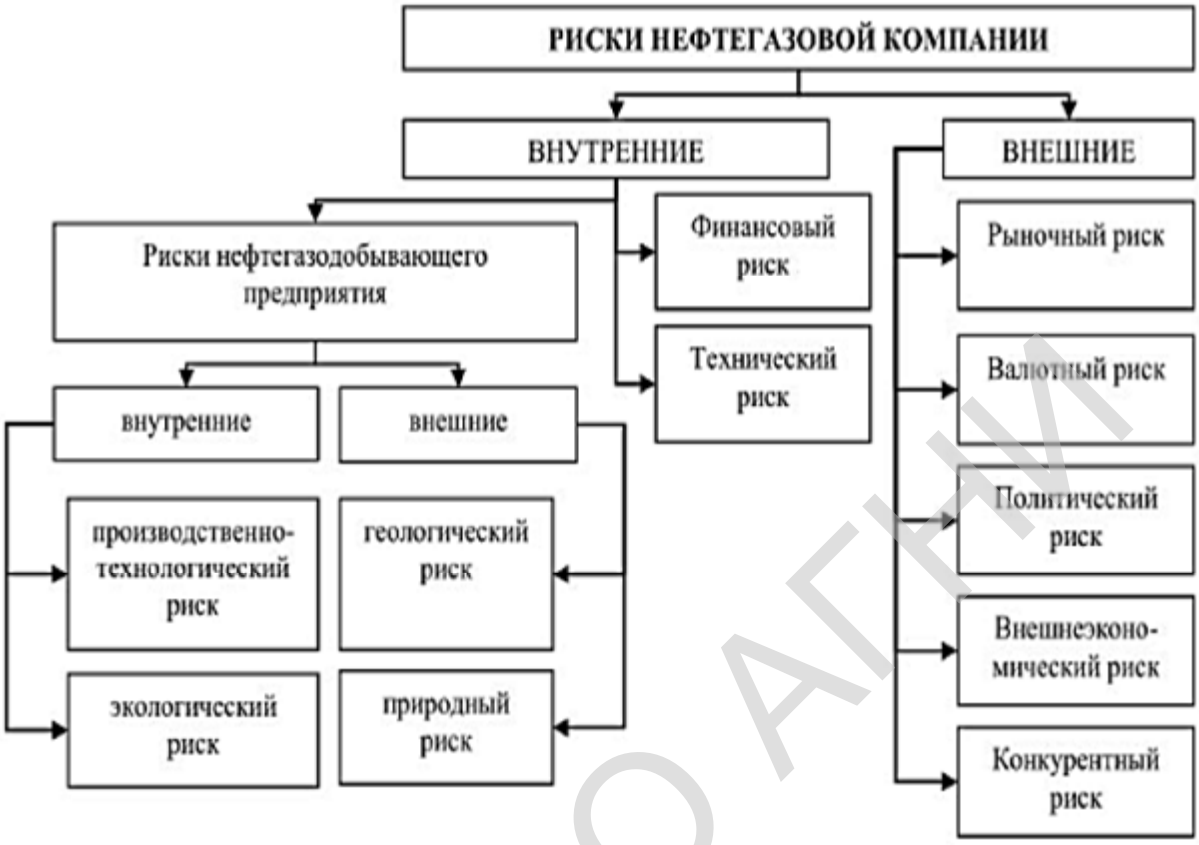


Рисунок 1 – Риски нефтегазовой компании

Главной задачей управления рисками выступает снижение и минимизация отрицательного результата, т.е. тех ситуаций, которые потенциально несут в себе вероятность несоответствия прогнозных и реальных показателей проекта. Оценка величины риска отрицательного результата позволяет минимизировать затраты, устранить сопутствующие проблемы, вовремя предпринять меры, зависящие от предприятия. Стоит отметить, что последствие риска – фиксированная величина, зависящая от времени его выявления.

Основными методами оценки рисков выступают: статистический метод, метод аналогий, метод экспертных оценок, расчетно-аналитический метод.

При оценке риска специализированными аналитическими инструментами выступает сценарный анализ, анализ чувствительности и графики торнадо и паук.

Для анализа выбраны проекты стоимостью более 1 млн. руб., так как для проектов с меньшей стоимостью анализ рисков не проводится вовсе или расчет производится автоматически.

В работе предлагается алгоритм управления рисками проектов для нефтегазодобывающих компаний (рисунок 2).

ГБОУ ВО АГНИ

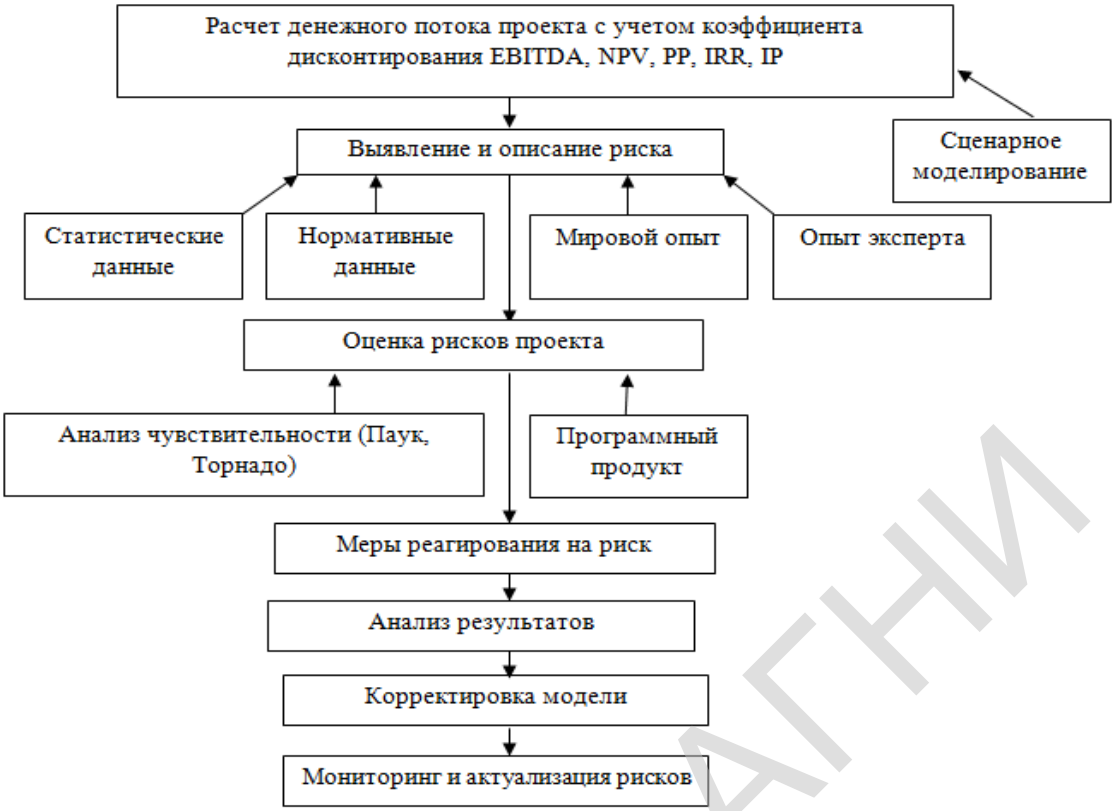


Рисунок 2 – Алгоритм управления рисками проектов для нефтегазодобывающих компаний

В качестве примера в работе рассмотрен проект внедрения установки по очистке ПНГ от сероводорода на объектах АО «СМП-Нефтегаз».

АО «СМП-Нефтегаз» - малая нефтегазодобывающая компания, которая активно внедряет новые методы повышения нефтеотдачи пластов для достижения проектных показателей добычи нефти, а также инновационные мероприятия, направленные на снижение эксплуатационных затрат.

Расчеты проведены по трем вариантам: сценарий 1 – низкий, сценарий 2 – базовый, сценарий 3 – высокий (таблица 1). Начальным критерием вариативности служит прогнозный объем снижения потребления газа.

Таблица 1 – Расчёт экономической эффективности проекта

Наименование показателя	Ед.изм.	1 сценарий	2 сценарий	3 сценарий
1	2	3	4	5
Расчетный период	лет	10		
Инвестиционная деятельность	тыс.руб.	79 711		
Снижение годового потребления газа	тыс.руб.	31 525	55 451	68 745
Объем приобретаемого газа	тыс.руб.	15 235	11 162	9 563
Выработка электроэнергии	тыс.руб.	216 325	298 762	325 895

ГБОУ ВО АГНИ

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4	5
Выручка	тыс.руб.	125 256	319 110	396 125
Чистая прибыль	тыс.руб.	45 741	188 590	256 147
NPV	тыс.руб.	2 364	103 269	179 256
PP	год	6,9	3,2	2,1
IP	д.ед	1,1	5,4	6,3
EBITDA	тыс.руб.	456 753	638176	852 159
IRR	%	1,9	5,7	7,3

Согласно алгоритму, на первом этапе проводится посценарный расчет экономической эффективности проекта. Как показали расчеты при текущих ценовых условиях все основные показатели эффективности проекты во всех рассмотренных сценариях эффективны.

На втором этапе для унификации решений по снижению и предотвращению рисков, определению путей минимизации и классификации на предмет влияния рисков на принятие управленческих решений проводится анализ статистики, мирового опыта работ с подобными рисками (что повышает вероятность успешного преодолевания рискового события), учетными и нормативными данными, а также использовать информацию исходя из опыта, анализирующего и т.д.

В рамках данной работы рассмотрено влияние следующих видов рисков на NPV (на примере 2 сценария):

- изменение капитальных вложений;
- изменение выработки электроэнергии;
- изменение эксплуатационных затрат;
- изменение объема приобретаемого газа.

На третьем этапе проводится анализ рисков для выявления степени их влияния на основные показатели эффективности проекта. В рамках рассматриваемого проекта проведен анализ чувствительности, которая графически представлена в диаграммах «Паук» и «Торнадо» (рисунок 3).

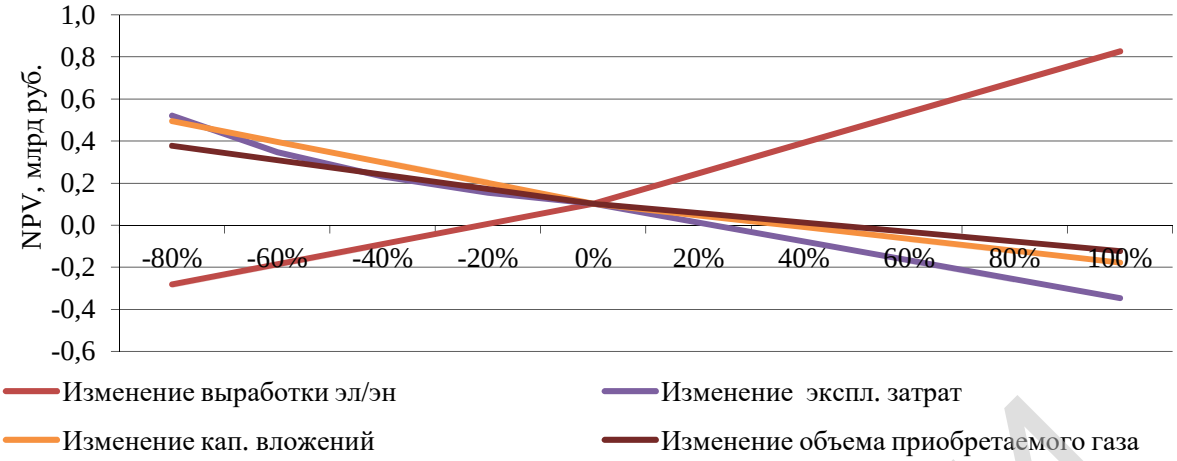
Как показал анализ, что по 2 сценарию (P50) при снижении выработки электроэнергии на 1% проект или при увеличении капитальных вложений и объема приобретаемого газа на 50% становится неэффективным, начинает приносить убытки предприятию.

Диаграмма «Торнадо» показывает степень влияния рисков проекта на NPV: наибольшее влияние оказывает изменение капитальных вложений.

На данном этапе считается целесообразным использование программных продуктов для моделирования вариантов развития, более детального и наглядного анализа рисков и устойчивости инвестиционного проекта, а также для минимизации погрешности в расчетах.

ГБОУ ВО АГНИ

А)



Б)

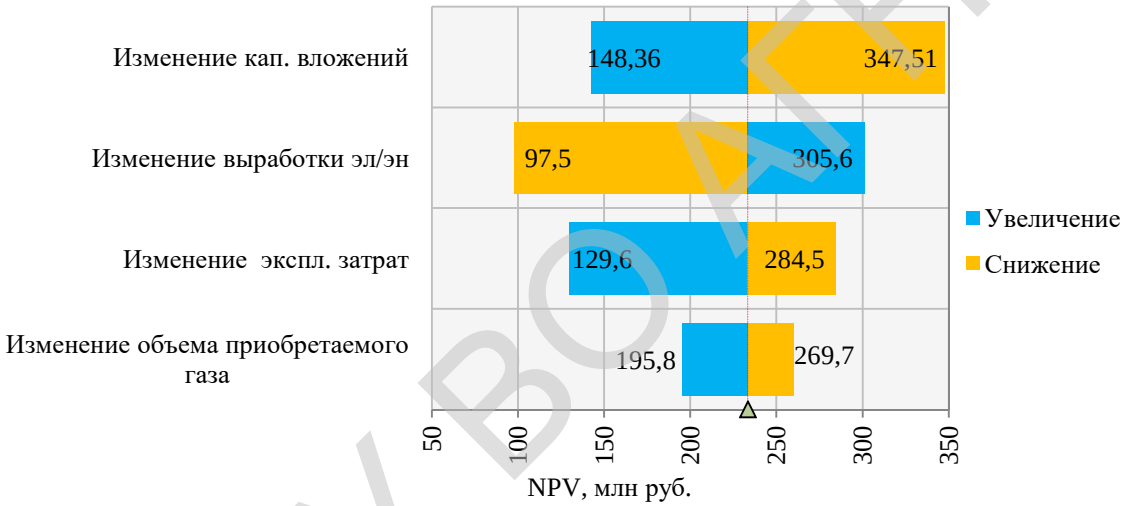


Рисунок 3 – Влияние рисков проекта на NPV
(на примере 2 сценария):
А) диаграмма «Паук»; Б) «Торнадо»

На следующем этапе менеджментом компании принимаются меры по устранению или снижению негативных последствий от выявленных рисков проекта. Принимаются управленческие решения о целесообразности дальнейшей реализации проекта, разрабатываются меры по достижению плановых показателей, о способах улучшения финансовых показателей с наименьшими потерями.

На конечных этапах оценки рисков, полученные результаты периодически пересматриваются, обновляются с учетом новых данных. Для корректировки, улучшения модели оценки рисков проводится сравнение фактических и прогнозных показателей: анализируются причины отклонения от плановых показателей, производится поиск новой информации и постоянно проводиться мониторинг рисков, усовершенствуются способы оценки и меры реагирования на риски.

ГБОУ ВО АГНИ

Таким образом, анализ и оценка рисков – сложный процесс, недостаточно проработанный, однако довольно актуальный в текущих экономических условиях:

- для минимизации погрешности при оценке рисков целесообразно использовать программные продукты;
- уровень риска во многом определяется особенностями проекта в конкретной области;
- к каждому направлению деятельности нужен индивидуальный подход к управлению и оценке рисками, т.к. каждое направление имеет свои риски, специфику и аналитическую базу;
- все риски, выявленные в процессе анализа и оценки рисков должны периодически актуализироваться.

ЛИТЕРАТУРА

1. Буренина И.В. Организация экономического механизма управления рисками выбытия скважин при их эксплуатации в условиях обеспечения устойчивого развития нефтегазового предприятия // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - 2011. - № 1. С. 300-308.

2. Буренина И.В., Захарова И.М. Современные подходы оценки рисков и их использование для управления фондом скважин // Сборник научных трудов по материалам 1 Международной научно-практической конференции. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2013. - С. 29-30.

3. Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Куриленко Т.В. Проектные риски в нефтегазовой промышленности: учебное пособие. – М.: Нефть и газ, 2005.

4. Роуз П.Р. Анализ рисков и управление нефтегазопоисковыми проектами. – М.-Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. – 304 с.

5. Performance evaluation of insurance against risks as a way to manage the oil-production enterprise's well stock / Sadykova R.Sh., Fatkhutdinova O.A., Sadykova R.R., Yudina S.V., Ashirova S.A. // International Journal of Pure and Applied Mathematics. - 2018. - Т. 119. - № 17. - С. 1417-1421.

6. Фатхутдинова О.А., Габдрахимова Р.Ф. Управление рисками: методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы по дисциплине «Управление рисками» для бакалавров направления 080100 «Экономика» для очной и заочной форм обучения. - Альметьевск, 2013.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 330.322.01

ПОДХОДЫ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СУЩНОСТИ ПОНЯТИЯ «ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РЕСУРСЫ ПРЕДПРИЯТИЯ»

APPROACHES TO DETERMINING THE ECONOMIC ESSENCE OF THE CONCEPT «ENTERPRISE RESOURCES OF THE ENTERPRISE»

О.А. Горохова
O.A. Gorokhova
Тюменский индустриальный университет
Industrial University of Tyumen

В данной статье рассматриваются особенности экономического содержания инвестиционных ресурсов предприятия согласно различным подходам к их определению.

This article discusses the features of the economic content of the investment resources of the enterprise according to various approaches to their definition.

Ключевые слова: *инвестиции, инвестиционные ресурсы предприятия, инвестиционная деятельность, финансовые ресурсы, ценные бумаги, денежная оценка, капитал, затратный и ресурсный подход, макро- и микроэкономика.*

Keywords: *investments, enterprise investment resources, investment activity, financial resources, securities, monetary value, capital, cost and resource approach, macro and microeconomics.*

На сегодняшний день общемировой экономический спад, финансовая нестабильность, а также дефицит ликвидности в исследованиях инвестиционной деятельности компаний создали тенденцию, направленную анализа влияния организации инвестиционных ресурсов на эффективность реализации отдельных инвестиционных проектов и состоятельность инвестиционных стратегий в целом.

Однако невозможно утверждать о том, что зарубежная и отечественная экономическая литература даёт единообразное, развернутое определение термина «инвестиционные ресурсы», а его экономическое содержание полностью осмыслено. При этом множество отечественных и зарубежных работ данной тематики имеет характерный недостаток: понятие «инвестиционные ресурсы» хотя и используется, но прямо не определяется. Все же необходимо отметить некоторые основополагающие определения инвестиционных ресурсов, отражающие основные взгляды на их сущность. «Инвестиционные ресурсы представляют собой все виды финансовых активов,

ГБОУ ВО АГНИ

привлекаемых для осуществления вложений в объекты инвестирования» [1]. Суть данного определения заключается в полном отождествлении инвестиционных ресурсов с финансовыми ресурсами. Следует отметить, что существует подобная распространенная точка зрения, содержащаяся в единственном нормативном акте, определявшем понятие инвестиционных ресурсов в отечественной практике [2]. Такой подход к определению «инвестиционные ресурсы» отличается четкостью и простотой количественной оценки, учёта и анализа инвестиционных ресурсов предприятия. Помимо того, небезызвестно, что все прочие нефинансовые, составляющие инвестиционных ресурсов могут быть приобретены за счёт финансовых средств.

Существует еще один подход к определению инвестиционных ресурсов, охватывающий состав инвестиционных ресурсов с точки зрения включения в определение материальных активов и трудовых ресурсов. Несколько обобщенно оно звучит так: «инвестиционные ресурсы являют собой совокупность материальных, трудовых и финансовых ресурсов, вкладываемых в различные объекты с целью получения дохода и других выгод». [3] Однако в данном случае также можно выявить некоторые недостатки такой трактовки. Во-первых, она не наделена утилитарным характером, что свойственно определению, приведённому выше, во-вторых, включает в себя далеко не все возможные составляющие инвестиционных ресурсов.

Большое распространение получило определение инвестиционных ресурсов в качестве «ценностей, вкладываемых в те или иные инвестиционные проекты с целью прироста богатства в том или ином виде» [4]. У некоторых авторов встречается уточнение состава данных ценностей: «все виды имущественных и интеллектуальных ценностей, которые направляются в объекты предпринимательской деятельности, в результате которой формируется прибыль (доход) или достигается иной полезный эффект» [5]. Не утративший силу в рамках приводимого определения Закон РСФСР «Об инвестиционной деятельности в РСФСР» Закон РСФСР «Об инвестиционной деятельности в РСФСР» указывает на более обширный состав данных ценностей: «Инвестициями являются денежные средства, целевые банковские вклады, паи, акции и другие ценные бумаги, технологии, машины, оборудование, лицензии, в том числе и на товарные знаки, кредиты, любое другое имущество или имущественные права, интеллектуальные ценности, вкладываемые в объекты предпринимательской деятельности в целях получения прибыли (дохода) и достижения положительного социального и экономического эффекта» [6]. Об аналогичном определении инвестиций упоминается и в Федеральном законе «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений»: «инвестиции – денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе

ГБОУ ВО АГМУ

имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта» [7].

Зарубежная экономическая наука, являясь родоначальником термина «инвестиции», дает определение инвестициям как вложениям в ценные бумаги, которые обращаются на фондовом рынке. Данное определение основано на том, что в современной экономике большая доля инвестиций – это есть ценные бумаги. Такое определение отличает его от примитивных экономик, где основная часть инвестиций относится к реальным [8]. Наряду с этим зачастую можно столкнуться с мнением, что существует различие категорий: с одной стороны - «инвестиции», а с другой стороны – «вложения капитала». Основанием тому служит отличие инвестиций, имеющих производительный характер, от вложений капитала, характеризующих покупку финансовых активов [9].

Термин «инвестиции» появился в отечественной науке в 80-х годах прошлого века. На тот момент «инвестиции» отождествлялись с «капитальными вложениями» и в таком контексте рассматривались в рамках движения стоимости в процессе воспроизводства основных фондов. В ходе исследования определенных циклов этого движения сформировались два подхода к определению экономической сущности инвестиций – затратный и ресурсный. Затратный подход предполагал, что инвестиции это есть затраты на воспроизводство, увеличение и совершенствование основных фондов. Однако при таком понимании оставались в стороне денежная форма оборота, а также фаза преобразования ресурсов в затраты, предшествующая производительной фазе движения средств, что значительно сокращало общее пространство в движении инвестиций. Согласно ресурсному подходу инвестиции понимались как ресурсы, необходимые для воспроизводства основных фондов. Взяв в расчет денежную форму движения средств в качестве отправной точки их оборота, ресурсный подход упускал момент дальнейшего движения ресурсов, их постепенное превращение под воздействием целевых установок инвесторов в продукт инвестиционной деятельности.

Таким образом, оба подхода наделены существенным недостатком: объект анализа имеет статичный характер, основанный на выделении какого-либо одного элемента инвестиций, затрат или ресурсов, обосновании приоритета отдельных фаз оборота средств, что создает ограничения в возможностях исследования инвестиций в качестве целостного процесса, в динамике которого осуществляется постепенное изменение разных форм стоимости и образуется связь между элементами инвестиционной деятельности «ресурсы – затраты – доход». Следовательно, при определении экономической сущности категории «инвестиции» необходимо синтезировать и затратный, и

ГБОУ ВО АГПА

ресурсный подходы, что наглядно продемонстрировано в работах Дж. М. Кейнса. [10]

Ограничение правомерного применения понятия «инвестиции» для законодательных определений, приведенных выше, в рамках ресурсного подхода не имеет смысла. Однако, для того, чтобы не упустить последующие фазы инвестиционного процесса в ходе ресурсной фазы, будет более корректно применять термин «инвестиционные ресурсы» вместо «инвестиций».

Для определения экономической сущности понятия инвестиционные ресурсы немаловажно классифицировать их на макро- и микроэкономическом уровнях. Так как макро- и микроэкономика взаимосвязаны между собой, тогда процесс формирования инвестиционных ресурсов на уровне национальной экономики осложнен рядом проблем, связанных с национальными сбережениями, потреблением, государственной экономической политикой, частными инвестициями, развитием банковского сектора и фондового рынка. Рассмотрение инвестиционных ресурсов с такой позиции лежит в основе трудов главных экономических теоретиков, таких как Ж.Б. Сэй, А. Смит, Д. Рикардо и Дж. М. Кейнс. Именно они заложили основы современных представлений о факторах производства и эффективности расширенного воспроизводства.

Если рассматривать инвестиционные процессы на уровне отдельных мероприятий, тогда в основе экономической сущности инвестиционных ресурсов будет лежать связь инвестиционного процесса с накоплением капитала на микроэкономическом уровне. То есть в данном случае, согласно авторам, инвестиционные ресурсы будут представлять собой «все виды реальных и финансовых активов, привлекаемых для осуществления вложений в объекты инвестирования» [11, 12]. С экономической точки зрения основными признаками отнесения рассматриваемых форм капитала к инвестиционным ресурсам являются их полезность, ценность и стоимость, а основным условием отнесения – возможность и экономическая целесообразность использования при осуществлении вложений в объекты инвестирования. Также независимо от того, в какой форме выражены инвестиционные ресурсы, основой их экономического содержания является аккумулированный с целью наращения доход, или «капитал, вкладываемый в осуществление инвестиционной деятельности» [11,12].

Таким образом, имея четкое представление, о том, что такое инвестиционные ресурсы предприятия, можно не только определить возможность их эффективной организации, но и предопределить успешное осуществление инвестиционной деятельности компании.

ГБОУ ВО АГПА

ЛИТЕРАТУРА

1. Игонина Л.Л. Инвестиции: учебник / Л. Л. Игонина. – 2–е изд., перераб. и доп. – Москва: Магистр, 2014. – 752 с.

2. Об утверждении временного положения о финансировании и кредитовании капитального строительства на территории РФ: постановление Правительства РФ от 21 марта 1994 г. № 220, ст. 9. // Собрание актов Президента и Правительства Российской Федерации. – 1994. – № 13. – ст. 996

3. Павлова Л.Н. Финансовый менеджмент: учебник / Л. Н. Павлова. – 2–е изд., перераб. и доп. – Москва: ЮНИТИ-ДАНА, 2015 . – 275 с.

4. Бард В. С. Финансово–инвестиционный комплекс: теория и практика в условиях реформирования российской экономики / В. С. Бард. – Москва: Финансы и статистика, 1998. – 304 с.

5. Бочаров В. В. Инвестиции: учебник для ВУЗов / В. В. Бочаров. – Санкт–Петербург.: Питер, 2009. – 384 с.

6. Об инвестиционной деятельности в РСФСР: закон РСФСР от 26.06.1991 г. № 1488–1. Ст. 1 п. 1. В ред. Федерального закона от 10.01.2003 г. №15–ФЗ. Ст. 1 п. 1. // Бюллетень нормативных актов. – 1992. – № 2-3

7. Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений: федеральный закон Российской Федерации от 25 февраля 1999 г. №39–ФЗ, ст. 1. // Собрание законодательства РФ. – 1999. – № 9, ст. 1096

8. Шарп У. Ф. Инвестиции: учебник / У. Ф. Шарп, Г. Д. Александер, Д. В. Бэйли; пер. с англ. – Москва: ИНФРА–М, 2016. – 1028 с.

9. Макконнелл К.Р., Брю С.Л. Экономикс: принципы, проблемы и политика: учебник / К. Р. Макконнелл, С. Л. Брю, Ш. М. Флинн; пер. с англ. –19–е изд. – Москва: ИНФРА-М, 2018. – 1028 с.

10. Кейнс Дж. М. Общая теория занятости, процента и денег. Избранное / Дж. М. Кейнс; вступ. статья Н. А. Макашевой. – Москва: Эксмо, 2007. – 960 с.

11. Лахметкина Н.И. Инвестиционная стратегия предприятия: учебное пособие / Н. И. Лахметкина. – Москва: КноРус, 2017. – 230 с.

12. Шеряй К.И. Формирование и эффективность использования инвестиционных ресурсов на предприятиях нефтедобычи [Рукопись]: дис. … канд. эк. наук / К. И. Шеряй; Фин. универ. при Правит. РФ. – Москва, 2011. – 160 с.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 338.2

РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КАК ФАКТОР СНИЖЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ В ПАО «ТАТНЕФТЬ»

RESOURCE-SAVING TECHNOLOGIES OF THE OIL AND GAS INDUSTRY AS A FACTOR IN REDUCING THE LOAD AT PJSC TATNEFT

А.В. Донда, И.Н. Глазкова
(Alina V. Donda, Irina N.Glazkova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В работе проведен анализ ресурсосберегающих технологий в нефтегазовой промышленности и их влияние на экологическую нагрузку компании ПАО «Татнефть».

The paper analyzes the resource-saving technologies in the oil and gas industry and their impact on the environmental load of PJSC Tatneft.

Ключевые слова: *ресурсосбережение, энергоемкость, энергоэффективность.*

Key words: *resource saving, energy intensity, energy efficiency.*

Актуальность данной темы заключается в том, что в начале XXI века особенно остро обозначило проблему необходимости изменения подходов к исследованию экологической безопасности. Прежде всего, это объясняется качественными и количественными изменениями, происходящими как в локальном, так и глобальном масштабе. Главной задачей современного мира является сохранить природные запасы до следующих поколений. Особую актуальность приобретает вопрос уменьшения выбросов вредных веществ за счет совершенствования технологических процессов. Люди все чаще начали задумываться о следовании концепции «Zerowaste», дословно «ноль отходов», также «ноль потерь» [7, с. 6]. Цель данного направления состоит в том, чтобы отходы не загрязняли окружающую среду и подвергались вторичной переработке.

Энерго- и ресурсосбережение открывает перед человечеством новые возможности комплексного решения экономических, экологических, научно-технических и других проблем, позволяя при этом активно формировать благоприятную среду обитания.

Основными проблемами в сфере энергетической безопасности являются несоответствие производственного потенциала топливно-энергетического комплекса мировому научно-техническому уровню, включая экологические стандарты. В связи с этим ПАО «Татнефть» в своей экологической стратегии на 2016-2025 гг. ставит перед собой следующие задачи:

ГБОУ ВО АГНИ

- повысить энергоэффективность;
- снизить энергоемкость экономики;
- последовательно ограничить нагрузку топливно-энергетического комплекса на окружающую среду и климат путем снижения выбросов загрязняющих веществ, сброса загрязнения сточных вод, а также эмиссии парниковых газов, сокращения образования отходов и потребления энергии за счет структурных изменений и активации технологического энергосбережения.

Для сокращения выбросов вредных веществ в атмосферный воздух Компания приняла решение о внедрении технологии улавливания лёгких фракций углеводородов (УЛФ). В настоящее время количество действующих установок УЛФ на объектах ПАО «Татнефть» составляет 44.

В таблице 1 представлены показатели воздействия на окружающую среду по ПАО «Татнефть» после внедрения технологии УЛФ за 2013-2017 гг.

Таблица 1 – Показатели воздействия на окружающую среду по ПАО «Татнефть» после внедрения технологии УЛФ за 2013-2017 гг. [8]

Показатель	Ед. изм.	Годы				
		2013	2014	2015	2016	2017
1	2	3	4	5	6	7
Валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух	тыс. т	92,868	92,303	83,869	83,869	86,396
Удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 1 тонну добытой нефти	кг/т	3,557	3,520	3,115	2,869	3,022
Уровень использования ПНГ по ПАО «Татнефть»	%	95,10	95,17	95,17	96,44	96,16
Объем оборотной воды	тыс.м^3	91191	91179	91180	91185	91185
Объём повторно-последовательно использованной воды	тыс.м^3	133193	118964	143491	156585	154705
Объёмы водопотребления	тыс.м^3	28117	28274	28565	36357	154705
Удельное водопотребление на 1 тонну добытой нефти	м^3 /т	1,077	1,078	1,061	1,283	1,290
Водоотведение в поверхностные водные объекты загрязнённых (недостаточно очищенных) вод	тыс.м^3	115,07	93,87	94,6	106,08	84,31
Удельное водоотведение в поверхностные водные объекты загрязнённых вод на 1 тонну добытой нефти	м^3 /т	0,005	0,004	0,004	0,004	0,003

ГБОУ ВО АГНИ

1	2	3	4	5	6	7
Образовано отходов	тыс. т	69,487	75,327	61,206	50,211	61,697
Использовано отходов в собственном производстве	тыс. т	13,040	17,446	6,176	8,046	10,181
Обезврежено отходов в собственном производстве	тыс. т	1,010	0,490	0,149	0,000	0,000
Передано отходов сторонним организациям	тыс. т	90,647	99,961	78,506	79,014	71,606
Удельное образование отходов на 1 тонну добытой нефти	кг/т	2,66	2,87	2,27	1,77	2,16

В результате внедрения данной технологии валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух сократился на 6,5%.

В целях контроля установленных нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух в Компании действует система Производственного экологического контроля атмосферного воздуха.

Все выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников Компании находятся в пределах установленных нормативов предельно допустимых выбросов.

В Компании создана комплексная система сбора и переработки отходов производства и потребления, использования их в качестве сырья для получения товарной продукции. Так в 2018 году глубина переработки нефти в России достигла 82,9%, что на 1,6 выше уровня 2017г.

В период с 2010 по 2018 гг. на Комплексе «ТАНЕКО» переработано 60 млн тонн нефтесырья. В 2018 году было принято решение о установке гидроочистки нафты и изомеризации являются установками вторичной переработки нефти. Они работают последовательно в технологической схеме и позволяют получать высокооктановый экологически чистый компонент автобензинов. Кроме того, продукция установки гидроочистки нафты является сырьем для установки каталитического риформинга, которая позволяет выпускать высокооктановый компонент бензина и ароматические углеводороды, востребованные на рынке [9, стр. 43].

Таблица 2 – Динамика образования отходов в ПАО «Татнефть», тыс. т.

Показатели	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.
Образовано отходов в собственном производстве	70,0	75,0	61,0	50,0	62,0
Передано в собственном производстве	91,0	100,0	79,0	79,0	72,0
Переработано в собственном производстве	14,0	18,0	6,0	8,0	10,0
Поступление от сторонних организаций	35,0	43,0	24,0	37,0	37,0

ГБОУ ВО АГНИ

По данным в таблицы 2 введение системы сбора и переработки значительно снизили уровень отходов в Компании. В результате, за счет внедрения ресурсосберегающих технологий финансовый результат изменился в положительную сторону за счет увеличения показателей на рисунке 1.

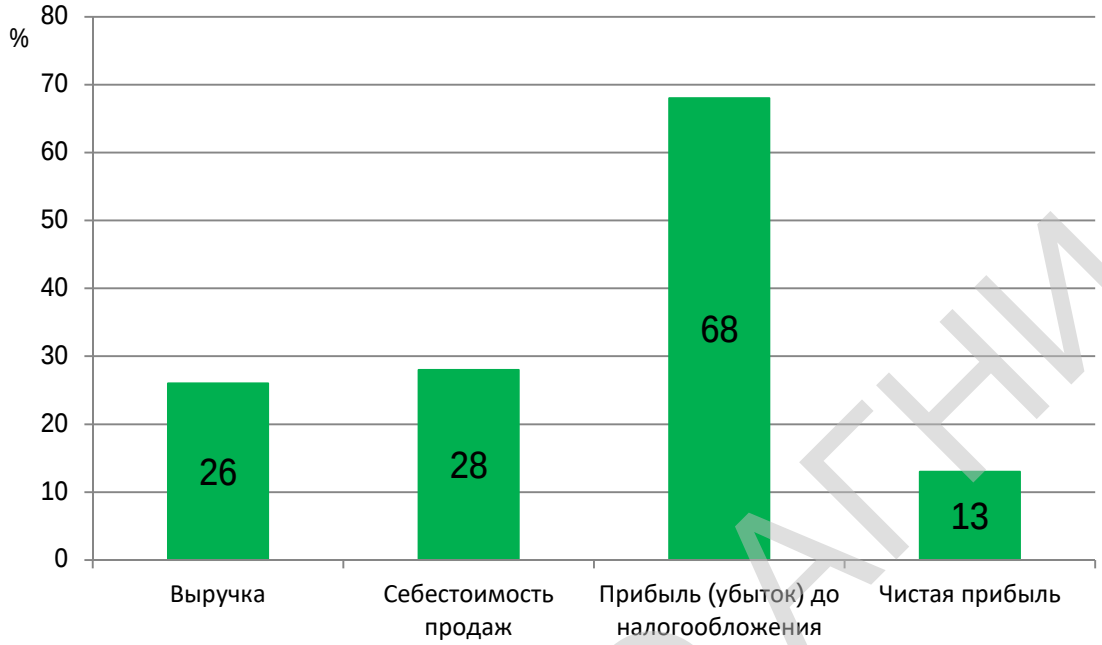


Рисунок 1 – Финансовый результат ПАО «Татнефть» после внедрения ресурсосберегающих технологий, %

Таким образом, в результате внедрения ресурсосберегающих технологий, переработки вторичного сырья, ПАО «Татнефть» стремится к совершенствованию своей финансовой устойчивости, снижению себестоимости и снижению экологической нагрузки тем самым положительно влиять на общую экологическую безопасность.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Годовой отчет ОАО «Татнефть» за 2013 г.*
2. *Годовой отчет ОАО «Татнефть» за 2014 г.*
3. *Годовой отчет ПАО «Татнефть» за 2015 г.*
4. *Годовой отчет ПАО «Татнефть» за 2016 г.*
5. *Годовой отчет ПАО «Татнефть» за 2017 г.*
6. *Годовой отчет ПАО «Татнефть» за 2018 г.*
7. *Потрекий Я.Д. Zero Waste: осознанное потребление без фанатизма / Я.Д. Потрекий. – М.: Бомбора, 2019. – 208 с.*
8. *Экологическая стратегия ПАО «Татнефть» 2016-2025 гг.*
9. *Экономика и управление природопользованием. Ресурсосбережение: учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры / А.Л. Новоселов [и др.]. – М.: Юрайт, 2017. – 343 с.*
10. *Управление ресурсосбережением в современных экономических системах / Антипова О.В. - М., 2018.*

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 658.589

РОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ БУРОВОГО КОМПЛЕКСА (НА ПРИМЕРЕ ООО «УК «ТАТБУРНЕФТЬ»)

ROLE OF TECHNICAL RE-EQUIPMENT OF THE DRILLING COMPLEX (ON THE EXAMPLE OF LLC UK TATBURNEFT)

И.Н. Глазкова, К.М. Хакимова
(Irina N. Glazkova, Karina M. Khakimova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Нефтяная отрасль России стабильно развивается. Это обстоятельство не смог кардинально изменить ни мировой экономический кризис в 2008, ни сложности ведения бизнеса, обрушившиеся на участников внутренних рынков в связи со вступлением России в ВТО в 2011. Для обеспечения добычи нефти и газа, производства нефтепродуктов и доставки их потребителям требуется участие большого количества организаций и предприятий, осуществляющих различные технологические процессы, тесно связанные между собой.

The Russian oil industry is developing steadily. This fact could not radically change either the global economic crisis in 2008, or the difficulties of doing business that hit the participants of domestic markets in connection with Russia's accession to the WTO in 2011. To ensure oil and gas production, production of oil products and their delivery to consumers, a large amount of participation is required organizations and enterprises engaged in various technological processes that are closely related.

Ключевые слова: *техническое перевооружение, бурение скважин, модернизация оборудования, передовые технологии.*

Key words: *echnical re-equipment, well drilling, equipment modernization, advanced technologies.*

Роль технического перевооружения бурового комплекса является актуальным вопросом для экономики любой страны, в том числе и нашей. Ведь техническое перевооружение играет важную роль для экономической эффективности предприятия и экономики в целом.

В качестве примера рассмотрено предприятие ООО «УК «Татбурнефть». Данное предприятие осуществляет строительство скважин всех категорий. В состав компании входят ООО «Бурение» с 6 предприятиями буровых работ, расположенных в следующих городах: Альметьевск, Азнакаево, Нурлат, Лениногорск, Бавлы и Елабуга; ООО «Татбурмонтаж», имеющим в своем составе 5 филиалов и цех; НП ООО «Горизонт» (сервисная компания по технологическому и телеметрическому обеспечению бурения горизонтальных стволов,ООО «Татбуррастворы» и ООО «Татбурнефть-ЛУТР».

ГБОУ ВО АГНИ

В последние годы буровому комплексу и его специалистам уделяется самое пристальное внимание: выделяются средства на перевооружение и переоснащение, улучшаются условия труда работников основного и вспомогательного производства. Причины особого отношения кроются глубже, чем может казаться первоначально. Дело в том, что месторождения Татарстана находятся на завершающей стадии разработки — нефть добывается на протяжении уже 70 лет. За эти годы в ПАО «Татнефти» пробурено порядка 45 тысяч скважин. А сегодня доля трудноизвлекаемых запасов приближается к 80 %. Это — более миллиарда тонн «трудной» нефти, не считая запасов природных битумов. И для их добычи традиционные методы бурения уже не применимы.

Следует отметить, что российские нефтесервисные компании в основной массе используют буровые установки, выпущенные еще в советский период. При этом вступление России в ВТО резко обострило конкуренцию на рынке нефтесервиса. А недропользователь, выбирая подрядчиков, все больше внимания уделяет их техническому оснащению, предъявляя к участникам тендеров все более серьезные требования.

Итак, проблема обновления и модернизации парков бурового оборудования – есть одна из первоочередных задач для отечественных буровых компаний. От эффективности и своевременности ее решения зависит принципиальная возможность сохранения темпов роста уровня добычи нефти и газа, в первую очередь, за счет наращивания объемов бурения.

Для эффективной добычи нефти необходимы новые перспективные методы, новые подходы, а также новые, более сложные скважины, преимущественно, горизонтальные. Опыт передовых западных и отечественных компаний показывает, что для бурения таких сложных скважин необходимы современные буровые установки, оснащённые высокопроизводительными буровыми насосами с частотно-регулируемыми электроприводами (ЧРЭП), верхними силовыми приводами (ВСП), высокопрочными бурильными трубами, современными системами очистки промывочной жидкости, надёжными системами контроля параметров бурения, высококачественными телеметрическими системами. Только при оптимальном сочетании перечисленного оборудования и правильном подборе долот и гидравлических забойных двигателей можно создать необходимые условия для строительства скважин нового типа.

Перспективным направлением ООО «УК «Татбурнефть» на сегодняшний день является бурение горизонтальных скважин на девонские отложения. Работа по данному направлению началась в 2011 году, и с каждым годом доля данных скважин в общем объеме бурения растет. Все горизонтальные скважины бурятся с предварительным построением геологической модели скважины, что в сочетании с

ГБОУ ВО АГНИ

применением наддолотного модуля и под управлением службы геологического сопровождения позволяет провести скважину по наиболее продуктивной части пласта.

Успешность бурения во многом зависит от взаимопонимания и совместной работы специалистов управляющей компании «Татбурнефть», института ТатНИПИнефть, НГДУ, сервисных управляющих компаний. Результатом работы явилось увеличение доли коллектора в горизонтальных скважинах терригенного девона до 65% и получение среднего дебита по горизонтальным скважинам в 2,5 раза превышающего дебит окружающих наклонно-направленных скважин. Ежегодный рост объема строительства горизонтальных скважин требует внедрения и тиражирования новых технологий, нового оборудования и нового организационного подхода к бурению такого типа скважин. Благодаря поддержке руководства компании ПАО «Татнефть» продолжает реализовываться программа по техническому перевооружению бурового комплекса и оснащению современным навигационным оборудованием, в соответствии с которой приобретаются и вводятся в эксплуатацию современные буровые установки, грузоподъемностью 170 тонн. На сегодняшний день из 6-ти закупленных буровых установок 2-е установки находятся в работе.

Важную роль в бурении горизонтальных скважин играет центр управления бурением (ЦУБ), задачей которого является создание системы управления и контроля за процессом бурения скважин в режиме реального времени, снижение непроизводительного времени работы и организация оперативного взаимодействия всех управляемых обществ, входящих в состав управляющей компании. В связи с этим, работа в центре управления бурением на сегодняшний день осуществляется по двум направлениям:

1. Видеорегистрация и контроль технологических параметров при бурении скважин.
2. Технологическое сопровождение строительства скважин.

По первому направлению с целью получения достоверных данных и усиления контроля за соблюдением работниками буровой бригады требований промышленной безопасности и охраны труда при помощи средств видеорегистрации в ЦУБ создана единая центральная группа в составе 6 человек. Данной группой осуществляется просмотр и анализ видеоматериала, согласно разработанной схемы и контрольных карт, на предмет нарушений в области организации труда и техники безопасности. Данный материал направляется в предприятия буровых работ, где проводится работа по недопущению подобных ситуаций в дальнейшем.

По второму направления работы ЦУБ на сегодняшний день реализован проект создания технологической службы и продолжается работа по его развитию. Целью его создания является детальное планирование и исполнение процесса строительства каждой скважины

ГБОУ ВО АГНИ

совместно со специалистами института «ТатНИПИнефть», НГДУ и всех сервисных компаний не только в офисе, но и непосредственно на буровой. В компании активно внедряются и используются методы бережливого производства, ведется работа по повышению производительности труда.

Внедряя в производство самые передовые технологии, обладая парком современной техники и квалифицированным персоналом, ООО «УК «Татбурнефть» осуществляет производство работ любой, самой повышенной степени сложности. Неслучайно сегодня ООО «УК «Татбурнефть» максимально востребовано на рынке профильных услуг.

ПАО «Татнефть» и ООО «УК «Татбурнефть» в рамках программы технического перевооружения бурового комплекса закупили и ввели в эксплуатацию более 10 буровых насосов с частотно-регулируемым приводом, 5 верхних силовых приводов, рельсы для передвижения буровой установки в кусте.

Проведены опытно-промышленные разработки по отработки технологии бурения скоростной скважины. На скважине применен комплекс мероприятий организационного и технико-технологического характера, позволяющий улучшить ключевые показатели эффективности (КПЭ) строительства скважин (рост механической скорости, снижение коммерческой скорости, снижение количества рейсов, увеличение проходки на долото).

Наряду с внедрением новых технологий проводится работа и по внедрению новой техники в области строительства буровых установок и бурения скважин.

Для улучшения условий хранения химических реагентов и оборудования буровые бригады были оснащены контейнерами морского типа, что позволило улучшить условия хранения ТМЦ и сократить время на погрузочно-разгрузочные работы. Применение данных контейнеров для перевозки бурового оборудования для забуривания скважины обеспечивают готовность исправного оборудования к началу бурения. Также завершены работы по оснащению всех буровых установок светодиодными светильниками.

Согласно программе повышения производительности труда, на 2013-2020 годы реализуются 6 основных инновационных подходов и инструментов:

- Программа «Бережливое производство».
- Аукцион бизнес-идей.
- Центр передового опыта.
- Процессное управление.
- Проектное управление.
- Видеорегистрация.

ГБОУ ВО АГНИ

В результате исследования можно сделать вывод о том, что основными направлениями технического перевооружения в буровом комплексе являются:

- обеспечение эффективной эксплуатации оборудования, приобретенного в рамках программы технического перевооружения бурового комплекса;
- выполнение программы строительства скважин по новым технологиям;
- сокращение непроизводительного времени буровых бригад, простой, аварийности за счет соблюдения технологических регламентов и инструкций по безаварийному ведению работ;
- снижение цикла строительства скважин за счет проведения технологических мероприятий и улучшения организации работ.

Таким образом, техническое перевооружение включает комплекс мероприятий по повышению до современных требований технического уровня отдельных участков производства, агрегатов, установок путем внедрения новой техники и технологии, механизации и автоматизации производственных процессов, модернизации и замене устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным; совершенствованию организации и структуры производства.

Как перечисленные, так и другие организационно-технические мероприятия призваны обеспечивать рост производительности труда, объема выпуска продукции, улучшение ее качества, условий и организации труда и остальных показателей деятельности предприятия.

ЛИТЕРАТУРА

1. ООО «УК «Татбурнефть» [Электронный ресурс]. – Доступ: http://www.tatburneft.ru/services/burenie/.

УДК 336.011

СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ КАК ОСНОВА ФИНАНСОВОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

EQUITY AS THE BASIS OF FINANCIAL STABILITY OF THE ENTERPRISE

Э.Р. Губайдуллина, Р.Ш. Садыкова
(Elvina R. Gubaidullina, Roza Sh. Sadykova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассмотрено понятие «оптимальная структура собственного капитала». Сформулировано наиболее полное понятие «финансовая устойчивость предприятия». Проанализированы

ГБОУ ВО АГНИ

экономические коэффициенты, которые позволяют оценить финансовую устойчивость предприятия.

The article deals with the concept of «optimal structure of equity capital». The most complete concept «financial stability of the enterprise» is formulated. The economic coefficients that allow to assess the financial stability of the enterprise are analyzed.

Ключевые слова: *собственный капитал, финансовая устойчивость, анализ, коэффициент, динамика.*

Key words: *equity capital, financial stability, analysis, coefficient, dynamics.*

Возникновение и эволюция рыночных отношений в обществе стали следствием появления ряда новых экономических объектов учета и анализа. Одной из важнейших экономических категорий является капитал предприятия, в частности, собственный капитал.

Значимость собственного капитала для полноценного функционирования и финансовой стабильности предприятия очень велика, так как проблемы, связанные с финансовой устойчивостью на мировом рынке в условиях финансового кризиса, приобретают все большую актуальность.

Собственный капитал непосредственно является отражением финансовой стабильности хозяйствующего субъекта и его способности к грамотному управлению предприятием. Структура же собственного капитала оказывает огромное влияние на финансовое состояние хозяйствующего субъекта. Именно поэтому формирование оптимальной структуры собственного капитала становится немаловажным фактором.

По мнению О. Н. Лихачевой, оптимальная структура капитала - это такая структура, при которой достигается максимальный уровень рентабельности собственного капитала при заданном уровне риска [1].

Иными словами, оптимальная структура капитала - это структура, при которой при прочих равных условиях обеспечивается наиболее эффективное соотношение между рентабельностью собственного капитала организации и уровнем ее финансовой устойчивости и ликвидности.

Рассмотрим несколько вариантов определений понятия «финансовая устойчивость».

«Финансовая устойчивость - это определенное состояние счетов предприятия, гарантирующее его постоянную платежеспособность» [2].

Г.В. Савицкая трактует финансовую устойчивость предприятия, таким состоянием финансовых ресурсов, их распределения и использования, которое обеспечивает развитие предприятия на основе роста дохода и капитала при сохранении платежеспособности и кредитоспособности в условиях допустимого уровня риска [3].

Зарубежный автор-экономист Ф.Б. Риполь-Сарагоси дает следующее описание финансовой устойчивости: «Это такое состояние

ГБОУ ВО АГМУ

счетов предприятия, гарантирующее его постоянную платежеспособность» [4].

На основе рассмотренных определений различных авторов попробуем дать наиболее общее понятие, отражающее сущность понятия «финансовая устойчивость»: «Финансовая устойчивость предприятия - это способность предприятия своевременно обеспечивать хозяйственной и инвестиционной деятельностью все расходы, связанные с уплатой своих обязательств для обеспечения бесперебойного и непрерывного процесса кругооборота текущих активов, не снижая при этом свой уровень платежеспособности, кредитоспособности и активного инвестирования в ликвидные активы, создания финансовых резервов, обеспечивая тем самым свое стабильное развитие» (предложено автором).

Анализ финансовой устойчивости предприятия позволяет ответить на важный вопрос: насколько правильно предприятие управляло своими финансовыми ресурсами за анализируемый период, а именно соответствовало ли состояние финансовых ресурсов требованиям рынка и потребностям предприятия за данный период.

В мировой же практике при оценке финансовой устойчивости предприятия главным показателем является показатель роста стоимости собственного капитала и положительная динамика коэффициентов, характеризующих его использование, так как он характеризует уровень возрастания благосостояния акционеров.

Широко известный в мировой практике показатель чистых активов стал использоваться для оценки финансового состояния российских организаций сравнительно недавно. Обязательность его исчисления была введена частью первой Гражданского кодекса РФ, вступившей в силу с 1995 г., и рядом других нормативных актов.

Чистые активы показывают балансовую стоимость имущества организации, уменьшенную на сумму ее обязательств [5]. Иными словами, чистые активы – это нетто-активы организации, не обремененные обязательствами.

Рассмотрим динамику стоимости чистых активов одной из крупнейших российских нефтяных компаний ПАО «Татнефть» (рисунок 1).

Анализ показал рост величины чистых активов ПАО «Татнефть» с каждым годом, величина которых составила 672 913 млн руб. на 30 июня 2019 г., что однозначно является индикатором благополучия компании.

Чем лучше показатель чистых активов, тем выше инвестиционная привлекательность компании и, следовательно, больше доверия со стороны кредиторов, акционеров, работников. И, напротив, чем ниже значение показателя чистых активов, тем выше риск банкротства компании.

Поэтому в интересах руководства организации контролировать данное значение, не допускать падения показателя до критического момента, установленного законодательством.

ГБОУ ВО АГМУ

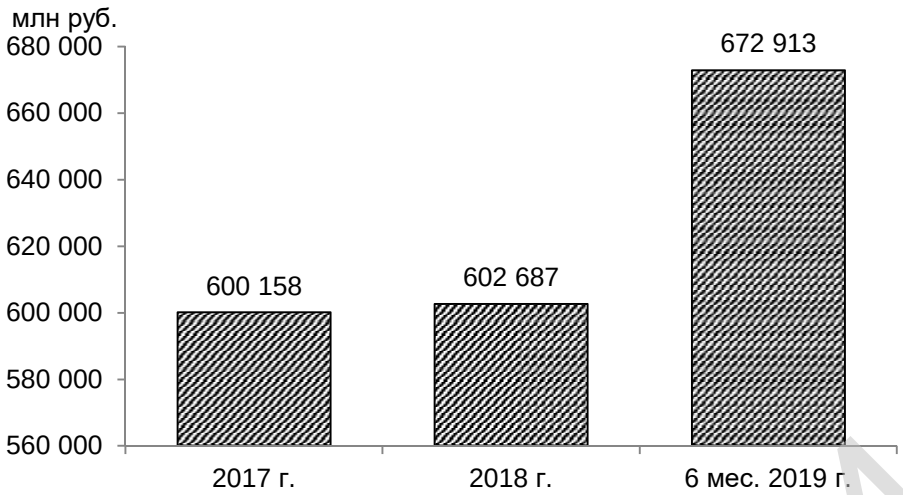


Рисунок 1 - Динамика стоимости чистых активов ПАО «Татнефть» за 2017-2019 гг., млн руб.

Далее рассмотрим и проанализируем текущее финансовое состояние ПАО «Татнефть», используя коэффициенты на основе показателя собственного капитала, характеризующие финансовую устойчивость предприятия, которые затем сравним с нормативными значениями. Также на основе анализа попытаемся выявить пути улучшения значений данных показателей.

Перечень коэффициентов на основе собственного капитала и их значения представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Коэффициенты на основе показателя собственного капитала, характеризующие финансовую устойчивость и безопасность организаций

Наименование показателя	Ед. изм.	6 мес. 2019 г.	2018 г.	2017 г.	Предельное нормативное значение
Коэффициент автономии	д. ед.	0,75	0,78	0,81	> 0,5
Коэффициент оборачиваемости собственного капитала	д. ед.	0,82	1,25	0,95	показатель →max
Коэффициент рентабельности собственного капитала	д. ед.	0,28	0,30	0,17	показатель →max
Коэффициент соотношения заемного и собственного капитала	д. ед.	0,03	0,03	0,05	< 1
Коэффициент покрытия инвестиций	д. ед.	0,80	0,83	0,87	> 1
Коэффициент устойчивости экономического роста	д. ед.	0,03	0,07	-0,03	показатель →max

Для наглядности динамику перечисленных показателей за три года представим в виде графика (рисунок 2).

ГБОУ ВО АГНИ

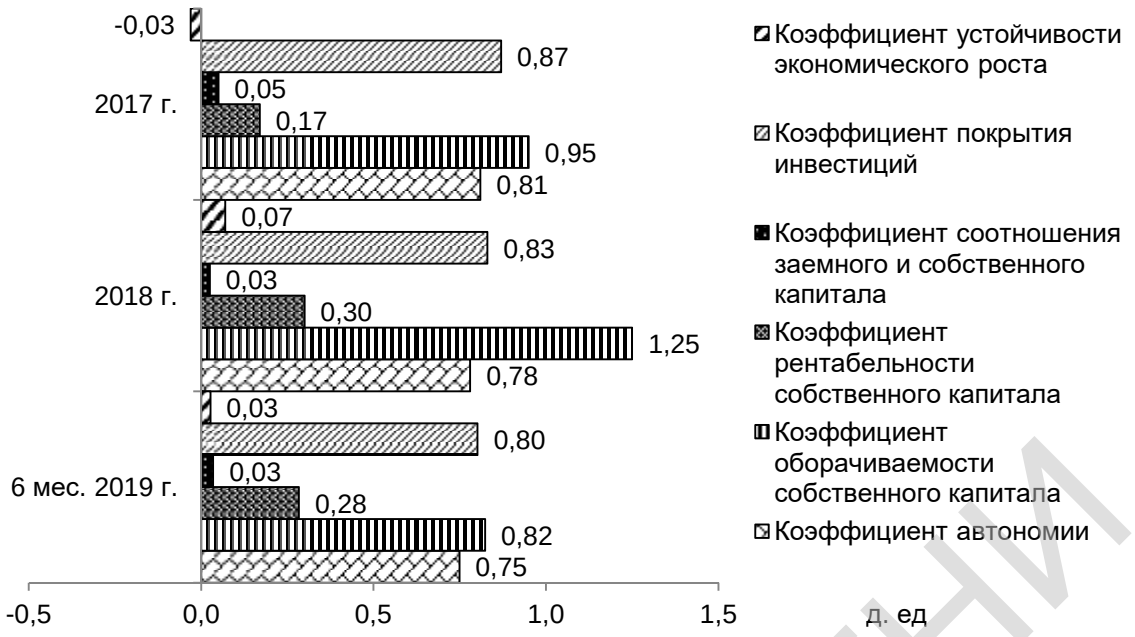


Рисунок 2 – Динамика коэффициентов на основе показателя собственного капитала, характеризующие финансовую устойчивость и безопасность организаций на примере ПАО «Татнефть» за 2017-2019 гг., д. ед.

Анализ показал, что коэффициент автономии на 30 июня 2019 г. составил 0,75 д. ед., что на 0,03 д. ед. ниже, чем в предыдущем году. Но, несмотря на это, значение показателя достаточно высокого, чтобы утверждать о финансовой независимости компании и ее способности погасить все свои долговые обязательства перед кредиторами.

Коэффициент оборачиваемости собственного капитала составил 0,82 д. ед., что ниже уровня предыдущего года на 0,43 д. ед. и ниже на 0,13 д. ед. уровня 2017 года.

Коэффициент оборачиваемости собственного капитала показывает, сколько требуется оборотов для оплаты выставленных счетов. Падение уровня данного коэффициента может свидетельствовать о бездействии части собственных средств компании. Для повышения значения данного коэффициента необходимо вложения собственных средств в другой более подходящий источник доходов или же работать в направлении увеличения объема сбыта.

Коэффициент рентабельности собственного капитала в 2019 году снизился на 0,02 д. ед. по сравнению с 2018 г. и повысился на 0,11 по сравнению с 2017 годом.

Снижение коэффициента рентабельности в 2019 году свидетельствует о росте доли собственного капитала и снижения заемного, а также о падении оборачиваемости капитала компании. Рост же коэффициента рентабельности собственного капитала в 2018 году указывает на увеличение прибыли и доли заемного капитала предприятия.

ГБОУ ВО АГНИ

Таким образом, проведенные исследования показали, что снижение величины собственного капитала, при условии, что эффективность работы компании останется на прежнем уровне, приведет к повышению рентабельности собственного капитала. Снижение производственных, сбытовых и прочих расходов позволит повысить чистую прибыль, как и активизация работы по наращиванию дохода. Поэтому работа в этом направлении позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Анализируя коэффициент соотношения заемного и собственного капитала можно отметить, что значение коэффициента за рассматриваемый период практически не изменяется и не превышает 1. Это свидетельствует о высоком уровне финансовой устойчивости и независимости компании от заемного капитала и обязательств.

Значение коэффициента покрытия инвестиций, как показывает диаграмма, с каждым годом снижается, хоть и не значительно. На 30 июня 2019 г. его значение составило 0,80 д. ед., что на 0,03 д. ед. ниже уровня предыдущего года и на 0,07 д. ед. ниже уровня 2017 года.

Рассмотрим еще один не менее важный показатель финансового состояния компании – коэффициент устойчивости экономического роста.

Данный коэффициент показывает способность хозяйствующего субъекта развиваться и функционировать за счет чистой прибыли, которая в свою очередь является гарантом стабильного роста собственного капитала.

Анализ данных ПАО «Татнефть» показывает снижение значения данного показателя на 0,04 д. ед. по сравнению с 2018 г., который имел значение 0,07 д. ед. В 2017 году данный коэффициент и вовсе имел отрицательное значение. Рост коэффициента говорит о повышении платежеспособности, ликвидности, расширении производственных мощностей за счет финансовых собственных источников, а снижение - об обратном.

Если значение показателя низкое, а сумма чистой прибыли высока, то возможной причиной является дивидендная политика компании. Высокая доля прибыли распределяется среди собственников, поэтому меньше средств реинвестируется в предприятие. Для решения этой проблемы можно изменить текущую политику распределения прибыли и выплаты дивидендов.

Если же причиной низкого значение показателя является отсутствие ощутимой прибыли, то работать необходимо в направлении повышения дохода и снижения расходов на единицу проданных товаров или предоставленных услуг.

Рассмотренные выше коэффициенты позволяют сделать вывод: показатели на основе собственного капитала предприятия имеют широкое применение в анализе и оценке финансовой устойчивости и оказывают огромное влияние на оценку финансового состояния предприятия в целом.

ГБОУВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Лихачева О.Н., Щуров С.А. Долгосрочная и краткосрочная финансовая политика предприятия: учеб. пособие / под ред. И.Я. Лукасевича. - М.: Вузовский учебник, 2007. - 288 с.

2. Методологические рекомендации по проведению анализа финансово-хозяйственной деятельности организаций (утв. Госкомстатом России 28.11.2002).

3. Савицкая, Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учебник / Г.В. Савицкая. - 6-е изд. - М.: ИНФРА-М, 2013. - С. 378.

4. Риполь-Сарагоси, Ф.Б. Финансовый и управленческий анализ / Ф.Б. Риполь-Сарагоси. - М.: Приор, 2007. - С. 451.

5. Письмо Минфина России от 24.08.2004 г. №03-03-01-04/1/10.

6. Вопрос Увеличения Стоимости Капитала ПАО «Татнефть» на 2025 год / Зиннурова Д.Г., Фатхутдинова О.А. // Экономика и предпринимательство. - 2017. - № 12-1 (89). - С. 1020-1023.

УДК 334.021.1

ПРОЦЕСС ИНСОРСИНГА В СЕТЕВОЙ МОДЕЛИ ОРГАНИЗАЦИИ БИЗНЕСА

INSORING PROCESS IN THE NETWORK MODEL OF BUSINESS ORGANIZATION

А.Ю. Гудаков, Л.Н. Краснова

(A.Yu. Gudakov, Lydia N. Krasnova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассмотрена сущность, проведен анализ наиболее значимых характеристик такой категории, как инсорсинг. Результатом исследования является определение условий использования инструментов данных категорий.

The article considers the essence, analyzes the most significant characteristics of such a category as insourcing. The result of the study is to determine the conditions for using the tools of these categories.

Ключевые слова: *инсорсинг, аутсорсинг, затраты, объем производства, услуги.*

Key words*: insourcing, outsourcing, costs, output, services.*

В последнее время российский менеджмент стал осознавать необходимость управления затратами и в связи с этим начал с пониманием относиться к методам воздействия на затраты предприятия, используемых на зарубежных предприятиях.

ГБОУ ВО АГНИ

Инструменты управления затратами могут быть как тактические в рамках текущего менеджмента, так и стратегические. К последним относятся такие кажущиеся радикальными меры, как аутсорсинг и инсорсинг. Понятие аутсорсинг относительно знакомо и часто встречается в российской литературе по финансовому менеджменту, в отличие от менее знакомого инсорсинга.

Аутсорсинг и инсорсинг – это две одновременно разные и похожие управленческие технологии. Оба метода могут быть использованы для уничтожения затрат на неиспользуемую мощность. Разница между ними следующая: аутсорсинг позволяет затратам быть гибкими при изменении объема производства услуг, а инсорсинг – сохраняет затраты постоянными, но продает при этом на внешний рынок неиспользуемую мощность.

Парадокс инсорсера – в том, что его преимущество может превратиться в слабость. Как правило, «якорный» клиент (материнская компания и её дочерние структуры) полностью использует ресурсы инсорсера, а круг задач, которые ставятся, ограничен потребностями этого клиента. Так создаются «тепличные» условия: отсутствие реальной конкуренции тормозит развитие бизнеса и востребованных рынком компетенций [1].

В худшем случае инсорсер может остаться лишь «прослойкой» между материнской компанией и аусорсинговыми партнерами. А в лучшем – принести компании дополнительную ценность, став управляющим центром во взаимодействии с внешними подрядчиками. Но для этого инсорсеру необходимо быть в курсе рыночных трендов едва ли не больше, чем аутсорсеру: даже самая сильная поддержка со стороны материнской компании не поможет, если не наращивать компетенции. В подтверждение этого тезиса приведу выводы компании Deloitte: по ее оценке, компании уровня Fortune 500 работают с тысячами поставщиков, но при этом недооценивают важность управления этими отношениями. У бизнес-заказчиков нет понимания, что в эту функцию необходимо инвестировать, и в итоге компании несут дополнительные убытки именно из-за низкого качества управления поставщиками.

Инсорсинг – это расширение деятельности предприятия или подразделения для дополнительной загрузки имеющихся мощностей или активов.

Инсорсинг позволяет предприятиям снизить издержки неиспользуемой мощности. Примером инсорсинга у предприятия, обладающего зданием, является сдача части здания в аренду по рыночной цене. Примером инсорсинга у предприятия, обладающего собственным складом, является, например, принятие на хранение товаров сторонних лиц на период, когда склад не используется предприятием. Таким образом, инсорсинг может сезонный характер.

Инсорсинг происходит во двум причинам:

ГБОУ ВО АГМУ

1) инсорсинг по причине наличия временной избыточной мощности (это решение базируется на низких предельных издержках при увеличении драйвера загрузки процесса);

2) инсорсинг по причине наличия конкурентного преимущества (наличие эффективного процесса, наличие уникального ресурса, базы данных, технологии).

Инсорсинг во втором случае – по причине наличия конкурентного преимущества во многом схож с инсорсингом в первом случае. Отличие заключается в том, что неиспользуемая мощность в первом случае характеризуется величиной операций определенного процесса. В данном же случае неиспользуемая мощность характеризуется наличием альтернативных направлений использования конкурентного преимущества – то есть здесь следует использовать концепцию иерархичности затрат. Приведем несколько примеров инсорсинга во этом случае:

- использование базы данных клиентов, полученной при продажах определенного вида товара для продаж или продвижения другого товара;
- использование ноу-хау или уникальных кадров, первоначально предназначенных для одного вида деятельности, для другого вида деятельности [2].

Информация, необходимая для рассмотрения решения об инсорсинге включает в себя:

- стоимость вида деятельности и его практическую мощность, величину стандартной ставки драйвера затрат;
- информацию о фактической мощности, уровне загрузки, и таким образом издержках о неиспользуемой мощности;
- информацию об альтернативах продажи неиспользуемой мощности и их экономических параметрах.

Данная информация может быть легко получена из АВС системы, используемой на предприятии. Инсорсинг позволяет организации сократить издержки на неиспользуемую мощность или извлечь дополнительную прибыль из конкурентного преимущества [3].

Примерами инсорсинга может служить создание в НГДУ «Азнакаевскнефть» собственной лаборатории по калибровке и ремонту манометров. Создание данной лаборатории позволило сократить компании НГДУ «Азнакаевскнефть» эксплуатационные затраты в 2018 году в размере 1,8 млн.рублей.

В УК ООО «ТатнефтьМехСервис» инсорсинг применен для функций экономических служб, бухгалтерии, отделов и служб организации труда, управления персоналом, промышленной безопасности и охраны труда, административно хозяйственных служб. Создание общего центра обслуживания «ТМСБизнесСервис» позволило достигнуть оптимизации расходов управляемых обществ, разграничения процесссов по стратегическому, оперативному планированию и

ГБОУ ВО АГНИ

решению текущих производственных вопросов, повышения оперативности и достоверности информации о производственной деятельности, роста оперативности в управлении, снижения налоговых рисков.

ООО «Центр обслуживания бизнеса» – это компания, которая сосредоточена на обеспечении основного бизнеса КАМАЗ ИТ-услугами – услугами по реализации проектов, а так же сопровождению, администрированию существующих на КАМАЗе информационных систем.

Летом 2013 года руководство ПАО «КАМАЗ» поставило задачу вывода в инсорсинг непрофильной деятельности предоставления ИТ-услуг предприятиям группы компаний КАМАЗ. 27 Декабря 2013 года было зарегистрировано ООО «Центр Обслуживания Бизнеса» (ЦОБ) / Business Service Center LLC (BSC) – 100% дочернее предприятие ПАО КАМАЗ.

В январе 2014 года был открыт набор специалистов 1С и уже в феврале 2014 года был заключен договор с ПАО КАМАЗ и начато оказание услуг.

В августе 2014 г. ООО «Центр обслуживания бизнеса» стал официальным партнером фирмы «1С» и работает под единой маркой «1С:ФРАНЧАЙЗИНГ». В компании работают сертифицированные фирмой «1С» специалисты.

В ноябре 2014 года было принято решение о создании направления предоставления ИТ-услуг внешними клиентам, в первую очередь, дочерним и зависимым обществам. В начале 2015 года компания начала сотрудничество с ОАО «Татнефть».

ООО «Центр Обслуживания Бизнеса» занимается оказанием услуг по технической поддержке, созданию и сопровождению систем на базе «1С:Предприятие 8», Microsoft, Oracle, Siemens, Alcatel, Cisco, Extreme Networks, Hewlett-Packard, IBM и многих других вендоров, а также корпоративных систем, разработанных группой компаний КАМАЗ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Адаменко, Е.Ю. Маркетинговое управление базами знаний в открытых инновационных процессах // Креативная экономика. - 2013. - №12. – С. 42-54.

2. Волкова, С.В., Курбатов, В.Л. Инновационные системы управления предприятием // Казанская наука. - 2015. - №3. - С. 46-48.

3. От инсорсинга до краудсорсинга - определяемся с понятиями. - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/ot-insorsinga-do-kraudsorsinga-opredelyaemsya-s-ponyatiyami.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 665.6

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ КОМПОНОВКИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ЗАТРУБНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ НГДУ «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ»

ANALYSIS OF THE ECONOMIC EFFICIENCY OF THE ARRANGEMENT IMPLEMENTATION TO REDUCE THE ANNULAR GAS PRESSURE UNDER THE CONDITIONS OF OGPD «AZNAKAYEVSKNEFT»

А.Ф. Заббарова, Р.Ш. Садыкова
(Alina F. Zabbarova, Roza Sh. Sadykova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье анализируется значимость внедрения компоновки для снижения давления газа в затрубном пространстве. Приведены результаты факторных анализов по деятельности НГДУ. Представлен анализ рисков и изменение рентабельности скважин после внедрения компоновки, также влияние внедрения на основные ТЭП НГДУ.

The article analyzes the importance of introducing the layout to reduce gas pressure in the annulus. The results of factor analyzes on the activities of OGPD are presented. A risk analysis and a change in the profitability of wells after the introduction of the layout are presented, as well as the impact of the introduction on the main TEP of the OGPD.

Ключевые слова: *скважина, затрубное пространство, компоновка, нефть, экономическая эффективность.*

Key words*: well, annulus, layout, oil, economic efficiency.*

Значимость внедрения новой техники и технологии связана с нынешним этапом развития ПАО «Татнефть» и состоянием структуры запасов разрабатываемых месторождений. За 75-летнюю историю нефтедобычи в структуре запасов произошли значительные изменения: времена «легкой» нефти ушли в прошлое, доля трудноизвлекаемых запасов сегодня выросла до 86% и эффективная разработка месторождений невозможно без внедрения новых технологий. Одним из передовых НГДУ в структуре ПАО «Татнефть», в котором успешно осуществляется работа по внедрению новых технологий, является «Азнакаевскнефть».

Компания разрабатывает и реализует программные мероприятия по повышению эффективности производства рентабельной добычи нефти за счет разработки и внедрения новой техники и технологии, оптимизации фонда скважин и совершенствования системы разработки месторождений.

Актуальность темы статьи заключается в том, что эксплуатация ряда скважин ПАО «Татнефть» характеризуется повышением давления в затрубном пространстве. Этот вопрос актуален и для других нефтяных

ГБОУ ВО АГНИ

компаний, поскольку скопление газа и повышение его давления в затрубном пространстве скважины влияет на снижение динамического уровня жидкости, отрицательно сказывается на работе глубинно-насосного оборудования, снижая производительность установки ШГН. При наличии значительного скопления попутно-добываемого газа в затрубном пространстве в ряде случаев исключена возможность обеспечения эксплуатации скважин с оптимальным значением забойного давления.

Целью внедрения компоновки является снижение капитальных затрат на оборудование, при внедрении технологии стравливания давления затрубного попутно-добываемого газа в скважине. Результаты данного мероприятия также позволят НГДУ увеличить объемы нефтедобычи.

Целью исследования является комплексное изучение и анализ технологической и экономической эффективности внедрения компоновки для снижения давления газа в затрубном пространстве на добывающей скважине в НГДУ «Азнакаевскнефть».

Для достижения поставленной цели была изучена и проанализирована организационно- экономическая характеристика производственной деятельности НГДУ «Азнакаевскнефть», а также основные технико- экономические показатели предприятия, проведен анализ себестоимости по статьям затрат. Расчет экономической эффективности применения компоновки, направленной на увеличение дебита скважины по нефти, путем снижения давления газа в затрубном пространстве включил в себя анализ факторов риска, рентабельности скважин, анализ влияния внедрения компоновки на себестоимость продукции и на ТЭП НГДУ «Азнакаевскнефть.

Объектом исследования является финансово-хозяйственная деятельность НГДУ «Азнакаевскнефть».

Предметом является деятельность НГДУ по внедрению новых технологий и оборудований.

Факторный анализ производственной программы НГДУ показал снижение годового объема добычи нефти НГДУ «Азнакаевскнефть» на 89,2 тыс. т в 2017 году, который произошел по причине уменьшения коэффициента эксплуатации на 3,1% объем добычи нефти снизился на 126,7 тыс.т, также снижения количества действующих скважин на 219 скв.

Факторный анализ условно-постоянных и условно-переменных затрат показал, что за 2017 год производственная себестоимость валовой продукции повысилась на 10 875 639 тыс. руб. и на конец года составила 37 989 710 тыс. руб. На данное изменение, главным образом, повлияли повышение условно-переменных затрат, в число которых входит НДПИ, возросший в отчетном году на 10 221 951,32 тыс. руб. При снижении добычи нефти условно-переменные затраты сократились пропорционально, а условно-постоянные остались практически

ГБОУ ВО АГНИ

неизменными, что повлекло за собой неизбежный рост себестоимость добычи одной тонны нефти.

Факторный анализ точки безубыточности и зоны безопасности показал, что на безубыточный объем добычи нефти положительно повлияло увеличение цены реализации 1 тонны нефти и отрицательно – увеличение удельных переменных затрат.

Проект по внедрению компоновки для снижения давления газа в затрубном пространстве на одиннадцати скважинах является экономически эффективным, так как чистый дисконтированный доход на конец инвестиционного проекта составил 160 938,13 тыс. руб. Чистая прибыль за первый год внедрения компоновки составила 42 434,05 тыс. руб. Основным фактором повышения чистой прибыли стал рост добычи нефти на 6048,01 тонн в год. За пять лет дополнительная добыча нефти составит 27363,52 тонн.

Расчет рентабельности скважин до и после внедрения компоновки показал, что внедрение на девяти скважинах привело к приросту среднесуточного дебита, росту рентабельности по балансовой прибыли, снижению удельных затрат на добычу нефти, меньше чем за год внедрение компоновки полностью окупило себя, при длительности срока эффекта в 5 лет. Только на двух скважинах рентабельность по балансовой прибыли снизилась, что объясняется отсутствием прироста среднесуточного дебита скважины по нефти.

В качестве фактора риска было принято снижение среднесуточного прироста дебита нефти до 0,13 т/сут. и снижении цены нефти до 11 717 руб., при повышении инвестиций на 30%. Данное изменение показателей привело к отрицательному ЧДД, при ИДДЗ равному 1.1 и сроке окупаемости больше 5 лет, что характеризует проект, как экономически неэффективным.

Производственная себестоимость валовой добычи нефти в 2018 году после внедрения компоновок увеличилась на 45473,52 тыс. руб. и составила 38035183,98 тыс. руб., в том числе условно-постоянные затраты повысились на 1 722,58 тыс. руб., условно-переменные затраты на 43 750,94 тыс. руб. Само мероприятие по внедрению компоновки отразилось на постоянных затратах, по причине получения дополнительной добычи нефти изменились условно-переменные затраты. Так, себестоимость единицы продукции снизилась на 4,6 рубля.

Внедрение компоновки на одиннадцати скважинах НГДУ «Азнакаевскнефть» привело к повышению прибыли на 5,8%, которая составила 3 297 216,8 тыс. руб. и повышению выручки от реализации продукции на 17,3%, которая составила 3 251 743,2 тыс. руб. Рентабельность продукции повысилась на 17,2% и составила 57,92%, рентабельность продаж повысилась на 10,9% и составила 36,68%. Также влияние внедрения отразилось на точке безубыточности, которая сместилась влево и привела к увеличению зоны безопасности НГДУ.

ГБОУ ВО АГНИ

Таким образом, можно сделать вывод, что внедрение компоновки для снижения давления затрубного попутно-добываемого газа на одиннадцати добывающих скважинах позволит НГДУ «Азнакаевскнефть» увеличить прирост среднесуточного дебита нефти, тем самым добыть дополнительный объем нефти, снизить себестоимость 1 тонны нефти и увеличить получаемую предприятием прибыль, а также анализ внедрения новой техники позволит руководству предприятия принять наиболее оптимальные и точные управленческие решения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нургалиев А.А., Хабибуллин Л.Т. Решение проблемы утилизации газа, скапливающегося в затрубном пространстве добывающих скважин эксплуатирующейся ШГН // Интерэкспо Гео-Сибирь. - 2016. - №3. - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/reshenie-problemy-utilizatsii-gaza (дата обращения: 02.03.2019).

2. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Феникс, 2015. - 320 с.

3. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учебник / Г.В. Савицкая. — 6-е изд., испр. и доп. — М.: ИНФРА-М, 2017. – 378 с. — (Среднее профессиональное образование). - URL: http://znanium.com/catalog/product/752455 (дата обращения: 01.03.2019).

4. Модель снижения себестоимости продукции на промышленных предприятиях [Электронный ресурс]. - URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=26206656 (дата обращения: 15.03.2019).

5. Отчёт о проведённом анализе применимости технических решений, применяемых в компании InPlay Oil с целью снижения давления затрубного газа на добывающих скважинах [Электронный ресурс]. - URL: https://kss.tatneft.ru/workgroups/group/4120/disk/path (дата обращения: 09.03.2019).

6. Пояснительная записка к годовому отчету НГДУ «Азнакаевскнефть» за 2016-2017 гг.

7. Технология откачки газа из затрубного пространства добывающих скважин. Производственно-сервисная компания Югсон-Сервис // Нефтегазовая вертикаль. — 2016. — №20. — С. 14-16.

8. Официальный сайт ПАО «Татнефть» [Электронный ресурс]. - URL: http://www.tatneft.ru/ (дата обращения: 30.03.2019).

ПГУ ВСАТИ

УДК 336.64

ОСОБЕННОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ ДЕНЕЖНОГО ПОТОКА В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

FEATURES OF CASH FLOW PLANNING IN MODERN CONDITIONS

Э.Р. Зарафетдинова, Р.Ш. Садыкова
(Elvina R. Zarafetdinova, Roza Sh. Sadykova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Основу механизма управления денежными потоками на предприятии составляет их планирование, которое представляет собой вид финансовой деятельности хозяйствующих субъектов. Оно ориентированно на достижение синхронности и сбалансированности между притоком денежных средств и направлением оттоков этих средств. В данной статье рассмотрены особенности планирования денежного потока в современных условиях.

The basis of the mechanism of cash flow management at the enterprise is their planning, which is a type of financial activity of economic entities. It focussed at achieving synchronicity and balance between the inflow of funds and the direction of outflows of these funds. This article describes the features of cash flow planning in modern conditions.

Ключевые слова: *денежный поток, Центр обслуживания бизнесом, централизация.*

Key words: *cash flow, business service Center, centralization.*

В современных условиях хозяйствования на первый план выходит необходимость организации эффективного и рационального планирования денежных потоков. Планирование помогает специалисту определить источники денежных средств и оценить их использование, а также выявить ожидаемые денежные потоки, а значит, перспективы роста организации и ее дальнейшие финансовые потребности.

Денежный поток – это объем денежных средств, которые получает или выплачивает предприятие в течение отчетного или планируемого периода [1, с.145].

Впервые термин «денежный поток» появился в зарубежной литературе в конце 50-х годов XX века. В первое время денежные потоки использовались исключительно в процессе определения стоимости финансовых активов и оценки эффективности реальных инвестиционных проектов. В дальнейшем денежные потоки нашли более широкое использование в финансовой практике. В отечественной литературе термин «денежный поток» используется с начала 90-х годов XX века.

ГБОУ ВО АГНИ

По масштабам обслуживания хозяйственного процесса выделяются: операционный, финансовый и инвестиционный денежные потоки (рисунок 1) [2].

Рисунок 1 – Составляющие денежного потока

Планированием денежных потоков занимается финансовая служба предприятия во главе с финансовым менеджером. Достаточность денежных средств на счетах – одно из основных требований любого предприятия. Наличие достаточных денежных средств помогает предприятию:

- избежать банкротства;
- самому производить платеж финансовых средств;
- проводить анализ прибыли и денежных средств с целью установления финансовой устойчивости;
- поддерживать свою текущую платежеспособность.

Предприятие должно заранее спланировать синхронность поступления и расходования денежных средств на предприятии. Оперативное финансовое планирование включает в себя следующие элементы:

- расчет денежных потоков на основе запаса платежных средств на начало периода;
- поддержание текущего баланса денежных поступлении путем планирования выплат по месяцам;
- расчет резервов ликвидности для определения желаемого запаса платежных средств на конец периода.

В целях исполнения казначейских операций Группы ПАО «Татнефть» при условии эффективного использования текущей

ГБОУ ВО АГПИ

ликвидности и минимизации операционных рисков в структуре Центра обслуживания бизнеса ПАО «Татнефть» был создан Центр корпоративных финансов с функциональным подчинением начальнику управления финансов исполнительного аппарата ПАО «Татнефть».

В рамках реализации проекта в Центр переданы функции по финансовому сопровождению деятельности структурных подразделений Компании. Для эффективного использования денежных средств управлением финансов была проведена оптимизация расчетов с контрагентами, что будет проводиться и в дальнейшем. Для сокращения отвлечения оборотных средств Компании и ускорения расчетов с постоянными контрагентами, встречные обязательства погашаются через Центр зачета взаимных требований (ЦЗВТ).

Централизация вспомогательных функций позволит Группе повысить прозрачность, управляемость и снизить затраты (рисунок 2) [по данным ПАО «Татнефть»].

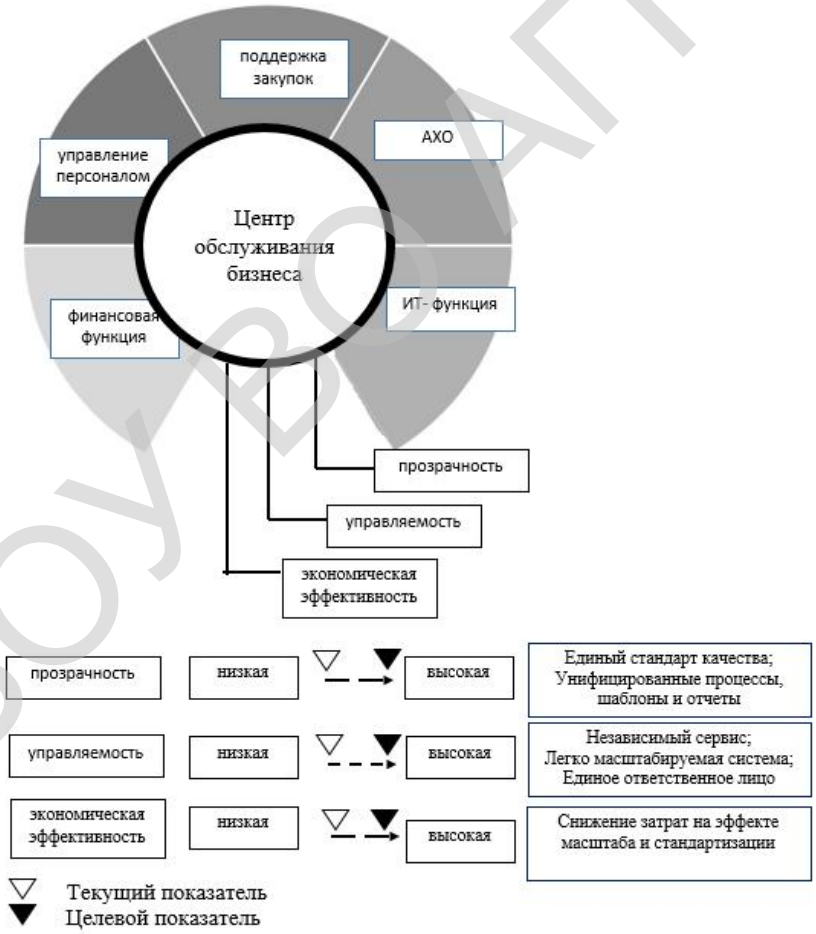


Рисунок 2 – Централизация вспомогательных функций

За 2018 год, оборот по ЦЗВТ составил 29,5 млрд руб., что на 0,5 млрд руб. больше 2017 года [3]. За счет использования наиболее оптимальных инструментов размещения свободных денежных средств, таких как классические банковские депозиты, корпоративные облигации, валютный СВОП, РЕПО, депозиты на Московской Бирже и их

ГБОУ ВО АГНИ

комбинаций, по всем операциям размещения в 2018 году получено доходов на сумму более 5 млрд рублей.

Анализ денежных потоков компании ПАО «Татнефть» показывает, что эффективное управление денежными потоками позволяет сократить потребность предприятия в заемном капитале. Активно управляя денежными потоками можно обеспечить более рациональное и экономное использование собственных финансовых ресурсов, формируемых из внутренних источников, снизить зависимость темпов развития предприятия от привлекаемых кредитов.

Если смотреть на величину денежных потоков компании, то за анализируемый период 2017 – 2018 год их величина положительная (таблица 1) [4]:

1) чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности, заметно увеличились 2018 году на 29,2 %;

2) поступления от финансовых операций увеличилась на 20 %.

Таблица 1 - Движение денежных средств ПАО «Татнефть»

Наименование показателя	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2018
Денежные потоки от текущих операций, руб.			
Поступления	553 490 026	668 509 596	868 563 561
Платежи	- 448210727	-526 576 105	-657 649 590
Сальдо денежных потоков от текущих операций	105 279 299	141933491	210913971
Денежные потоки от инвестиционных операций, руб.			
Поступления	81 680 131	88 868 145	70 099 479
Платежи	-148 637 928	-158 544 240	-143 352 529
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	-66 957 797	-69 676 095	-73 253 050
Денежные потоки от финансовых операций, руб.			
Поступления	3 199 696	29 842 448	35 815 838
Платежи	-27 485 242	-112 936 068	-156 130 229
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	-24 285 546	-83 093 620	-120 314 391

Проведенный анализ показал, что эффективность работы предприятия полностью зависит от организации системы планирования денежными потоками. Оно обеспечивает финансовое равновесие предприятия в процессе его развития путем балансирования объемов поступления и расходования денежных средств и их синхронизация во времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бочаров В.В. Финансовый анализ. Краткий курс. 2-еизд. — СПб.: Питер, 2016. – 240 с.

2. Чистый денежный поток [Электронный ресурс] - https://www.fd.ru/articles/159032-chistyy-denejnyy-potok-18-m1.

ГБОУ ВО ЯГМА

3. Годовой отчет ПАО «Татнефть», 2018. [Электронный ресурс] - http://media.rspp.ru/document/1/6/1/61a0b988b15d976736f4f0df22cb3c21.pdf.
4. Отчет о движении денежных средств [Электронный ресурс] - https://www.conomy.ru/emitent/tatneft/tatn-dds.
5. Бюджетирование Как Инструмент Финансового Планирования В ПАО «Татнефть» / Садыкова Р.Ш., Сатдарова А.Х. // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. – Альметьевск: АГНИ, 2016. - С. 472-475.

УДК 334

УПРАВЛЕНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ПРЕДПРИЯТИЯ ПО МОДЕЛИ «ОТКРЫТЫХ ИННОВАЦИЙ» И РАЗВИТИЯ ВЕНЧУРНОЙ ИНДУСТРИИ

ENTERPRISE INNOVATION MANAGEMENT BY MODEL «OPEN INNOVATION» AND VENTURE CAPITAL INDUSTRY DEVELOPMENT

А.А. Зарипова, А.В. Фадеева
(A.A. Zaripova, A.V. Fadeeva)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В современных реалиях «открытых инноваций» сложным представляется сохранение конкурентного преимущества предприятиям, которые при внедрении новых технологий опираются только на результаты собственных исследований и разработок. Данная модель являлась доминирующей долгое время, однако морально устарела.

In the modern realities of «open innovation», it is difficult to maintain a competitive advantage for enterprises that, when introducing new technologies, rely only on the results of their own research and development. This model has been dominant for a long time, but is morally obsolete.

Ключевые слова: *открытые инновации, бизнес-акселератор, бизнес-инкубатор, венчурная экосистема, инновационная деятельность.*

Key words: *open innovation, business-accelerator, business-incubator, venture ecosystem, innovation activity.*

Обязательным фактором успешной инновационной деятельности предприятия является скорость реагирования на новые веяния рынка и стратегическое виденье. У предприятий есть свои РИД (результаты интеллектуальной деятельности), внутренние проекты НИОКР и ОПР и

ГБОУ ВО АГНИ

механизмы по управлению ими, которые могли бы стать дополнительным источником дохода. Данные проекты могли бы быть интересны и за пределами самих предприятий, но для создания на их основе продукта и вывода его на рынок необходимо настроить совершенно новые механизмы, организовать трансфер технологий, продуктов и клиентов от стартапов в головную компанию [1].

Альтернативой старым механизмам являются более гибкие и современные модели, в том числе управление, развитие и продвижение стартап-проектов, которые имеют отработанные решения по выводу продукта на внешний рынок. Отработка механизмов управления внутренними инновационными проектами предприятия (программами НИОКР и ОПР) по модели внутренних стартапов для быстрого вывода продукта на внешний рынок является крайне сложной и важной задачей. И для определения конкретных инструментов по работе с ними, в первую очередь, необходимо четко расставить приоритеты по целям, которые преследует та или иная организация [2]. Цели, которые в обязательном порядке должна преследовать современная организация:

- расширение окна возможностей;
- технологический радар, быстрый поиск новых идей под конкретную задачу;
- определение точек роста, за счет формирования четкого представления о трендах, рынке и конкурентоспособности технологий;
- получение финансовой прибыли и содействие научно-техническому развитию;
- получение технологического преимущества, за счет приобретения технологий, находящихся на этапе стартапа или раннего роста;
- ускоренная доработка внутренних идей и разработок до готовых проектов или продуктов и их коммерциализация.

Инструменты работы с внутренними инновациями по модели стартапов так же очень разнообразны. На наиболее важных из них стоит остановиться поподробнее. Обратимся к самой ранней стадии, любой проект начинается с идеи, но для того, чтобы правильно ею распорядиться и превратить её в проект нужен MVP (минимально жизнеспособный продукт), который прошел первые испытания и команда (на данном этапе минимум двое). Здесь к нам приходят на помощь бизнес-инкубаторы, они могут быть как внешними, так и создаваться внутри самих предприятий. Бизнес-инкубатор — это площадка, где команды с идеей оснащены всей необходимой технической инфраструктурой и, конечно же, менторской поддержкой. Так же для выращивания и будущей коммерциализации внутренних идей и разработок есть необходимость в навыках и компетенциях, которые, с свою очередь, требуют организации системы наставничества (менторы, эксперты, трекеры и т.д.) или в привлечении их сто стороны (институты развития) для сопровождения команд на всех этапах развития стартап-

ГБОУ ВО АГМУ

проектов. Наставники, кроме всего прочего, возьмут на себя обязанности по отслеживанию и своевременному выявлению новых «подрывных» тенденций, эффективной работе с рынком, поиску и отсеиванию проектов, вливанию и синергии проектов во внешней венчурной экосистеме. Это очень важные, на современном этапе, функции. Существующая система по работе с НИОКР и ОПР характеризуется разовой активностью по мониторингу новых технологий в определенном направлении. Качественное выстраивание связей с внешней средой помогает основному бизнесу быть в курсе макроэкономических трендов. Во внешней экосистеме имеются инструменты, благодаря которым у компаний появляется возможность обеспечить себя системным доступом к информации о последних достижениях науки и техники за счет постоянного сбора аналитики [3]. Во внешней венчурной экосистеме существуют инструменты и процессы по поиску и отбору внутренних проектов. Все больший охват приобретает влияние современных вызовов, требующих усвоения опыта внешних участников венчурной экосистемы, выявления перспективных идей, построения эффективных каналов поиска сделок для обеспечения большого притока качественных идей, а также встраивания данных инструментов и процессов во внутреннюю корпоративную экосистему.

Далее в игру вступает бизнес-акселератор и перенимает «шествие» над проектами. Его основные задачи поставить на поток производство продукции, вывести его на рынок, найти каналы распространения и за счет этого увеличить стоимость предприятия. В этом инструменте могут быть сделаны первые существенные инвестиции в проект. На этом этапе команды разрастаются, появляется необходимость в новых специалистах (маркетолог, финансист и так далее), продукт может быть «подогнан» под основное предприятие, переориентирован на массового потребителя или развиваться согласно желаниям инвесторов, это индивидуально для каждого проекта [4].

При взаимодействии с внешними стартапами на поздних стадиях развития, результат разработки внешнего стартапа носит общий характер и не предназначен для частного случая. Есть необходимость в разработке механизмов раннего инвестирования (венчурные инвестиции), позволяющих стать соучредителем стартапа, «внутренним заказчикам» напрямую взаимодействовать с разработчиками и влиять на итоговый продукт, а также которые дадут преимущественные права при выкупе стартапов/технологий и относительную независимость при принятии решений. Бизнес не может инвестировать в проекты, не укладывающиеся в стандартные для операционного бизнеса инвестиционные критерии. На данный момент предприятия имеют возможность поучаствовать во внешних проектах методом прямых инвестиций. Однако в таком случае это будут средне- и долгосрочные финансовые вложения фирмы, учтенные в ее балансе, причем с неочевидными результатами и, тем более, сроками возврата. Нужны

ГБОУ ВО АГПА

инструменты, которые дадут возможность принимать более рискованные инвестиционные решения, шанс поучаствовать в более амбициозных проектах, претендовать на высокий возврат и обеспечивающий долгосрочное будущее для предприятий. Для внешних стартап-проектов интересы крупных предприятий рассматриваются в купе с интересами других участников внешней венчурной экосистемы, им неинтересно решение проблем отдельных организаций. Таким инструментом инвестиционной деятельности, а так же решением этих и других аналогичных вопросов станет венчурный фонд (корпоративный или внешний), который позволит инвестировать и развивать проекты, в том числе внутренние, в которых имеется стратегический интерес основных предприятий, а также который позволит ставить свои интересы выше других. Для реализации внутренних проектов предприятия, в основном, осуществляют финансирование только за счет своих средств, однако результаты разрабатываемых технологий могут быть интересны и другим участникам отрасли и рынка в целом. Благодаря венчурному фонду представляется возможным и интересным организация партнёрств, привлечение со-инвесторов в решение крупных задач, стоящих перед отраслью, которые для одной компании могут стать недостижимой целью [5].

Это основные элементы внутренней венчурной экосистемы предприятий и инструменты «открытых инноваций», в дополнение к ним могут быть привлечены государственные, муниципальные элементы венчурных экосистем, технопарки, ВУЗы и т.д. На примере основных элементов возможно построение различных комбинаций внутренней корпоративной венчурной экосистемы по работе с инновациями, в зависимости от потребностей (рисунок 1).

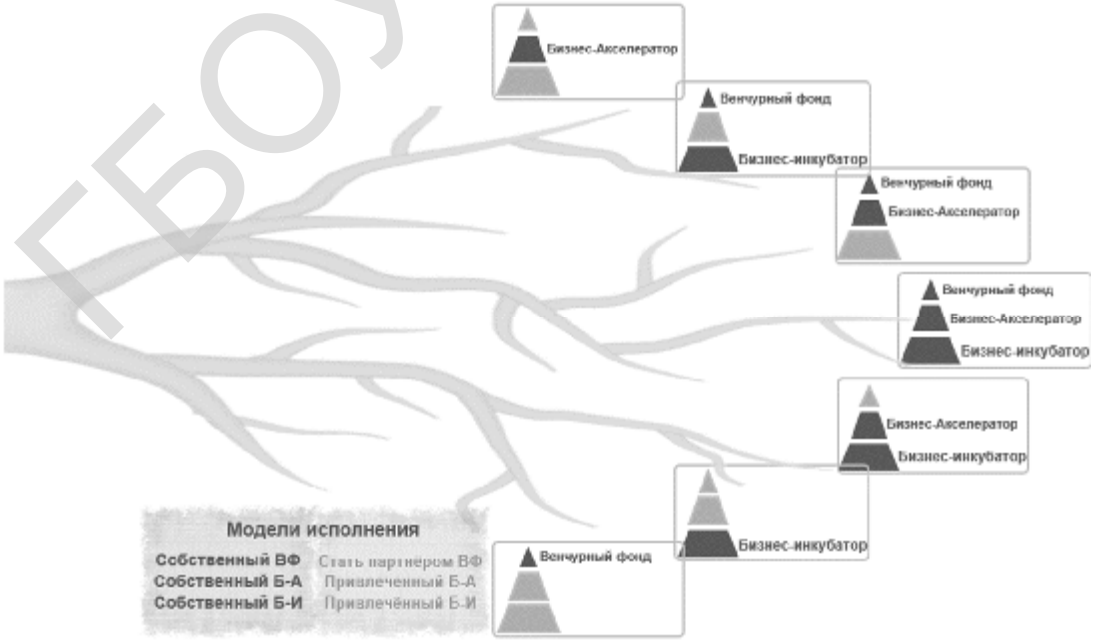


Рисунок 1 - Варианты организации внутрикорпоративной венчурной экосистемы

ГБОУ ВО АГПУ

Ускорение и удешевление процессов внедрения новых технологий и разработки новых продуктов возможно при следующей схеме работы: инвестиция в технологический стартап, тестирование технологии, попытка вписать ее в корпоративный технологический ландшафт, решение о выкупе или продаже на рынке, оказание перспективным инновационным технологическим и бизнес-проектам комплексную поддержку в привлечении дополнительных инвестиций, обеспечение материально-технической базой для необходимых исследований, опытно-конструкторских разработок и организации производства, помощь в выводе готовой продукции на рынок, ее рекламе и продвижении [6].

Стоит заметить, что инновационная открытость корпораций не всегда является сплошной. На ключевых технологических направлениях, где удалось оторваться от конкурентов, они часто остаются очень даже закрытыми и целиком полагаются на внутренние НИОКР — во избежание утечек технологии. Зато если самим нужно нагонять — распахиваются чуть ли не настежь. Выходит, открытые инновации особенно хороши как «догоняющая» модель? Догонять, как известно, удобно потому, что можно «срезать углы» — например, сразу же выстраивать открытую модель в компаниях, изначально никогда не имевших в своей структуре подразделений корпоративных НИОКР [7]. Ряд российских фирм уже начинает экспериментировать с этим. «Год назад мы встали перед альтернативой: создавать свою лабораторию (при полной неопределенности, когда эти расходы могут окупиться) или идти по открытой модели, — говорит старший менеджер департамента по инновациям и развитию бизнеса «ВымпелКома» Анна Баранская. — И сделали вывод в пользу последнего». Есть о чем задуматься и крупным российским корпорациям — особенно в свете курса на жесткое административное понуждение к инновациям.

ЛИТЕРАТУРА

1. 500 Startups. - URL: http://500.co (дата обращения: 17.05.2017).

2. Кемпбелл К. Венчурный бизнес: новые подходы: пер. с англ. 2-е изд., испр. - М.: Альпина Бизнес Букс, 2008. - 428 с.

3. Accelerate Now! Current Trends and Stratagies forь Future / NUMA, L'Atelier BNP Paribas. - 2015. - URL: http://www.slideshare.net/NUMA_Share/numa-livreblancforpresssinglepages-47763581 (дата обращения: 11.06.2017).

4. Управление инвестиционными и инновационными программами для российских компаний с государственным участием // PwC по заказу НП «Клуб директоров по науке и инновациям», 2013. - URL: http://irdclub.ru/wp.content/uploads/2013/04/Управление.инвестиционными.и.инновационными.программами.pdf. (дата обращения: 21.06.2017).

5. Агамирзян И.И. Инновационная Россия: время перемен [Электронный ресурс]. - URL: http://novatory.com/sites/default/files/

ГБОУ ВО АГПА

verstka_osn.pdf.
6. Гохберг Л.М. Экономика знаний в терминах статистики: наука, технологии, инновации, образование, информационное общество. – М.: Экономика, 2012. - 29 с.
7. Кузнецова Т., Рудь В. Конкуренция, инновации и стратегии развития российских предприятий. Вопросы экономики, 2013. – 87 с.

УДК 338.48

ТУРИСТИЧЕСКИЙ КЛАСТЕР КАК ОСНОВА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГИОНАЛЬНОГО ПОТЕНЦИАЛА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

TOURISM CLUSTER AS THE BASIS FOR THE EFFECTIVENESS OF THE REGIONAL POTENTIAL OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN

А.А. Зарипова, А.В. Фадеева
(A.A. Zaripova, A.V. Fadeeva)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В целях повышения благосостояния нации, высокой эффективности экономики республики активно набирает обороты туристский кластерный подход. Современные условия развития туристической индустрии характеризуются ускорением глобализации и обострением конкурентной борьбы как между компаниями, странами, регионами.

In order to increase the welfare of the nation, the high efficiency of the economy of the republic, the tourist cluster approach is actively gaining momentum. Modern conditions for the development of the tourism industry are characterized by accelerated globalization and increased competition between companies, countries, regions.

Ключевые слова: *туристический кластер, региональный потенциал, экономическая ситуация, конкурентная борьба.*
Key words: *tourist cluster, regional capacity, economic situation, competitive fight.*

Экономическая политика развитых стран использует концепцию кластеров и кластерного подхода как основополагающую.

В текущее время многие отечественные регионы обращают внимание к кластерной политике как элемента обеспечивающим дополнительные рабочие места, усиливающим конкурентный потенциал на внутреннем и мировом рынках.

Существует не мало определений и разновидностей кластеров, которые классифицируются по масштабам, направленностям. На наш взгляд самым полным и ёмким определением является трактовка озвученная О. В. Лысиковой и Е. В. Лукьяненко – это сконцентрированная на определенной территории группа социальных

ГБОУ ВО АГНИ

институтов сферы туризма и гостеприимства: туроператоры, турагенты, средства размещения, организации общественного питания, транспортные компании, вузы, научно-исследовательские институты, органы государственной власти и др., взаимодополняющие и усиливающие конкурентные преимущества отдельных компонентов и кластера в целом. Неотъемлемой составляющей кластера является физическая инфраструктура: автомобильные и железные дороги, инфраструктура гостеприимства и досуга, научно-информационное обеспечение [2].

Современные условия развития туристической индустрии характеризуются ускорением глобализации и обострением конкурентной борьбы между компаниями, странами, регионами. Территории борются между собой за туристические рынки, инвестиции в туризм, кадровый и интеллектуальный потенциал и другие ресурсы туристической отрасли. Конкуренция, в свою очередь, приводит к увеличению качества предоставляемых услуг, сохранению и восстановлению памятников природного и культурного наследия и ко многим другим положительным аспектам этой деятельности.

Сегодня во многих регионах России активно прорабатываются вопросы развития внутреннего туризма и увеличивается заинтересованность в этом направлении. Но совсем недавно, 10 лет тому назад, ситуация была совсем иная. Уже сегодня развитие данного направления стало динамичнее, эффективнее, а ее работа приобретает глобальный характер.

Хотелось отметить, что и отношение правительства, региональных властей стало постепенно улучшаться. Произошло осознание важности данного вопроса в экономике. Ведь очевидно, что наша страна имеет высокий туристический потенциал. Благодаря своему расположению и протяженности, практически каждый регион нашей страны имеет уникальную природу, каждая нация, проживающая на территории, является хранителем своих культурных особенностей, достопримечательностей. Все это создает неисчерпаемый ресурс для создания огромного количества туристических зон и огромного потока туристов, желающих познать этот мир в разных красках, а им достаточно устроить тур по всей России. К сожалению, во многих регионах страны нет грамотных и современных кластеров, которые могли бы по достоинству преподнести и украсить уникальные природные достопримечательности.

Нельзя не отметить большой вклад туристических кластеров. Успешное развитие кластеров положительно сказывается на укреплении и развитии экономической ситуации в регионе, поскольку туристические кластеры имеют и политическую значимость для органов власти, например, когда происходит выполнение социальных обязательств перед населением. В связи с введением новых кластеров должны увеличиться общий внутренний и выездной поток, а также объём

ГБОУ ВО АГМУ

платных туристических услуг. Финансирование основной части программы по увеличению количества кластеров планируется провести за счет внебюджетных средств, остальная часть будет дополняться федеральным и республиканским бюджетом.

Научными деятелями были определены основные принципы развития туристического кластера: уникальность, диверсификация, культурные ценности, устойчивость, интеграция идеи развития туризма в сообщество (государство, экономику, местные сообщества), качество сервиса, добровольное участие каждого из участников кластера.

К примеру, можно отметить правильно построенные стратегические цели Хорватии в этой области: реализация интегрированного менеджмента ресурсов; гарантия участия местного сообщества, и обеспечение возможности его участия в туризме, тем самым улучшая качество жизни местного населения; обеспечение творческого подхода к туризму и оказываемым услугам позволит укрепить взаимодействие между потребителем и обществом; согласованность действий между частным и государственным секторами; достижение сбалансированности в кооперации и конкуренции между регионами.

Цели стратегии были транспонированы на три основные Национальные Инициативы:

- развитие креативности в туризме;
- сеть для координации расширения возможностей, направленных на улучшение и повышение качества туристского продукта;
- услуги информационных технологий для развития туризма.

Политика Хорватии в области туристического кластера занимает одно из лидирующих позиций в мировой экономике. Однако она далеко не единственная страна, уделяющая этому вопросу большое значение, многие страны Европы все больше понимают важность и пользу сохранение своей самобытности, чувствуют интерес других наций и народов. Для некоторого же туристического бизнеса является первостепенным элементом их экономики и приносит им огромную прибыль. Нам необходимо детальнее изучать как положительный, так и отрицательный опыт в этой сфере зарубежных стран и перенимать опыт, трансформируя под особенности нашей страны.

В настоящее время в России насчитывается 25 кластеров, и они расположены, в западной и южной границах страны. Отрадно отметить, что в Республике Татарстан на данный момент 2 туристических кластера: Первый – Свияжский, второй - Болгарский. Так же сейчас идут работы по созданию еще 7 кластеров - в Студенцах, Именьково, Наримане, Камском Устье, Билярске, Ямаше и Рыбной Слободе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Намазбеков М. Кластерное развитие в условиях глобализации: опыт зарубежных стран // Analytic. - 2005. - №3. - С. 8-14.

ГБОУ ВО АГПИ

2. Лысикова О.В. Саратовский туристско-рекреационный кластер: предпосылки создания и развития. Ч. 1 / О.В. Лысикова, Е.В. Лукьяненко // Материалы Российской научно-практической конференции «Особые экономические зоны туристско-рекреационного типа». - Елец: Елецкий гос. ун-тим. И.А. Бунина, 2009. - 216 с.
3. Теория и практика инновационного менеджмента: отечественный и зарубежный опыт / Сураганова С.К. – Караганда, 2013. - URL: https://articlekz.com/article/6254 (дата обращения: 02.08.2019).
4. КиберЛенинка - научная электронная библиотека. - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/turisticheskiy-klaster-kak-mehanizm privlecheniya - investitsiy-v-ekonomiku-regiona (дата обращения: 15.06.2019).
5. Развитие подходов к оценке эффективности функционирования региональных туристских кластеров / Бакуменко О.А. // КиберЛенинка - научная электронная библиотека. - URL:https://cyberleninka.ru/article/n/razvitie-podhodov-k-otsenke-effektivnosti - funktsionirovaniya-regionalnyh-turistskih-klasterov (дата обращения: 15.06.2019).

УДК 330.146

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО КАПИТАЛА КОМПАНИИ (НА ПРИМЕРЕ ПАО «ТАТНЕФТЬ»)

RESEARCH OF METHODS FOR EVALUATING THE COMPANY'S INTELLECTUAL CAPITAL (ON THE EXAMPLE OF PJSC TATNEFT)

К.Д. Зимина, И.Н. Глазкова
(Ksenia D. Zimina, Irina N. Glazkova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

На современном этапе развития общества интеллектуальные ресурсы являются основной ценностью и решающим фактором в конкурентной борьбе. Интеллектуальный капитал представляет собой ведущий ресурс, в условиях информационного общества, наличие и использование которого влияет на эффективность деятельности фирмы.

At the present stage of development of society, intellectual resources are the main value and a decisive factor in the competition. Intellectual capital is a leading resource in the information society, the presence and use of which affects the effectiveness of the company.

Ключевые слова: *интеллектуальный капитал, чистая прибыль, балансовая стоимость, добавленная стоимость.*

Key words: *intellectual capital, net profit, book value, value added.*

В соответствии с современной экономической теорией, новая экономика базируется на движении не столько материальных ресурсов, сколько на обмене и использовании идей, знаний, информации, а человеческие знания и опыт являются одним из самых ценных ресурсов общества. Считается, что именно знания и непрерывное обучение стали критическими компонентами успеха на сегодняшний день

Развитие интеллектуального потенциала персонала – задача достаточно сложная, поскольку предполагает инвестирование. Современным предприятиям постоянно приходится принимать управленческие решения об инвестировании средств в развитие интеллектуального потенциала. При этом они обычно не могут оценить эффективность и целесообразность таких вложений.

«Интеллектуальный капитал представляет собой ту часть интеллектуального потенциала персонала предприятия, которая реализуется в хозяйственной деятельности самого предприятия или продается на рынке интеллектуальных продуктов, принося добавленную стоимость».

Основной целью оценки интеллектуального капитала является обеспечение устойчивого развития компании. Располагая информацией о величине данного показателя можно сформировать долгосрочную стратегию фирмы в постоянно меняющейся среде.

Объектом исследования выбрана компания ПАО «Татнефть» одна из крупнейших российских нефтяных компаний, международно-признанный вертикально-интегрированный холдинг.

В группу методов рыночной капитализации входят методы «соотношения рыночной и балансовой стоимости» и «коэффициент Тобина». Все расчёты, представленные в работе, основываются на годовой бухгалтерской (финансовой) отчетности. Рыночная капитализация ПАО «Татнефть» за 2016-2018 гг. представлена в таблице 1

Балансовая стоимость представляет собой суммарные активы за вычетом обязательств и нематериальных активов, по сути это разница чистых и нематериальных активов компании.

Таблица 1 - Рыночная капитализация ПАО «Татнефть» за 2016-2018 гг.

Год	Капитализация, тыс. руб.
2016	965000000
2017	1097000000
2018	1685000000

При оценке стоимости бизнеса методом чистых активов, чистые активы определяются по формуле 1:

$$ЧА = (ВОА + ОАндс) – (ДО + КОд) \quad (1)$$

где ЧА – чистые активы, тыс. руб.;

ВОА – внеоборотные активы, тыс. руб.;

ГБОУ ВО АГМУ

ОАндс – оборотные активы за вычетом НДС, тыс. руб.;
ДО – долгосрочные обязательства тыс. руб.;
КОд – краткосрочные обязательства за минусом доходов будущих периодов, тыс. руб.

Расчет величины чистых активов ПАО «Татнефть» представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Величины чистых активов ПАО «Татнефть» за 2016-2018 гг.

Год	Внеоборотные активы, тыс.руб.	Оборотные активы за вычетом НДС, тыс.руб.	Долгосрочные обязательства, тыс.руб.	Краткосрочные обязательства за минусом доходов будущих периодов, тыс.руб.	Чистые активы, тыс.руб.
2016	520267387	208034376	40973087	62911407	624417269
2017	390389796	360747099	48832161	96251800	606052934
2018	401 557 163	439362594	46110554	140138052	654671151

За рассматриваемый период наблюдается положительная динамика по данному показателю - 10,4%. Балансовая стоимость ПАО «Татнефть» за соответствующие периоды представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Балансовая стоимость ПАО «Татнефть» за 2016-2018 гг.

Год	Чистые активы, тыс. руб.	Нематериальные активы, тыс. руб.	Балансовая стоимость, тыс. руб.
2016	624417269	465285	623951984
2017	606052934	882443	605170491
2018	654671151	1519494	653151657

По методу «соотношения рыночной и балансовой стоимости» интеллектуальный капитал представляет разницу между рыночной и балансовой стоимостью. На основании рассчитанных ранее данных получены результаты, представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Интеллектуальный капитал ПАО «Татнефть» за 2016-2018 гг.

Год	Рыночная стоимость, тыс.руб.	Балансовая стоимость, тыс.руб.	Интеллектуальный капитал, тыс.руб.
2016	965000000	623951984	341048016
2017	1097000000	605170491	491829509
2018	1685000000	653151657	1031848343

За весь рассматриваемый период в компании наблюдается превышение рыночной стоимости над балансовой, следовательно, положительное значение интеллектуального капитала, динамика этого показателя представлена на рисунке 1.

ГБОУ ВО АГПИ

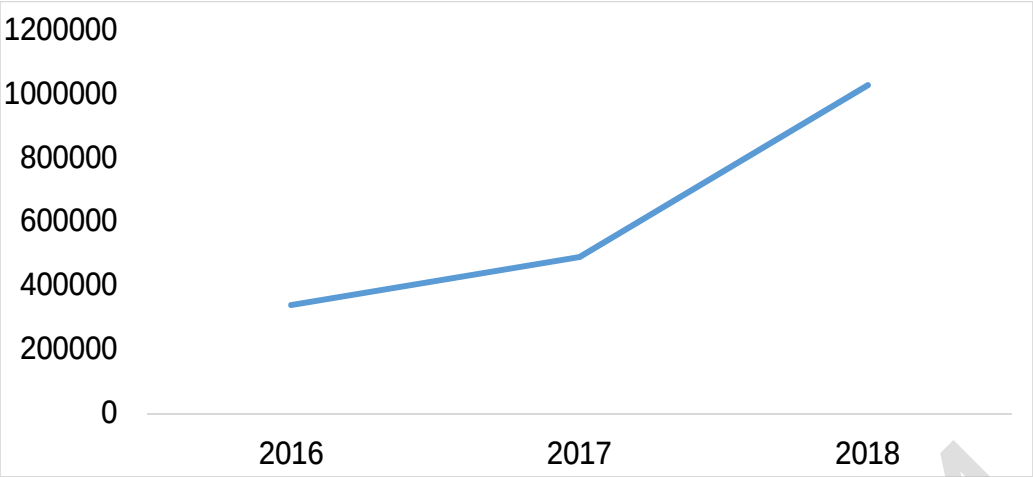


Рисунок 1 - Динамика интеллектуального капитала, млн руб.

На основании рисунка 1 можно сделать вывод, что рыночная капитализация ПАО «Татнефть» увеличивается с каждым годом, также и величина интеллектуального капитала, не смотря на экономическую ситуацию. Возможно, это связано с тем, что в последние годы компания активно проводит политику по направлениям переработки сырья и рознично сбытовой сети.

Следующий метод, имеющий наибольшую известность, применяющийся в практической деятельности многих предприятий — это коэффициент Тобина.

Коэффициент Тобина компании ПАО «Татнефть» в 2016 году составил Q=965000000/623951984=1,55, остальные расчеты осуществляются аналогично и представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Коэффициент Тобина за 2016-2018 гг.

Год	Рыночная стоимость, тыс.руб.	Балансовая стоимость, тыс.руб.	Коэффициент Тобина, д.ед.
2016	965000000	623951984	1,55
2017	1097000000	605170491	1,81
2018	1685000000	653151657	2,58

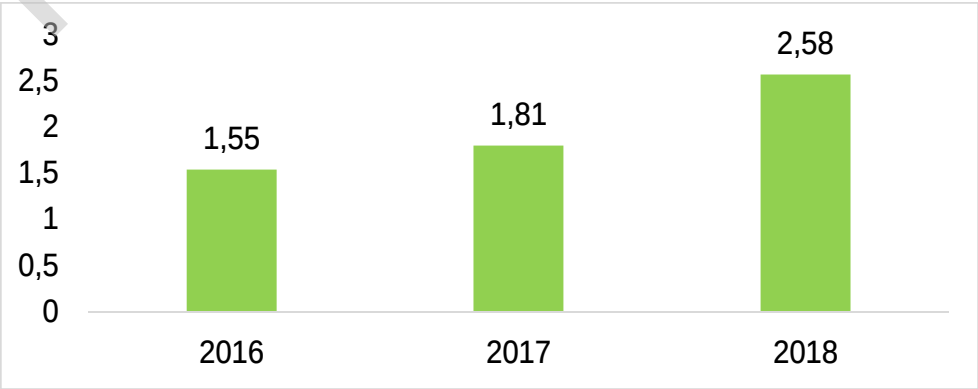


Рисунок 2 - Динамика коэффициент Тобина, д.ед.

ГБОУ ВО АГНИ

Коэффициент Тобина превысил единицу за весь рассматриваемый период (рисунок 2), следовательно, рыночная стоимость больше её балансовой, и в биржевой оценке учтены активы, не зарегистрированные в балансе. Таким образом, уровень менеджмента организационной структуры способствует наращиванию капитала, а не его уменьшению.

Как можно наблюдать ПАО «Татнефть» является перспективной компанией, у которой величина коэффициента не снижалась на протяжении трех лет. Вкладывать финансовые ресурсы в инвестиционные проекты «Татнефти» выгодно и риск будет небольшой.

Но в то же время нынешняя рыночная ситуация затрудняет процесс оценки интеллектуального капитала, если коэффициент рос на протяжении последних лет, то это говорит о том что менеджмент компании все большее значение придавал именно знаниям, клиентской базе, нематериальным активам, технологиям и т.д.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабаев Е.Д. Трансформация интеллектуального капитала в информационно-сетевой экономике (на примере информационного капитала) // Современные наукоемкие технологии. Региональное приложение. - 2015. - № 3. - С. 18-26.

2. Ермоленко В.В., Попова Е.Д. Интеллектуальный капитал корпорации: сущность, структура, стратегия развития и модель управления // Человек. Сообщество. Управление. - 2012. - № 2. - С. 110-125.

3. Михайлов А.М., Пронина Е.Ю. Экономическая природа интеллектуального капитала и его взаимосвязь с человеческим капиталом // Вестник СГЭУ. - 2013. - № 5. - С. 85-89.

4. Водопьянова Л.А. Структура, основные формы и функции интеллектуального капитала // Вестник СГЭУ. - 2014. - № 6. - С. 6-10.

5. Шильникова И.Б. Интеллектуальный капитал в стратегии инновационного развития Российской Федерации // Ученые заметки ТОГУ. - 2015. - № 1. - С 251-255.

6. Андросова И.В., Ершова И.Г. Исследование зарубежного опыта измерения интеллектуального капитала в условиях экономики знаний // Вектор науки ТГУ. 2014. № 4. С. 108-119.

7. Елкин С.Е., Идченко Н.В. Эффективные методы оценки интеллектуального капитала [Электронный ресурс] / Современные проблемы науки и образования. - 2013. - № 3. - URL: http://www.scienceeducation.ru/ru/article/view?id=9566. (дата обращения: 25.01.16).

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 338.45:681.3

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ КЛЮЧЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ (KPI) НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

APPLICATION OF THE KEY PERFORMANCE INDICATOR SYSTEM (KPI) AT OIL INDUSTRIES

К.Д. Зимина, Р.Ш. Садыкова
(Ksenia D. Zimina, Rose Sh. Sadykova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Разработка системы KPI и использование ее на практике позволяет контролировать выполнение стратегических целей. Положительный эффект от внедрения системы KPI обусловлен повышением общей эффективности деятельности организации, поскольку каждый сотрудник осознает связь между своими конкретными обязанностями и стратегическими целями компании.

The development of the KPI system and its use in practice allows us to monitor the implementation of strategic goals. The positive effect of the implementation of the KPI system is due to an increase in the overall efficiency of the organization, since each employee is aware of the relationship between their specific responsibilities and the strategic goals of the company.

Ключевые слова: *ключевые показатели эффективности, бизнес процесс, целеполагание.*

Key words: *key performance indicators, business process, goal setting.*

Систему управления на основе ключевых показателей эффективности активно внедряют во многих компаниях, в том числе и в мощнейшей отрасли Российской Федерации – нефтегазовой.

Нефтегазовая отрасль – это комплекс промышленных предприятий по добыче, транспортировке, переработке и распределению конечных продуктов переработки нефти и газа.

Всего нефтегазовая отрасль России насчитывает более 15 крупных добывающих предприятий, среди которых такие крупные компании, как:

- ПАО «Газпром нефть»;
- ПАО НК «Роснефть»;
- ПАО «Лукойл»;
- ОАО «Сургутнефтегаз»;
- АО «Зарубежнефть»;
- ПАО «Татнефть» и др.

Далее приведена краткая характеристика некоторых из вышеперечисленных компаний.

ПАО НК «Роснефть» - лидер российской нефтяной отрасли и одна из крупнейших публичных нефтегазовых компаний мира.

ГБОУ ВО АГНИ

Стратегическая цель ПАО «НК «Роснефть» в области разведки и добычи на суше — поддержание добычи и максимальное раскрытие потенциала действующих месторождений, рациональная реализация новых проектов для обеспечения устойчивого профиля добычи и максимального коэффициента извлечения углеводородов, а также экономически обоснованная разработка нетрадиционных и сложных коллекторов.

ПАО «Газпром нефть» - вертикально-интегрированная нефтяная компания, основные виды деятельности которой – разведка и разработка месторождений нефти и газа, нефтепереработка, а также производство и сбыт нефтепродуктов.

Стратегическая цель ПАО «Газпром нефть» - стать крупным международным игроком российского происхождения, обладающим регионально диверсифицированным портфелем активов по всей цепочке создания стоимости, активно участвуя в развитии регионов, обладая высокой социальной и экологической ответственностью.

ПАО «Лукойл» - одна из крупнейших вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний в мире, на долю, которой приходится более 2% мировой добычи нефти и около 1% доказанных запасов углеводородов. Обладая полным производственным циклом, Компания полностью контролирует всю производственную цепочку — от добычи нефти и газа до сбыта нефтепродуктов.

Основными стратегическими ориентирами являются:

- сохранение и усиление позиции в отрасли за счет роста финансовой и операционной эффективности;
- обеспечение оптимального баланса между текущим уровнем доходности для акционеров и долгосрочными капитальными вложениями;
- соблюдение высокой корпоративной ответственности.

АО «Зарубежнефть» - проводник государственных интересов в области ТЭК на международной арене. Миссия компании – эксплуатация действующих месторождений нефти и газа в России и за рубежом, обеспечивающая максимально эффективное и комплексное извлечение углеводородных ресурсов.

ПАО «Татнефть» - одна из крупнейших российских нефтяных компаний, международно-признанный в вертикально-интегрированный холдинг. В составе производственного комплекса Компании стабильно развиваются нефтегазодобыча, нефтепереработка, нефтехимия, шинный комплекс, сеть АЗС и блок сервисных структур. Татнефть также участвует в капитале компаний финансового (банковского и страхового) сектора.

В бизнес-сегменте разведка и добыча основными показателями эффективности являются: добыча нефти, доказанные запасы, проходка в эксплуатационном разведочном бурении, количество скважин в эксплуатации, среднесуточный дебит, доля новых месторождений в совокупные добычи углеводородов, количество месторождений.

ГБОУ ВО АГПА

Ключевые показатели эффективности в бизнес-сегменте разведка и добыча приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Ключевые показатели эффективности KPI вертикально-интегрированных компаний

Основные KPI	ПАО НК «Роснефть»	ПАО «Лукойл»	ПАО «Газпром нефть»	ПАО «Татнефть»
Добыча нефти, млн т.	+	+	+	+
Доказанные запасы, млн барр.	+	+	+	+
Вероятные запасы, млн барр.		+	+	+
Возможные запасы млн барр.		+	+	+
Проходка в эксплуатационном бурении, тыс. м.	+	+		+
Проходка в разведочном бурении, тыс. м.	+	+		+
Новые добывающие скважины	+	+		
Количество скважин в эксплуатации	+	+	+	+
Количество действующих скважин	+	+		
Количество бездействующих скважин	+	+		
Среднесуточный дебит, т/сут.	+	+	+	+
Средняя обводненность, %	+	+		
Добыча газа, млрд. $м^3$			+	
Доля новых месторождений в совокупные добычи углеводородов, %			+	+
Количество месторождений, шт.				
Средняя глубина скважин, тыс. м.		+	+	+

Рассмотрим опыт АО «Зарубежнефть» по управлению эффективностью деятельности компании на основе ключевых показателей эффективности.

ГБОУ ВО АГНИ

По данным годового отчета АО «Зарубежнефть» система ключевых показателей (KPI) была внедрена в компании с целью исполнения решения Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2014 г., в соответствии с разработанными Росимуществом Методическими указаниями о применении ключевых показателей эффективности государственными компаниями.

Цель системы KPI – мотивация руководства компании на выполнение поставленных задач со стороны государства – единственного акционера компании, реализация принятой стратегии, долгосрочного программы развития, показателей бизнес-плана компании.

В соответствии с утверждённой Советом директоров компании Стратегией развития АО «Зарубежнефть» запланировано удвоение целевых показателей за ближайшие 5 лет и их утроение к 2030 году, для реализации которой одним из приоритетных направлений определено повышение организационной эффективности.

Основными инструментами, которые позволили решить задачу повышения организационной эффективности являются:

- оптимизация бизнес-процессов с поэтапным внедрением цикла их непрерывных улучшений;
- повышение персональной ответственности менеджеров за результаты своей деятельности, в частности за эффективность курируемых бизнес-процессов.

Работа по оптимизации бизнес-процессов организована по трем основным направлениям, что позволило запустить цикл непрерывных улучшений в каждом бизнес-процессе:

- описание бизнес-процесса - регламентация взаимодействия участников и сроков;
- разработка шаблонов документов для ускорения процесса и улучшения качества результата, определения ответственности на «стыках» процессов;
- разработка ключевых показателей бизнес-процесса - для возможности самостоятельного мониторинга владельцами процесса сроков, качества, эффективности и результативности процесса;
- измерение и улучшение - анализ хода выполнения бизнес-процессов, мониторинг отклонения целевых KPI процесса и системный анализ причин отклонений, бенчмаркинг KPI процесса с лучшими практиками.

Общее количество контролируемых показателей – 460, мониторинг их выполнения проводится на ежемесячной, полугодовой и годовой основе.

В 2015 г. система KPI охватила все управленческие уровни группы компаний:

- руководство корпоративного центра (заместители Генерального директора и начальники управлений – 38 работников);

ГБОУ ВО АГПУ

- генеральные директора дочерних обществ – 14 работников;

- заместители Генерального директора дочерних обществ – 54 работника.

Внедрение системы оптимизации бизнес-процессов и управления на основе ключевых показателей эффективности позволило в 2016 г. перевыполнить целевые значения по 6 показателям основных корпоративных KPI компании из 8 показателей.

По материалам, рассмотренным в данной работе можно сделать вывод, что внедрение системы KPI – как инструмента управления производственными процессами на основе целевых значений по повышению эффективности, как производственных, так и финансовых показателей показала свою эффективность и жизнеспособность. Сегодня данный подход широко используется во всех предприятиях машиностроительного комплекса, в банковской сфере и в сферах обслуживания. В последние годы наметилась тенденция активного внедрения системы KPI на предприятиях нефтяной отрасли, в том числе и в компании ПАО «Татнефть».

ЛИТЕРАТУРА

1. Марр, Б. Ключевые показатели эффективности. 75 показателей, которые должен знать каждый менеджер / Б. Марр. — М.: Бином. Лаборатория знаний, 2014. — 344 с.

2. Парментер Д. Ключевые показатели эффективности. Разработка, внедрении применение решающих показателей / [Пер. с англ. А. Платонова]. — М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2011. — 288 с.: ил.

3. Прайснер, А. Сбалансированная система показателей в маркетинге и сбыте / А. Прайснер. — М.: Гребенников, 2013. — 304 с.

4. Каплан, Роберт С. Сбалансированная система показателей. От стратегии к действию / Каплан, Роберт С., Нортон, Дейвид П.. — М.: Олимп-Бизнес, 2016. — 304 с.

5. Афанасьева А.А. Оценка эффективности деятельности нефтегазодобывающего предприятия по системе ключевых показателей эффективности (KPI) // Молодой ученый. — 2017. — №31. — С. 27-30. — URL https://moluch.ru/archive/165/45297/.

6. Система ключевых показателей эффективности как инструмент достижения стратегических целей предприятия на примере НГДУ «Ямашнефть» / Гарипов Р.А., Гафурова А.Я. // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. - С. 464-466.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.276

КОМПЕТЕНТНОСТНЫЙ ПОДХОД В УПРАВЛЕНИИ ПЕРСОНАЛОМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

COMPETENCE APPROACH IN PERSONNEL MANAGEMENT OF OIL AND GAS COMPLEX

О.Ю. Зюзина, О.В. Антипова
(Olga Yu. Zyuzina, Olga V. Antipova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье приводится оценка компетентностного подхода как основного инструмента политики управления персоналом на предприятиях топливно-энергетической комплекса. Особое внимание уделяется преимуществам использования компетентностного подхода.

The article presents the assessment of the competence approach as the main tool of personnel management policy at the enterprises of the fuel and energy complex. Particular attention is paid to the advantages of using the competence approach.

Ключевые слова: *компетенции, компетентностный подход, нефтегазовый комплекс.*

Key words*: competence, competence approach, oil and gas complex.*

Усиление рыночной конкуренции, развитие техники и технологий, демографические изменения, возросшая мобильность рабочей потребовали переосмысления традиционных подходов в сфере управления человеческими ресурсами. Уникальные знания, носителями которых является персонал организации, получили реальную стоимостную оценку: «издержки» трансформировались в «человеческий капитал».

Особое значение здесь приобретают вопросы практического применения современных методов управления персоналом, которые могут обеспечить повышение эффективности работы сотрудников и как следствие повысить успешность современного предприятия. Компетентностный подход является одним из современных инструментов в системе управления персонала.

В настоящее время компетентностный подход внедрен во многих крупных и средних организациях нефтегазового комплекса. Он помогает найти нужного кандидата на вакантную должность или просто провести оценку соответствия сотрудника с занимаемой должностью, на основе предъявляемых ему «компетенций» – набора качеств, умений и навыков. Компетентностный подход позволяет точно задать параметры для замещения какой-либо должности, для эффективной работы.

Компетентностный подход применятся во всех аспектах оценки персонала, от подбора до переобучения или повышения квалификации.

ГБОУ ВО АГНИ

Главная составляющая этого подхода в совокупной оценке знаний, умений и навыков, которыми умеет пользоваться сотрудник при выполнении своих трудовых обязанностей.

Работа с персоналом — это целая система, которая направлена на разумное и эффективное использование личного потенциала сотрудников, а также постоянное формирование новых профессиональных качеств, которые способствуют достижению целей, поставленных организацией.

Компетентностный подход задает формат, позволяющий структурировать политику в области найма, оценки, обучения и развития персонала.

Длительное время одним из основных инструментов в сфере управления человеческими ресурсами считалась модель анализа работ с фокусировкой на понимании исполнителем профессиональных задач и разработкой квалификационных требований, необходимых для эффективного выполнения каждой задачи на конкретном рабочем месте. Критерии эффективности определяли сами работодатели или профессионалы эксперты. Результатом работы аналитиков становился перечень профессиональных задач и привязанных к ним квалификационных требований.

Однако в современных условиях многие специалисты стали выражать сомнение в том, что традиционные процедуры анализа работ достаточны для управления человеческими ресурсами в новых условиях и должны быть дополнены моделями компетенций.

В отличие от модели анализа работ подход на основе компетенций строится на выявлении уникальных личностных качеств исполнителя, необходимых для успешной деятельности в широкой профессиональной сфере.

Профессиональный успех определяется не просто эффективностью, а высокими или даже выдающимися результатами исполнителя. Поэтому никто, кроме него, не может определить значимые качества, требующиеся для достижения успеха, хотя зачастую, и он сам не может их четко сформулировать.

Компетентностный подход в системе управления персоналом организации стал её неотъемлемой частью. При разработке и реализации стратегии управления человеческими ресурсами организации все чаще стали применять технологии управления компетенциями.

Компетентностный подход обеспечивает организациям новые долгосрочные конкурентные преимущества. Основная задача компетентностного подхода состоит в том, чтобы научить человека управлять собственными знаниями, навыками и умениями, то есть уметь самообучаться и саморазвиваться.

Ещё одной отличительной особенностью компетентностного подхода является то, что для описания компетенций используются

ГБОУ ВО АГПУ

различные характеристики, то есть проявления в поведении знаний, навыков и качеств, по которым достаточно легко определить наличие тех или иных компетенций сотрудника. Одновременно они описывают конкретные проявления профессионализма сотрудника при выполнении рабочих заданий и рабочих стандартов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андреева Д.А. Компетентностный подход в оценке эффективности деятельности служащих органов власти // Журнал правовых и экономических исследований. – 2014. - № 3 – С. 163-166.

2. Епашкин И.А. Управление человеческими пособие / И.А. Епашкин. – М.: МИИТ, 2015. – 157 с.

3. Жукова М.В. Основы кадровой политики и кадрового планирования: учеб. пособие / М.В. Жукова. - М.: НОУ ВПО, 2014. – 32 с.

4. Методы оценки персонала: преимущества и недостатки / Гусарова Л.В., Киселева О.В., Сафина А.Р. // Учет и контроль. - 2019. - № 9 (46). - С. 41-48.

УДК 681.3

ФОРМИРОВАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ОРГАНИЗАЦИИ ИСПОЛНЕНИЯ И КОНТРОЛЯ РАБОТ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

THE FORMATION OF A FUNCTIONAL STRUCTURE FOR THE IMPLEMENTATION AND MONITORING OF THE WORKS DURING THE PROJECT IMPLEMENTATION

О.Ю. Зюзина, О.А. Фатхутдинова

(Olga Yu. Zyuzina, Olga A. Fatkhutdinova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье приводится оценка функциональной структуры организации исполнения и контроля работ при реализации проекта. В условиях современной быстроизменяющейся среды предприятия, управление проектами является одним из основных моментов современного управления организацией.

The article provides an assessment of the functional structure of the organization of execution and control of works in the implementation of the project. In today's rapidly changing environment of the enterprise, project management is one of the main points of modern management of the organization.

Ключевые слова: *нефтяная отрасль, организационная структура, проектное управление.*

Key words*: oil industry, organizational structure, project management.*

Управление проектами – это искусство руководства и координации людских и материальных ресурсов на протяжении жизненного цикла

ГБОУ ВО АГНИ

проекта, путем применения системы современных методов и техники управления, для достижения определенных в проекте результатов по составу и объему работ, стоимости, времени, качеству и удовлетворению участников проекта.

В нефтедобывающей промышленности под проектом понимается комплекс взаимосвязанных мероприятий (подпроектов), предназначенных для достижения в течение заданного периода времени и при установленном бюджете, поставленных задач с четко определенными целями по разработке залежей нефти на определенный объем годовой добычи.

Мировой опыт управления проектами содержит примеры с разными результатами применения проектного управления при реализации нефтяных проектов, но немногие компании смогли успешно реализовать его на практике.

Масштабы применения проектного подхода, как в России, так и за рубежом все время меняются. Так, например, история развития управления проектами в западных нефтяных компаниях начинается с 1980-х годов с первых попыток создать команды по реализации отдельных проектов и передачи при этом финансовых полномочий одному ответственному лицу – менеджеру проекта. С тех пор, пройдя еще четыре этапа в своем развитии с 1995-2000 гг., 2000-2005 гг., 2003-2008 гг., 2008 – настоящее время, в западном управлении нефтяными проектами выработался системный подход, сформировалась значительная база знаний, компании научились обмениваться опытом, но, что более важно, использовать его на практике, а также тиражировать при реализации других проектов.

Для обеспечения совершенствования эффективного управления проектом выделяют ряд важных элементов, которые должны быть реализованы еще в ходе подготовки проекта:

- понимание на всех уровнях организационной структуры сути проектного управления;
- заинтересованность и поддержка проекта высшим руководством организации;
- способность подразделений и служб организации адаптироваться к работе в условиях проектного управления;
- соответствие руководителя проекта критериям отбора (четкая ориентация на получение конкретных результатов к определенному сроку, полное понимание организационных целей, стремление внести личный вклад в их достижение, навыки работы с людьми);
- наличие у руководителя качеств подлинного лидера (авторитетность, ответственность, умение налаживать и поддерживать деловые контакты).

Таким образом, Сущность проектного управления заключается в управлении проектом как целостной системой, состоящей из различных

ГБОУ ВО АГТИ

областей знаний и совокупности процессов: инициация, планирование, организация исполнения, контроль и завершения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Котов, Д.В., Ефимова О.Ю., Полещук М.С., Зараменская Е.А. Механизмы управления инновационными проектами в нефтегазовом комплексе России / Д.В. Котов [и др.]. – Уфа: ООО «Монография», 2014. – 176 с.

2. Мкртчян Г.М., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48

3. Каптелинина Е.А., Каптелинин О.В., Водогреева Ю.Р. Управление проектами как инструмент оптимизации затрат при строительстве скважин // В сборнике: Теоретические и прикладные вопросы образования и науки сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции. - 2014. - С. 77-79.

УДК 001.895

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИННОВАЦИОННОЙ АКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ANALYSIS OF THE STATE AND PROBLEMS OF INNOVATIVE ACTIVITY OF OIL AND GAS ENTERPRISES

В.Н. Илашко
V.N. Ilashko
Тюменский индустриальный университет
Industrial University of Tyumen

Вопросы осуществления инновационной деятельности становятся актуальными с каждым днем. Это связано с возрастающим пониманием общества того, что обновление российской экономики невозможно без внедрения новых технологий производства. Инновации обновляют рынок, улучшают качество и расширяют ассортимент товаров и услуг, создают новые методы производства и сбыта продукции, повышают эффективность управления.

Поскольку в России нефтегазовый сектор имеет значимое место в экономике, стоит обратить внимание на развитие нефтегазовой отрасли. В свою очередь перспективы развития нефтегазовой отрасли России в основном определены именно инновационной деятельностью, использование которой может повысить конкурентоспособность добываемой и производимой продукции. Осуществление инновационной деятельности в нефтегазовой отрасли обусловлено прежде всего тем,

ГБОУ ВО АГПА

что это необходимо и закономерно для рыночных отношений субъектов хозяйствования, которые в свою очередь связаны со спросом и возрастающими потребностями рынка, обострением конкуренции, усложнением хозяйственных связей, развитием науки и техники [3].

Уровень использования инноваций может быть разным, поэтому оценить, насколько часто и глубоко использует инновации предприятие в своей деятельности, позволяет такой термин как инновационная активность. Из множества его определений наиболее точным автор считает следующее, представленное в кратком словаре экономистов. Инновационная активность представляет собой показатель, который отражает темпы и масштабы, а также продолжительность разработок, внедрения нововведений, которые основаны на использовании достижений, как научно-технического прогресса, так и передового опыта.

Стоит согласиться с Е.Г. Худяковой, которая утверждает, что «инновационная активность является главным показателем инновационной деятельности любого экономического субъекта. От того, какая доля предприятий занимается созданием и внедрением инноваций в своей деятельности, зависит будущее развитие всей отрасли» [7]. При этом интенсивность инновационной деятельности определяется через инновационную активность, которая основана на способности к мобилизации инновационного потенциала организации.

Оценить инновационную активность можно путем получения информации о завершенных инновациях, то есть новых или усовершенствованных продуктах (услугах), внедренных на рынке или и производственных процессов, применяемых успешно в практической деятельности. Существует и другие подходы к оценке инновационной активности предприятия. Так, например, чтобы признать компанию инновационно активной, следует рассмотреть затраты компании, а именно расходы на инновации в годовом отчетном периоде, при этом не учитываются ни ее размер, стадии инновационного процесса и уровень их завершённости [6].

Таким образом, собрав информацию из публичной отчетности компаний, можно проанализировать объемы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ за несколько лет, на основе чего сделать вывод об их уровне инновационной активности.

Что касается непосредственно нефтегазового сектора, то здесь инновационная активность компаний и уровень инновационного развития отрасли могут быть оценены на основе используемых технологий, удельных затрат на НИОКР по отношению к объему добычи углеводородного сырья и удельных затрат на НИОКР по отношению к объему реализованной продукции [4].

Начиная с 2014 года, нефтяная отрасль переживает стрессовую ситуацию, поскольку упали резко цены на нефть, обесценился рубль и появились международные санкции. Все это стало причинами следующих изменений: иностранные производители оборудования

ГБОУ ВО АГНИ

исчезли с отечественного рынка, тогда как российские производители не готовы заменить все услуги и технологии, в силу своей недостаточности опыта [2].

В данной отрасли затруднительно провести импортозамещение, поэтому очевидна необходимость собственных исследований и разработок.

В результате изучения исследований в области взаимосвязи инновационной активности и размера фирмы, следует считать, необходимость учитывать следующие факторы, которые определяют степень взаимосвязи инновационной активности и размера фирмы:

- к качественным факторам следует отнести: конкретную фазу цикла деловой активности инновации и непосредственно сам вид отрасли;

- к количественным факторам относятся: отношение прибыльности изобретения к расходам на НИОКР, доля расходов НИОКР на фундаментальные исследования, и, несомненно, темпы роста компании [1].

Не стоит недооценивать значение малых компаний в инновационном развитии, даже для нефтегазовой отрасли. Как известно из работы «Международной конкуренции» М. Портера: «Новаторами и новыми лидерами становятся небольшие фирмы, руки у которых не связаны историей и прежними инновациями». К тому же, как отмечено в работах З. Аскса и Д. Одреча, (их исследование было проведено на примере промышленных фирм Великобритании): «Большое воздействие малых фирм на экономическую эффективность имеет динамическую и эволюционную природу, т.е. малые фирмы служат в качестве агентов изменений инновационной активности» [1].

Слабая инновационная активность компаний нефтегазовой отрасли обусловлена низкой степенью заинтересованности руководства в увеличении расходов на НИОКР. Это вызвано тем, что инновационный проект сам по себе является довольно длительным проектом для реализации и имеет достаточно большие риски. Тем самым, можно объяснить покупку инновационных технологий у зарубежных партнеров, это выгоднее, чем долгосрочное развитие собственного инновационного потенциала [6].

Оценка состояния инновационной активности широко известных российских и зарубежных компаний на основе объема расхода на НИОКР представлена в таблице 1.

Среди российских ВИНК значительно увеличила свои расходы на научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки за исследуемый период ПАО «Роснефть», вследствие чего она приблизилась к объемам иностранных компаний таких, как Exxon Mobil, Chevron, BP и стала лидером по абсолютным объемам инвестиций в НИОКР нефтегазового сектора РФ. Такой существенный рост произошел благодаря распоряжению Правительства РФ в 2011 г., согласно

ГБОУ ВО АГНИ

которому все государственные корпорации должны были доработать собственные программы инновационного развития (ПИР) и увеличить расходы на осуществление инновационной деятельности, так как именно они должны стать крупнейшими потребителями технологий, тем самым преодолеть инновационное и технологическое отставание экономики России от зарубежных стран.

Таблица 1 – Объем расходов на НИОКР нефтегазовых компаний России и зарубежных стран в 2010-2015 гг., млрд. долл. США

Компания	Страна	Года						Изменение	
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	Темп прироста, млрд. долл. США	Темп роста, %
Роснефть	Россия	0,1	0,29	0,32	0,73	0,86	0,59	0,49	590,00
Газпром	Россия	0,23	0,27	0,25	0,21	0,28	0,16	-0,07	69,57
Лукойл	Россия	0,17	0,19	0,2	0,19	0,15	0,09	-0,08	52,94
SHELL	Великобритания	1,02	1,12	1,31	1,32	1,22	1,09	0,07	106,86
EXXON MOBIL	США	1,01	1,04	1,04	1,04	0,97	1,01	0	100,00
CHEVRON	США	0,53	0,63	0,65	0,75	0,71	0,6	0,07	113,21
BP	Великобритания	0,78	0,64	0,67	0,71	0,66	0,42	-0,36	53,85
PETROBRAS	Бразилия	0,99	1,45	1,14	1,13	1,1	0,63	-0,36	63,64
STATOIL	Норвегия	0,35	0,39	0,48	0,54	0,47	0,34	-0,01	97,14
PETROCHINA	Китай	1,78	2,26	2,24	2,23	2,33	1,89	0,11	106,18
TOTAL	Франция	0,95	1,12	1,03	1,26	1,79	1,5	0,55	157,89

Источник: данные годовых отчетов компаний

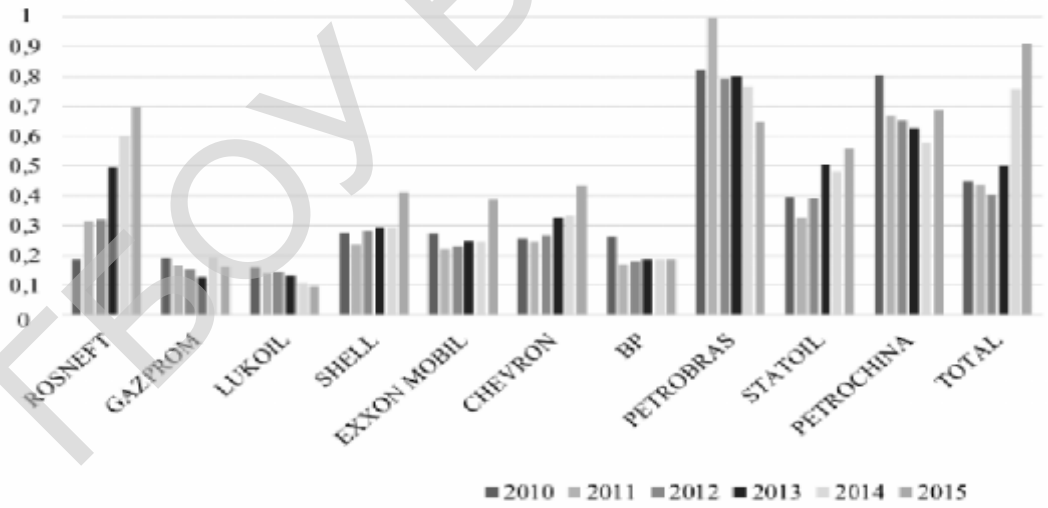


Рисунок 1 – Соотношение затрат на НИОКР и годовой выручки в 2010-2015 гг., % Источник: [8, с.46]

Анализ показателей рентабельности инвестиций в инновации (рис.1) свидетельствует, что по итогам 2015 г. компания ПАО «Роснефть» потратила на НИОКР 0,7% доходов от продаж, что соответствует уровню многих зарубежных нефтегазовых компаний.

Стоит отметить, что инвестиции российских компаний в НИОКР значительно отстают от мировых лидеров. Только показатели нескольких нефтегазодобывающих компаний можно отметить, поскольку

ГБОУ ВО АГМУ

их значения относительно ближе к мировому уровню. К таким компаниям относятся ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Татнефть». Так в ПАО «НК «Роснефть» за последние годы отмечается резкий рост расходов на НИОКР, и именно поэтому она выделяется среди остальных отечественных предприятий нефтегазовой отрасли.

ПАО «Татнефть» можно признать лидером нефтегазовой отрасли по инновационному развитию по стране в целом. Так ПАО «Татнефть» в последние годы удерживает высокий уровень добычи нефти, поддерживая репутацию как самой стабильной российской нефтяной компании. Стабильность обусловлена использованием передовых технологий, высоком профессионализме и многолетнем опыте работников [8].

За последние годы доверие к нефтегазовой отрасли, несомненно, выросло как на отечественном рынке, так и за рубежом. При этом стоит отметить, что именно это та отрасль, где огромную роль выполняет внедрение и использование новых технологий. Определим зависимость инновационной активности и стоимости чистых активов организаций, осуществляющих добычу полезных ископаемых за 2012-2016 гг., представим графически результаты в виде рис. 2.

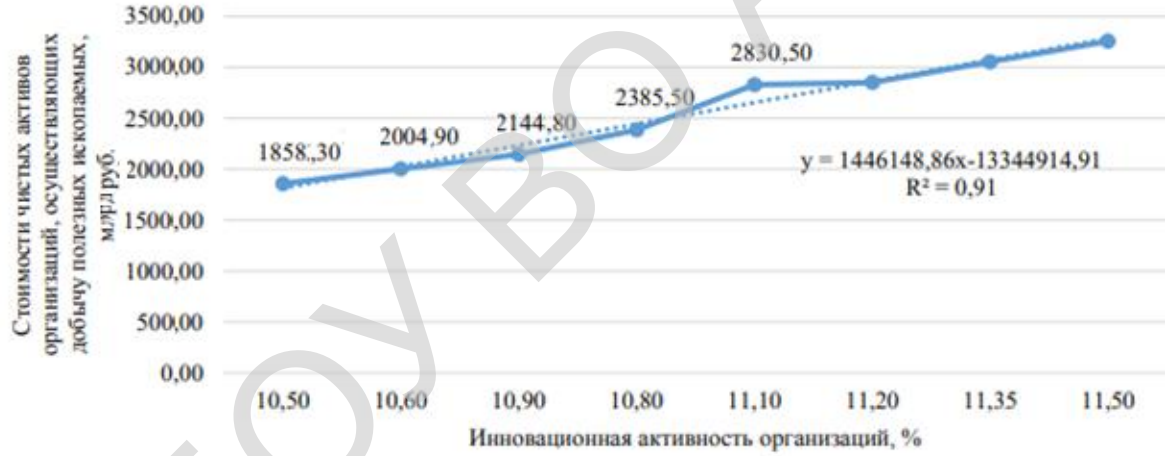


Рисунок 2 – Зависимость инновационной активности и стоимости чистых активов организаций, осуществляющих добычу полезных ископаемых за 2012-2016 гг. Источник: [5, с.94]

Согласно официальным данным Федеральной службы государственной статистики, представленных на рис. 2, удельный вес организаций, которые осуществляют технологические, организационные, а также маркетинговые инновации в сфере добычи полезных ископаемых, включая обследованные организации в 2016 г. составляет 11,10 %, что на 0,6 % больше чем в 2012 г. и на 0,3 %, чем в 2015 г.

При этом, отмечена тенденция увеличения стоимости чистых активов организаций, которые осуществляют добычу полезных ископаемых (в том числе добычу сырой нефти и природного газа, а также предоставление услуг в этих областях) в 2016 году на 12 % (или в 1,12 раз) по сравнению с 2015 г., и на 70,39 %, 46,59 %, 30,42 % по

ГБОУ ВО АГПИ

сравнению соответственно с 2012 г., 2013 г. и 2014 г., к концу 2016 г. величина данного показателя составила свыше 2830 млрд. руб. [5].

Стоит отметить рост зависимости инновационной активности и стоимости чистых активов организаций, осуществляющих добычу полезных ископаемых на прогнозный период 2017-2019 гг., вероятность такого прогноза составляет более 90%.

Таблица 2 – Прогноз стоимости чистых активов и инновационной активности организаций, осуществляющих добычу полезных ископаемых на 2017-2019 гг.

Показатель	Год	По среднему абсолютному приросту	По среднему темпу роста	Линейный тренд	Логариф-мический тренд	По модели экспоненциальной модели
Прогноз стоимости чистых активов, млн. руб.	2017	3073,3	3144,2	2942,1	2689,4	2982,6
	2018	3316,3	3492,9	3174,6	2771,6	3296,2
	2019	3559,3	3880,3	3407,1	2842,8	3642,9
Прогноз инновационной активности, %	2017	11,25	11,26	11,2	11,06	11,21
	2018	11,4	11,41	11,34	11,12	11,35
	2019	11,55	11,57	11,48	11,16	11,50

Источник: [5, с.94]

Для наглядного представления, отобразим данные таблицы 2.2 в виде диаграмм – рис. 3 и 4.

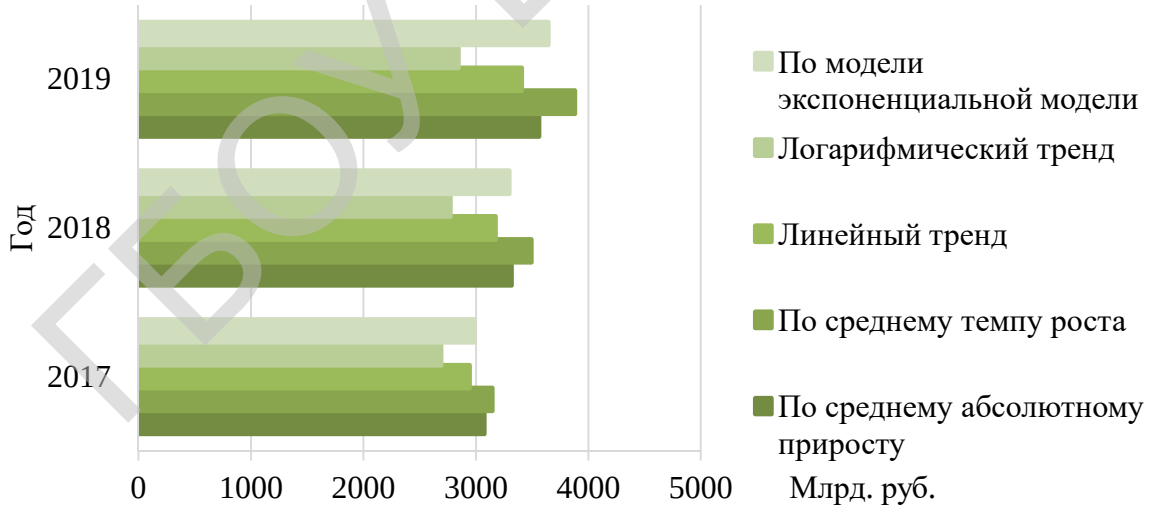


Рисунок 3 – Динамика прогноза стоимости чистых активов организаций, осуществляющих добычу полезных ископаемых за 2017-2019 гг., млрд. руб.

Источник: составлено автором

По данным рис. 3, на основе экспертных оценок было установлено, что наиболее вероятный прогноз дает линейная модель тренда: в 2017 г. при значении инновационной активности 11,20% стоимость чистых

ГБОУ ВО АГНИ

активов ожидается равной 2942 млрд. руб., при этом на 2019 г. этот показатель составит 3407 млрд. руб.

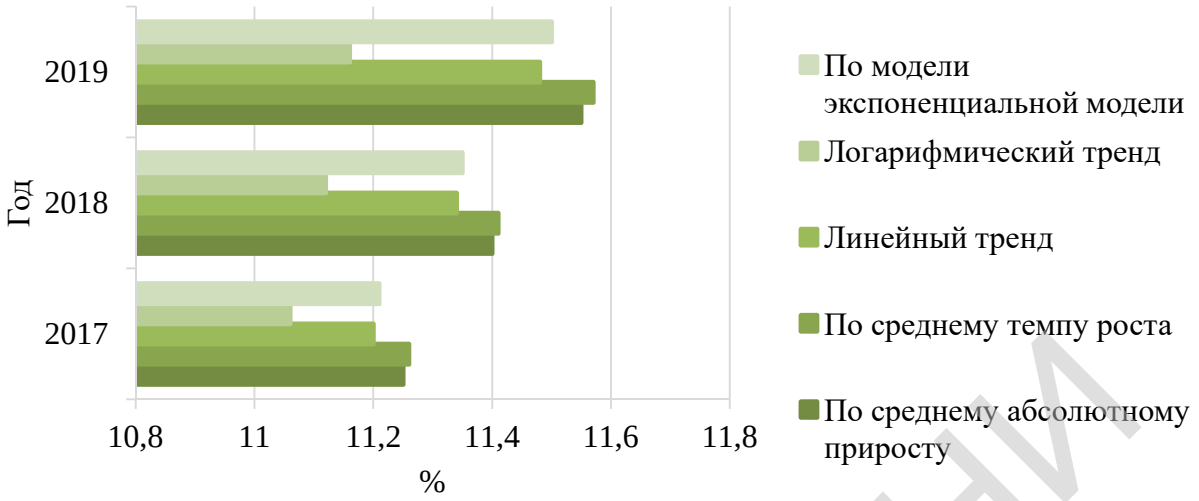


Рисунок 4 – Динамика прогноза инновационной активности организаций, осуществляющих добычу полезных ископаемых за 2017-2019 гг., %

Источник: составлено автором

Итак, на основе экспертных оценок было установлено, что наиболее вероятный прогноз представляет линейная модель тренда, так в 2017 г. значение инновационной активности составит 11,20%, при этом стоимость чистых активов ожидается в размере 2 942 млрд. руб., тогда как в 2019 г. данный показатель будет равен 3 407 млрд. руб.

Учитывая сложившуюся сложную политическую ситуацию, из-за наложения санкций на Россию, появляются сложности в сотрудничестве с иностранными предприятиями, тем самым приобретение за рубежом инновационных технологий будет затруднительно либо вовсе невозможно. Именно поэтому российским предприятиям стоит наращивать собственный инновационный потенциал, несмотря на то, что это затратно, долго и сложно осуществимо, однако, будет наиболее рациональным действием в сложившейся ситуации.

Снижение цен на нефть и рост ВВП положительно влияют на инновационную активность предприятий нефтегазовой отрасли [2].

В сфере нефтедобычи существует ряд направлений для развития инновационной активности, таких как:

-увеличение коэффициента извлечения нефти на существующих месторождений с 27-30% до общемировых 35-40%;

-разработка трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе для поддержания объемов добычи;

-разработка баженовской свиты, что может стать одним из прорывных проектов;

-налоговая политика, являющаяся одним из ключевых факторов для направлений инновационного развития;

-создание конкурентоспособных на мировом уровне некапиталоемких продуктов в областях, в которых имеется российский

ГБОУ ВО АГНИ

успешный опыт, например, в создании программного обеспечения, разработки в области геофизике, сенсоров, электроники [8].

Значительная часть расходов, потраченная на НИОКР, отразится в результатах интеллектуальной собственности, что покажет результативность инновационной деятельности [6].

Подводя итоги исследования, стоит отметить, что инновации в нефтегазовой отрасли можно назвать одним из главных источников преимуществ для компании и основным двигателем ее развития в любой сфере деятельности.

Исследуя особенности нефтегазодобывающей отрасли, отметим, что основными препятствиями на пути развития данной отрасли, относятся высокие эксплуатационные расходы, сокращение геологоразведки, конкурентное давление. Отсутствие инвестиций в инновации нефтегазовой отрасли является основной причиной, которая приводит к замедлению добычи, отставанию от показателей значения добычи компаний-лидеров и как следствие всего этого, ожидается ликвидация предприятия.

Это подтверждается тем, что в нефтегазовой отрасли основными игроками являются лишь крупные компании, которые способны вложить собственные средства или привлечь дополнительные инвестиции для развития своей деятельности.

Сложившие тенденции состояния нефтегазодобывающей отрасли таковы, что российский опыт в развитии инновационной активности предприятий данной отрасли еще значительно мал, набирают обороты в данной области лишь крупнейшие корпорации, которые могут позволить себе затраты на НИОКР без ущерба для своего финансового положения. А таких компаний на отечественном рынке, к сожалению, очень мало, в качестве примера стоит привести следующие компании: «Газпром», «Роснефть», «Лукойл», «Татнефть».

Как известно, нарастить собственный инновационный потенциал сложнее, для этого требуются помимо больших финансовых средств, значительное количество времени, поэтому руководство компаний предпочитают приобретать инновационные технологии у своих же западных конкурентов. В свою очередь это факт, снижает инновационную активность отечественных предприятий, поскольку они не создают, а используют готовую технологию, купленную за рубежом, так здесь внимание уделяется именно адаптации и обучению, а не самим разработкам и исследованиям.

Повышение инновационной активности выступает фактором устойчивого развития предприятия нефтегазовой отрасли. Чтобы повысить инновационную активность необходимо использовать собственный научно-технический потенциал. Это важно и обусловлено жесткой конкуренцией за доступ к новым технологиям и необходимостью обеспечения безопасности предприятия и защиты собственных разработок.

ГБОУ ВО АГМА

ЛИТЕРАТУРА

1. Асланов Н.М., Зейналов В.Р. К изучению взаимосвязи предприятий нефтегазовой отрасли и инновационной активности / Н.М. Асланов, В.Р. Зейналов // Экономические аспекты развития нефтегазодобывающей промышленности. Нефтепромысловое дело. – 2012. - №2. – С.52-57.

2. Воробьев В.П., Францкевич А.А. Эконометрическое моделирование инновационной деятельности российских нефтегазовых компаний / В.П. Воробьев, А.А. Францкевич // Санкт-Петербургский государственный экономический университет. – 2016. – С.33-38.

3. Карпова С.В. Экологические аспекты инновационной активности компаний нефтегазового комплекса / С.В. Карпова // Экология. – 2010. - №1. – С.59.

4. Лисина О.В. Оценка инновационной активности нефтяных компаний и проблемы развития системы инфраструктурной поддержки инновационных процессов в российском нефтегазовом секторе / О.В. Лисина // Вестник Казанского технологического университета. Экономика и экономические науки. – 2014. – С.347-352.

5. Руднева Л.Н., Павлова Н.В. Взаимосвязь инновационной активности и стоимости чистых активов организаций, осуществляющих добычу полезных ископаемых / Л.Н. Руднева, Н.В. Павлова // Современные тренды развития стран и регионов. – 2017. – С.93-96.

6. Стаханова В.А., Карагушева Д.Е. Раскрытие информации об инновационной активности в публичной отчетности компаний / В.А. Стаханова, Д.Е. Карагушева // Финансовый университет при правительстве РФ. – 2017. – С.194-197.

7. Худякова Е.Г. Исследование вклада человеческого капитала в формирование инновационной активности предприятий нефтегазового комплекса / Е.Г. Худякова // Инновационная политика. Управление инновациями. – 2016. - №4(34). – С.119-127.

8. Шикунова К.Н. Анализ инновационной активности нефтегазового сектора / К.Н. Шикунова // Инновационные научные исследования. – 2017. – С.44-47.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 331.1

АНАЛИЗ РЕГИОНАЛЬНОЙ БАНКОВСКОЙ СИСТЕМЫ (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)

THE ANALYSIS OF REGIONAL BANKING SYSTEM (ON THE EXAMPLE OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN)

М.С. Ионова, О.В. Киселёва
(Maria S. Ionova, Olga V. Kiseleva)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Статья посвящена особенностям функционирования региональной банковской системы Республики Татарстан, проанализирована банковская система региона, даны рекомендации по ее совершенствованию.

The article is devoted to the features of the functioning of the regional banking system of the Republic of Tatarstan, the banking system of the region is analyzed, recommendations are given for its improvement.

Ключевые слова: *банковская система, региональная банковская система, банковские услуги, Национальный банк, коммерческий банк.*

Key words: *banking system, regional banking system, banking services, National Bank, commercial bank.*

Региональная банковская система представляет собой элемент единой государственной банковской системы. Являясь, своего рода, представителем в регионе, региональная банковская система обеспечивает регион комплексом банковских услуг и, в особенности, долгосрочными кредитными ресурсами реальный сектор экономики[1].

На сегодняшний день региональная экономика выдвигает высокие требования к банковским системам региона, потому как недостаточный уровень их развития может привести к снижению деловой активности региона, снижению темпов роста производства, тем самым нарушая воспроизводственный процесс.

Рассматриваемая в статье банковская система Республики Татарстан (РТ) состоит из:

- Национального банка и его расчетно-кассовых центров;
- коммерческих банков;
- филиалов коммерческих банков других регионов.

В Республике Татарстан также находится Банковская ассоциация Татарстана, которая призвана защищать права и законные интересы членов ассоциации.

Банковская система Республики Татарстан является абсолютным лидером в Приволжском Федеральном округе по количеству банков.

ГБОУ ВО АГНИ

В таблице 1 представлена структура региональных кредитных организаций и их филиалов по количеству [2].

Таблица 1 - Количество действующих кредитных организаций и филиалов в региональном разрезе по состоянию на 01.01.2019 г.

Наименование региона	Количество КО в регионе, ед.	Количество филиалов в регионе, ед.
Республика Башкортостан	3	15
Республика Марий Эл	2	2
Республика Мордовия	3	3
Республика Татарстан	16	8
Удмуртская Республика	3	3
Чувашская Республика	3	2
Пермский край	4	11
Кировская область	3	5
Нижегородская область	7	32
Оренбургская область	4	4
Пензенская область	1	3
Самарская область	10	16
Саратовская область	7	4
Ульяновская область	1	4
Всего:	67	112

Как видно из таблицы 1 Республика Татарстан имеет 16 собственных кредитных организаций и 8 филиалов. По общему количеству собственных банков РТ занимает третье место по России, уступая лишь Москве – 239 шт. и Санкт-Петербургу – 28 шт. Данный факт объясняется тем, что регион достаточно экономически развит.

По данным на 01.01.2019г. 12,5% (2 шт.) действующих кредитных организаций в регионе имели зарегистрированный уставной капитал от 10 млрд руб. и выше, уступая лишь Москве (29 шт.). Данные представлены в Таблице 2 [3].

Таблица 2 - Группировка действующих кредитных организаций по величине зарегистрированного уставного капитала РТ по данным на 01.01.2019 г.

Размер уставного капитала	Количество кредитных организаций
До 90 млн руб.	2
От 90 до 300 млн руб.	5
От 300 млн руб. до 1 млрд	3
От 1 до 10 млрд руб.	4
От 10 млрд руб. и выше	2
Всего	16

Согласно рейтингу банков, который был опубликован Агентством «РБК рейтинг», лидерами по величине активов в Республике Татарстан являются «Ак Барс», «Аверс» и «Акибанк». В общем рейтинге они

ГБОУВО АГНИ

занимают места соответственно: 19, 67, 135 из 454 банков России.

Кредиты, получаемые субъектами малого и среднего предпринимательства, индивидуальными предпринимателями Республики Татарстан, в последние годы (а именно: 2016-2018гг.) обретают инвестиционную направленность. В Таблице 3 представлена информация об объеме кредитов, предоставленных субъектам малого и среднего предпринимательства, индивидуальным предпринимателям по РТ за 2014-2018гг[2].

Таблица 3 - Объем кредитов, предоставленных субъектам малого и среднего предпринимательства, индивидуальным предпринимателям по РТ за 2014-2018 гг.

Год	Объем предоставленных кредитов субъектам МСП, млн руб.	Индивидуальным предпринимателям, млн руб.
2014	219 735	17 503
2015	168 403	8 512
2016	206 349	8 922
2017	194 322	11 321
2018	200 426	12 719

Согласно данным Таблицы 3, в период с 2014 г. наблюдается спад объема предоставленных кредитов по РТ как субъектам МСП, так и индивидуальным предпринимателям. Так с 2014г. по 2018г. объем предоставленных кредитов субъектам МСП снизился на 8,79%, а индивидуальным предпринимателям соответственно на 27,3%. Стоит также отметить, что благодаря кредитованию малого и среднего бизнеса, индивидуальных предпринимателей, Республика Татарстан занимает третье место по объемам предоставленных кредитов, уступая лишь г. Москва и Краснодарскому Краю.

С целью повышения доли участия банков Республики Татарстан в развитии реального экономического сектора региона автором предлагаются следующие мероприятия:

- инвестирование в развитие конкурентоспособных и высокотехнологичных производств, оказание финансовой поддержки промышленности региона;
- расширение полномочий региональных банков в процессе управления банковской системой региона в рамках единого государственного подхода и в соответствии с нормами законодательства;
- активное участие банков Республики Татарстан, а также их союзов и ассоциаций, в разработке нормативно-правовых актов, касающихся осуществления банковской деятельности. Данное мероприятие способствует наиболее полному учету в законодательстве особенностей регионального развития в виду того, что региональные банки хорошо знакомы с экономическим положением региона, уровнем

ГБОУ ВО АГИИ

благосостояния граждан, деятельностью местных промышленных предприятий);

- разработка и реализация в регионах концепций, определяющих развитие региональных банковских систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев, Б.Х. Деньги, кредит, банки: учебное пособие / Б.Х. Алиев, С.К. Идрисова, Д.А. Рабаданова. - М.: Вузовский учебник, Инфра-М, 2018. - 288 с.

2. Официальный сайт Центральный Банк Российской Федерации. – URL: http://www.cbr.ru (дата обращения 18.09.2019 г.).

3. Официальный сайт ООО Информационное агентство «Банки.ру». – URL: http://www.banki.ru (дата обращения 19.09.2019 г.).

УДК 331.104.22

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ СИСТЕМЫ МОТИВАЦИИ ТРУДА НА ПРЕДПРИЯТИИ

STUDY OF EFFICIENCY OF USED LABOR MOTIVATION SYSTEM AT THE ENTERPRISE

Р.Р. Каримова, Л.Р. Хазипова
(R.R. Karimova, L.R. Khazipova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В докладе рассматриваются вопросы исследования эффективности используемой системы мотивации персонала предприятия. Проведено исследование на примере структурного подразделения одной из нефтяных Компаний РФ.

The report deals with the study of the effectiveness of the system of motivation of personnel. A study on the example of the structural unit of one of the oil Companies of the Russian Federation.

Ключевые слова: *мотивация, удовлетворенность, аналитика.*
Key words*: motivation, satisfaction, analytics.*

Проблема эффективности системы мотивации персонала затрагивает множество крупных российских предприятий. В связи с этим необходимо выявить насколько персонал Компании удовлетворен существующей системой мотивации персонала, и разработать систему мониторинга ситуации, позволяющий руководству Компании анализировать текущую ситуацию, выявлять проблемы и находить пути их решения.

ГБОУ ВО АГНИ

Предмет исследования: детерминанты трудовой мотивации, препятствующие и способствующие мотивации персонала

Цель исследования: Разработка валидного инструмента оценки эффективности системы мотивации персонала Компании.

Задачи исследования:

1.Выявить осведомленность сотрудников Компании (показатели начисления заработной платы; льготы и гарантии, предоставляемые работникам Компании);

2. Выявить степень удовлетворенности и согласия работниками, в соответствии со следующими критериями: заработная плата; условия труда; социальный пакет; организация труда; система стимулирования; психологический климат; карьерный рост; профессиональное развитие; возможность участия в управленческих процессах;

3. Выявить осуществляемые меры мотивации труда, оценку этих мер, и какой из видов мотивации будет стимулом для результативности отдельных категорий работников;

4. Выявить наиболее приоритетные социальные льготы и гарантии, согласно Коллективного договора, используемые сотрудниками Компании;

5. Выявить меры совершенствования мотивации труда, наиболее целесообразные с точки зрения респондентов.

Разработка исследования начинается с составления технического задания, в состав которого в первую очередь входит рабочий (календарный) план и расчет выборочной совокупности. Опросом охватывается вся исследуемая генеральная совокупность. Для определения и расчёта выборки применим *метод серийной выборки*. Суть его заключается в том, что генеральная совокупность разбивается на однородные части (серии) по заданному признаку (полу, возрасту, должности, бизнес-направлению и т.д.) и отбор респондентов осуществляется из каждой серии отдельно. При этом число респондентов, отбираемых из серии, пропорционально общему числу элементов в ней, но не более 10 % от генеральной совокупности. Количество респондентов, подлежащих отбору из каждой серии определяется из соотношения:

$$n(i) = \frac{N(i)*n}{\mathrm{N}} \quad (1)$$

где i – число серий, выделенных в генеральной совокупности;

N(i) – число единиц в серии

В рамках программы социологического исследования удовлетворённости работниками системой мотивации труда на предприятии необходимы следующие виды сбора информации:

- Опрос методом раздаточного анкетирования (offline) – предполагает самостоятельное заполнение анкеты респондентами. Проводит опрос анкетер.

ГБОУ ВО АГПИ

- Опрос методом онлайн анкетирование(online) - предполагает самостоятельное заполнение анкеты респондентами онлайн через Google Forms. Рассылку ссылки на опрос проводит анкетер. Следует отметить, что все вопросы, указанные в Google Forms необходимо помечать значком (*) как обязательные вопросы для заполнения.

- Гайд-интервью - задает структуру разговора, но не устанавливает жестких границ для интервьюера.

Когда полевые работы завершены и собранные данные (анкеты) объединены в сводную таблицу необходимо начать этап обработки и анализа данных. Она включает в себя следующие этапы:

1. редактирование анкет с отбраковкой дефектных экземпляров;
2. ввод информации в сводную таблицу для обработки информации;
3. кодирование полученных данных;
4. анализ данных и визуализация.

В рамках данного исследования, для анализа полученных данных, предлагается использование двух программных продуктов: это MS Excel, язык программирования R.

Для более точной аналитики, сформированы к каждому вопросу гипотезы при целевой переменной – общая удовлетворенность работой.

1. Связь удовлетворенности сотрудников работой:

- от стажа работы. (снижается или увеличивается с каждым годом, наблюдается ли другая динамика);
- от пола респондента (респонденты женского пола в большей степени удовлетворены, чем мужчины);
- от возраста респондента (молодежь в большей степени удовлетворена);
- % премии среднего уровня дохода;
- инструментов материального стимулирования; получения кредитов и ссуд; использование программы социальной ипотеки;
- от способа начисления заработной платы;
- от видов дополнительного заработка. (получающие заработок от рац. предложений в большей степени удовлетворены);
- от условий труда; и оздоровления работников на юге;
- использования большинства льгот и гарантий.

2. Вполне удовлетворенные сотрудники составляют менее 5%
3. Зависимость льгот, которыми пользуются, от пола и стажа
4. Отвечающие об удовлетворенности карьерным ростом, удовлетворены и тарифом
5. Не удовлетворенные вознаграждением за труд также не удовлетворены психологическим климатом, профессиональным развитием
6. Связь недооцененности и карьерного роста

ГБОУ ВО АГНИ

7. Сотрудники из категории руководители в большей степени удовлетворены системой

8. Наличие детей связано с общей удовлетворенностью

9. Зависимость от инструментов нематериального стимулирования

10. Общая взаимосвязь удовлетворенности и используемых льгот

В результате проверки данных гипотез выявлены различные уровни корреляции между переменными и соответственно их зависимость друг от друга.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дубина А.Ш. Организационные факторы удовлетворенности трудом промышленных рабочих: социологический анализ: дисс… канд. экон. наук: 22.00.04 / Дубина Альбина Шагидулловна. - Пенза, 2015. – 146 с.

2. Галимова Э.Э. Взаимосвязь эмоциональных составляющих в системе оценки удовлетворенности трудом и эффективности деятельности персонала: автореферат дис… канд. псих. наук: 19.00.03 / Галимова Эльвира Энгелевна. - Казань, 2012. – 19 с.

3. Чернышева Е.К. Методы формирования бренд-системы образовательного учреждения: автореферат дис… канд. экон. наук: 08.00.05 / Чернышева Екатерина Константиновна. - Санкт-Петербург, 2011. – 22 с.

4. Авчиренко Л.К. Управление персоналом организации: учебное пособие / Л.К. Авчиренко. – М.: ИНФРА-М, 2008. – 234 с.

5. Армстронг М. Практика управления человеческими ресурсами 10-е изд. / М. Армстронг; Пер. с англ. под ред. С.К. Мордовина. – СПб.: Питер, 2009. – 848 с.

6. Ворст И. Экономика фирмы: учебник / И. Ворст. – М.: Высшая школа, 2007. – 213 с.

7. Геберт Д. Организационная психология. Человек и организация: учебник / Д. Геберт. – Х: Изд-во Гуманитарный центр, 2008. – 624 с.

8. Герцберг Ф. Мотивация к работе / Учебник: Ф. Герцберг. – М.: Вершина, 2006. – 240 с.

9. Гудеев Н.А. Анализ организационной структуры управления предприятием / Н.А. Гудеев. – М: ИНФРА-М, 2009. – 327 с.

10. Евенко Л.И. Эволюция концепций управления человеческими ресурсами. Стратегия развития персонала / Л.И. Евенко. – Нижний Новгород, 2009. – 233 с.

ГБОУ ВО АГМУ

УДК 338.5

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЦЕН НА НЕФТЬ НА ДИНАМИКУ СТОИМОСТИ НЕДВИЖИМОСТИ В РОССИИ В 2000-2016 ГОДАХ

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF OIL PRICES ON DYNAMICS IN REAL ESTATE COST IN RUSSIA IN 2000-2016

У.С. Карпова, Д.А. Зарипова
(Ulyana S. Karpova, Daniya A. Zaripova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассмотрено влияние цен на нефть на стоимость жилья в России в период 2000-2016 года. А также проанализирована динамика изменения данных показателей за рассматриваемый период.

The article considers the influence of oil prices on changes in the cost of housing in Russia in the period 2000-2016. And also analyzed the dynamics of changes in these indicators for the period under review.

Ключевые слова: *динамика, нефть, недвижимость, влияние.*
Key words: *dynamics, oil, real estate, influence.*

В силу специфики существующей структуры экономики и имеющегося экспортного потенциала важнейшим экзогенным фактором экономической динамики для России являются мировые цены на нефть. Конъюнктура нефтяного рынка, являясь для сферы недвижимости составной частью российской экономики, выступает одним из фундаментальных факторов. Цены на чёрное золото существенно влияют на экономическое состояние России, определяют платежеспособный спрос и стоимость жилья через совокупность факторов: от объемов ипотечного кредитования и денежной массы у населения до уровня доходов и показателей занятости и безработицы. Воздействие колебаний цен на нефть на рынок жилья замечено давно и рассматривалось научным сообществом в ряде исследований, но в сегодняшней экономической ситуации принципы, выглядевшие обоснованными при дорогой нефти, перестают работать.

Для наглядного сравнения и выявления прямой зависимости между изменением цен на нефть и стоимости недвижимости в России, ниже представлены графики.

ГБОУ ВО АГНИ

Рисунок 1 - Индекс стоимости недвижимости в России за 2000-2019 год (USD), (источник- портал «Индикатор рынка недвижимости», www.irn.ru)

Рисунок 2 - Цены на нефть за 1998-2018 год (USD) (источник – портал «Московская биржа», www.moex.com)

В проведенном исследовании основными сравнительными показателями являются: цены на нефть (USD) и индекс стоимости недвижимости в России (USD).

Из графиков видно, что с 2000 по 2007 года цены на нефть и стоимость недвижимости в России пропорционально росли. В 2008 году цена на нефть резко выросла до своего исторического максимума и на 4 июля 2008 года составляла 143, 95 доллара. Начиная с лета 2014 года на рассмотренных рынках жилья наблюдался рост, на фоне падения цен на нефть. Падение цен на нефть и последовавшая за ним девальвация рубля повлекли за собой панические настроения у держателей рублёвых активов и желание конвертировать последние в более устойчивую форму. В частности, появился повышенный спрос на недвижимость, который в известной мере подстегнул рост цен в последнем квартале 2014 года.

Для определения степени тесноты (силы) связи между ценой на нефть и стоимостью недвижимости, необходимо определить коэффициент корреляции.

ГБОУ ВО АГНИ

$$r = 0{,}015 * \frac{1573{,}94}{30{,}12} = 0{,}77$$

В ходе расчетов, коэффициент корреляции составил 0,77. Поскольку показатель >0.7 ,то можно сказать, что связь в данном ряду высокая.

Ярче всего заметна корреляция цены на нефть с темпами роста (а в картине сегодняшнего дня – темпами падения) цен на рынке недвижимости в долларах. Снижение стоимости нефти влечёт за собой ослабление российской валюты и, как следствие, снижение цен на жилье в долларах. Разумеется, динамичный сырьевой рынок реагирует на тенденции, будь они негативные или позитивные, более резко, нежели относительно инертный рынок жилья.

Исходя из всего выше сказанного, можно сделать вывод, что внутренняя ценовая динамика недвижимости имеет прямое воздействие внешних цен на нефть. Полученное значение корреляции показало высокую взаимосвязь исследуемых показателей. Таким образом, при изменении показателя цены нефти прямо пропорционально изменяется показатель цены недвижимости в России.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Корнилов Н.И. Влияние цен на нефть на стоимость жилой недвижимости. - М: Российское предпринимательство, 2015. – Т. 16. - № 10. – С. 1483-1494.*
2. *Портал «Индикатор рынка недвижимости». [Электронный ресурс]. – Доступ: www.irn.ru.*
3. *Портал «Московская биржа». [Электронный ресурс]. – Доступ: www.moex.com.*

УДК 338.45

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РОЗНИЧНОГО БИЗНЕСА ВЕРТИКАЛЬНО-ИНТЕГРИРОВАННЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ И ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА НИХ

KEY PERFORMANCE INDICATORS FOR RETAIL BUSINESS OF THE VERTICALLY INTEGRATED OIL COMPANIES AND THE FACTORS AFFECTING THEM

А.Ю. Колегова

(A.Y. Kolegova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Развитие собственного розничного бизнеса дает нефтяным компаниям возможность устойчивого сбыта, независимо от колебаний цен на оптовом рынке, более того, компании приобретают возможность диверсификации своей деятельности в части развития направлений по

ГБОУ ВО АГНИ

продаже товаров и услуг. Поэтому так важно развивать каналы продвижения и предоставления продукта и вспомогательных услуг покупателям и управлять взаимоотношениями с ними. В измерении полученных результатов и определении эффективности работы РСС компаниям помогают ключевые показатели эффективности (КПЭ). В современных условиях на КПЭ ВИНК оказывают влияние множество факторов, которые необходимо учитывать, для достижения стратегических и тактических (операционных) целей организации.

The sale of petroleum products through its own *retail business* gives oil companies the opportunity for sustainable sales, regardless of price fluctuations in the wholesale market, moreover, companies acquire the opportunity to diversify their activities in terms of the development of areas for the sale of goods and services. Therefore, it is important to develop channels of promotion and provision of product and support services to customers and manage relationships with them. Key performance indicators (KPI) help companies to measure the results and determine the effectiveness ORN. In modern conditions, many factors that need to be taken into account to achieve the strategic and tactical (operational) goals of the organization influence the KPI of the wink.

Ключевые слова: *КПЭ, розничный бизнес, ВИНК, факторы.*
Key words*: KPI, retail business, wink, factors.*

Ключевые показатели эффективности - показатели деятельности подразделения (предприятия), которые помогают организации в достижении стратегических и тактических (операционных) целей. Использование ключевых показателей эффективности даёт организации возможность оценить своё состояние и помочь в оценке реализации стратегии.

В зарубежной практике ключевые показатели эффективности подразделяются на два направления – Upstream (разведка и добыча) и Downstream (нефтехимия и нефтепереработка и реализации продукции, в т.ч. розничная).

Каждая компания имеет собственные стратегические цели, связанные с тем или иным операционным сегментом. Высокая доля сегмента Upstream может говорить о том, что компания опирается на добычу и разработку нефтяных месторождений. Высокая доля сегмента Downstream может свидетельствовать об ориентации компании на транспортировку, маркетинг и сбыт продукции, на расширение доли рынка. Выбор основных ключевых показателей эффективности напрямую связан со стратегией компании и стратегическими целями. От целей, которые поставила перед собой компания, зависит и набор основных ключевых показателей эффективности, рисунок 1.

ГБОУ ВО АГНИ

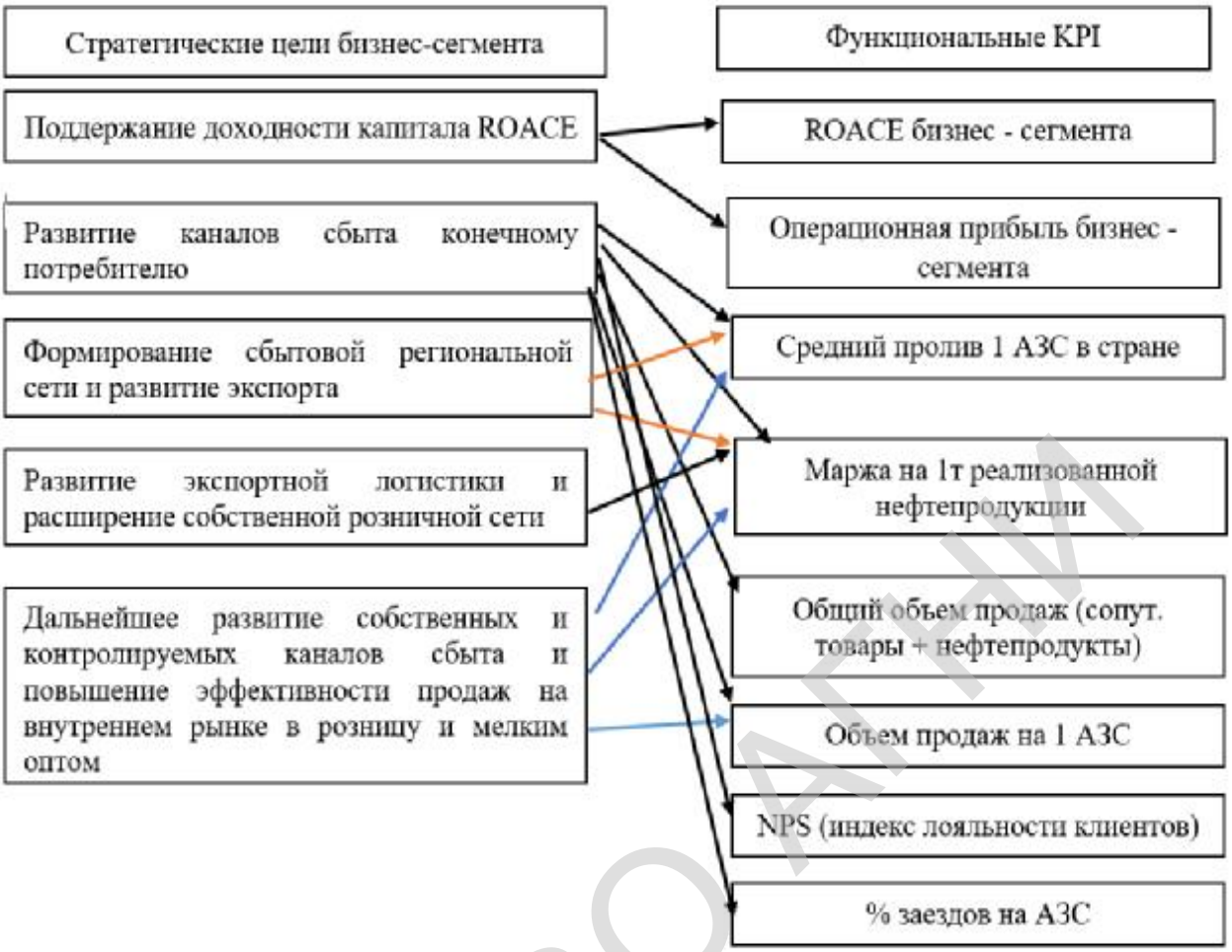


Рисунок 1 – KPI для российских и зарубежных ВИНК в бизнес - сегменте реализация продукции

Каждой стратегической цели бизнес-сегмента соответствует несколько KPI: например, поддержание доходности капитала зависит от ROACE бизнес-сегмента и его операционной прибыли; развитие каналов сбыта конечному потребителю – средний пролив 1 АЗС в стране, маржа на 1т реализованной нефтепродукции, общий объем продаж, NPS, объем продаж на 1 АЗС, % заездов на АЗС; развитие экспортной логистики и расширение собственной розничной сети - маржа на 1т реализованной нефтепродукции; дальнейшее развитие собственных и контролируемых каналов сбыта и повышение эффективности продаж на внутреннем рынке в розницу и мелким оптом - средний пролив 1 АЗС в стране, маржа на 1т реализованной нефтепродукции, объем продаж на 1 АЗС.

Приведем мероприятия, направленные на повышение значений ключевых показателей эффективности работы АЗС, а также факторы, влияющие на проведение мероприятий, таблица 1.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 – Мероприятия и факторы, влияющие на KPI ВИНК

Показатели	Мероприятия	Факторы
1	2	3
ROACE бизнес – сегмента	1) проведение инжиниринга (планировка АЗС с оптимальным значением её основных параметров: схемы ТРК, оптимальной мощности, оптимального времени заправки, длины очереди по принципу системы массового обслуживания (СМО)); 2) реконструкция, модернизация, ребрендинг АЗС; 3) применение новых IT–технологий на АЗС.	1) постройка новых АЗС требует больших капитальных вложений; 2) необходимо наличие инжинирингового центра внутри компании или присутствие на рынке самостоятельных инжиниринговых служб, предоставляющих услуги по планировке и развитию АЗС; 3) развитие IT–технологий в сфере обслуживания АЗС.
Общий объем продаж (сопут. товары + нефтепродукты). Операционная прибыль бизнес - сегмента	1) диверсификация услуг и товаров сопутствующего сервиса на АЗС (Drive-кафе, ремонт и обслуживание, автомойки и т.д.); 2) открытие собственного Интернет – сайта.	1) акцизы (снижение маржинального дохода на 1т реализованных н/пр.); 2) снижение объема продаж сопутствующих товаров в связи с развитием мобильных приложений (установка МП «уводит» покупателя от магазина); 3) ужесточение конкуренции на рынках сбыта; 4) появление новых технологий в области IT-сферы для обслуживания АЗС.
Объем продаж на 1 АЗС	1) мерчендайзинг; 2) борьба с оппортунистическим поведением: мотивация персонала и его заинтересованность в продажах, обучение методам «активных продаж»; использование КПЭ.	1) пассивное поведение персонала в результате недостаточного стимулирования; 2) различное отношение персонала к вознаграждению (валентность); 3) институциональные особенности трудовых ресурсов.
% заездов на АЗС	1) создание инструментов заблаговременного оповещения клиента о расположении АЗС (билборды, указатели, навигаторы, мобильные приложения, заведомо оповещающие о приближении к АЗС и т.д.); 2) реклама сети АЗС как в стандартных форматах, так и с привлечением современных инструментов (например, через блогеров).	1) грамотное расположение АЗС; 2) наличие оптимального природного ландшафта, позволяющего установить рекламные баннеры на виду; 3) сотрудничество с сервисами, дающими возможность оповещения клиента о приближении к АЗС.

ГБОУ ВО АГНИ

NPS (индекс лояльности клиентов)	1) создание CRM – системы; 2) разработка и применение современных программ лояльности; 3) проведение акций; 4) проведение диагностики обслуживания клиентов («Тайный покупатель», POS – аудит); 5) создание удобных мобильных приложений для клиентов, позволяющих заправляться, не выходя из машины; 6) налаживание обратных связей (экзитпол); 7) мониторинг отзывов клиентов (feedback); 8) использование программного решения action – plan (customer plan – уровень клиента; organization plan – уровень компании); 9) благотворительность, спонсорство.	1) установка CRM – системы и разработка мобильных приложений требует больших инвестиционных ресурсов и привлечения высокопрофессиональных специалистов из IT – сферы; 2) программы лояльности требуют сотрудничество с банками; 3) престиж компании среди конкурентов 4) приверженность потребителей к определенной компании; 5) образ жизни и привычки потребителей; 6) отсутствие желания у клиентов устанавливать мобильные приложения.

На каждом этапе углеводородных цепочек существуют возможности, чтобы создать значение - как в результате успешного выполнения деятельности, которые являются ключевыми для отрасли, и посредством применения собственных отличительных преимуществ и возможностей в осуществлении этих мероприятий. Компании должны стремится к тому, чтобы добавить значение на каждом этапе деятельности, начиная от добычи и заканчивая маркетингом. Если работать по полной углеводородной цепочке создания стоимости можно создать дополнительную стоимость для акционеров. Интеграция также позволяет разрабатывать общий функциональный передовой опыт в таких областях, как безопасность и операционный риск, экологической и социальной практики, закупок, технологии и управления денежными средствами более эффективно.

Таким образом, приведена система ключевых показателей оценки эффективности деятельности вертикально-интегрированных нефтяных компаний, в которых учтены стратегии и основные ключевые показатели эффективности российских передовых нефтегазодобывающих компаний, а также стратегии и основные ключевые показатели эффективности зарубежных передовых нефтегазодобывающих компаний. В бизнес-сегменте реализация продукции одними из основных являются средний пролив 1 АЗС в стране, объем продаж на 1 АЗС, общий объем продаж.

Работа по полной углеводородной цепочке (от добычи и до маркетинга) создания стоимости позволит создать дополнительную стоимость компании для акционеров. Возможность самостоятельно контролировать и проводить мониторинг работы собственных каналов

ГБОУ ВО АГНИ

сбыта позволит компании повысить свою эффективность и достичь намеченных целей. Именно поэтому ВИНК так важно развитие своего собственного не топливного сегмента: применение современных маркетинговых инструментов, совершенствование сервиса, ориентация на потребителя, открытие кафе при АЗС под собственным брендом, завлекая тем самым потребителя и формирую положительный имидж компании.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Алтухов С.И. Организация и мотивация как функции управления: учебное пособие. – Новосибирск: СГГА, 2016. – 95 с.*
2. *Бирюкова В.В. Маркетинг: учебное пособие. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2015. – 87 с.*
3. *Бирюкова В.В. Производительность хозяйственных систем и факторы ее роста // Сборник научных трудов: Актуальные вопросы экономики и управления российскими предприятиями. - Омск: СибАДИ, 2014. – 423 с.*
4. *Гольдштейн Г.Я., Катаев А.В. Маркетинговые решения по распределению товаров и услуг. - М.: Эксмо, 2013. – 510 с.*

УДК 338

АНАЛИЗ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ОБОРОТНЫХ СРЕДСТВ НГДУ «ЕЛХОВНЕФТЬ» И ПУТИ ЕГО ПОВЫШЕНИЯ

ANALYSIS OF THE PROFITABILITY OF WORKING CAPITALS OGPD ELHOVNEFT AND WAYS TO IMPROVE IT

Р.Ф. Лисицких, А.Д. Мифтахова

(Rimma.F. Lisicki, A.D. Miftakhova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье показана эффективность применения различного направления мероприятий на улучшение оборачиваемости оборотных активов предприятия. Приводятся данные отчетов ресурсосбережения и высчитываются показатели эффективности использования оборотных фондов.

The article shows the effectiveness of applying various directions of measures to improve the turnover of current assets of the enterprise. The data of resource saving reports are presented and indicators of the efficiency of using working capital are calculated.

Ключевые слова: *оборотные средства, динамика оборотных активов, показатели эффективности использования оборотных средств, предприятие, мероприятия.*

ГБОУ ВО АГНИ

Keywords: *current assets, dynamics of current assets, indicators of efficiency of use of current assets, enterprise, events.*

Проблемы использования оборотных средств с каждым годом привлекают больше внимания. Оборотные средства находятся в неразрывной связи со многими сторонами хозяйственной жизни предприятий.

Экономическая роль оборотных средств определяет их сущность, которая обеспечивает бесперебойное функционирование процесса производства и процесса обращения. Такое понимание категории оборотных средств вытекает из тезиса К. Маркса.

В условиях полной самостоятельности в управлении и ведении хозяйства благополучие предприятий различных сфер деятельности во многом зависит от эффективности использования оборотных средств. Поэтому вопросы управления оборотным капиталом, основанного на научном подходе актуально и в данное время [4 – с.74].

Целью статьи является анализ использования оборотных средств предприятия и определения эффективности их использования и степени влияния на финансовые результаты деятельности.

Для достижения этих целей сформулированы следующие задачи:

1. Провести комплексный анализ оборотных средств предприятия и рассчитать показатели эффективности его использования;

2. Предложить комплекс мер по повышению эффективности использования оборотных средств и увеличению прибыли.

Объектом исследования в работе являются оборотные средства НГДУ «Елховнефть». Для начала проанализируем структуру и динамику оборотных активов НГДУ «Елховнефть» (таблица 1) [1, 3].

По результатам анализа приведенных данных в таблице 1 видно, что за отчётный период запасы увеличились на 613 497 тыс. руб., что произошло в основном за счет увеличения готовой продукции на 44,2% и увеличения объема прочих запасов и затрат на 274 745 тыс. руб.

В структуре запасов за отчётный период увеличилась доля запасов на 57,2 %.

Дебиторская задолженность как краткосрочная, так и долгосрочная снизились на 90,3% и 27,1% соответственно.

Краткосрочные финансовые вложения. В данном отчётном периоде, как и в прошлом, отсутствует показатель краткосрочных финансовых вложений. Из этого можно сделать вывод, что предприятие занимается только производственной деятельностью и не инвестирует свои капиталы; можно предположить, что предприятие считает своё производство рентабельнее, чем возможные капиталовложения.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 – Анализ структуры и динамики оборотных активов НГДУ «Елховнефть» в 2017 – 2018 гг.

ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ	2017 г.	2018 г.	+, -	%
Запасы	1 071 840	1 685 337	613 497	157,2
в т. ч. сырье и материалы	134 607	74 113	-60 494	55,1
затраты в незавершенном производстве	5 250	0	- 5250	0
готовая продукция и товары для перепродажи	914 406	1 318 904	404 498	144,2
товары отгруженные	0	0	0	0
прочие запасы и затраты	17 575	292 320	274 745	1563,3
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	151 971	160 534	8563	105,6
Дебиторская задолженность	383 212	111 950	-271 262	29,2
в т. ч. дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты	118 369	86 256	-32 113	72,9
в т. ч. покупатели и заказчики	9	0	-9	0
авансы выданные	0	0	0	0
прочие дебиторы	118 360	86 256	-32 104	72,9
дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты	264 843	25 694	-239 149	9,7
в т. ч. покупатели и заказчики	189 861	840	-189 021	0,44
авансы выданные	28 088	20 448	-7 640	72,8
прочие дебиторы	46 894	4 406	-42 488	9,390
Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	0	0	0	0
Денежные средства и денежные эквиваленты	0	0	0	0
Прочие оборотные активы	4 422	4 147	-275	93,8
Внутрихозяйственные расчеты	6163 398	0	-61163398	0
Итого по разделу	7 774 843	1 961 968	- 5812 875	25,2

Таким образом, на предприятии осуществляется эффективное управление дебиторской задолженностью, и прослеживается увеличение доли готовой продукции в запасах предприятия из-за увеличения объема добычи за отчетный период.

Анализ степени использования оборотных средств проведем по данным таблицы 2.

Рассмотренные коэффициенты оборачиваемости оборотных средств могут быть истолкованы как хорошая тенденция к повышению эффективности использования оборотных средств. Действительно, длительность одного оборота в днях уменьшилась с 53,31 дня до 24,21 дня и, следовательно, уменьшился коэффициент загрузки или обеспеченности производственного процесса оборотными средствами с 14 копеек до 7 копеек на каждый рубль реализуемой продукции. Количество оборотов оборотных средств увеличилось и составило в

ГБОУ ВО АГНИ

2018 году 14,87 против 6,75 оборотов в 2017 году, что означает увеличение отдачи в виде роста выручки от продаж на каждый рубль авансированных в производственную деятельность оборотных средств.

Таблица 2 – Исходные данные для анализа использования оборотных средств НГДУ «Елховнефть» за 2017-2018 гг.

Показатели	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	+, -
Выручка (нетто) от продаж,	тыс. руб.	52 541 689,2	72 389 689,4	19 848 000,2
Прибыль (убыток) от продаж,	тыс. руб.	1 150 915	1 444 922	294 007
Средняя величина оборотных средств,	тыс. руб.	7 780 120	4 868 405,5	- 2 911 714,5
Продолжительность периода,	дн.	360	360	0
Расчетные показатели				
Коэффициент отдачи оборотных средств	%	14,8	29,7	14,9
Длительность одного оборота	дня	53,31	24,21	-29,1
Количество оборотов оборотных средств	Раз/ год	6,75	14,87	8,12
Коэффициент загрузки оборотных средств	Доли. ед.	0,14	0,07	-0,07

Эффективность использования оборотных средств предприятий, следовательно, зависит прежде всего от умения управлять ими, улучшать организацию продажи своей продукции, повышать уровень коммерческой и финансовой работы.

В качестве примера рассмотрим мероприятия по снижению расхода оборотных средств по направлениям [2] (таблицы 3-5):

- основные и вспомогательные материалы;
- электроэнергия, топливо, вода и транспортные расходы.

Произведем расчет объема выпуска продукции за счет ускорения оборачиваемости оборотных средств:

$$\Delta B = B_1(n_2 - n_1), \quad (1.1)$$

где B_1 — объем выпуска продукции в базовом периоде;
n_1 и n_2 — число оборотов оборотных средств_соответственно в базовом и планируемом периодах (коэффициенты оборачиваемости).

$$\Delta B = 3403{,}4 * (14{,}87 - 6{,}75) = 27635{,}61 \text{ тыс. руб.}$$

В 2018 г. за счет ускорения оборотных активов прирост объема реализованной продукции составил 27635,61 тыс. руб.

Влияние оборачиваемости оборотного капитала на приращение прибыли Р можно рассчитать по формуле:

$$\Delta P = \left(\frac{K_{об1}}{K_{об0}} * P_0 \right) - P_0, \quad (1.2)$$

где P_0 - прибыль за базисный период;

$K_{об1}$, $K_{об0}$ - коэффициенты оборачиваемости оборотных средств за

ГБОУ ВО АГНИ

отчетный и базисный периоды.

ΔP =1 150 915 *(14,87/6,75) – 1 150 915 = 1 384 508,12 тыс. руб.

Таблица 3 – Мероприятия по ресурсосбережению по ПОППД НГДУ «Елховнефть»

Наименование мероприятия	Экономящиеся ресурсы	Единица изм.	Объем	Стоимость сэкономленного ресурса (тыс. руб.)
Оптимизация типоразмеров насосов на КНС	электроэнергия	т.квт/час	197,0	472,9
Сокращение металлоемкости НКТ за счет внедрения НКТ диаметром 2'	металл НКТ	т	152,9	11 469,0
Сокращение объемов закупок стальных НКТ за счет увеличения срока службы стальных НКТ при нанесении внутреннего покрытия	металл НКТ	т	112,3	8 420,1
Сокращение металлоемкости за счет строительства водоводов диаметром 89мм вместо 114мм	металл	т	32,2	5 774,2
Применение насосного оборудования объемного действия	электроэнергия	т.кВт/час	7 038	16 348,5
Сокращение закачки пресной воды в зимний период за счет оптимизации насосного оборудования	вода	м³	152 144	6 365,7
ИТОГО:				48 850,30

Таблица 4 – Мероприятия по ресурсосбережению ОГЭ НГДУ «Елховнефть»

Наименование мероприятия	Экономящиеся ресурсы	Единица изм.	Объем	Стоимость сэкономленного ресурса (тыс. руб.)
Снижение потребления реактивной составляющей электроэнергии за счет установки БСК (0,4 кВ), шт.	электроэнергия	шт	131	2121,5
		ткВтч	807	
Переменный режим отопления со снижением температуры в ночное время и выходные дни	теплоэнергия	Гкал	330,8	513,3
Использование возобнавляемых энергоресурсов	теплоэнергия	Гкал	3 212,8	4 791,2
Регулирование потребляемой электрической мощности НГДУ переносом нагрузок в часы минимальных тарифов	электроэнергия	кВт	6 090,7	11 460,4
Регулирование эффективности освещения производственных объектов, баз	электроэнергия	т.кВтч	305,3	761,3
Внедрение Capstone	электроэнергия	шт.	1	14 045,7
ИТОГО:				33693,5

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 5 – Мероприятия по ресурсосбережению по СБК и ОП НГДУ «Елховнефть»

Наименование мероприятия	Экономящиеся ресурсы	Ед. изм.	Объем	Стоимость сэкономленного ресурса (тыс. руб.)
Сокращение затрат на ингибирование сточ. воды путем перевода дозировки на периодическую	хим.реагент	т	53,2	2539,6
Сокращение затрат на ингибирование нефтепроводов путем перевода дозировки на пробковую	хим.реагент	т	146,4	6971,3
Сокращение затрат на ЭХЗ трубопроводов монтажом катодной защиты	УТЗ (протектор)	шт.	28,0	630,0
ИТОГО:				10140,9

Расчет показал, что в 2018г. по сравнению с 2017г. ускорение оборачиваемости оборотных активов положительным образом повлияло на приращение прибыли, данное влияние составило 1384 508,12 тыс. руб.

Большое значение для эффективности использования оборотных средств имеет расчет относительного высвобождения оборотных средств.

Высвобождение (привлечение) оборотных средств из оборота можно определить по формуле:

$$\Delta CO = (CO_1 - CO_o) \times K_{vp}, \quad (1.3)$$

где ΔCO - величина экономии (-) или привлечения (+) оборотного капитала;

CO_1, CO_o - средняя величина оборотного капитала предприятия за отчетный и базисный период;

K_{vp} - коэффициент роста выручки от реализации продукции (в относительных единицах)

$$\Delta CO = 1{,}378*(-2\,911\,714{,}5) = -4\,011\,635{,}6 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет показал, что относительное высвобождение в 2018 г. составило 4 011 635,6 тыс. руб.

Обобщая результаты анализа оборачиваемости оборотных средств НГДУ «Елховнефть», можно сделать вывод, что в 2018 г. скорость обращения оборотных активов организации увеличилась, что положительным образом сказалось на финансовом результате деятельности НГДУ «Елховнефть».

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчет по производственной и финансовой деятельности отделов НГДУ «Елховнефть» за 2017-2018 гг.

ГБОУ ВО АГНИ

2. *Пояснительная записка к годовому отчету НГДУ «Елховнефть» 2017-2018 гг.*
3. *Бухгалтерский отчет за 2017-2018 гг.*
4. *Баскакова, О.В. Экономика предприятия (организации): учебник / О.В. Баскакова, Л.Ф. Сейко. - М.: Дашков и К, 2017. - 372 с.*

УДК 338.45:622.276

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ В НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ» НА ОСНОВЕ СЛИЯНИЯ ЦЕХОВ

TECHNOLOGICAL JUSTIFICATION FOR RESTRUCTURING IN NGDU «YAMASHNEFT» BASED ON THE MERGER OF WORKSHOPS

Д.Ю. Линючева
(D.J. Linyucheva)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В НГДУ высокие эксплуатационные затраты производственных цехов, неэффективное использование производственных площадей, высокие затраты на содержание персонала производственных цехов, а также низкие темпы роста производительности труда НГДУ «Ямашнефть». Поэтому, в настоящее время в компании реализуется масштабный проект по укрупнению цехов добычи нефти и газа за счёт их слияния. Эффективность проекта выражается в сокращении производственных затрат и оптимизации персонала. Для решения этой задачи в НГДУ «Ямашнефть» разработана структура нового цеха, состоящая из объединенных по территориальному принципу объектов добычи, транспортировки, подготовки нефти и поддержания пластового давления.

NGDU has high operating costs of production shops, inefficient use of production space, high costs of maintenance of production shops personnel, as well as low rate of productivity growth of NGDU Yamashneft. Therefore, the company is currently implementing a large-scale project to consolidate the oil and gas production shops through their merger. The efficiency of the project is expressed in the reduction of production costs and optimization of personnel. In order to solve this problem, NGDU Yamashneft has developed a structure of a new workshop consisting of facilities for production, transportation, preparation of oil and maintenance of reservoir pressure combined according to the territorial principle.

Ключевые слова: *производственные цеха, организационная структура, реорганизация.*

Key words*: production workshops, organizational structure, reorganization.*

ГБОУ ВО АГНИ

В настоящее время в НГДУ «Ямашнефть» в связи с высокими эксплуатационными затратами производственных цехов, неэффективным использованием производственных площадей, высоких затрат на содержание персонала производственных цехов, а также низких темпов роста производительности труда, проводится масштабный проект по укрупнению цехов добычи нефти [1].

Данный проект заключается в укрупнении производственных цехов добычи с цехом ЦППД, и территориально расположенными узловыми ДНС, входившими в состав ЦППН. Для решения поставленной задачи специалистами НГДУ были разработаны новые структуры комплексных цехов, состоящие из объединенных по территориальному и технологическому принципу объектов добычи, поддержания пластового давления и предварительной подготовки нефти.

Если ранее на смежной территории деятельности функционировали несколько цехов и в рамках поставленных задач отвечали только за определённые направления и результаты, то созданная структура цеха позволяет комплексно организовать процесс разработки месторождения по территориально-зональному и технологическому принципу, обеспечивая эффективный конечный результат [2].

Таким образом новая структура потерпела следующие изменения, в состав управления вошло 3 укрупненных цеха по добыче нефти и газа с функцией ППД, цех ЦКППН имеющий в своем составе 6 опасных производственных объектов 1 класса опасности удаленных друг от друга по территории деятельности НГДУ, ЦПО состоящий из 5 зональных участков, а также цех по добычи СВН. Новая организационная структура НГДУ «Ямашнефть».

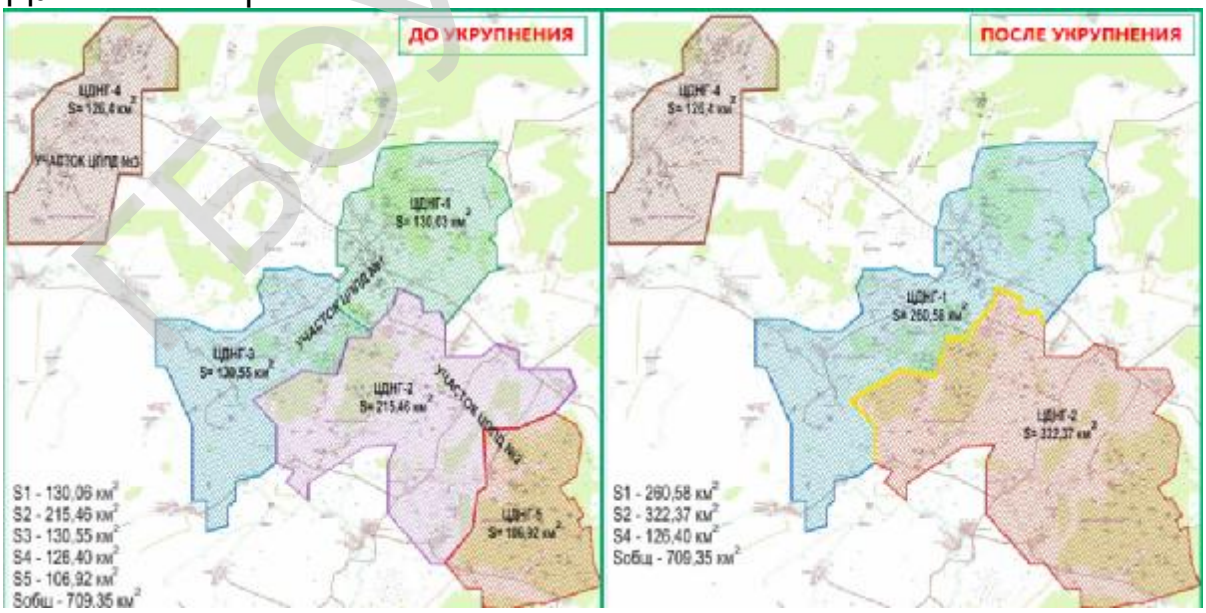


Рисунок 1 – Территория деятельности ЦДНГ до и после укрупнения

ГБОУ ВО АГТИ

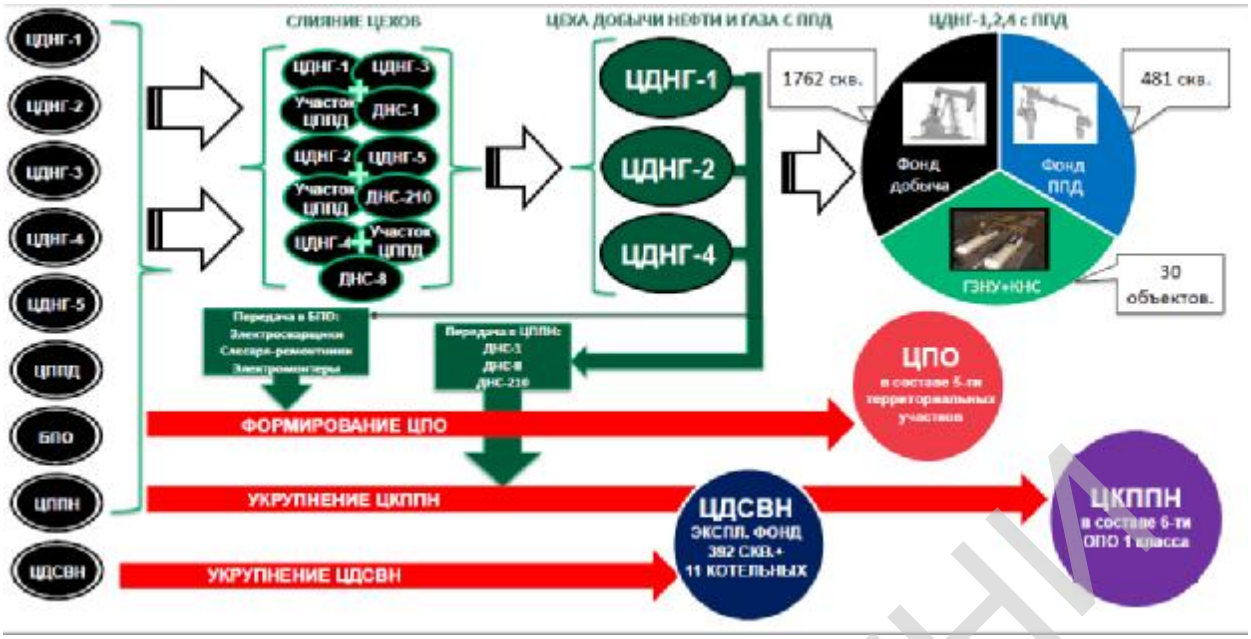


Рисунок 2 - Формирование новой организационной структуры производственных цехов НГДУ «Ямашнефть»

Реорганизация цехов позволила исключить дублирующие функции специалистов и руководителей. При слиянии и разработке новой орг. структуры цеха удалось оптимизировать штатное расписание, всего по НГДУ при слиянии производственных цехов высвобождена 21 единица численности, данный персонал — это высокопрофессиональные работники НГДУ имеющие как стаж, так и опыт работы. Всем им были предложены новые рабочие места (в цехе ЦДСВН) они были переобучены и направлены на укомплектование вакантных должностей [2].

В период слияния цехов на переобучение смежной профессии было направлено 125 человек, а сам процесс обучения прошел в кратчайшие сроки в течении 2,5 месяцев.

Укрупнение цехов и включение в состав объектов обслуживания системы ППД потребовало 100% пересмотра маршрутов обходов операторов и перераспределения функционала их обслуживания. В результате проведенной работы по НГДУ из 165 маршрутов было сформировано 120 индивидуально-комбинированных маршрутов, включающих в себя объекты добычи и ППД. Возросла нагрузка и на персонал если раньше в обходе оператора в среднем входило до 17 скважин, то сегодня эти цифры в среднем доходят до 25 и даже больше. Протяженность обходов также возросла в среднем с 15,5 км до 17,3 км. Сегодня, согласно критериев утвержденного стандарта, обходы подразделяются на пешие и механизированные – обсуживаемые операторами с использованием СММ, в качестве современных технических устройств для повышения мобильности и коммуникативности все операторы также оснащены смартфонами Hytera с АРМ оператора и используют в своей работе стандарт связи Тетра [2].

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 - Оптимизация расходов после создания комплексных цехов НГДУ «Ямашнефть», тыс. руб.

Наименование показателей	Затраты до реструктуризации	Затраты после реструктуризации	Отклонение +,-
Затраты на оплату труда	92 183	75 745	16 438
Транспортные затраты	515 153	508 245	6 908
Услуги производственного характера	1 073 209	1 071 056	2 135
Затраты на содержание производственных и бытовых площадей	1 652	839	813
Итого	1 682 197	1 655 885	26 294

Таким образом, проведение реструктуризации НГДУ «Ямашнефть» позволило сократить затраты на оплату труда на 16 438 тыс. руб. Удалось произвести сокращение потребности в технологическом транспорте и вахтовых перевозках, что привело к снижению транспортных затрат на 6 908 тыс. руб. Также удалось сократить затраты на услуги производственного характера на 2 135 тыс. руб. и затрат на содержание производственных и бытовых площадей на 813 тыс. руб. [2].

ЛИТЕРАТУРА

1. *Пояснительная записка к годовому отчету НГДУ «Ямашнефть».*
2. *Отчет о производственной и финансовой деятельности планово-экономического отдела НГДУ «Ямашнефть» за 2016 год. – Альметьевск, 2017.*
3. *Основные технико-экономические показатели за 2014 – 2018 гг. к годовому отчету НГДУ «Ямашнефть».*

УДК 638.45

ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГИИ ВЕТРА И СОЛНЦА В РОССИИ

APPLICATION OF WIND AND SOLAR ENERGY IN RUSSIA

Д.Ю. Линючева

(D.J. Linyucheva)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Применение энерго- и ресурсосберегающих методов в последние годы является неотъемлемой частью экологической политики крупных предприятий России. Это вызвано не только ужесточением требований законодательства, но и изменением экономических, экологических и социальных условий. Приоритетными направлениями развития предприятий сегодня являются внедрение наилучших доступных

ГБОУ ВО АГНИ

технологий, снижение материалоемкости и энергоемкости производства.

The use of energy- and resource-saving methods in recent years is an integral part of the environmental policy of large enterprises in Russia. This is due not only to stricter requirements of Legislation, but also to changes in economic, environmental and social conditions. The priority directions of development of enterprises today are the introduction of the best available technologies, reduction of material and power consumption.

Ключевые слова: *энергоресурсы, ветроэнергетические установки, солнечная энергетика, солнечный ветер.*

Key words: *energy, windmills, solar energy, solar wind.*

Интерес человечества к использованию возобновляемой, или «зеленой» энергии в последнее время стал проявляться все более заметно. Разрабатываются новые установки, использующие принципы преобразования природной энергии в тепловую, электрическую и т.д., которые не наносят ущерб окружающей среде.

Одними из таких видов устройств являются ветроэнергетические установки, использующую энергию ветра и установки солнечного ветра.

Ветра, дующие во многих регионах планеты, в состоянии вращать турбины электростанции с достаточной скоростью, чтобы обеспечивать энергией частные дома, фермы или школы. Технический прогресс не стоит на месте. Сегодня уже не только промышленные ветряные электростанции (ВЭС), но и компактные ветряные электростанции для частного хозяйства, вырабатывающие сотни киловатт электроэнергии, уже не являются большой редкостью [1]. Индустрия домашних ветроэнергетических установок (ВЭУ) активно развивается, и за вполне умеренные деньги уже сейчас можно приобрести ВЭУ и на долгие годы обеспечить энергонезависимость своему дому [2].

Использование ветровой энергии в России началось в период существования СССР. В 1931 г. была построена Балаклавская ВЭС работавшая на электрическую сеть напряжением 6,3 кВ (мощность 100 кВт при скорости ветра 10 м/с) совместно с тепловой электростанцией в Севастополе мощностью 20 МВт. По своим размерам эта станция не имела себе равных ни в СССР, ни за границей. В 1942 г. во время войны станция была разрушена [3, с. 57].

Сегодня суммарная установленная мощность ветровых электростанций России составляет более 75,0 МВт. Наиболее крупные ВЭС: Донузлавская (18,7 МВт); Останинская (26,0 МВт); Тарханкутская (15,9 МВт); Зеленоградская (5,1 МВт) [4]. Из карты ветроэнергетических ресурсов России (рис.1) видно, что потенциально использование ветровых установок возможно на значительной территории страны.

Наиболее благоприятными районами являются прибрежные территории северных, Черного, Каспийского и Азовского морей, полуостров Камчатка, остров Сахалин, внутренняя территория страны от Волги и Дона, до Карелии, Алтая и Тувы. Но крупная ветроэнергетика

ГБОУ ВО АГМУ

в некоторых из этих районов не получила распространения, что обусловлено погодными условиями, техническими и финансовыми возможностями регионов, а также потребностью в электрической энергии.

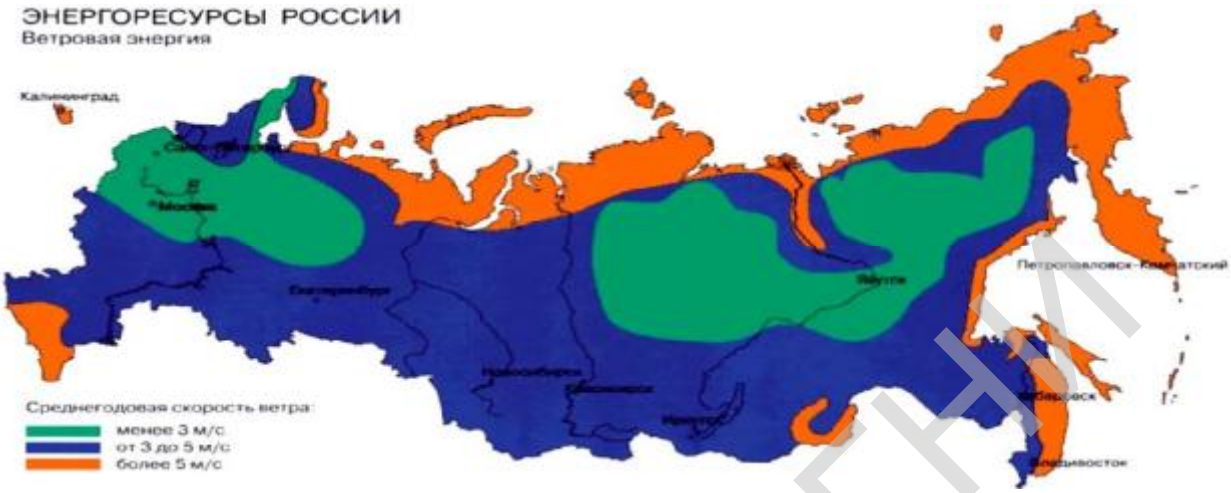


Рисунок 1 - Карта ветроэнергетических ресурсов России

Тенденция применения ВЭУ для обеспечения частных домов электричеством в России находится на начальной стадии развития, поскольку актуальна в основном для районов с децентрализованным энергоснабжением. Бытовые ветроэнергетические установки имеют мощность от 250 Вт до 15 кВт, могут работать в комплексе с солнечными батареями, с аккумулятором или без него.

В Татарстане в ближайшее время могут появиться промышленные ветропарки. Сейчас для этих целей в трех районах республики (Рыбно-Слободский, Камско-Устьинский и Спасский) ведется ветроизмерительная кампания. Работы проводит Казанский государственный энергоуниверситет — вуз выиграл тендер на 20 млн рублей.

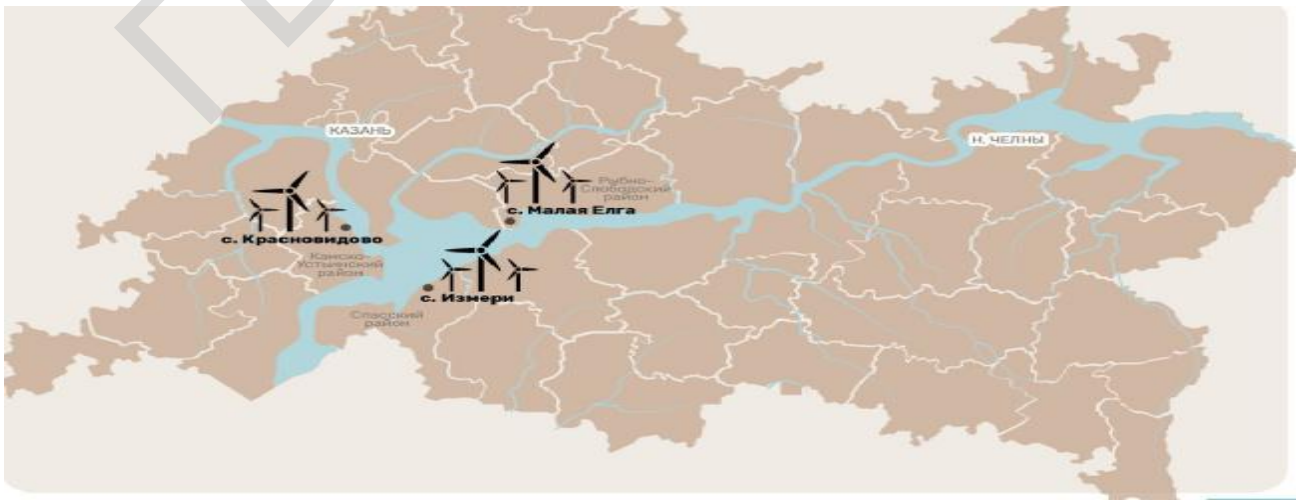


Рисунок 2 - Три потенциальные площадки под «ветряки» в Татарстане

ГБОУВО АГНИ

Выбор трех районов РТ для ветроизмерений обусловлен их близостью к Куйбышевскому водохранилищу,

На первом этапе специалисты вуза прорабатывали конкретные площадки в трех районах. В каждом выбрали от 6 до 8 площадок, где потенциально может расположиться ветропарк и прорабатывали их с точки зрения инфраструктуры, ветра, различных препятствующих ограничений. Список сузили до одной площадки в каждом районе.

Самая мощная по энергопотенциалу площадка обнаружилась в Спасском районе вблизи села Измери, где можно разместить ветропарк большей мощности — до 150 МВт. Чуть меньшей мощности ветропарк можно разместить в Рыбно-Слободском районе (село Малая Елга), и еще меньшей — в Камско-Устьинском районе (село Красновидово).

Второй этап ветромониторинга состоит из организационных процедур — прорабатываются вопросы установки и подключения ветромачт, отчуждения земель под ними.

Площадь территории для установки ветропарка в Рыбно-Слободском районе —16,58 кв. км, в Спасском — 38,46 кв. км, рассказали нам в исполкомах районов. Категория земель — земельные участки с видом разрешенного использования для сельскохозяйственного назначения.

Ориентировочно ветромониторинг в Татарстане завершится в июне 2019 года, когда вуз проведет годичный цикл измерений.

Исполнитель предоставит два отчета: один — по ветропотециалу, а второй — энергетический отчет с конкретным предложением по размещению на площадке и использования на площадке определенного вида ветрогенераторов конкретной единичной мощности.

Важную часть в докладе составит размещение ветрогенераторов, оно будет зависеть от собранных данных. К примеру, если ветер преимущественно дует в юго-западном направлении, то нельзя при таком условии ставить «ветряки» друг за другом на малом расстоянии потому что они будут друг друга затенять.

Пока невозможно определить, сколько ветрогенераторов разместиться на каждой площадке. Все зависит от типа «ветряков». «Если это будут 2 МВт ветряки — это на одну площадку, то получается 50 „ветряков» должно быть. Если это будут четырехмегаваттного класса машины, то это 25 машин. Это уже зависит от конкретной модели „ветряков», которые будут использованы. А это мы сможем узнать только через год.

Рассмотри энергию солнца:

Солнечная энергетика - направление альтернативной энергетики, основанное на непосредственном использовании солнечного излучения для получения энергии в каком-либо виде.

Солнечный ветер – непрерывный поток ионизированных частиц, который исходит из короны солнца, выбрасываясь во всех направлениях Солнечной системы до гелиоцентрических расстояний и обтекая магнитосферу Земли. Потоки солнечного ветра по большей части

ГБОУ ВО АГНИ

состоят из протонов, электронов и ядер гелия. Минимальный показатель скорости потока частиц, насыщенных ионами - 300 км/с, максимальный - 1200 км/с.

Ученые выделяют два вида солнечного ветра по скорости: умеренный и возмущенный. Умеренные потоки классифицируются, как быстрые и медленные. Первые вблизи Земли достигают скорости равной 600-800 км/с, вторые - около 400 км/с. Возмущенные потоки являются проявлением выбросов вещества короны звезды. В ходе наблюдения за ними было выявлено, что примерно половина из них сопровождается идущей перед ними ударной волной[5].

Одним из направлений использования солнечного ветра полёты на электрическом парусе - разновидности космического паруса.

Электрический парус — вид двигателя для космического аппарата, использующий в качестве источника тяги импульс ионов солнечного ветра.

Электрический парус состоит из ряда длинных и тонких тросов, которые имеют высокий положительный потенциал, и бортовой электронной пушки. Электронная пушка создает луч электронов, направленный против движения космического корабля, из-за чего тросы приобретают положительный заряд.

Положительно заряженные тросы отталкивают ионы солнечного ветра, что, в свою очередь, приводит к передаче импульса от ионов к парусу и, как следствие, разгону корабля. Такой парус сможет ускоряться от заряженных частиц не только Солнца, но и от любой другой звезды в случае достаточно близкого приближения к ней [6].

Первым спутником, использующим электрический парус, стал эстонский спутник ESTCube-1. Тросы, выпускаемые спутником, сделаны из алюминия и имеют длину 15 метров. Вывод спутника в космос был осуществлен 7.05.13 г. Из-за механической неполадки эксперимент успехом не увенчался, и в феврале 2015-го проект пришлось свернуть — в связи с полной разрядкой аккумуляторов устройства. В 2018 году планируется запуск ESTCube-2 [7].

Другой способ использования солнечного ветра - космические электростанции Дайсона-Харропа - был предложен коллективом исследователей Вашингтонского университета.

Принцип работы электростанции следующий: на длинный металлический стержень, направленный на Солнце, подается напряжение для генерации магнитного поля, которое будет притягивать электроны. На другом конце располагается ловушка электронов, состоящая из паруса и приемника (рисунок). По расчетам спутник с 300-метровым стержнем, толщиной 1 см и 10-метровой ловушкой, на орбите Земли сможет «собирать» до 1,7 МВт. Этого достаточно для обеспечения энергией примерно 1000 частных домов [8].

ГБОУ ВО АГНИ

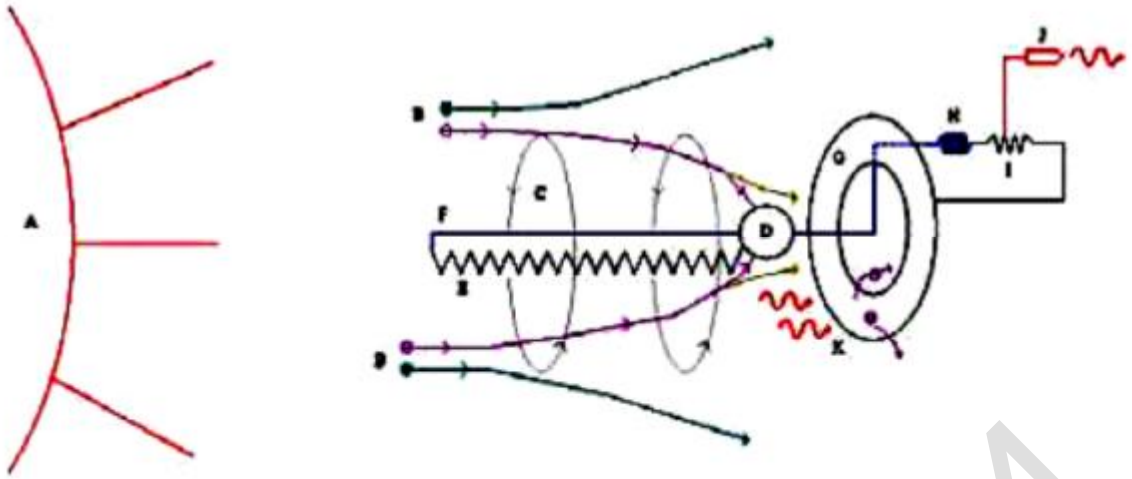


Рисунок 3 - Спутник Дайсона-Харропа

Основной трудностью, с которой сталкивается реализация такой космической солнечной электростанции, является передача собранной энергии на расстояние в несколько миллионов километров. Для передачи энергии на Землю предполагается использовать мощнейший инфракрасный лазер, луч которого достигнет поверхности Земли. Но, принимая во внимание очень дальнее расстояние, луч самого сфокусированного лазера превратится в достаточно большое пятно и рассеется, потеряв при этом значительную часть энергии. Кроме этого, нельзя исключать многие опасности от возможных сбоев системы. С другой стороны, энергия требуется и в самом космосе, и небольшие спутники Дайсона-Харропа вполне могут стать ее основным источником, заменив солнечные батареи и ядерные реакторы [8].

ЛИТЕРАТУРА

1. Электростанции ветряные: планирование и типы ветряных электростанций [Электронный ресурс]. - URL: https://businessman.ru/newelektrostancii-vetryanye-planirovanie-i-tipy-vetryanyx-elektrostancij (дата обращения: 15.09.2018).

2. Ветрогенератор. [Электронный ресурс]. - URL: https://dic.academic.ru/ (дата обращения: 15.09.2018).

3. Энергетика: история, настоящее и будущее. В 4 т. Т. I . От огня и воды к электричеству / В.И. Бондаренко [и др.]; науч. ред. И.Н. Карп [и др.]. — Киев: [б. и.], 2005. — 304 с.

4. Ветроэнергетика [Электронный ресурс] // Портал Alter220. - URL: https://alter220.ru/veter/vetroenergetika.html (дата обращения: 15.09.2018).

5. Солнечный ветер [Электронный ресурс] // Астроазбука. - URL: http://astro-azbuka.ru/index.php?id=225 (дата обращения: 15.09.2018).

6. Ализар А. Электрический парус НАСА: первая проверка концепции [Электронный ресурс] // Geektimes. - URL: https://geektimes.ru/post/274306/ (дата обращения: 5.09.2018).

ГБОУ ВО АГНИ

7. Улетели навсегда [Электронный ресурс] // Lents.ru. - URL: https://news.rambler.ru/world/36723660/?utm_content=rnews&utm_medium=read_more&utm_source=copylink (дата обращения: 15.09.2018).
8. Гаранжа А. Солнечный ветер может стать заменой всех остальных видов энергии [Электронный ресурс] // 3DNews Daily Digest. - URL: https://3dnews.ru/599196 (дата обращения: 15.09.2018).

УДК 330.4:622.24

ОСОБЕННОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

FEATURES AND ECONOMIC FEATURES OF USING ALTERNATIVE ENERGY SOURCES

Р.И. Мазитов, Л.Р. Шаяхметова, С.Б. Жукова
(Renat I. Mazitov, Lilia R. Shayakhmetova, Sophia B. Zhukova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Аннотация: в статье анализируются виды альтернативных источников энергии, их роль в современной экономики, преимущества и недостатки, а также роль нефти относительно использования альтернативных источников энергии

Abstract: the article analyzes the types of alternative energy sources, their role in the modern economy, the advantages and disadvantages, as well as the role of oil regarding the use of alternative energy sources

Ключевые слова: *альтернативные источники, энергия, экономика, нефть.*

Key words*: alternative sources, energy, economics, oil.*

Ученые предупреждают о возможном исчерпании известных и доступных для использования запасов нефти и газа, об истощении других важнейших ресурсов: железной и медной руды, никеля, марганца, алюминия, хрома и т.д. За 40 лет после второй мировой войны было использовано столько минерального сырья, сколько за всю предыдущую историю человечества. Конечно, о полном (или абсолютном) исчерпании ресурсов говорить еще рано (по мере расширения поисковых работ достоверные запасы отдельных ресурсов даже возросли), но это слабое утешение.

Сегодня энергетика мира базируется на невозобновляемых источниках энергии. В качестве главных энергоносителей выступают нефть, газ и уголь. Но как бы не была актуальна нефть, в условиях выработанности месторождений, а также в связи с увеличением цены на

ГБОУ ВО АГНИ

нефть, возросла актуальность разработки альтернативных источников энергии. Интенсивная разработка началась в тот период, когда цена нефти стала превышать 25 долларов за баррель, и вначале 2000-х стала превышать 30 долларов за баррель. Недостаток эффективности внедрения альтернативных источников энергии был связан, в основном, с высокими затратами и низким КПД по сравнению с углеводородными источниками.

Ближайшие перспективы развития энергетики связаны с поисками лучшего соотношения энергоносителей и, прежде всего с тем, чтобы попытаться уменьшить долю жидкого топлива. Но можно сказать, что человечество уже сегодня вступило в переходный период - от энергетики, базирующейся на органических природных ресурсах, которые ограничены к энергетике на практически неисчерпаемой основе.

Большие надежды в мире возлагаются на так называемые альтернативные источники энергии, преимущество которых заключается в их возобновимости, и что это экологически чистые источники энергии.

Альтернативная энергия - это любой источник энергии, альтернативный ископаемому топливу. Эти альтернативы предназначены для решения проблем, связанных с ископаемым топливом, таким как его высокие выбросы углекислого газа, что является важным фактором глобального потепления. Морская энергия, гидроэлектростанция, энергия ветра, геотермальная и солнечная энергия являются альтернативными источниками энергии.

Природа того, что представляет собой альтернативный источник энергии, со временем значительно изменилась, как и противоречия в отношении использования энергии. Из-за разнообразия энергетических выборов и различных целей их сторонников определение некоторых типов энергии как «альтернативных» считается очень спорным.

Существующие различные виды альтернативной энергии [1], например гидроэлектричество захватывает энергию от падающей воды; ядерная энергия использует ядерное деление для высвобождения энергии, запасенной в атомных связях тяжелых элементов; энергия ветра - это выработка электричества из ветра, обычно с использованием пропеллероподобных турбин; солнечная энергия - это использование энергии солнца; геотермальная энергия - это использование внутреннего тепла Земли для кипячения воды, для отопления зданий или выработки электроэнергии; биотопливо и этанол являются заменителями бензина для автомобилей; водород может быть использован в качестве носителя энергии, производимой различными технологиями, такими как крекинг углеводородов или электролиз воды.

Возобновляемая энергия генерируется из природных ресурсов, таких как солнечный свет, ветер, дождь, приливы и геотермальное тепло, которые являются возобновляемыми (естественным образом пополняемыми). При сравнении процессов производства энергии сохраняется несколько принципиальных различий между

ГБОУ ВО АГМУ

возобновляемой энергией и ископаемым топливом. Процесс добычи нефти, угля или природного газа является сложным и трудоемким процессом, требующим большого количества сложного оборудования, физических и химических процессов. С другой стороны, альтернативная энергия может широко производиться с использованием основного оборудования и естественных процессов. Ядерная энергия является альтернативой ископаемому топливу, которое не возобновляемо, как и ископаемое топливо.

На рисунке 1 продемонстрированы тенденции инвестиций стран-лидеров в данной области, а также во всем мире.

Как сектор экономики, инвестиционные возможности фондового рынка в альтернативной энергетике ограничены и доступны для широкой публики, которая может покупать акции компаний альтернативной энергетики на различных фондовых рынках с чрезвычайно волатильной прибылью. IPO SolarCity демонстрирует зарождающийся характер этого сектора - в течение нескольких недель он уже достиг второй по величине рыночной капитализации в секторе альтернативной энергетики [3].

Сегодня на рынке действуют множество компаний в сфере альтерантивной энергии, из них наиболее крупными являются Atlantica Yield PLC (капитал $2,051 млрд), Vestas Wind Systems ($13,197 млрд), First Solar ($5,133 млрд), ABB Ltd ($49,926 млрд). У данных компаний есть твёрдая репутация и большая история успешной деятельности [4].

В целом существует три подсегмента инвестиций в альтернативную энергию: солнечная энергия, энергия ветра и гибридные электромобили. Каждый из этих четырех сегментов включает в себя очень разные технологии и инвестиционные проблемы.

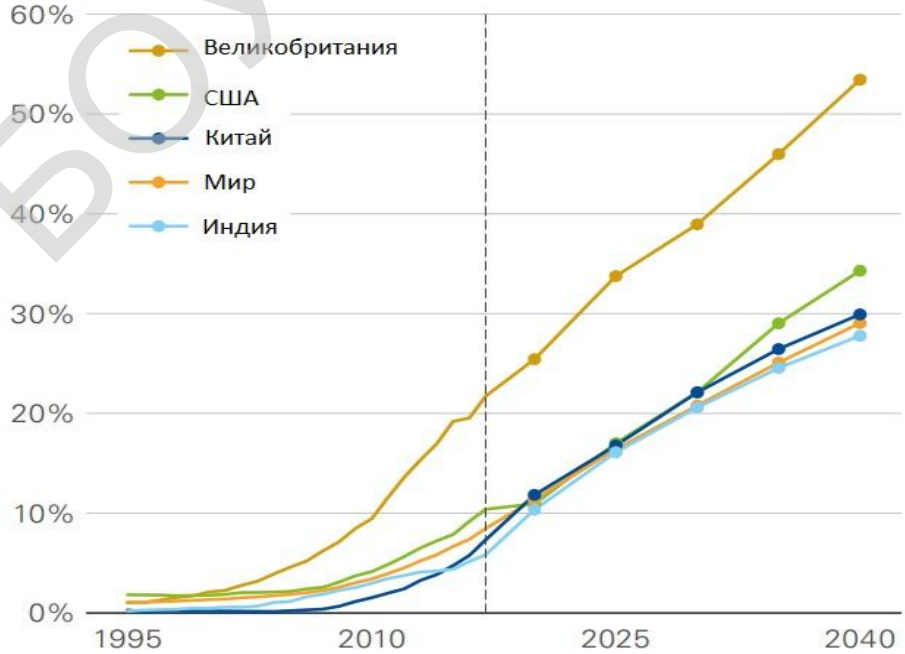


Рисунок 1 - Доля возобновляемой энергии в производстве электроэнергии по регионам [2]

ГБОУ ВО АГТИ

Ветроэнергетика используется более 100 лет, и ее базовая технология стабильна. Его экономика в значительной степени определяется спросом, ценами на сталь и композитным материалом, используемым для лезвий. Поскольку нынешние ветряные турбины часто превышают 100 метров, логистика и глобальная производственная платформа являются основными источниками конкурентного преимущества.

В связи с ростом цен на газ в 2008 году, когда средняя цена на галлон обычного неэтилированного газа в США выросла выше 4,00 долл. США за галлон, инвестиции в разработку транспортных средств с более высокой эффективностью использования топлива и альтернативных видов топлива для потребителей были устойчивыми. В ответ многие мелкие компании быстро увеличили исследования и разработки в отношении радикально различных способов питания потребительских автомобилей. Гибридные и аккумуляторные электромобили коммерчески доступны и завоевывают все большую популярность во всем мире. В 2010 году Nissan USA представила первый в мире серийный электромобиль NissanLeaf. ChevroletVolt с подключаемым гибридным автомобилем также выпускается с использованием электродвигателя для привода колес и небольшого четырехцилиндрового двигателя для выработки дополнительной электроэнергии [5].

Учитывая экологические проблемы (например, миграция рыб, разрушение чувствительных водных экосистем и т.д.) в отношении строительства новых плотин для сбора гидроэлектроэнергии, дальнейшее расширение традиционной гидроэнергетики в Соединенных Штатах маловероятно. Ветроэнергетика, если ее использовать в больших масштабах, необходимых для замещения ископаемой энергии, может столкнуться с общественным сопротивлением. Если бы 100% спроса на энергию в стране обеспечивалось ветровой энергией, около 80 миллионов гектаров (т.е. более 40% всех имеющихся сельскохозяйственных угодий в Соединенных Штатах) пришлось бы покрывать ветряными турбинами. Поэтому неудивительно, что основное воздействие энергии ветра на окружающую среду связано с землепользованием и в меньшей степени со смертностью диких животных (птиц, летучих мышей и т.д.). Если только ветряные турбины в отдаленных местах производят только относительно небольшую долю электроэнергии, маловероятно, что население будет терпимо относиться к большим ветровым установкам, учитывая озабоченность по поводу шума и эстетики лопастей.

Биотопливо отличается от ископаемого топлива в отношении чистых парниковых газов, но похоже на ископаемое топливо тем, что оно способствует загрязнению воздуха. При сжигании образуются частицы углерода в воздухе, окись углерода и закиси азота.

ГБОУ ВО АГМА

Преимуществом водородной энергетикой является экологическая чистота, высокий КПД, достигающий 50…70 %, бесшумность, модульная конструкция. К недостаткам относится высокая цена, малый срок службы, низкая надежность [6].

Как видим по рисунку 2, наибольшую долю ВИЭ сегодня занимает ветряная, на втором месте солнечная, на третьем – биомасса. Однако к 2040 году солнечная будет сопоставима с ветряной энергией.

Возобновляемые альтернативные формы энергии столкнулись с противодействием со стороны нескольких групп, в том числе консерваторов и либералов. Около двенадцати штатов приняли предложения, написанные для предотвращения движения альтернативной энергии. Законодатели Канзаса отклонили законопроект о поэтапном отказе от мандатов на использование возобновляемых источников энергии, но столкнулись с возможностью его повторного появления.

Оппозиция ссылается на потенциально высокую стоимость разветвления этих альтернатив, чтобы поддержать продолжение и зависимость от ископаемого топлива. Мандат Огайо по внедрению альтернативной энергетики сталкивается с оппозицией, которая считает, что это приведет к повышению цен на электроэнергию, в то время как сторонники опасаются потери экономического развития и создания рабочих мест, которые может принести альтернативная энергия.

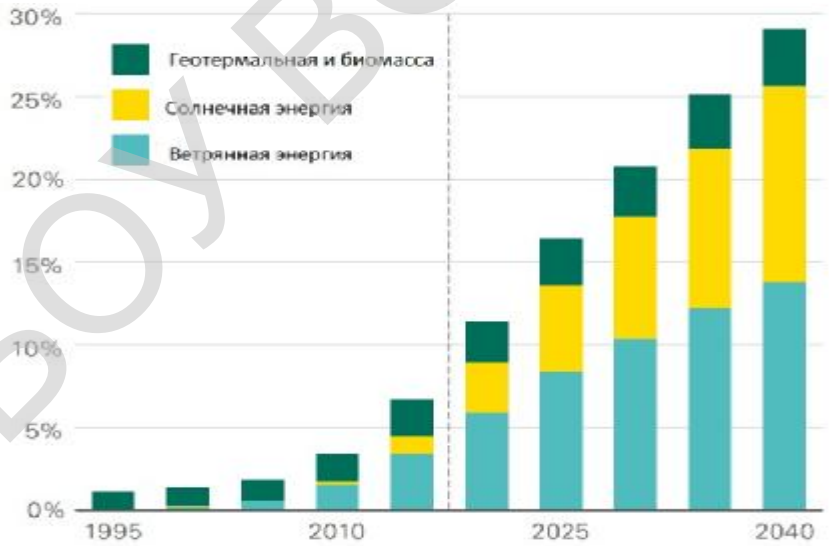


Рисунок 2 - Доля возобновляемых источников энергии в производстве по источникам [2]

Отдельно стоит уделить внимание нефти, которая уникальным образом сочетает в себе множество преимуществ. Все современные технологии заточены под углеводородное топливо. Вся инфраструктура, развивающаяся уже более века, также ориентирована на нефть. В то же время какие-то отдельные преимущества альтернативных источников энергии при рассмотрении их в более широком контексте сразу

ГБОУ ВО АГНИ

начинают проигрывать традиционной нефти и получаемым из нее нефтепродуктам.

Вместе с тем, как мы знаем, нефть относится к невозобновляемым источникам энергии. О пике добычи нефти разговоры ведутся уже не одно десятилетие, и как бы мы ни были оптимистично настроены, пик когда-нибудь наступит, после чего последует спад добычи. При этом потребление энергии (в том числе нефти) и соответственно спрос на нее будет только расти. Это связано как с увеличением численности населения (к 2030 году нас будет уже 9 млрд. человек), так и с повышением уровня жизни (а это неизменно сопровождается повышением потребления энергии).

Альтернативные (возобновляемые) источники энергии нужны и, несомненно, важны. Но представление о том, что они могут полностью заменить собой углеводороды, не соответствует истинному положению вещей. Определенно они будут совершенствоваться и постепенно расширять свою нишу в будущем энергобалансе. Но и без нефти в современном мире никак не обойтись. Однако в будущем альтернативные источники энергии действительно займут место, которое сегодня занимает нефть. И экономика стран уже будет ориентироваться не на ее цену, а что-то более значимое и долговечное. Таким образом, использование альтернативных источников энергии, несмотря на все сопутствующие проблемы, является приоритетным направлением развития экономик каждой из стран.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нетрадиционная энергетика / С.В. Алексеенко // Большая российская энциклопедия: [в 35 т.]; гл. ред. Ю.С. Осипов. — М.: Большая российская энциклопедия, 2017.

2. BP Energy Outlook [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf.

3. Официальный сайт SolarCity [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.tesla.com/solarpanels?energy_redirect=true.

4. Крупные компании в сфере альтернативной энергетики [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://invlab.ru/investicii/investicii-v-alternativnuyu-energetiku/.

5. Первый электромобиль Nissan Leaf. Chevrolet Volt [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://mobilecar.com.ua/news/obzor-electromobile-chevrolet-volt/.

6. Котеленко С.В., Рябов А.С. Преимущества и недостатки нетрадиционной энергетики // Известия ТулГУ. Технические науки. - 2018. - №12. - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/preimuschestva-i-nedostatki-netraditsionnoy-energetiki).

7. Современное состояние и роль возобновляемых источников энергии в мировом народном хозяйстве / Мифтахова Д.Ф., Краснова

ГБОУ ВО АГМУ

Л.Н. // В сборнике: Современные тенденции и инновации в науке и производстве. Сборник материалов VIII международной научно-практической конференции. Ответственный редактор Гвоздкова Татьяна Николаевна. - 2019. - С. 273.1-273.

УДК 338.45

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ

SIMULATION MODELING OF INVESTMENT PROJECT RISKS IN OIL PRODUCTION

А.Р. Махмутшина, Ч.С. Закирова
(Angelina R. Makhmutshina, Chulpan S. Zakirova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В данной статье представлено практическое применение имитационного моделирования методом Монте-Карло. Рассматривается два сценария реализации проекта – с учетом и без учета проведения сейсморазведочных работ. Моделируются риски и оценивается ценность информации методом VOI (value of information).

This article presents the practical application of Monte Carlo simulation. Two scenarios of the project implementation are considered – taking into account and without seismic exploration. Modeled risks and assessed the value of the information VOI method.

Ключевые слова: *риски, имитационное моделирование, метод Монте-Карло, инвестиционный проект по добыче нефти, оценка ценности информации.*

Key words*: risks, simulation modeling, Monte Carlo method, oil production investment project, value of information.*

Инвестиционные проекты, связанные с освоением запасов углеводородного сырья, характеризуются повышенной степенью риска, что вызывает необходимость поиска современных инструментов их выявления. Поэтому целью данного исследования является практическое применение имитационного моделирования методом Монте-Карло для идентификации и оценки рисков инвестиционных проектов по добыче нефти. Практическое применение было реализовано на примере проекта по разработке Архангельского месторождения в НГДУ «Ямашнефть» через программу Palisade (@RISK и TopRank).

Рассматриваемое в работе Архангельское месторождение находится на третьей стадии разработки, характеризуется значительной

ГБОУ ВО АГНИ

степенью обводненности. С учетом имеющихся на месторождении остаточных запасов, разработана долгосрочная программа разработки месторождения, которая предусматривает проведение мероприятий по бурению уплотненной сеткой и проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В статье рассматриваются два альтернативных сценария: пробурить скважины без знаний направления трещин, либо потратить дополнительные 141,4 млн руб. на сейсморазведочные работы. Данная информация позволит пробурить скважины таким образом, чтобы снизить риск быстрой обводненности, увеличить дебит и снизить коэффициенты падения. Однако для того, чтобы принять рациональное решение, необходимо провести имитационное моделирование и оценить ценность информации методом VOI.

В рамках проекта, на Архангельском месторождении до 2021 года планируется бурение 206 скважин малого диаметра по уплотненной сетке. Ожидаемый первоначальный дебит одной скважины составляет – 1,9 тонн в сутки, первоначальный коэффициент падения – 0,85 д. ед. Стоит отметить, что показатели эксплуатации скважины приняты с учетом бурения скважин без вскрытия естественных трещин пласта-коллектора. Так же запланировано проведение таких ГТМ, как методы увеличение нефтеотдачи (МУН), капитальный ремонт скважин (КРС), ввод скважин и одновременно-раздельная эксплуатация и закачка (ОРЭиЗ).

Был проведен расчет инвестиционного проекта в базовом варианте. Величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД) уже на пятый год положительная и составляет 133,8 млн руб. Итоговый ЧДД составит более 1 млрд руб. (1002,3 млн руб.). Накопленная добыча нефти месторождения с учетом реализованных мероприятий – 827,6 тыс. тонн.

Для имитационного моделирования в качестве риск-переменных (риск-вводов) выступают исходные геологические, технологические и экономические параметры, определяющие условия его реализации. Определение переменных является самостоятельным этапом риск-анализа. Стоит отметить, что число возможных сценариев равняется 10000 имитаций. Переменные взяты с учетом отклонения в 10%. Так, с учетом отклонения риск переменных ЧДД будет лежать в диапазоне от 148 млн до 2 млрд руб. (рисунок 1).

ПГОУ ВО АГТИ

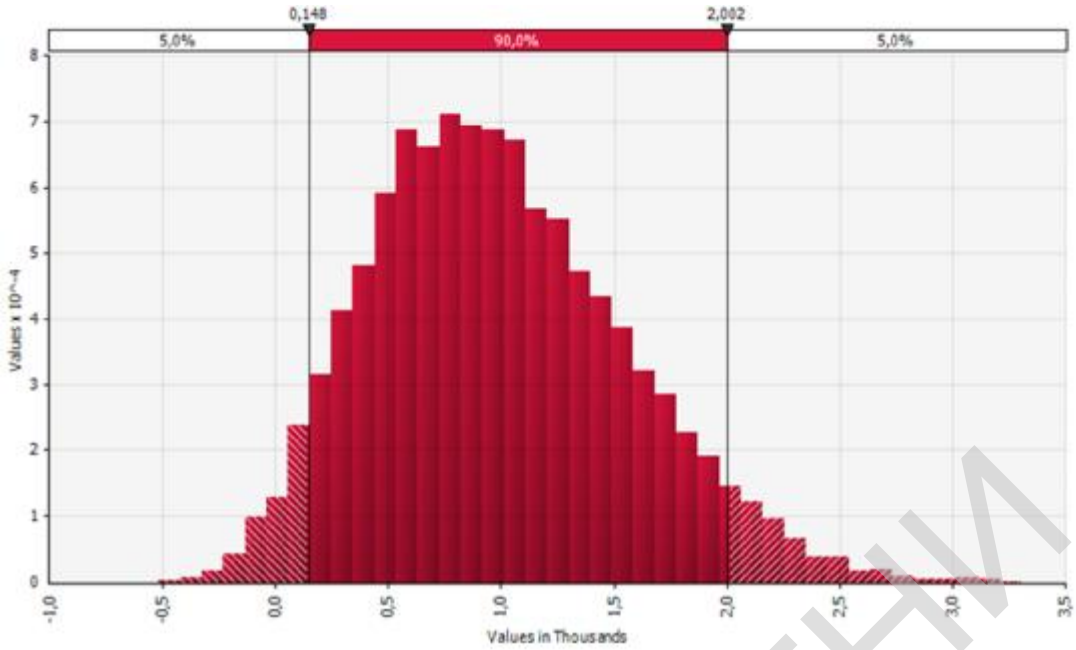


Рисунок 1 – Результаты имитационного моделирования рисков при расчете ЧДД, млрд руб.

Показатели добычи с учетом рисков изменяются от 631 тыс. до 1 млн тонн. Срок окупаемости от 4,9 до 6,5 лет.

Корреляционный анализ – один из этапов имитационного моделирования показывающий степень тесноты связи между переменными. На ЧДД в базовом варианте влияют как технологические, так и экономические факторы (рисунок 2). Например, между ценой нефти и ЧДД существует прямая тесная связь, так как коэффициент корреляции равен 0,4. Отклонения цены нефти на 10% могут изменять ЧДД от 347 млн до 1,5 млрд руб. Аналогично проведен анализ влияния риск-переменных на объем добычи. Под влиянием коэффициента падения добыча может колебаться от 567 до 1281 тыс. тонн. Такой разброс обусловлен тесной связью, так как коэффициент корреляции равен 0,94.

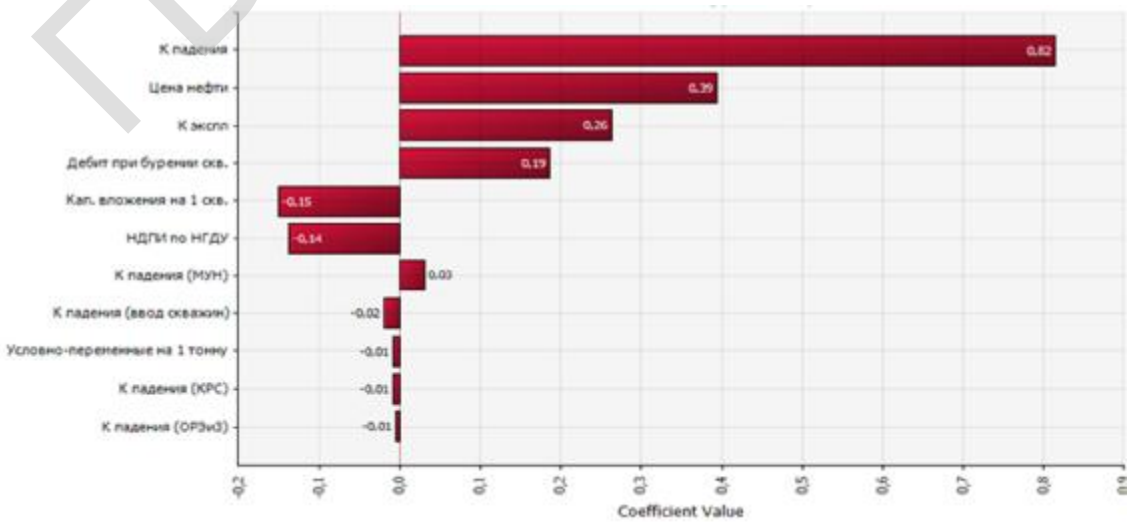


Рисунок 2 – Коэффициенты корреляции между риск-переменными и ЧДД

ГБОУ ВО АГНИ

Таким образом, был рассчитан базовый вариант инвестиционного проекта по добыче нефти. Рассматриваемые в работе мероприятия проводятся на Башкирском ярусе, который характеризуется высокой неоднородностью, развитием густой сети трещин. Одним из осложняющих факторов наряду с геологическим строением является высокая вязкость нефти. Также за период разработки башкирского яруса наблюдается снижение пластового давления с 7,8 МПа до 3,0 Мпа.

Было выявлено, что проект обладает большей чувствительностью к геологическим параметрам. И для уточнения исходных данных с целью минимизации рисков необходимо проведение сейсморазведочных работ. Поэтому данные мероприятия помогут снизить риск быстрой обводненности путем определения преимущественного направления трещиноватости, увеличить среднесуточный дебит до 2,2 тонн в сутки и снизить коэффициент падения до 9%. При этом, сейсморазведочные работы оказывают влияние на успешность бурения, остальные данные остаются без изменений.

В результате объем добычи увеличивается до 1329,9 тыс. тонн. Уже на четвертый год инвестиционный проект окупается и достигает 3,1 млн руб. За весь срок реализации проекта значение ЧДД равно 2716 млн руб.

После проведения 3D-сейсмики добавляется новая риск-переменная – доля площади трещинной системы. В результате изменения первоначального дебита и коэффициента падения при бурении, добыча нефти может колебаться от 922 тыс. до 2 млн тонн. ЧДД изменяется от 1 до 5 млрд руб.

На добычу нефти и ЧДД влияет такой фактор, как плотность вероятности вскрытия трещиной системы. Трещины оказывают значительное влияние, так как объем добычи под их воздействием может колебаться от 1067 до 1686 тыс. тонн, а ЧДД примерно от 2 млрд до 4 млрд руб. Риск изменения коэффициент падения может привести к падению добычи до 808 тыс., либо к ее увеличению до 2,5 млн. тонн (рисунок 3).

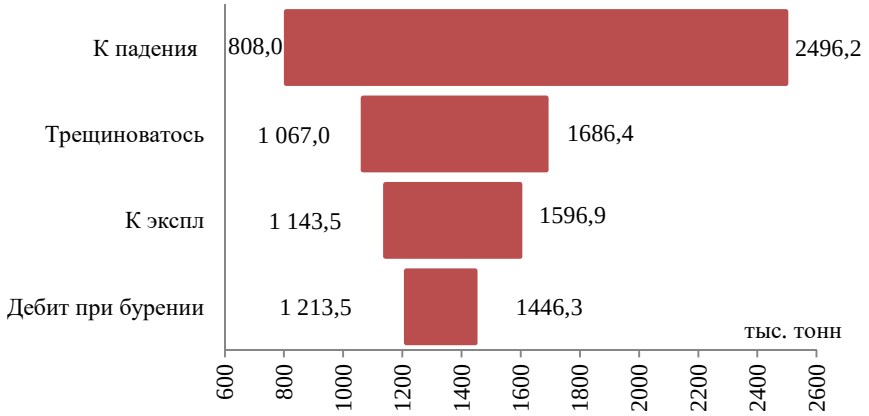


Рисунок 3 – Диаграмма «Торнадо» с рисковыми переменными для добычи нефти, тыс. тонн

В настоящее время нефтяные компании, сталкиваясь с неопределенностью строения продуктивных объектов и задаются вопросом, что будет являться лучшим сценарием: начать разработку месторождения, не снижая рисков на этапе разведочных работ, либо получить дополнительную информацию, которая позволит уменьшить риски всего проекта [1, с. 40]. В данной работе рассмотрена методика определения ценности сейсмических данных, известная как оценка ценности информации (VOI). Следовательно, затраты на сейсморазведочные работы окупились и принесли дополнительный эффект – свыше 1700 млн руб. (рисунок 4).

Сопоставление показателей свидетельствует о том, что второй сценарий является более успешным. Так, выросли значения добычи нефти, ЧДД, ИДДЗ. Срок окупаемости снизился на 8 месяцев. Таким образом, годовая добыча нефти после проведения сейсморазведочных работ увеличится до 1330 тыс. тонн, при этом с учетом сейсморазведки добыча имеет больший потенциал (рисунок 5).

В результате произведенных расчетов, было выявлено, что инвестиционный проект по добыче нефти с учетом сейсморазведочных работ оказался более выгодным и менее рисковым. Корреляционный анализ показал, что трещины обладают значительным влиянием не только на объем добычи, но и на ЧДД и соответственно остальные параметры. То есть полученные знания о преимущественном направлении трещиноватости позволяют снизить риск обводненности скважин, соответственно снизить коэффициент падения добычи нефти и увеличить дебит скважин при бурении. Таким образом, имитационное моделирование является важным инструментом оценки и идентификации рисков.

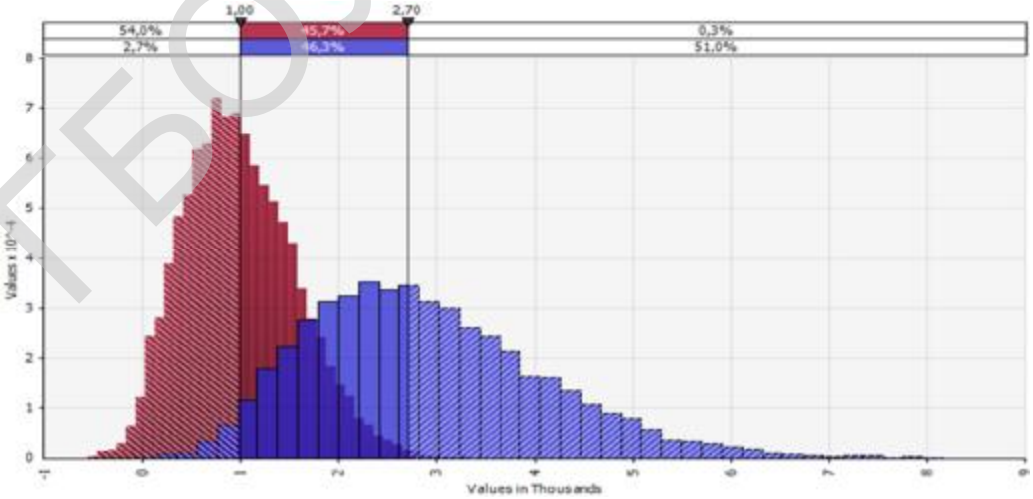


Рисунок 4 – Сопоставление ЧДД до и после проведения сейсморазведочных работ, млрд руб.

ГБОУ ВО АГНИ

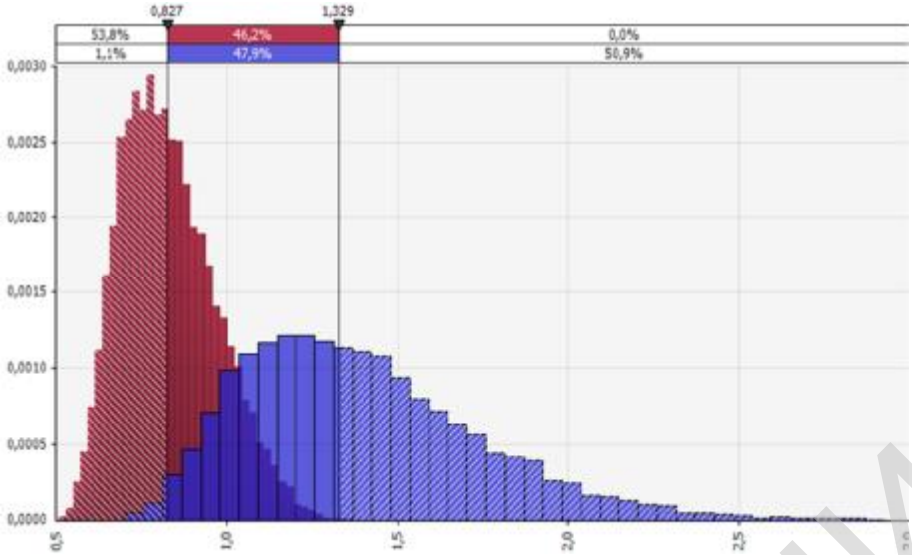


Рисунок 5 – Сопоставление объема добычи до и после проведения сейсморазведочных работ, тыс. тонн

ЛИТЕРАТУРА

1. Ситников А.Н. Оценка эффективности подхода «ценности информации» к анализу сейсмических данных для снижения рисков при бурении / Ситников А.Н., Буторин А.В., Тимошенко Г.М., Вашевник А.М. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №12. – С. 40-43.

2. Комплексный анализ и прогнозирование показателей финансово-хозяйственной деятельности нефтегазодобывающих предприятий с использованием экономико-математических методов и моделей для ОАО «Татнефть» / Краснова Л.Н., Каптелинина Е.А., Закирова Ч.С., Фатхутдинова О.А. // Отчет о НИР № 0002/11/201 от 01.01.2013 (ОАО «Татнефть»).

УДК 338

РАЗВИТИЕ ТАНКЕРНОГО ФЛОТА ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

DEVELOPMENT OF TANKER FLEET FOR LIQUEFIED NATURAL GAS TRANSPORTATION

В.В. Митлярова, Л.В. Пападмитриева
(Valeria V. Mitlerova, L.V. Papadimitriou)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
(Gubkin Russian State University of Oil and Gas)

В работе рассмотрены причины изменения конструкций судов для перевозки сжиженного природного газа, выявлены мировые лидеры-производители по производству танкеров, проанализирована классификация деления мировых танкерных судов в зависимости от времени, типа двигателя, мощности танкеров от времени и

ГБОУ ВО АГНИ

пропорциональность мощности двигателя от стран и компаний-строителей, выявлены критерии и требования для перевозки сжиженного природного газа в условиях различных транспортных маршрутов, а также произведён сравнительный анализ критериев для основных газопринимающих терминалов.

The paper discusses causes of changes in the construction of vessels for transportation of liquefied natural gas, identified world leaders-producers for the production of tankers, analyzes the classification division of the world's tanker vessels, depending on time, engine type, capacity of tankers over time and the proportion of engine power from the countries and the companies-builders, the identified criteria and requirements for the carriage of liquefied natural gas in different transport routes, as well as comparative analysis of criteria for major regasification terminals.

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, СПГ, shipping, стоимость фрахта судна, танкеры.*

Key words: *liquefied natural gas, LNG, shipping, ship freight cost, tankers, LNG fleet.*

На сегодняшний день, одним из динамично развивающихся способов транспортировки является сжижение природного газа с дальнейшей перевозкой этого продукта (СПГ) танкерами-газовозами на дальние расстояния.

Исходя из анализа мирового газового рынка, развитие технологий производства СПГ и его морской транспортировки на удалённые расстояния будет только усиливать динамичность рынка, что вовлечёт в мировую торговлю новые страны, приведёт к усложнению системы распределения транспортно-логистических потоков и увеличению грузооборота (так согласно государственной стратегии РФ ожидается рост грузопотока по Северному морскому пути на 80 млн тонн), а также развитию новых контрактных схем и стратегий. Принимая во внимание невысокое количество перспективных проектов по строительству экспортных трубопроводов (таких как, например, «Сила Сибири» и «Северный Поток 2»), а также быстрорастущий спрос на природный газ и необходимость оперативного реагирования на этот спрос, можно сделать вывод, что к 2030 году доля сетевого газа в мировом энергобалансе будет существенно снижаться. Предпосылки для этих изменений зарождаются уже сейчас – вместе с развитием транспортировки СПГ посредством танкерного флота.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Прогноз развития энергетики мира и России на период до 2040 года / ИНЭИ – РАН — Аналитический центр при Правительстве РФ, 2013.*
2. *BP Statistical Review of World Energy 2018.*

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 331.1

КЛАССИФИКАЦИЯ ПОДХОДОВ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЛОЯЛЬНОСТИ ПЕРСОНАЛА

CLASSIFICATION OF APPROACHES TO DETERMINING STAFF LOYALTY

Э.Р. Мурзина
(Elvina R.Murzina)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассматриваются последовательные этапы разрешения проблемы лояльности; дана классификация определений лояльности отечественных и зарубежных ученых; предложено авторское определение понятия «лояльность персонала».

The article discusses the successive stages of resolving the loyalty problem; given classification of definitions of loyalty of domestic and foreign scientists; suggested copyright definition of the concept of «staff loyalty».

Ключевые слова: *Персонал организации, лояльность персонала, поведенческий и установочный подходы, эффективность деятельности организации.*

Key words: *Organization personnel, personnel loyalty, behavioral and installation approaches, organization activity efficiency.*

Управление людьми это основа эффективного управления любой организацией. На современном этапе развития экономики одним из важнейших направлений повышения ее эффективности является активизация человеческого фактора. Повышение прибыльности бизнеса требует адекватного изменения способов управления трудовыми ресурсами, с целью использования трудового и интеллектуального потенциала в нужном для общества, предприятия и человека направлении. Процесс управления экономикой и социальным развитием общества является предметом исследования социологии, психологии и менеджмента. Во второй половине XX века наметился синтез этих трех направлений в такой междисциплинарной науке как социология управления. Эта наука занялась изучением вопросов, связанных с управлением персонала организации, планированием работы с ним и управлением поведения сотрудников в ней. Организационная культура и поведение членов коллектива во многом зависит, а иногда и определяется их лояльностью к фирме, где они работают. Причем эта связь не является односторонней, она взаимозависима, т.к. лояльность организации к сотруднику обеспечивает ему нормальные условия труда и жизнедеятельности в коллективе, а лояльность сотрудника к организации повышает показатели экономической деятельности фирмы. Благодаря возникновению социологии управления открылась возможность исследования персонала организации как сложного

ГБОУ ВО АГНИ

многопланового явления в его различных аспектах.

Рассматривая истоки подходов к разрешению проблемы лояльности можно выделить следующие последовательные этапы.

1 этап. Исследования в начале XX века Г. Форда, Ф. Тейлора и др. открыли роль стимулирования и влияния организационных условий на производительность труда персонала и заинтересованность работников в материальном вознаграждении за результаты своего труда. В этих исследованиях проблема лояльности учитывается косвенно с предположением, что персонал лоялен к организации, если удовлетворен вознаграждением за труд.

2 этап. Развитие человеческих отношений, в которых лояльность рассматривается с точки зрения ответственности руководителей перед работниками. Влияние стимула на пробуждение потребностей, приводящих к возникновению мотива, достаточно полно было изучено психологической наукой, что привело к появлению теории иерархии потребностей А. Маслоу, а накопленный опыт менеджмента и исследования «человеческих отношений» в организациях, начало которым положил Э. Мэйо, послужили основой для возникновения прикладных теорий потребностей работников и формированию «содержательной» парадигмы в теории мотивации [1, с.85].

3 этап. Развитие теорий, послуживших источником идеи, что заинтересованный труд – основа лояльности персонала. Эта проблематика изучалась еще М. Вебером, затем К. Левиным, а в дальнейшем послужила предпосылкой формирования идеи заинтересованности работника не только в материальном вознаграждении за труд, но и в заинтересованном отношении работника к самому процессу труда.

4 этап. Публикации научных исследований, согласно которым существенную роль в оценке работником социальных условий, в которых он находится, оказывают влияние его внутри личностные особенности, т.е. лояльность рассматривается с точки зрения психологических особенностей сотрудников.

Выбор цели человеком – это результат оценки возможности реализации мотива в окружающих человека социальных условиях. Комплекс этих вопросов рассматривался в классической психологии А.Н. Леонтьевым и многими современными авторами на основе эмпирических исследований и практического опыта. Необходимо отметить, что в научной литературе наряду с термином «лояльность», используется и ряд других (понимаемых порой как синонимы): «приверженность», «преданность», «патриотизм». До сих пор единого понятийного поля и единства мнений относительно содержания понятия не существует.

Как в англоязычной, так и в русскоязычной научной литературе существует множество различных точек зрения на лояльность работников к организации. Определяя предметное поле, обозначим

ГБОУ ВО АГПИ

один из наиболее часто встречающихся взглядов на лояльность персонала – взгляд с точки зрения безопасности.

В соответствии с этим подходом сотрудники рассматриваются как потенциально нелояльные, и основные усилия руководства направлены на выявление и исключение предпосылок нелояльного поведения, под которым подразумевается сознательное нанесение ущерба организации.

Наибольшее внимание рассмотрению лояльности с этой точки зрения уделяет А. В. Ковров [2, с.48]. К числу «преступников», то есть сотрудников, наносящих ущерб организации, он относит предателей, рассматривающийся как «сознательно действующий в ущерб интересам своей организации» и профессионально непригодных работников, в действиях которых нет злого умысла. При этом основной акцент делается на рассмотрении потенциально опасных типов личности, а также на методах оценки надежности персонала, включая обследования на полиграфе, анализ информации от других сотрудников, проверочные испытания, контроль помещений и т.д.

Таким образом, лояльность персонала рассматривается как поведение сотрудника, предполагающее отсутствие ущерба организации. Необходимо отметить, что представленный взгляд на лояльность персонала отражает только одну составляющую определяемого понятия, связанную с областью профессиональных интересов служб безопасности.

Существенное внимание «неблагонадежности» уделяет К.В. Харский. При этом он говорит о лояльности уже не только с позиций возможного причинения вреда, но и потенциальной пользы, определяя лояльность как: «чувство преданности по отношению к чему-то конкретному»; «способность и готовность смириться с одними требованиями и глубоко принять другие»; «стремление сохранить свое рабочее место»; «желание сделать свою работу наилучшим образом»; «осознанное соблюдение принятых правил и соответствующая требовательность к другим», выражающееся в поведении определенного типа [3, с.204]. И. Г. Чумарин пишет, что лояльный сотрудник - это сотрудник, добровольно следующий законным правилам и процедурам организации. Мерой лояльности предлагается считать степень этой добровольности [4, с.26]. На основании проведенного опроса представителей кадрового менеджмента крупных российских компаний О. Батурина выделяет целый ряд взглядов на лояльность.

Лояльность с точки зрения сотрудников – это положительное или нейтральное отношение к компании. С точки зрения руководителей, лояльность – это преданность организации, выражающаяся в добросовестном выполнении всех поручений, а также в сложившихся в коллективе дружеских отношениях и присутствии командного духа. При этом преданным называется лишь тот сотрудник, которого невозможно переманить в другую компанию даже обещанием «золотых гор».

ГБОУ ВО АГПМ

Лояльный сотрудник остается с фирмой как можно дольше и видит ее преимущества при сравнении с другими компаниями. Под лояльностью понимается некая приверженность компании и желание разделять ее цели. Лояльность всегда основана на удовлетворенности сотрудников важными для них аспектами работы в компании.

ЛИТЕРАТУРА

1. Егоршин, А.П. Мотивация трудовой деятельности: учебное пособие / А.П. Егоршин. - Н. Новгород: НИМБ, 2013. – 320 с.

2. Ковров, А.В. Лояльность персонала / А.В. Ковров. - М.: Бератор, 2004. – 168 с.

3. Харский, К.В. Благонадежность и лояльность персонала / К.В. Харский. - «Питер», 2003. – 496 с.

4. Чумарин, И.Г. Люди и организации: деструктивное противодействие. // Люди и организации. Сборник тезисов Третьей Всероссийской конференции - СПб, ЗАО «ИМАТОН-М», 2000.

5. Мотивация при выборе работы как основа лояльности вашего персонала [Электронный ресурс]. - http://security.meganet.md/ motivation.htm/.

6. Доминяк, В.И. Организационная лояльность: модель реализации ожиданий работника от своей организации: дисс… канд. психол. наук: 19.00.05 / Доминяк Владислав Игоревич; Санкт-Петербургский государственный университет. - СПб., 2006. – 281 с.

УДК 338.45

ТЕНДЕНЦИИ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ: ОПЫТ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

TENDENCIES OF INNOVATIVE DEVELOPMENT OF ELECTRIC POWER ENGINEERING: EXPERIENCE IN OIL PRODUCTION

В.Р. Мухтеева, И.Н. Глазкова

(Viktoria R. Mukhteeva, Irina N. Glazkova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Электроэнергетика является базовой отраслью промышленности любой страны. Ее реформирование в России призвано решить существующие проблемы. В статье перечислены основные тенденции развития электроэнергетики РФ. Построить электроэнергетику будущего поможет концепция, основанная на интеллектуальных технологиях. Приведен пример реализации трансформации отрасли, который выявил ключевые условия для дальнейшего инновационного развития данной отрасли.

Power industry is the basic industry of any country. Its reform in Russia is designed

ГБОУ ВО АГНИ

to solve existing problems. The article lists the main trends in the development of the electric power industry of the Russian Federation. To build the electric power industry of the future, a concept based on intelligent technologies will help. An example of the transformation of the industry is presented, which revealed the key conditions for further innovative development of the industry.

Ключевые слова: *электроэнергетика, электробаланс, Единая электроэнергетическая система.*

Key words*: electric power industry, electric balance, Unified electric power system.*

На сегодняшний день эффективное использование энергии и переход на альтернативные виды топлива в электроэнергетике нарушают традиционно существовавшие ранее зависимости между экономическим ростом и энергоемкостью. Вследствие чего набирает обороты процесс инвестирования значительных частных средств в новые технологии, который можно рассматривать как начало движения к экологически чистому миру.

Электроэнергетика – единственная базовая отрасль экономики, без продукции и услуг которой сегодня не могут нормально существовать население и все секторы экономики России. Это отрасль особого рода: электроэнергию никаким другим видом энергии заменить нельзя. Здесь равно важны и сетевая составляющая, и производство электроэнергии.

Основой российской электроэнергетики является Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) – пространственная технико-технологическая система, создававшаяся десятилетиями, уникальная по своим параметрам и территории обслуживания. Размещение электростанций, их мощность, направление потоков электроэнергии, пропускная способность линий электропередачи определялись нерыночными принципами.

Росстат недавно опубликовал электробаланс РФ за 2018 год, который приведен в таблице 1 [2].

Таким образом, потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в 2018 году составило 1055,5 млрд кВт•ч – на 1,5 % больше объема потребления в 2017 году.

По данным исследования »Инвестиционные проекты в электроэнергетике, тепло- и водоснабжении РФ», подготовленного специалистами INFOLine, потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в 2018 году составило 1055,5 млрд кВт•ч – на 1,5 % больше объема потребления в 2017 году. Потребление электроэнергии в целом по России в 2018 году составило 1076,1 млрд кВт•ч, что на 1,6 % больше, чем в 2017 году. Выработка электроэнергии в России в 2018 году составила 1091,6 млрд кВт•ч – это на 1,7 % больше, чем в 2017 году.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 – Электробаланс 2018 года, млн. кВт-час

	Произведено электро энергии	Получено из-за преде-лов РФ	Потреблено электро-энергии всего	в том числе									Отпущено за преде-лы РФ
				добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха; водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	строительство	торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	транспортировка и хранение	деятельность в области информации и связи	другие виды экономиче-ской деяте-льности	городское и сельское население	потери в электро-сетях	
РФ	1115087,6	5131,9	1108134,0	585832,2	18797,7	12621,8	31901,2	90005,3	6278,0	100273,0	159305,3	103119,1	12085,5
РТ	27726,6	14262,3	30923,1	19676,5	737,4	315,3	721,9	1206,7	174,5	2328,9	3479,2	2282,7	11065,8

В структуре потребления электроэнергии отраслями экономики наибольшую долю занимает добыча полезных ископаемых, если посмотреть в динамики, она возрастает в Республике Татарстан за 2005-2018 года (рисунок 1).

ГБОУ ВО АГНИ

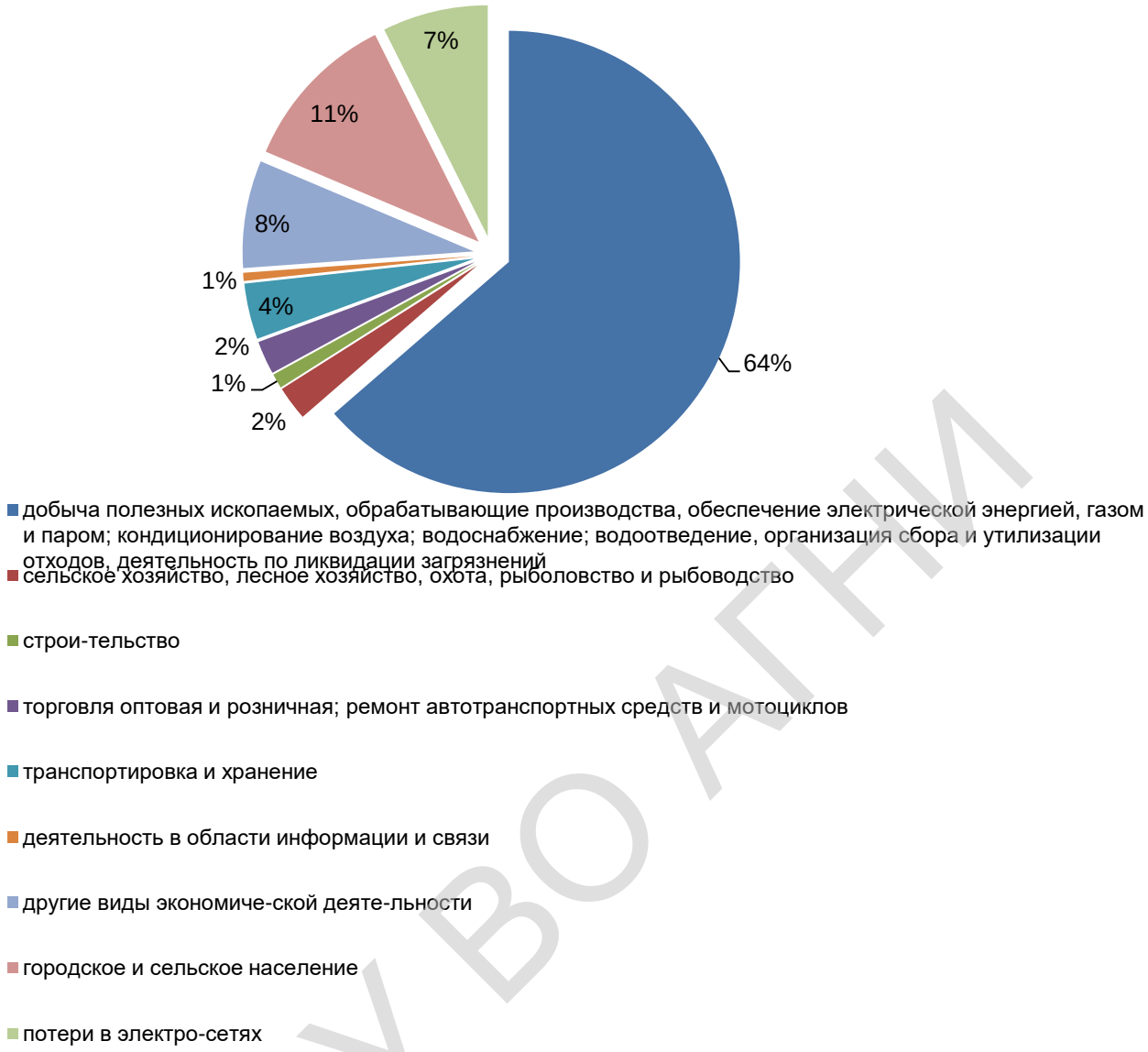


Рисунок 1 – Потребление электроэнергии отраслями экономики за 2018 год в РТ, %

В последние годы существенно меняется структура выработки электроэнергии – в ЕЭС России отмечается снижение доли ТЭС и рост производства электроэнергии на АЭС. В 2018 году атомные станции (филиалы «Росэнергоатома») выработали рекордное количество электрической энергии – 204,3 млрд кВт•ч, что на 0,7% больше, чем в 2017 году. По состоянию на начало 2019 года доля атомной генерации в общем энергобалансе составляет около 19% всего объема выработки электроэнергии в стране [3].

Если посмотреть в динамике за три года, то потребление электроэнергии данной отраслью в РТ растет и к концу 2018 года составляет 19676,5 млн. кВт-час. (рисунок 2) [2].

ГБОУ ВО АГНИ

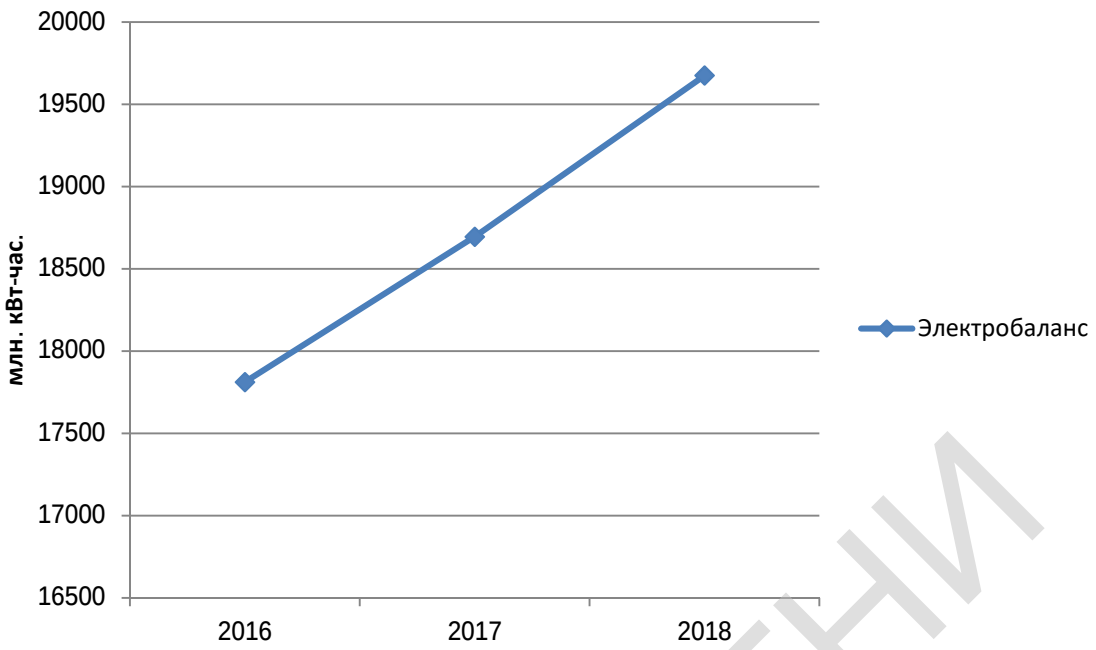


Рисунок 2 – Потребление электроэнергии за 2016-2018 гг. добывающей отраслью в РТ, %

Рост показателей в электроэнергетике в 2018 году означает, что появляются новые потребители и производства. Среди наиболее важных событий прошлого года, которые продолжат влияние в 2019 году:

1. Осуществление в 2018 году энергопусков двух новых энергоблоков АЭС – №1 Ленинградской АЭС-2 с инновационным реактором ВВЭР-1200 и №4 Ростовской АЭС. Это привело к снижению рыночных цен электроэнергии и, соответственно, к снижению финансовой нагрузки на потребителей на величину около 16 млрд рублей.

2. В январе 2019 года Правительство РФ одобрило программу модернизации ТЭС до 2031 года объемом до 41 ГВт. Программа позволяет в течение 10 лет привлечь 1,9 трлн рублей частных инвестиций в модернизацию ТЭС и суммарно модернизировать 41 ГВт мощностей по всей стране. Первые конкурсные отборы пройдут в апреле-мае на 11 ГВт с началом поставки мощности в 2022-2024 гг. Ежедневно получая выпуски »Тематических новостей: Электроэнергетика РФ», вы будете оперативно узнавать о самых последних изменениях в государственном регулировании отрасли и о проектах, реализуемых в рамках программ.

3. В январе 2019 года «РусГидро» определило проектные организации для разработки проектов строительства и модернизации пяти дальневосточных электростанций: Хабаровской ТЭЦ-4, Артемовской ТЭЦ-2, Якутской ГРЭС-2 (вторая очередь), Владивостокской ТЭЦ-2 и Комсомольской ТЭЦ-2. Обоснования инвестиций по проектам должны быть представлены проектными

ГБОУ ВО АГНИ

организациями в апреле 2019 года, проектирование должно завершиться к июню 2020 года.

4. В 2018 году специалисты «РусГидро» модернизировали 8 гидроагрегатов общей мощностью 659 МВт на семи российских гидроэлектростанциях. Всего в рамках программы комплексной модернизации «РусГидро» планируется замена 55% турбин, 42% генераторов и 61% трансформаторов.

5. Увеличение объёмов ввода в эксплуатацию возобновляемых источников энергии. В 2018 году было введено 370 МВт солнечных электростанций и ветроэлектростанций. «Т Плюс» до 2022 года планирует инвестировать в ВИЭ 8,5 млрд рублей. В ноябре 2018 года были запущены две солнечные электростанции в Оренбургской области стоимостью 10 млрд рублей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Будущее энергетики: новые тенденции развития. Перспективы трансформации нефтегазового сектора [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.pwc.ru/ru/oil-and-gas/publications/assets/new-energy-futures-final_rus.pdf.

2. Электробаланс 2005-2018 гг. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gks.ru.

3. Итоги 2018 года и перспективы развития электроэнергетики РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://marketing.rbc.ru/articles/10691/.

УДК 338.2

ВЫДЕЛЕНИЕ КЛЮЧЕВЫХ ЭТАПОВ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПЛАНИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

ALLOCATION OF KEY STAGES OF STRATEGIC PLANNING ON THE EXAMPLE OF PAO «TATNEFT»

С.М. Нурыйахметова, Р.Н. Мамедова
(S.M. Nuriyahmetova, R.N. Mamedova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Результативная реализация стратегии успешного развития предприятий, в первую очередь, зависит от грамотного процесса ее формирования. Такая стратегия должна задействовать все компоненты потенциала развития предприятия на основе их сбалансированного участия и следовать определенным этапам стратегического планирования.

Effective implementation of the strategy of successful development of enterprises, first of all, depends on the competent process of its formation. Such a strategy should

ГБОУ ВО АГНИ

involve all components of the enterprise development potential on the basis of their balanced participation and follow certain stages of strategic planning.

Ключевые слова: *стратегическое планирование, стратегия, этапы.*

Key words*: strategic planning, strategy, stages.*

Стратегическое планирование – это одна из основных функций управления, которая представлена процессом выбора целей предприятия и путей их достижения на протяжении всей его хозяйственной деятельности. Результативная реализация стратегии успешного развития предприятий, в первую очередь, зависит от грамотного процесса ее формирования. Такая стратегия должна задействовать все компоненты потенциала развития предприятия на основе их сбалансированного участия и следовать определенным этапам стратегического планирования.

На сегодняшний день ПАО «Татнефть» является одной из крупнейших нефтяных компаний в России, которая осуществляет свою деятельность в статусе вертикально интегрированной группы и предполагает своей основной стратегической целью удвоение стоимости к 2025 году. Анализ направлений стратегического развития ПАО «Татнефть» предлагается осуществлять в соответствии со схемой, представленной на рисунке 1.

Этап №1 заключается в тщательном анализе текущего финансового состояния компании. На сегодня ПАО «Татнефть» успешно выполняет все запланированные программы и сохраняет свой статус в группе лидеров российского топливно-энергетического комплекса.

На этапе №2 фиксируются и анализируются ключевые факторы внешней и внутренней бизнес – среды с использованием специализированного аналитического инструментария.

Проведение PEST – анализа позволяет выделить основные факторы, которые могут повлиять на стратегию компании, и спрогнозировать варианты развития компании. Проведем PEST-анализ ПАО «Татнефть», который представлен в таблице 1.

ГБОУ ВО АГНИ

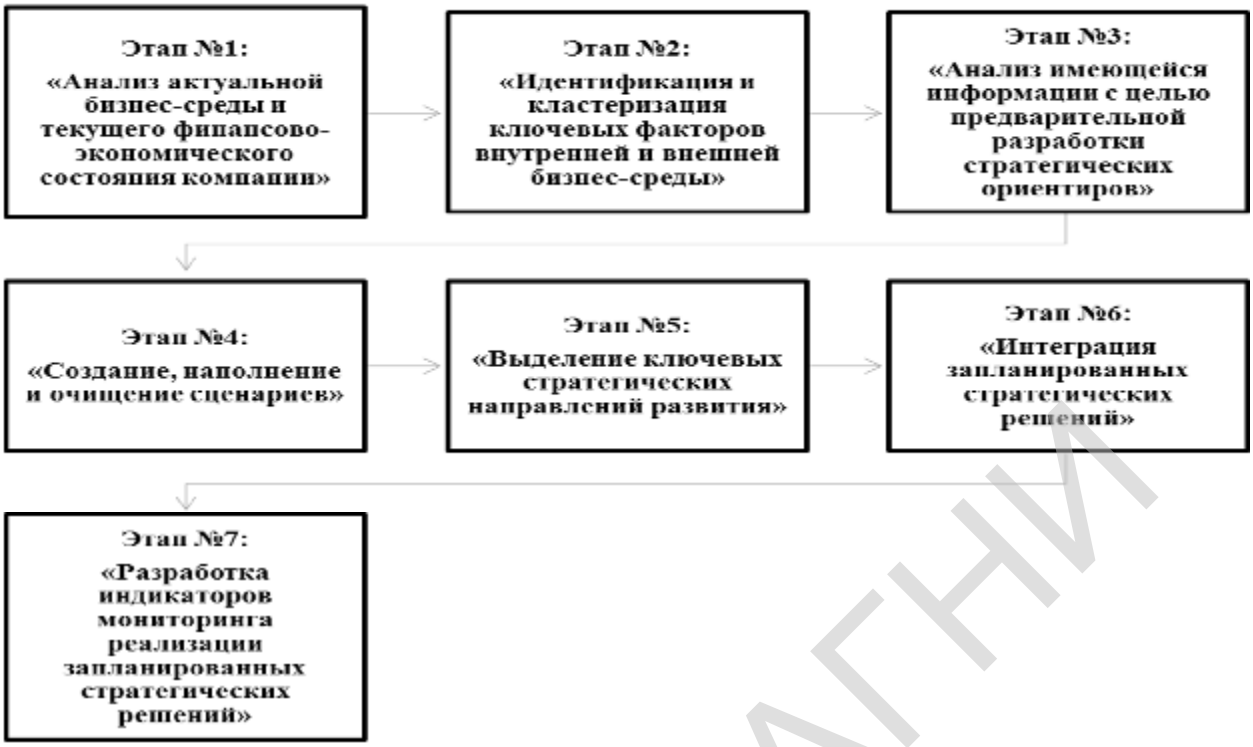


Рисунок 1 – Этапы реализации стратегического планирования

Основное отрицательное влияние на деятельности компании оказывают политические факторы, которые проявляются в нестабильной политической обстановке и, следовательно, увеличивают финансовые и имущественные риски, а также и экономические факторы – с ростом темпов инфляции увеличиваются также и издержки, и цены на выпускаемую продукцию.

Таблица 1 – «PEST - анализ ПАО «Татнефть»

Политические факторы	*Экономические факторы*
Несовершенная налоговая система, приводящая к установлению высоких цен на услуги и вымыванию оборотных средств предприятия; Государственное регулирование в отрасли; Нестабильность политической обстановки.	Рост инфляции; Рост налогов и пошлин; Изменения курсов валют.
Социальные факторы	*Технологические факторы*
Интерес населения к стабильному поставщику; Предпочтения конечных потребителей продукции; Соблюдение требований об охране окружающей среды.	Использование в практике новых технологий добычи и транспортировки; Ускорение темпов обновления производства.

ГБОУ ВО АГНИ

Проведение SWOT – анализа позволяет выделить потенциальные угрозы от внешних факторов и определить предполагаемые пути развития фирмы, кроме того позволяет установить связи меду данными составляющими. SWOT – анализ ПАО «Татнефть» приведен в таблице 2.

Таблица 2 – SWOT - анализ ПАО «Татнефть»

Сильные стороны	*Слабые стороны*
Известность компании на рынке, занимает весомую долю рынка Использование высокотехнологичного современного оборудования Финансовая стабильность Сравнительно низкие цены относительно своих конкурентов Инициативное руководство	Низкое качество ресурсной базы Невысокие темпы добычи нефти Большие затраты на производство Недостаточно широкий ассортимент продукции Средняя эффективность продаж
Возможности	*Угрозы*
Расширение сервисных проектов в России и за рубежом Разработка битумной нефти Сотрудничество с новыми организациями	Падение цен на нефть Утрата контроля над издержками

SWOT – анализ показал, что у компании больше сильных сторон и возможностей, чем слабых сторон, что вызвано рядом преимуществ компании, таких как возможность выхода компании на новые рынки, сравнительно низкие цены на продукцию и заслуженная репутация компании на мировом рынке.

На следующих трех этапах проводят сбор и анализ имеющейся информации и выделяют основные возможные варианты стратегий развития. Для компании ПАО «Татнефть» были выделены следующие стратегии:

Стратегия №1 «Сворачивание производственных инвестиционных программ развития и внешних социальных проектов», которая подразумевает частичное сворачивание производственных, инвестиционной и социальных программ, направленных на развитие компании, при условии сохранения стратегических проектов и обеспечения основных производственных программ.

Стратегия №2 «Поддержание производства на минимальном уровне».

Стратегия №3 «Сокращение низкоэффективного производства и приостановки начатых стратегических проектов», которая подразумевает под собой отказ от малоэффективных объемов добычи нефти и включает в себя остановку нерентабельных скважин.

Стратегия №4 «Ограничение внутренних социальных программ» включает различные факторы оптимизации на уровне корпоративного управления.

ГБОУ ВО АГМУ

Мониторинг ситуации по состоянию на январь 2019 года показал, что компании необходимо реализовать стратегию №3, а именно сокращение низкоэффективного производства и приостановка начатых стратегических проектов, которая подразумевает отказ от непроизводительных, неэффективных объемов добычи нефти, остановку нерентабельных скважин, а также низкорентабельных скважин.

Важнейшей составляющей деятельности компании «Татнефть» является совершенствование и разработка новых методов нефтедобычи. Развитие технологий, а также увеличение объемов и видов предоставляемых высокотехнологичных производственных услуг укрепляет инновационный потенциал компании и обеспечивает одно из значимых конкурентных преимуществ ПАО «Татнефть» в отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аакер Д.А. Стратегическое рыночное управление / Д.А. Аакер. - СПб: Питер, 2012. – 189 с.

2. Воронин Д.П. Стратегия развития и модернизационная политика промышленных предприятий: автореф… дис. кан. экон. наук., 2012. – 18 с. [Электронный ресурс]. - Сервис публикации документов. - URL:https://www.docme.ru/doc/236432/strategiya-razvitiya-i-modernizacionnaya-politika-promyshlenn... (дата обращения: 13.03.2019).

3. Колбасов В.И. Сценарное планирование как эффективный метод разработки стратегии / Колбасов В.И. // Креативная экономика. – 2016. - №8. – 124 с.

4. Никонова А.А. Государство в стратегии научно-технологического развития России / А.А. Никонова // Стратегии бизнеса. - 2017. - № 5 (37). – С. 12-16.

5. Савинова Е.А. Формирование стратегии развития промышленного предприятия на основе методов управления по результатам: автореферат дис… канд. экон. наук: 08.00.05 / Савинова Евгения Анатольевна. – Брянск, 2017. – 169 с.

6. Стратегическое управление на ООО «ВИПтранс» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://refbox.org/3593-strategicheskoe-upravlenie-na-ooo-viptrans.html.

7. Фатхутдинова. О.А., Габдрахимова Р.Ф., Каптелинин О.В. Планирование на предприятии (организации): методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы по дисциплине «Планирование на предприятии (организации)» для бакалавров направления 080100 «Экономика» для очной и заочной форм обучения. – Альметьевск: АГНИ, 2014.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 331. 108:622.276

СПЕЦИФИКА ФОРМИРОВАНИЯ КАДРОВОГО РЕЗЕРВА ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

SPECIFICITY OF FORMATION OF PERSONNEL RESERVE OF OIL INDUSTRY ENTERPRISES

О.С. Пахардымова
(O.S. Pahardymova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассмотрены особенности формирования кадрового резерва на нефтяных предприятиях. Автором проведен анализ таких нефтяных компаний как ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Лукойл», ОАО «Газпром» с целью выявления основных принципов работы с персоналом.

The article discusses the features of the formation of a personnel reserve at oil enterprises. The author analyzes such oil companies AS «Rosneft», «Lukoil», and «Gazprom» in order to identify the basic principles for working with personnel.

Ключевые слова: *кадровый резерв, нефтяные предприятия, оперативны резерв, стратегический резерв.*

Key words: *personnel reserve, oil enterprises, operational reserve, strategic reserve.*

Все более важным сегодня становятся стратегические ресурсы, такие как знания, навыки, инициатива, опыт сотрудников организации. На мировом рынке спрос на продукцию нефтегазодобывающего и перерабатывающего комплекса растет, также наблюдается рост конкуренции среди предприятий этой отрасли, отсюда следует, что роль человека в компании повышается, превращая его в важнейший фактор конкурентоспособности, ка также развития. Так, на сегодняшний день выдвигается требование непрерывного развития сотрудников, что не только позволяет достичь экономического эффекта, но и создает благоприятный климат в коллективе, за счет чего и повышается производительность труда.

В нефтегазодобывающих компаниях политика развития сотрудников и кадровая стратегия взаимосвязаны между собой и направлены на развитие персонала до такого уровня, когда оно обеспечивает скорое овладение новыми технологиями и методами разведки, а также освоения новых нефтяных и газовых месторождений в сложнейших природно-климатических условиях.

Для обучения кадров, их переподготовки, повышения квалификации также формирования кадрового резерва на замещение

ГБОУ ВО АГНИ

высвобождающихся должностей необходимо внедрять инновационные технологии управления персоналом. Построение эффективной системы подготовки резерва кадров позволяет выявить работников с высоким потенциалом, планомерно готовить их к замещению вакантных должностей, целеустремленно повышая их компетентность. При этом происходит плановое замещение должностей и безболезненная смена поколения. Но в этот момент многие организации не владеют новыми технологиями, поэтому пользуются старыми методами подготовки резерва, что в современных условиях считается малоэффективным.

Кадровый резерв – это специально отобранная целевая группа руководителей, специалистов, рабочих, достигших положительных результатов в профессиональной деятельности, проявляющих склонность и интерес к управлению и удовлетворяющих определенным требованиям [1].

Основной целью формирования кадрового резерва является создание специалистов, которые подготовлены к управлению в изменяющихся условиях, ротации кадров как по вертикали, так и по горизонтали, подготовка и выдвижение таких сотрудников, которые способны реализовывать задачи компании.

Б.А. Ясько говорил о том, что при создании резерва кадров, компания достигает не только стратегических целей, но также при этом уровень адаптации кадров к каким-либо организационным изменениям повышается, преемственность в управлении сохраняется, мотивация сотрудников повышается и при всем этом предприятие добивается улучшения финансового положения.

Организации совершенствуют организационную структуру и непрерывно работают над формированием корпоративной культуры, занимаются вопросами сохранения квалифицированного персонала, также привлечения новых молодых работников, которые быстрее адаптируются в новых условиях и способны решать задачи компании новыми наиболее эффективными способами. Отдел кадров формирует программу как профессионального, так и личностного развития персонала, систему обучения и переподготовки.

Был произведен анализ принципов работы с кадрами одних из крупнейших предприятий нефтегазодобывающей отрасли, таких как ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Лукойл», ОАО «Газпром». Исходя из полученных и обработанных данных, можно смело утверждать о том, что во всех этих компаниях существует гибкая система мотивации сотрудников, которая обеспечивает достойное вознаграждение за труд, также осуществляется социальная поддержка работников (предоставление путевок как самому сотруднику, так и его членам семьи и т.д.), обеспечение персонала безопасными условиями труда, предоставляется возможность для продвижения работников по карьерной лестнице, забота о пенсионерах (проведение мероприятий ко дню пожилых людей, предоставление санаторно-курортных путевок).

ГБОУ ВО АГТИ

Сотрудники организаций проходят периодически как обязательное обучение, которое предусмотрено законодательством Российской Федерации для допуска к работе на производственных объектах, так и повышение квалификации, направленное на расширение профессионального кругозора, приобретение дополнительных знаний и навыков. В большинстве крупных организаций нефтяной отрасли организованы собственные учебные центры, которые имеют лицензии на образовательную деятельность и подготовку персонала по разным рабочим специальностям. Эти предприятия активно сотрудничают с профильными учебными заведениями в регионах деятельности предприятия, участвуют в ярмарках вакансий и принимают на производственную практику студентов вузов.

Рассматриваемые компании активно работают с молодыми специалистами с целью привлечения их. Для этого они предоставляют им возможности для профессионального развития, оказывают помощь молодым семьям. Часто проводятся различные конференции среди молодых работников с целью включения их в кадровый резерв. Молодежная политика как правило хорошо развита в нефтяных компаниях. В ней участвует и Совет молодых специалистов. Такие должности как руководители подразделений, начальники цехов, заместители директора, мастера бригады, инженера являются ведущими вакансиями для резервистов.

На сегодняшний день резерв создается в двух видах: оперативный и стратегический. Оперативный резерв представляет собой резерв, в котором состоят кандидаты, которые могут быть выдвинуты на вышестоящие должности на сегодняшний день. Стратегический резерв – резерв, в который включены кандидаты, выдвижение которых планируется в ближайшие один-три года [4].

Стоит отметить, что состав резерва в конце года пересматривается после проведения анализа расстановки менеджеров и специалистов, который проводится каждый год. По результатам работы сотрудника-резервиста в прошлом периоде проводится оценка, вследствие которой вырабатывается решение: исключить из состава резерва кадров или оставить и продолжать развивать. В соответствии с результатами оценки индивидуальные планы развития и планы карьеры могут корректироваться.

Некоторые нефтяные предприятия, в том числе и ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», применяют две формы развития сотрудников: практические и обучающие. Практическое обучение предполагает получение опыта, который персонал получает в ходе своей повседневной работы, а повышение квалификации на рабочем месте ведется на постоянной основе и включает в себя коучинг, решение реальных проблем в работе, наставничество, тренинги на рабочем месте, передача опыта сотрудниками (от более взрослых работников, которые проработали на предприятии достаточно долго, молодым, а

ГБОУ ВО АГНИ

также и самими руководителями).

Повышение квалификации может выступать в форме стажировки, ротации, работы в коллективе над проектами, местных командировок в структурные подразделения, участия в семинарах, круглых столах, а также конференциях и обмене опытом работы.

Список резерва оформляется работниками управленческой службы персоналом по согласованию с руководителями структурных подразделений и с учетом результатов оценки.

Решение о включении в состав резерва, выражается в форме утвержденного списка резерва и закрепляется приказом по организации, принимается первым лицом организации. Исключение из списка осуществляется им же с учетом возраста, состояния здоровья, неудовлетворительных результатов, показанных в период пребывания в резерве.

Таким образом, из всего вышесказанного следует, что крупные нефтяные компании отдают должное значение процессу формирования кадрового резерва и используют передовые технологии в работе с кадрами. Такие компании формируют свой кадровый резерв при помощи собеседования и оценки производительности труда, а также уделяя внимание на личную эффективность отдельного сотрудника. Компании при формировании кадрового резерва активно работают и с учебными центрами, которые создают программы для отдельных вакантных должностей, где желающие сотрудники, подходящие по требованиям проходят отбор конкурсным методом.

Компании нефтяной отрасли видят в кадровом резерве свою заботу о карьерном росте своих работников, мотивирующая их на эффективную работу.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гичко А.А. Подготовка управленческого резерва посредством развития профессионально важных качеств личности: дисс. к.э.н.: 08.00.05 / Гичко Алексей Алексеевич. – Ростов-на-Дону, 2015. – 193 с.

2. Николаев А.В. Повышение эффективности формирования кадрового резерва организации: дисс. к.э.н.: 08.00.05 / Николаев Андрей Викторович. – Москва, 2015. – 147 с.

3. Полунин В.Ю. Управление формированием и развитием кадрового резерва: на примере компаний нефтегазового комплекса России: дисс. к.э.н.: 08.00.05 / Полунин Владимир Юрьевич. – Москва, 2014. – 202 с.

4. Фаррахов В.Н., Фадеева А.В. Актуальные проблемы нефтегазового комплекса // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. – 2018. - С. 197-200.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 339.564

КРИТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МЕТОДИК ИССЛЕДОВАНИЯ ЭКСПОРТНОГО ПОТЕНЦИЛА ПРЕДПРИЯТИЯ

CRITICAL EVALUATION OF TECHNIQUES TO STUDY THE EXPORT POTENTIAL OF AN ENTERPRISE

А.Р. Равилова, Р.Р. Садыкова
(A.R. Ravilova, R.R. Sadykova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассмотрены методики исследования экспортного потенциала предприятия, проведен анализ, а также приведена критическая оценка данных методик.

The article considers the methodology of research the export potential of the enterprises, the analysis, and provides a critical assessment of these methods.

Ключевые слова: *экспортный потенциал, внешнеторговые связи, брендинг компании, интегральный показатель, промышленное производство.*

Key words: *export potential, foreign trade relations, branding, integrated indicator, industrial production.*

В настоящее время отсутствуют методики количественной оценки взаимосвязей между влияющими на экспорт факторами и результатами экспортной деятельности, и характеристики производства не всегда учитываются при определении эффективности основных экспортных товаров.

Одной из основных проблем оценки экспортного потенциала является отсутствие информационной базы для него. Большинство авторов в своих методах ограничиваются моделированием показателей без указания источников своих расчетов, что снижает их практическую значимость.

Для оценки своей деятельности и разработки путей развития предприятия по-прежнему используют только стандартные методы финансового анализа, основанные на расчете различных показателей финансовой устойчивости, платежеспособности, деловой активности и факторов эффективности предприятия.

Проблема эффективного контроля экспортного потенциала в значительной степени обусловлена отсутствием комплексных научно-обоснованных подходов и методов анализа экспортного потенциала посредством взаимосвязи между производственными процессами, маркетинговой системой компании, финансовой составляющей,

ГБОУ ВО АГНИ

трудовыми ресурсами и правовыми аспектами экспортной деятельности компании.

В связи с этим необходимо проанализировать существующие и наиболее широко используемые методы анализа экспортного потенциала в России и за рубежом (рисунок 1).

Рисунок 1 – Обзор методических подходов, используемых российскими и зарубежными экономистами для оценки экспортного потенциала предприятия

Например, по словам Н.Г. Серовой, при выходе на зарубежный рынок ключом к успеху компании является наличие «узнаваемого» названия, как самой фирмы-экспортера, так и экспортируемой продукции. В результате большинство компаний во всех секторах выходят на зарубежные рынки только с фирменной продукцией. Наиболее важными показателями компании, определяющими соответствие продукции рынку, на который она намеревается экспортировать, являются показатели, отражающие уровень стратегии брендинга компании. К ним относятся: определение продуктов бренда в структуре продукта компании и оценка уровня управления брендом (бренд-менеджмент) в компании. Следовательно, чтобы эффективно проникать на новые зарубежные рынки, компания должна иметь портфель брендов (или, по крайней мере, один сильный бренд), созданный путем присвоения уникальных названий продуктам, разработки уникальной упаковки, уникального дизайна и постоянно поддерживаемых с помощью различных маркетинговых мероприятий.

Несомненно, перечисленные автором элементы являются важными элементами экспортного потенциала компании. Однако какими методами, какими моделями, какими экономическими подходами оценивать экспортный потенциал предприятия, используя эти показатели, автор не указывает. Кроме того, автор не принимает во

ГБОУ ВО АГНИ

внимание финансовую составляющую и маркетинговую составляющую как важные элементы в планировании экспортной деятельности.

Анализ методологии С.Дубкова, С.Дадаленко и Д.Фоменко показал невозможность ее использования для оценки потенциала компании, планирующей начать экспорт. Для компании, планирующей начать экспортный бизнес, большинство показателей (прибыльность экспортной деятельности, доля продукции, поставляемой за границу, доля прибыли от экспортируемой продукции в общей прибыли компании экспортер, эффективность экспортного производства, экспортные продажи и экспортная прибыль) не могут быть рассчитаны. Например, из 10 показателей, предложенных авторами для компании, планирующей экспортную деятельность и оценивающей свой экспортный потенциал, можно использовать только 3 показателя: конкурентоспособность производителя, доля продукции, сертифицированной по международным стандартам, и доля инновационной продукции.

Из вышеизложенного следует, что этот метод предназначен для оценки экспортного потенциала ориентированной на экспорт компании, которая экспортирует на зарубежные рынки более трех лет.

Исследование методологических подходов к оценке экспортного потенциала показывает, что не существует общепринятого метода определения экспортного потенциала. Изучение экспортного потенциала обычно заканчивается прогнозируемым развитием экспорта по продуктам и отраслевым структурам, которому предшествует анализ ретроспективной динамики продукта и географической структуры. Это связано с невозможностью количественной оценки экспортного потенциала посредством определенной субъективности концепции и отсутствием прямой связи между потенциалом и рыночной позицией предприятия. Более того, экономический, промышленный, промышленный или экспортный потенциал не имеет аналога в западной литературе. При изучении этой категории американские и западноевропейские исследователи используют такие термины, как потенциал компании, возможности экспорта и т.д.

И хотя единого методологического подхода к исследованию, анализу и оценке потенциала бизнеса до сих пор не существует. Однако существует множество методологических подходов к оценке показателей эффективности компании, чтобы понять, как должна выглядеть общая методология расчета экспортного потенциала компании.

Например, методологический подход к расчету показателя экспортного потенциала предприятия, в котором преобладает результат производственно-технологического цикла, позволяет предположить, что в современных условиях в процессе изучения адаптационных возможностей субъекта хозяйственной деятельности Чужие на международной арене, акцентируя внимание только на том, что их использование в промышленном производстве не создает возможности

ГБОУ ВО АГПА

полного раскрытия всего потенциального экспортно-ориентированного предпринимательского звена. В связи с указанным можно отметить, что результат производственно-производственного аспекта деятельности бизнес-единицы формируется не только на заключительных этапах производственно-технологического цикла, но и возникает на подготовительных этапах и существует (так или иначе). на протяжении всего производственного процесса, под влиянием взаимодействия и реализации определенных магистральных элементов экспортного потенциала. Поэтому принятие этого во внимание должно стать одним из факторов эффективного управления экспортным потенциалом и элементом методологического подхода к его оценке.

Что касается методологического подхода, который формируется на основе расчета потенциального показателя в области промышленного производства компании как фактического или планируемого объема производства, можно отметить, что этот подход позволяет определить степень потенциального использования (фактический, плановый), уровень его реализации и непосредственно не анализирует потенциал - как сложная согласованная система взаимодействующих элементов.

Методологический подход, с помощью которого производственный потенциал звена национальной экономики рассчитывается с акцентом на производственные мощности, нецелесообразно применять в отношении оценки потенциала субъекта внешнеэкономической деятельности в контексте его адаптивного потенциала. Экспортный потенциал предприятия формируется с использованием системы факторов процесса управления во внешних и внутренних средах, а не только в результате формирования чисто производственных мощностей - одного из элементов материального и материального носителя экспортный потенциал предприятия.

Методологический подход, который возникает на основе сравнения элементов материала и материальной базы потенциала компании, то есть пытается оценить состав и качество каждого из них с помощью одного показателя, поднимает некоторые вопросы о законности его существования. Это утверждение основано на том факте, что потенциал как система взаимодействия и взаимосвязанных элементов имеет характерные признаки сложности, различные условия создания и реализации и т.д. Следует также отметить, что каждый элемент, формирующий потенциальную систему, выполняет свою личную, незаменимую (необходимую) функцию, которая обусловлена своим структурным положением. Таким образом, принимая во внимание указанную сложность системы в процессе изучения потенциала фирмы с точки зрения промышленного производства и экспорта, возникает сомнение в возможности оценки потенциальных элементов в эквивалентных единицах и к его осуществимости.

Таким образом, делая вывод, следует отметить, что использование ограниченного числа финансовых показателей для оценки экспортного

ГБОУ ВО АГПУ

потенциала предприятия не может дать объективную оценку его способности осуществлять экспортную деятельность по следующим причинам:

¾ такой анализ не оценивает возможности, ресурсы, личные знания, навыки и способности, на которые компания может положиться в трудных и рискованных ситуациях при выходе на зарубежный местный рынок;

¾ такой анализ не выявляет слабости внутренних ресурсов или возможностей для улучшения, чтобы увеличить свои шансы на успех в экспортных продажах. Большое количество различных показателей и специфика предмета исследования поставили перед нами задачу найти метод расчета интегрального показателя для оценки экспортного потенциала компании, который бы отражал наиболее искренне возможность для компании выйти на зарубежный рынок и позволить ей определить свою стратегию выхода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Балабанов О.Г. Оценка конкурентоспособности. – М.: ЭКСМО, 2014. – 117 с.

2. Баринов В.А. Внешнеэкономическая деятельность: учебник / В.А. Баринов. - М.: Форум, 2018. - 160 с.

3. Герасимова В.Д. Анализ и диагностика производственной деятельности предприятий. Теория, методика, ситуации, задания / В.Д. Герасимова. - М.: КноРус, 2017. - 256 с.

4. Горобцова Г.К. Экономика предприятия. Часть 2. Ресурсы предприятия: учебное пособие / Горобцова Г.К., Краюхин Г.А. и др. - М., 2017. - 240 с.

5. Оценка экспортного потенциала предприятия [Электронный ресурс] // Электронная библиотека. – Доступ: www.ciberlinka.ru.

УДК 331.1

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЛОЯЛЬНОСТИ ПЕРСОНАЛА

STAFF LOYALTY ASSESSMENT METHODS

Л.Ф. Рамазанова

(Lyasan F. Ramazanova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассматриваются понятие лояльности персонала, существующие методы управления лояльностью персонала.

The article discusses the concept of personnel loyalty, existing methods of personnel loyalty management.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *лояльность, персонал, управление, методы оценки.*

Key words: *loyalty, personal, management, assessment methods.*

Сотрудники считаются ядром организации, а успех или неудача организации объясняется эффективностью работы сотрудников. Крайне важно, чтобы сотрудники были лояльны к организации и не искали других альтернативных возможностей.

Лояльность, как общий термин, может быть определена как преданность или чувство привязанности человека к определенному объекту, которым может быть другой человек или группа людей, идеал, обязанность или причина. Часто, однако, с точки зрения организации, убытки возникают из-за того, что организация потратила ресурсы на сотрудников, чтобы сделать их более компетентными, чтобы повысить эффективность работы организации, что привело бы к улучшению валового продукта, она становится все более зависимым от участия, приверженности и, в более общем плане, лояльности своих сотрудников. Лояльность стала одной из жизненно важных проблем для организаций, особенно в контексте экономической напряженности, связанной с «психологическим договором» между работодателями и работниками.

Лояльность может быть определена как сильная связь, связывающая сотрудника с Компанией, даже при наличии для него нецелесообразности пребывания в Компании [1]. Лояльность работника к профессии, его эмоциональные инвестиции и регулярность его приверженности организации являются ключевыми факторами, определяющими долговечность и эффективность деятельности организаций.

На сегодняшний день не существует единой системы, позволяющей эффективно оценить и управлять лояльностью персонала. Из существующих моделей, которые являются в большей мере успешными, считаются такие модели, как американская (рационально-индивидуальная) и японская (коллективная). Различаются данные модели подходами, которые применяются к работникам [3]. Основные различия в рассматриваемых подходах описаны в таблице 1.

Обобщая вышесказанное, можно отметить, что основное отличие в японском и американском стилях управления заключается не в методах или процедурах управления, а в философии и отношении к работнику. Японская и американская организации оценивают сотрудников с двух противоположных точек зрения, общая процедура принятия решений словесно интегрирована [5]. В американском стиле управления можно отметить преобладание такого качества, как индивидуализм, который означает, что сначала решение принимается менеджерами, а затем даются на выполнение сотрудникам. Работодатели, менеджеры в Японии важные решения принимают путем всеобщего консенсуса.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 – Подходы, применяемые к работнику в США и Японии

Подход, применяемый в США	Подход, применяемый в Японии
В большей мере преобладает краткосрочное трудоустройство	Трудоустройство рассматривается как пожизненный прием на работу
Работодатели принимают решения самостоятельно	Работодатели, менеджеры важные решения принимают путем всеобщего консенсуса
Если улыбнется удача, работник быстро продвинется по карьерной лестнице	По карьерной лестнице работник будет идти медленно, постепенно, но уверенно
К работнику подходят крайне сурово, с системой установленными за нарушения санкциями	Практикуется такое явление, как наставничество. Старшие коллеги помогают работникам подсказками в сторону правильного решения, направляют на истинный путь
При появлении необходимости в обучении, работник повышает свою квалификацию на различных курсах, а также тренингах	Если есть необходимость в обучении, то японцы обучаются преимущественно на работе, молодые сотрудники перенимают опыт старших коллег
Руководитель проявляет интерес в большей степени к работе сотрудника, чем к нему самому, его проблемам, интересам и личной жизни	Работодатель поддерживает близкие отношения с сотрудником. Он в курсе его личных дел, знает, чем он увлекается, почему он сегодня не собран для работы.
При совершении проступка, будет назначено строгое наказание, при этом никаких мотивов не будет выяснено	В случае совершения оплошности сотрудником, начальник первым делом попытается его понять, даст указания старшим коллегам помочь человеку. Наказание он получит в случае нарушения того же самого, но при этом даже тогда будут учтены его психологические особенности.

Поэтому если рассматривать с точки зрения формирования и поддержания лояльности в организации, то несомненно японская модель является человечнее, что в свою очередь делает ее более привлекательной. К труду в Японии относятся как к моральной миссии (долгу), что является чертой их национальной культуры, для которой присуще и новое, и старое, когда традиционные структуры не уходят в прошлое, а меняются, приспосабливаются к новому.

На сегодняшний день существует множество методик, анкет, опросников, благодаря которым возможно оценить лояльность персонала. Например, опросник оценки лояльности по шкале Терстоуна [2]; опросник лояльности персонала Баранской С.С [5]; проведение интервью с работником.

Трехкомпонентная модель организационной приверженности Мейера и Аллена стала доминирующей моделью для изучения приверженности на рабочем месте. Учитывая е широкое использование, анализ точности шкал, разработанных для этой конструкции, является

ГБОУ ВО АГМУ

обоснованным.

Эта модель предполагает, что сотрудник воспринимает организационную приверженность как три одновременных образа мышления, охватывающих аффективную, нормативную и непрерывную организационную приверженность [4].

Аффективное обязательство отражает приверженность, основанную на эмоциональных связях, которые сотрудник развивает с организацией, прежде всего, благодаря положительному опыту работы. Нормативное обязательство отражает обязательство, основанное на предполагаемом обязательстве перед организацией, которое, например, коренится в нормах взаимности. Обязательство продолжения отражает обязательство, основанное на предполагаемых издержках, как экономических, так и социальных, покинувших организацию.

Таким образом, несмотря на то, что существует немало методов оценки лояльности, в настоящие дни встает острая необходимость теоретического обоснования, разработки комбинированных методов оценки лояльности сотрудников. При применении исключительно отдельных методов оценки, с большей вероятностью могут не дать обширно рассмотреть «картину» в таком вопросе, как лояльность персонала. Поэтому комбинированные методы в свою очередь помогут разработать меры по увеличению лояльности персонала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Доминяк В.И. Измерение лояльности: действующая модель / В.И. Доминяк // Персонал-Микс. – 2004. – № 1. – 115 с.

2. Кузнецов, И.Н. Технологии социологического исследования: учебно-методическое пособие. – М.: ИКЦ «МарТ»; Ростов н/Д: издательский центр «МарТ». - 2005. – 136 с.

3. Овчинникова О.Г. Лояльность персонала [Текст] / О.Г. Овчинникова // Управление персоналом. – 2006. – №10. – 52 с.

4. Ранде Ю.П. Удовлетворенность и лояльность персонала как главные показатели эффективности внутреннего маркетинга [Текст] / Ю.П. Ранде, Ю.П. Овчинникова // Маркетинг в России и за рубежом. – 2006. – №3. – 69 с.

5. Соломандина Т. Организационная культура компании и лояльность персонала / Т. Соломандина // Управление персоналом. – 2003. – № 4. – 27 с.

ГБОУ ВО АГМУ

УДК 331.1

МОТИВАЦИЯ, КАК ПАРАМЕТР, ВЛИЯЮЩИЙ НА ЛОЯЛЬНОСТЬ ПЕРСОНАЛА

MOTIVATION AS A PARAMETER INFLUENCING PERSONNEL LOYALTY

Л.Ф. Рамазанова
(Lyasan F. Ramazanova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Добиться лояльности сотрудника - это самый высокий уровень позитивных межличностных отношений, которого можно достичь в Компании, а одним из параметров, который может повлиять на лояльность персонала является мотивация.

Achieving employee loyalty is the highest level of positive interpersonal relationships that can be achieved in the Company, and one of the parameters that can affect staff loyalty is motivation.

Ключевые слова: *лояльность, персонал, управление, мотивация.*
Key words: *loyalty, personal, management, motivation.*

Иногда для достижения лояльности требуется ряд позитивных обстоятельств. Многие думают, что лояльность приходит только через деньги и предоставление более высоких зарплат или льгот, но в настоящее время ситуация изменилась. Важно выяснить, какие параметры лояльности организации благоприятны для человека, чтобы стать лояльным к Компании или руководителю, и что остается для того, чтобы остаться в Компании, где они работают.

Одной из важнейших функций менеджеров является управление человеческими ресурсами, что означает обеспечение значимым и качественным людей, их мотивирование и обучение, получение ими полезной информации и знаний и развитие работников для достижения высоких результатов, которые вносят вклад в Компанию.

Люди, знания, творческие и другие навыки, специфические проблемы, климат и общая практика управления человеческими ресурсами - единственная особенность, которая уникальна для каждой Компании и не может быть скопирована [2].

Управление человеческими ресурсами в современных организациях имеет две основные задачи: оно должно поддерживать достижение конкурентных преимуществ с помощью сотрудников, где подчеркивается мотивация сотрудников и инвестиции в развитие знаний, навыков и поведения, а также содействие успеху организации.

Исследования показывают, что успех организаций и компаний связан с качеством выполнения таких функций и видов деятельности,

ГБОУ ВО АГНИ

как: компенсация и льготы, создание хорошего организационного климата и культуры, а также наличие программ обучения. Исследования также показывают, что успехи организаций также зависят от факторов, связанных с сотрудниками, такими как: безопасность транзакций, удовлетворенность работой, организационная приверженность, создание знаний и способность менеджеров и взаимоотношения с работниками [4].

Мотивация определяется как общий термин для обозначения всех внутренних факторов, объединяющих интеллектуальную и физическую энергию, инициирующих и организующих индивидуальные действия, направляющих поведение и определяющих направление, интенсивность и продолжительность, она отвечает на вопрос, почему кто-то ведет себя определенным образом, достигаются или не достигнуты операционные показатели определенного уровня. Люди разные, но самое главное для менеджеров - узнать, как заинтересовать людей. Для кого-то это желание добиться высокого статуса, для кого-то это деньги, некоторые удовлетворены приятной рабочей средой и межличностными отношениями, а некоторые просто нуждаются в небольшом уважении со стороны коллег или начальников.

Есть пять основных факторов в поведении, с помощью которых мы можем исследовать теорию мотивации, такие как: необходимость, поощрение, знания, тип бизнеса, ощущения, эмоции [1].

Теории, которые связаны с необходимостью ретрансляции, исходя из предположения, что индивид мотивирован неудовлетворенными потребностями, то есть, если социальная жизнь, а также положение индивида не является удовлетворительными, то предполагается, что он будет мотивирован на более активную деятельность с целью удовлетворения потребностей в продвижении по службе. Что касается поощрения, эта теория основана на эмпирических данных, которые показывают, что люди склонны повторять поведение, которое имело положительные эффекты, и избегать поведения, которое имело противоположный эффект. Теории когнитивной мотивации считают, что на поведение не только влияют внешние факторы, но предложили теорию, что в мотивации участвуют когнитивные процессы - ценности, ожидания, убеждения. Бизнес сам по себе является ключом к мотивации.

Мотивационные приемы можно разделить на финансовые и нефинансовые. Финансовые делятся на прямые: заработная плата, сборы, транспортные расходы и косвенные мотивационные приемы: социальные пособия, образование, обеспечение и другие пособия.

Многие исследования показывают, что деньги становятся устаревшими средствами мотивации, и больше ценят косвенные финансовые вознаграждения, такие как семинары, обучение, курсы, участие в конкретных проектах, бесплатное использование профессиональной литературы и так далее [3]. Поэтому каждой

ГБОУ ВО АГПА

серьезной организации необходимо выяснить, что для их сотрудников представляет мотивация, в противном случае может случиться так, что компания инвестирует в выгоды, которые не окажут желаемого влияния на мотивацию сотрудников.

Покупка лояльности по зарплате показала, что это краткосрочная мера, поэтому более добросовестные менеджеры обращаются к нефинансовым вознаграждениям, улучшая коммуникативные навыки компании и работая в благоприятной рабочей среде. Если он хочет мотивировать сотрудников заработной платой и вознаграждениями, он, безусловно, должен иметь справедливую систему вознаграждений, стимулирования и наказания, в противном случае это может привести к искажению человеческих отношений в компании. Удовлетворенные и мотивированные сотрудники имеют большое значение для компании, согласно исследованию лояльности клиентов.

Необходимо, чтобы материальные вознаграждения были в зависимости от повышения производительности и эффективности, они должны быть связаны с теми показателями работы, эффективностью, на которые отдельный человек или группа могут влиять своим поведением. Установленные планы должны быть достижимы, и должна быть четкая связь между производительностью и вознаграждением [3].

Если рассматривать нефинансовые параметры, то одним из важнейших параметров, который влияет на лояльность сотрудников, является удовлетворенность работой.

Удовлетворенность работой - это сложное отношение, которое включает в себя определенные предположения и убеждения относительно работы (когнитивный компонент), чувств к работе (аффективный компонент) и оценки работы (компонент оценки). Довольный работник - продуктивный работник, и успех организации не может быть достигнут с недовольными работниками.

Параметры, которые влияют на удовлетворенность работой, делятся на две группы, личные (гармония между личными интересами и работой, срок службы и статус и так далее) и организационные (благоприятные условия труда, система вознаграждения, коллеги на работе и прочие).

Таким образом, мотивация является одним из главных показателей, влияющих на лояльность персонала. При построении правильной системы мотивации, возможно добиться увеличения лояльности персонала в организации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васин Ю.В., Лаврентьев Л.Г., Самсонов А.В. Эффективные программы лояльности: как привлечь и удержать клиентов. - М.: Альпина Бизнес Букс. - 2004. - 152 с.

2. Горелик Д.Е. Программы лояльности на западе и в России // Маркетинг и маркетинговые исследования. - 2003. - №6. - 55 с.

ГБОУ ВО АГМУ

3. *Мельникова Т.Ф. Исследование лояльности персонала к компании на основе типологической модели мотивации В.И. Герчикова / Мельникова Т.Ф., Тарануха С.А., Мельникова А.В., Мельникова В.Л. // Молодой ученый. - 2015. - №23. – 595 с.*
4. *Платонов Ю.П. Психологические феномены поведения персонала в группах и организациях. В 2-х т.: Т.1. - СПб.: Речь. - 2007. – 488 с.*

УДК 658.14 : 330.133.7

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ДОБАВЛЕННАЯ СТОИМОСТЬ (EVA) КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ СТОИМОСТЬЮ КОМПАНИИ

ECONOMIC VALUE ADDED (EVA) AS AN EFFECTIVE TOOL FOR VALUE MANAGEMENT

Э.Р. Сагдиева, Р.Р. Садыкова
(Elvina R. Sagdieva, Regina R. Sadykova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассмотрена проблема управления стоимостью компании на основе инструмента экономической добавленной стоимости. Определена роль данного инструмента в повышении стоимости и капитализации компании. Произведён расчёт экономической добавленной стоимости на примере нефтегазодобывающей компании ПАО «Татнефть». Составлена модель для прогнозирования данного показателя на перспективу развития компании.

The article deals with the problem of company value management based on the economic value added tool. The role of this tool in increasing the value and capitalization of the company is defined. The calculation of economic value added on the example of oil and gas company PSC «Tatneft». A model for forecasting this indicator for the future development of the company.

Ключевые слова: *экономическая добавленная стоимость, стоимость компании, капитализации компании, эконометрическая модель.*

Key words: *economic value added, company value, company capitalization, econometric model.*

На сегодняшний день одной из стратегических целей развития бизнеса является увеличение стоимости и капитализации компаний. От стоимости компании зависит финансовое и конкурентное положение предприятия, его инвестиционная привлекательность, отношение клиентов и партнёров к компании. Кроме того, от уровня капитализации

ГБОУ ВО АГНИ

компании напрямую зависит размер дивидендов, выплачиваемых компанией своим акционерам. Таким образом, повышение стоимости компании, её капитализации представляет собой важнейшее условие функционирования современных предприятий.

Для того чтобы управлять стоимостью компании в целях её повышения в качестве наиболее эффективного инструмента, позволяющего увеличить стоимость бизнеса, применяется показатель экономической добавленной стоимости (EVA – Economic Value Added).

Экономическая добавленная стоимость представляет собой показатель экономической прибыли предприятия после выплаты всех налогов и платы за весь инвестированный в предприятие капитал. Расчёт данного показателя ведётся по формуле (1).

$$\mathrm{EVA} = \mathrm{NOPAT} - \mathrm{WACC} * \mathrm{IC} \qquad (1)$$

где: NOPAT – прибыль от операционной деятельности после уплаты налогов, но до процентных платежей;

WACC – средневзвешенная стоимость капитала;

IC – величина инвестированного капитала.

Экономический смысл данного показателя заключается в том, что для создания стоимости и её увеличения компания должна обеспечивать максимальную эффективность своего капитала. Иными словами, вложенный в компанию капитал должен приносить больший доход его инвестору в отличие от других альтернативных вариантов вложения с тем же уровнем риска. И чем выше значение показателя EVA, тем выше эффективность использования капитала у предприятия.

Далее произведён расчёт показателя экономической добавленной стоимости нефтегазодобывающей компании ПАО «Татнефть» за последние 5 лет. Результаты расчётов представлены в таблице 1.

Произведенный анализ показал, что ПАО «Татнефть» за 2014-2018гг. характеризуется положительной экономической добавленной стоимостью. Значение данного показателя ежегодно варьируется, что связано с изменением соотношения собственного и заёмного капитала компании, а также с изменением процентных ставок. В целом, значение данного показателя имеет тенденцию к увеличению, что является положительным явлением для компании. Средний темп прироста данного показателя за период анализа составил 212,6%.

Далее был произведён корреляционный анализ зависимости показателя EVA и рассмотренных ранее факторов. Был сделан вывод, что наиболее тесная взаимосвязь наблюдается между экономической добавленной стоимостью и прибылью, скорректированной на налоговые выплаты, зависимость между которыми составила 0,9981 д. ед.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 1 – Экономическая добавленная стоимость ПАО «Татнефть» за 2014-2018 гг.

Наименование показателей	2014	2015	2016	2017	2018	Линейный коэфф. корреляции показателя и EVA
Совокупный капитал (совокупные активы), млн руб.	577241,2	638817,7	728301,8	751136,9	840919,8	0,8350
Беспроцентные текущие обязательства, млн руб.	38192,1	45497,4	56573,0	61779,9	121654,8	0,9902
Инвестированный капитал, млн руб.	539049,1	593320,3	671728,8	689357,0	719264,9	0,7080
Собственный капитал, млн руб.	485089,7	545329,0	624417,3	606052,9	654671,2	0,7139
Доля собственного капитала в инвестированном капитале, %	90,0	91,9	93,0	87,9	91,0	0,0461
Заемный капитал, млн руб.	53959,4	47991,3	47311,5	83304,1	64593,8	0,2778
Доля заемного капитала в инвестированном капитале, %	10,0	8,1	7,0	12,1	9,0	-0,0461
Безрисковая процентная ставка, %	7,5	7,5	4,2	4,2	4,2	-0,5767
Коэффициент β, д. ед.	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	0,6258
Стоимость собственного капитала, %	14,5	14,5	12,9	12,9	12,1	-0,7978
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	-0,0125
Стоимость заемного капитала, %	7,8	7,6	6,0	5,8	6,0	-0,5366
Средневзвешенная стоимость капитала, WACC, %	14,5	14,3	12,6	11,6	12,0	-0,5766
Затраты на использованный капитал, млн руб.	78162,1	84844,8	84637,8	79965,4	86311,8	0,5585
Прибыль, скорректированная на налоговые выплаты (чистая прибыль + уплаченные проценты), млн руб.	85368,7	88809,78	108275,5	102690,0	200617,1	0,9981
Экономическая добавленная стоимость (EVA), млн руб.	7206,5	3965,0	23637,6	22724,5	114305,4	1,0000

Составлена двухфакторная регрессия между результирующим показателем и факторными признаками. В результате получена модель, которую предполагается использовать для прогнозирования экономической добавленной стоимости (формула 2).

$$y=126599,1621-0,1713*IC-7799,9494*WACC+1,0194*NOPAT \quad (2)$$

Качество модели признано высоким, так как коэффициент корреляции (R^2) составил 1 д. ед.

На основе полученной модели были определены различные значения EVA в зависимости от изменения NOPAT (таблица 2).

Анализ позволяет сделать вывод, что при изменении операционной прибыли на 10%, экономическая добавленная стоимость возрастает на 17,9%, и наоборот, снижение NOPAT на 10%, приводит к уменьшению EVA на 17,9%.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 2 – Экономическая добавленная стоимость ПАО «Татнефть» при изменении значения NOPAT

Наименование показателей	2018 (факт)	Изменение NOPAT		
		5%	10%	-10%
Чистая операционная прибыль после налогов, NOPAT, млн руб.	200617,1	210648,0	220678,9	180555,4
Инвестированный капитал, IC, млн руб.	719264,9	719264,9	719264,9	719264,9
Средневзвешенная стоимость капитала, WACC, %	12,0	12,0	12,0	12,0
Экономическая добавленная стоимость, млн руб., EVA	114305,4	124524,3	134749,7	93847,9

Итак, выявленное положительное значение экономической добавленной стоимости и её ежегодный рост в ПАО «Татнефть» свидетельствует об увеличении стоимости компании в целом и её капитализации и является достаточно наглядным индикатором качества управленческих решений в компании.

Таким образом, можно сделать вывод, что EVA – это один из адекватных инструментов повышения стоимости компании в условиях рыночной экономики, который служит неким индикатором эффективности работы компании. И чтобы обеспечить рост рыночной стоимости компании и её акций, необходимо вести постоянный анализ показателя экономической добавленной стоимости, выявлять причины его изменения, разработать концепцию по управлению стоимостью компании на основе данного показателя и построить модель, с помощью которой можно прогнозировать значения EVA при различных факторных признаках. И тогда компания сможет повышать свою инвестиционную привлекательность, привлекать больше инвесторов, что в дальнейшем будет способствовать успешному развитию предприятия.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Годовые отчёты ПАО «Татнефть» за 2013-2017 гг.*
2. *Кайда А.Ю. Современные проблемы управления стоимостью компании // Научное сообщество студентов: Междисциплинарные исследования: сб. ст. по мат. II междунар. студ. науч.-практ. конф. -– 2012. - № 3. – С. 123-128.*
3. *Экономическая добавленная стоимость – EVA [Электронный ресурс]. – http://finzz.ru/ekonomicheskaya-dobavlennaya-stoimost-eva.html.*

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 336.5:622

АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ БИРЖЕВЫХ КОТИРОВОК БАЗОВЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ АКТИВОВ - НЕФТИ МАРКИ BRENT И ЗОЛОТА

ANALYSIS OF THE RELATIONSHIP OF EXCHANGE QUOTATIONS OF BASIC INVESTMENT ASSETS - BRENT OIL AND GOLD

Р.В. Самуткин, Д.А. Зарипова
(Robert V. Samutkin, Daniya A. Zaripova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В данной статье рассматривается взаимосвязь стоимости нефти, золота и индекса доллара США. Золото и нефть являются самыми популярными сырьевыми активами с ежегодно растущими объемами сделок на сырьевых и товарных биржах. Сделки с этими мировыми товарами имеют как инвестиционную, так и спекулятивную составляющую.

В работе описаны факторы, влияющие на рынок золота и нефти, а также проведен сравнительный корреляционный анализ нефти с золотом и индексом доллара США.

This article examines the relationship between the cost of oil, gold and the us dollar index. Gold and oil are the most popular commodity assets with annually growing volumes of transactions on commodity and commodity exchanges. Transactions with these world goods have both an investment and a speculative component.The paper describes the factors affecting the market of gold and oil, as well as a comparative correlation analysis of oil with gold and the us dollar index.

Ключевые слова: *нефть, золото, индекс доллара, корреляция.*
Key words*: oil, gold, dollar index, correlation.*

Золото и нефть являются самыми популярными сырьевыми активами с ежегодно растущими объемами сделок на сырьевых и товарных биржах. Сделки с этими мировыми товарами имеют как инвестиционную, так и спекулятивную составляющую.

Цены на нефть в первой половине 20 века устанавливались 7 компаниями, которые занимались добычей, транспортировкой, торговлей и переработкой нефти, и цены были относительно стабильными, сохранялись в пределах 2,5 – 3 долларов с повышениями во время войн. Эта группа компаний имела свое название – «Семь сестер». С 1970х годов заложены основы спотового рынка нефти.

В настоящее время сформировались несколько сортов нефти в разных регионах планеты, которые являются ориентирами для всех других видов. В Европе и Азии существенную роль играет нефть марки Brent, торгуемая на бирже ICE и добываемая в Северном море. В странах Северной и Южной Америки таким сортом является WTI. Третий

ГБОУ ВО АГНИ

сорт – Dubai Crude. Разница в ценах между данными сортами обусловлена качеством нефти.

Котировки на нефть являются самыми благоприятными для трейдинга, хотя и имеют свои особенности. Они восприимчивы к различным новостям, и подвержены значительному изменению цены под воздействием информации о запасах сырой нефти, сообщениям в социальных сетях значимых людей в политике, событиям, происходящим на странах ближнего Востока, отчетности ОПЕК и т.д. Примерами таких явлений могут быть сообщение президента США Д,Трампа в социальной сети Twitter от 26 апреля 2019 года, после которого цены на нефть марки Brent потеряли 3% своей стоимости. Другое явление – атака на нефтяные объекты в Саудовской Аравии, в результате которой мировые цены на нефть поднялись от 12 до 19 %.

Золото – самый популярный драгоценный металл в мире. История золота насчитывает около 7 тысяч лет. Во времена Древнего Египта золото начали активно использовать в качестве украшений. Золото имеет особые химические свойства, которые и сделали его таким ценным. Количество золота на планете ограничено, и только 10% используется в промышленности. остальное это запасы банков и частное имущество в виде слитков и ювелирных украшений.

Цены на золото до 1976 года устанавливались государственными органами, но после основания Ямайской валютной системы, цены на золото перешли на плавающий курс.

Из-за широкой популярности золотом активно торгуют на фондовых биржах. Цены при этом серьезно колеблются в течение дня. Котировки – это биржевая стоимость золота. Формируются они под влиянием спроса и предложения на рынке, которые, в свою очередь, зависят от массы факторов, начиная от политической обстановки и заканчивая новостями из золотодобывающих стран. Цена на золото формируется на крупнейших товарно-сырьевых биржах, но большинство ориентируются на данные Лондонской биржи металлов и Нью-Йоркской товарной биржи.

Нефть и золото были всегда лидирующими активами на торгах, таковыми они и остались по сей день. Трейдеры уже много десятилетий отмечают их взаимосвязь. Объясняется это тем, что нефть — это основное сырье, которое стало неотъемлемой частью экономической устойчивости и конкурентоспособности любого государства в мире. Поэтому, когда нефть, которую уже приравнивают к резервной валюте, растет в цене, то соответственно, цена на золото тоже растет. Если цена на нефть снижается, то с большой долей вероятности, можно сказать, что цена на золото также может упасть.

На графике представлена динамика стоимости нефти марки Brent (красная линий) и стоимости золота (синяя линия) с 2009 года по 2019 год. За 10 лет золото выросло с 880 до 1500 долларов, достигнув уровня 1623 к 1 августа 2011 года. Стоимость нефти изменилась с 53 до 65

ГБОУ ВО АГПУ

долларов США, наибольшее значение отмечено в апреле 2014 года – 125 долларов США.

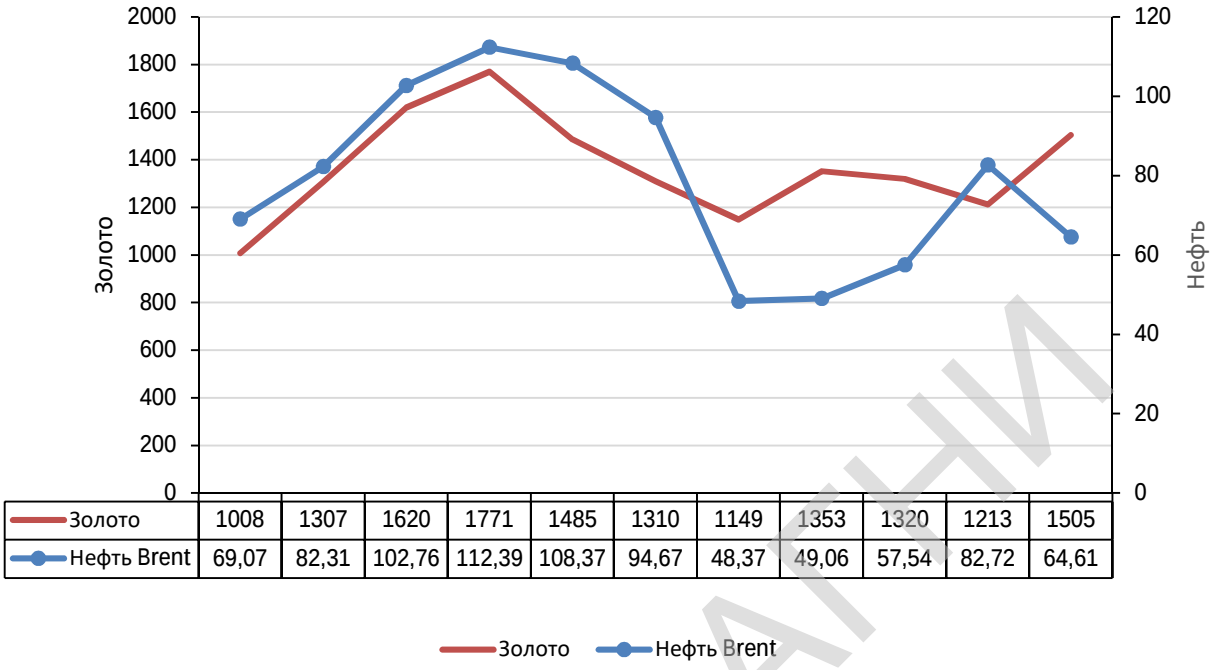


Рисунок 1 - Динамика цен на золото и нефть (в долларах США)

Золото и сырая нефть коррелируют сложным образом, поскольку золото является защищенным активом, а сырая нефть рисковым. Золото, главным образом, получает ценовые ориентиры от широких рыночных настроений и инфляционных ожиданий. Цена сырой нефти, в основном, определяется из уравнения спроса и предложения. Однако, оба товара, в целом, обусловлены ожиданиями долгосрочного экономического роста. Таким образом, эти два актива могут проявлять значительную корреляцию, тем не менее, это не обязательно означает, что они влияют друг на друга. Взаимозависимость может быть результатом других переменных, которые являются для них общими, главным из которых является доллар.

При анализе взаимосвязи нефти и золота нужно учитывать третий показатель - динамику индекса доллара.

Для анализа корреляции всех трех активов можно рассмотреть динамику показателей за 10 лет. В данном примере используются среднегодовые цены на нефть марки Brent (CDF), золота (CDF) и индекса USD (DXY) (по данным сайта investing.com).

Коэффициенты корреляции между рассматриваемыми объектами представлены в таблице 2.

ГБОУВО АГНИ

Таблица 1 - Среднегодовые цены на нефть, золото и среднегодовой индекс USD

Годы	Нефть Brent (CDF)	Золото (CDF)	Индекс USD (DXV)
2009	69,07	1008	76.65
2010	82,31	1307	78,72
2011	102,76	1620	78,55
2012	112,39	1771	79,94
2013	108,37	1485	80,22
2014	94,67	1310	85,94
2015	48,37	1149	96,35
2016	49,06	1353	95,46
2017	57,54	1320	93,08
2018	82,72	1213	95,13
2019	64,61	1505	98,34

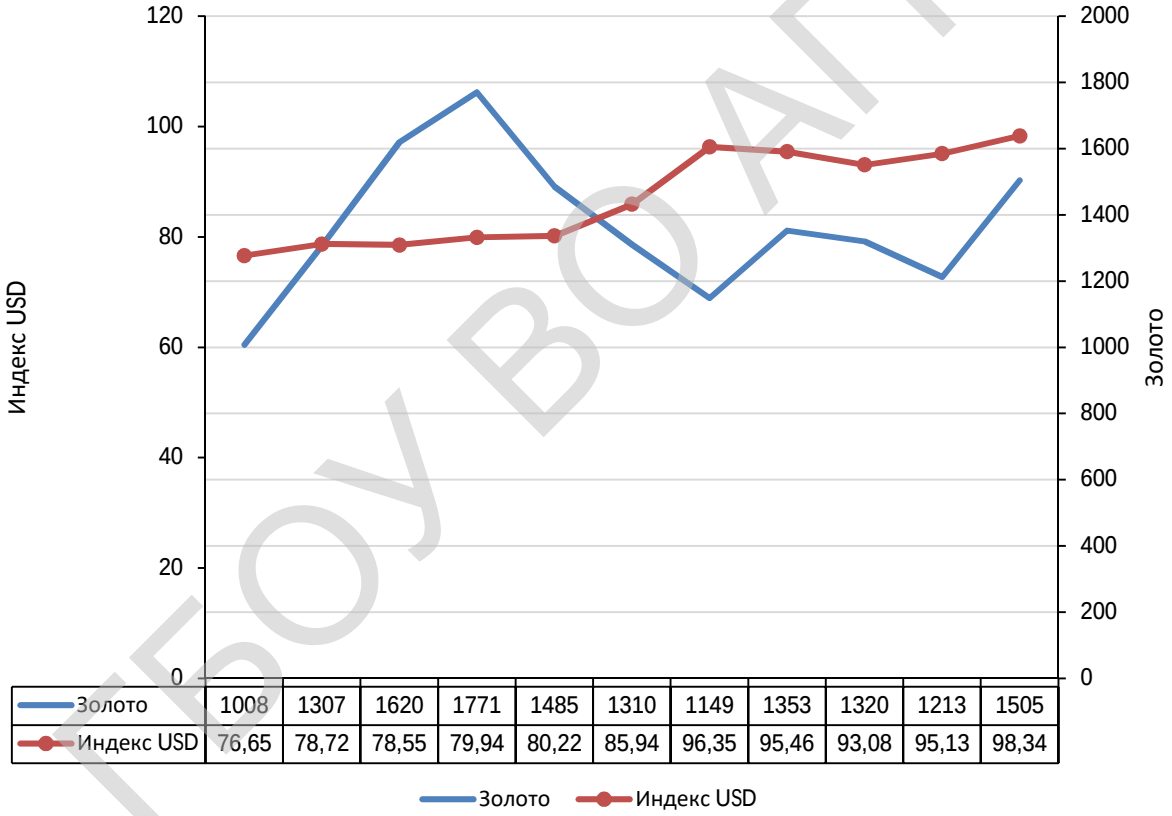


Рисунок 2 – Динамика цены золота, индекса USD

Можно заметить, что динамика цены нефти и цены золота похожи друг на друга. Степень корреляции между золотом и нефтью составляет 0,62, что по шкале Чеддока характеризуется как тесная. А вот коэффициент корреляции между золотом и индексом доллара составляет -0,20, между нефтью и индексом доллара -0, 69, то есть связь обратная. Это значит, что повышение цены золота и нефти с большой долей вероятности ведет к снижению доллара.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 2 – Коэффициенты парной корреляции между золотом, нефтью и индексом USD

	Нефть	Золото	Доллар
Нефть	1	0,62	-0,69
Золото	0,62	1	-0,20
Доллар	-0,69	-0,20	1

Американская валюта и золото — взаимозависимые активы, так как цена золота рассчитывается в долларах. Поэтому, казалось бы, логично, что, если стоимость драгметалла растет, вслед за ним увеличивается и цена валюты. Но это правило не касается доллара США, здесь зависимость обратная: когда доллар растет — цена золота падает. Такое поведение объясняется тем, что США — крупнейший золотодобытчик — не экспортирует драгметалл. Он циркулирует исключительно внутри страны.

Как видно из представленных данных существует определенная взаимозависимость в изменении цен рассматриваемых активов, и ввиду таких колебаний можно сделать вывод о том, что стоимость активов имеет четкую взаимосвязь и в динамике предсказуема. То есть, зависимость золота и нефти основана на поведении доллара. Это означает, что волатильность доллара, неоднозначно влияет на стоимость нефти и золота.

Нефть в качестве стратегического сырьевого актива способна обеспечить экономический рост в большинстве стран-производителей. При этом стоит помнить, что США являются одним из экспортеров нефти и ее крупным потребителем. Именно поэтому доллар напрямую связан с нефтью. То есть ситуация снижения цены на нефть приводит к экономическому подъему в США. При этом в долгосрочном периоде данная тенденция приведет к отрицательным последствиям.

Золото в данном случае является основным мерилом стабильности. Его количество в запасниках каждой страны является положительным сигналом, на который реагирует, как национальная валюта, так и экономика государства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахмедов Ф.Н., Юзифович С.О. Сравнительный корреляционный анализ золота и некоторых других активов как альтернативных объектов инвестирования в условиях кризиса // Финансовая аналитика: проблемы и решения. - 2013. - №4.

2. Сычева М.А. Взаимосвязь нефтяных котировок и цен на золото // Экономика и бизнес: теория и практика. - 2019. - №3-2.

3. Статистические данные по индексу доллара. - Режим доступа: https://ru.investing.com/currencies/us-dollar-index-historical-data.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 338.512

ПРИЧИНЫ РОСТА ЗАТРАТ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ

REASONS FOR COST GROWTH IN OIL AND GAS PRODUCTION

Р.Ф. Сафин, Л.Н. Краснова
(Rodion F. Safin, Lydia N. Krasnova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье дается экономическая оценка причин ежегодного возрастания затрат на добычу углеводородного сырья. Также приводятся основные технологические особенности нефтегазодобывающих предприятий.

The article gives an economic assessment of the reasons for the annual increase in the cost of hydrocarbon production. The main technological features of oil and gas producing enterprises are also given.

Ключевые слова: *затраты, нефтегазодобыча, себестоимость, углеводородное сырье.*

Key words*: costs, oil and gas production, cost value, hydrocarbon raw materials.*

Уже сегодня предприятия сталкиваются с проблемами в ходе управления затратами в условиях нестабильного экономического положения страны, а именно:

- невозможность точно измерить состав затрат и неопределенность в структуре их управления;
- большая доля затрат на материалы, топливно-энергетические ресурсы (ТЭР), оплату труда производственных рабочих, ремонт оборудования в составе себестоимости;
- рост накладных расходов;
- отсутствие эффективной системы управленческого учета;
- отсутствие при определении качества продукции экономических параметров;
- осуществление управления затратами через план, сформированный по базовым показателям;
- отражение затрат в системе учета несвоевременно и не в полном объеме;
- неполная загрузка производственных мощностей и другие.

Перечисленные проблемы затрагивают и нефтегазоперерабатывающий комплекс страны.

Стоимость добычи нефти есть сумма затрат, которую несет нефтегазодобывающая компания в процессе разработки месторождения, добычи нефти, его доставки к потребителю и прочих работ.

ГБОУВО АГНИ

Следовательно, стоимостью добычи нефти будет являться себестоимость затрат, которая выражается в единице объема добытой нефти. Себестоимость нефтепродуктов формируется в условиях ряда особенностей, которые отличают нефтегазоперерабатывающие производства. Они складываются из непрерывности процесса производства, многообразия ассортимента вырабатываемых нефтепродуктов, применения обособленных, технологически взаимосвязанных процессов и их комплексный характер.

Основные технологические особенности нефтегазодобывающих предприятий:

а) в результате единого технологического процесса вырабатываются два основных продукта - нефть и газ, что сказывается на обоснование выбора метода распределения затрат между продуктами;

б) получение технологических отходов, шламов, которые должны иметь стоимостную оценку и учитываемые при калькулировании добычи нефти путем исключения их из общей суммы затрат;

в) наличие сложных технологических процедур в процессе поиска месторождений, добыче, обработке и транспортировки нефти, которые оказывают влияние на выбор попроцессного метода учета затрат и калькулирования себестоимости добычи нефти;

г) эксплуатация высокостоимостного бурового и нефтепромыслового оборудования, которое оказывает влияние на преобладание энергетических расходов в структуре себестоимости добычи нефти;

д) высокий и затратный процесс осуществления природоохранных и экологических мероприятий.

Таким образом, выделенные технологические особенности оказывают большое влияние на процесс калькулирования себестоимости основной продукции и в целом на систему управления затратами на нефтегазодобывающих предприятиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Григорьева Ю.А. Теоретические и методологические основы эффективности развития предприятий топливно-энергетического комплекса // Политика, экономика и социальная сфера: проблемы взаимодействия. - 2017. - № 9. - С. 88-94.

2. Денисенкова Е.Ю. Особенности учета и анализа затрат нефтедобывающих предприятий // Молодой ученый. — 2015. — №23. — С. 525-528.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 336

АНАЛИЗ НЕОБХОДИМОСТИ ПЕРЕХОДА К НОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ УПРАВЛЕНИЯ ЗАТРАТАМИ

ANALYSIS OF THE NEED TO TRANSITION TO NEW COST MANAGEMENT TECHNOLOGIES

Р.Ф. Сафин, Л.Н. Краснова
(Rodion F. Safin, Lydia N. Krasnova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Статья посвящена анализу необходимости перехода к новым технологиям управления затратами. Опыт показывает, что сокращение издержек возможно без радикальных методов отказа от множества затратных статей. Непонимание последствий таких сокращений в большинстве случаев приводит к полному краху предприятия.

The article is devoted to the analysis of the necessity of transition to new technologies of cost management. Experience shows that cost reduction is possible without radical methods of abandoning many costly items. A lack of understanding of the consequences of such cuts in most cases leads to a complete collapse of the enterprise.

Ключевые слова: *затраты, нефтегазодобывающая отрасль, себестоимость.*

Key words*: costs, oil and gas industry, cost value.*

Себестоимость добычи нефти и газа представляет собой стоимостную оценку используемых в процессе добычи нефти и газа природных ресурсов, материалов, реагентов, амортизации основных фондов, топлива, энергии, трудовых ресурсов и других затрат.

Особенность структуры себестоимости в нефтегазоперерабатывающей промышленности - это львиный удельный вес затрат на сырье и энергию, который составляет около 90% общих затрат на переработку нефти.

Во всех процессах затраты на оплату труда не превышают 5-7%. Так из-за отличия по материало-, энерго- и капиталоемкости структура себестоимости продукции нефтехимических производств различна.

При учете структуры себестоимости продукции нефтегазопереработки наибольшее снижение ее может быть достигнуто в результате улучшения использования сырья, для чего необходимы лучшие совершенствование и стабилизация правильный подбор катализаторов, подбор и подготовка сырья, стабилизация его состава, удешевление его производства на предшествующих процессах, технологического режима, применение более дешевого сырья, рациональное использование побочных продуктов. Использование сырьевых ресурсов тесно связано с борьбой за уменьшение

ГБОУ ВО АГНИ

производственных потерь. При рациональном использования сырья увеличивается выработка целевой продукции и достигается экономия себестоимости по всем статьям затрат.

Информация о затратах является ядром всей системы организации управленческого учета. На состав калькуляционных статей затрат влияют отраслевые факторы производства. При добыче нефти и газа имеются технологические и организационные особенности, которые влияют на формирование структуры издержек производства, например, в себестоимости продукции отсутствуют сырьевые издержки производства. Важная особенность нефте- и газодобычи - удаленность предмета труда и подземной части оборудования от непосредственного наблюдения, что обусловливает своеобразие характера технологии процесса добычи полезных ископаемых и формирование издержек производства на нефтяных и газовых скважинах.

Снижение себестоимости является одним из условий, которое связано с повышением конкурентоспособности товаров и средством по увеличению объёма производства и неизменной стоимости трудовых и материальных ресурсов.

Резервы по снижению себестоимости являются элементами осуществляемых затрат, за счёт экономии которых можно произвести снижение издержек производства.

Таким образом, главной задачей в деятельности предприятия и одним из условий по повышению конкурентоспособности различных услуг, а также средством по увеличению объёма выполнения работ при постоянной стоимости трудовых и материальных ресурсов является снижение себестоимости выполняемых работ за счет перехода к новым технологиям управления затратами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Асеева А.А. Теоретико-методологические подходы к управлению затратами производства // Вестник Курской государственной сельскохозяйственной академии. – 2014. – №9. – С. 72-78.

2. Иванов Р.В. Перспективные направления развития систем управления на предприятиях нефтегазовой отрасли России / Р.В. Иванов // Известия Санкт-Петербургского университета экономики и финансов. - 2015. - № 3. - С. 115-119.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 338.45

СУЩНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ ЗАТРАТАМИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ В УСЛОВИЯХ РЕФОРМИРОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

ANALYSIS OF THE NEED TO TRANSITION TO NEW COST MANAGEMENT TECHNOLOGIES

Р.Ф. Сафин, Л.Н. Краснова
(Rodion F. Safin, Lydia N. Krasnova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Статья посвящена проблеме управления затратами в нефтяной отрасли. Эти задачи можно решить, если управлять затратами, для чего необходимо обеспечить такую систему учета и контроля затрат, где на выходе останутся точные учетные данные для принятия управленческих решений технологическим процессом нефтедобычи.

The article is devoted to the problem of cost management in the oil industry. These tasks can be solved if you manage costs, which requires a system of accounting and cost control, where the output will remain accurate accounting data for management decisions of the technological process of oil production.

Ключевые слова: *затраты, нефтегазовый комплекс.*
Key words*: costs, oil and gas complex.*

Уже сегодня практически перед каждым предприятием, независимо от принадлежности к той или иной отрасли, стоит стратегическая цель - получение максимальной прибыли. Цель можно решить двумя способами:

1) при помощи наращивания объемов продаж;
2) путем снижения затрат.

Если учитывать жесткую конкуренцию на рынке и ограниченный спрос, то наиболее оптимальным будет второй вариант.

Последние десять лет было ознаменовано крупными структурными изменениями в нефтегазодобывающей промышленности: разрушение прежних организационных структур, установившихся хозяйственных связей и создание новых структур управления, новых производственно-хозяйственных отношений.

В свою очередь, нефтегазодобывающие предприятия подвергаются воздействию факторов неопределенности, что приводят к нарушению производственного процесса. К ним, в первую очередь, следует отнести изменившиеся условия разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, такие как увеличение обводнённости добываемой продукции, спад дебитов эксплуатируемых скважин и истощение запасов. В результате все силы и средства предприятий

ГБОУ ВО АГНИ

направляются на повышение нефтеотдачи, что приводит к росту затрат на производство. В то же время для поддержания конкурентоспособности и рентабельности предприятия нефтегазодобычи основное внимание уделяют сокращению контролируемых затрат за счет вывода из эксплуатационного фонда нерентабельных скважин.

Одновременно возникла проблема, которая связана с наращиванием производственного потенциала для компенсации падения добычи, что в свою очередь требует огромных затрат.

Затраты нефтегазового комплекса весьма значительны из-за больших размеров организационных структур управления и производства, которые достались нам в «наследство» от плановой экономики. Представленные проблемы возможно решить, если управлять затратами, для чего необходимо обеспечить такую систему учета и контроля затрат, где на выходе останутся точные учетные данные для принятия управленческих решений технологическим процессом нефтедобычи.

Для того, чтобы решить поставленные задачи следует разработать современные методы управления затратами, которые учитывают все особенности нефтегазодобывающих предприятий в условиях развития рыночных отношений.

На основании вышесказанного особую актуальность приобретают и те исследования, которые направлены на повышение апробации управленческих решений путем развития и оптимизации методологической основы анализа и контроля затрат на нефтегазодобывающих предприятиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Быкова И.В. Современные системы управленческого учета с позиции охвата важнейших факторов развития предприятий в условиях неопределенности // Управленческий учет. - 2014. - № 10. - С. 6-15.

2. Доможирова О.В. О современных подходах в управлении затратами на промышленных предприятиях / О.В. Доможирова, А.И. Петлюк // Белгородский экономический вестник. - 2016. - № 2. - С. 39-43.

3. Иванов Р.В. Перспективные направления развития систем управления на предприятиях нефтегазовой отрасли России / Р.В. Иванов // Известия Санкт-Петербургского университета экономики и финансов. - 2015. - № 3. - С. 115-119.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 336.226

НАЛОГ НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД ОТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

TAX ON ADDITIONAL INCOME IN THE OIL INDUSTRY

Д.И. Сафина
(Dilyara I. Safina)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Статья посвящена изучению системы налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли. В третьем чтении Госдума приняла закон о поправках к Налоговому кодексу, которые касаются введения налога на дополнительный доход (НДД) в нефтяной отрасли. Он подразумевает старт с 1 января 2019 года пилотного проекта новой налоговой системы для нефтяной отрасли, пока ограниченной определенным перечнем месторождений и рядом условий.

The article is devoted to the study of the tax system in the oil and gas industry. In the third reading, the State Duma adopted a law on amendments to the Tax Code, which relate to the introduction of additional income tax in the oil industry. It implies the start on January 1, 2019 of a pilot project of a new tax system for the oil industry, so far limited by a certain list of fields and a number of conditions.

Ключевые слова: *НДПИ, НДД, налоговая база, налоговая ставка, налогоплательщик.*

Key words: *mining tax, income tax, the tax base, tax rate, taxpayer.*

Наибольшую актуальность в настоящее время приобретают исследования, связанные с разработкой конкретных налоговых механизмов, являющихся инструментами изъятия сверхдоходов от добычи углеводородов. В последние годы вопрос о введении налога на дополнительный доход в нефтедобыче является широко обсуждаемым в профессиональных кругах, в органах исполнительной и законодательной власти Российской Федерации

19 июля 2018 года принят Федеральный закон № 199-ФЗ, в соответствии с которым в Налоговый кодекс РФ добавлена новая глава 25.4 «Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья». Соответствующие поправки вступили в силу с 1 января 2019 года.

Компании, занимающиеся нефтедобычей, уплачивали налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Объектом налогообложениям признается физический объем полезных ископаемых. Сумма налога к уплате рассчитывается по формуле [2]:

$$НДПИ = ОБ \times (Ст \times Кц — Дм),$$

ГБОУ ВО АГНИ

где ОБ — это величина налоговой базы по добытой нефти в тоннах;

Дм — показатель, характеризующий особенности добычи нефти и определяется по формуле Кндпи × Кц × (1 – Кв × Кз × Кд × Кдв × Ккан);

Кндпи – с 1 января 2016 года равен 559;

Кц – коэффициент отражает мировую динамку цен на нефть;

Кв – коэффициент, характеризующий степень выработанности отдельного участка недр;

Кз – коэффициент, отражающий величину запасов нефти на месторождении;

Кд – коэффицент, отражающий уровень сложности добычи нефти;

Кдв – коэффициент, характеризующий степень выработанности отдельной залежи;

Ккан – коэффициент, отражающий специфику региона добычи и свойства нефти;

Ст — ставка НДПИ по нефти.

Основной недостаток этого налога состоит в том, что при налогообложении не принимаются во внимание затраты компаний на разработку месторождений, а налог взимается, исходя из объемов добытой нефти. Реформа налогообложения для нефтяных компаний предполагает частичную замену НДПИ новым налогом на дополнительный доход (НДД).

Объектом обложения НДД является дополнительный доход от добычи углеводородного сырья на обозначенных участках недр, который определяется как разница между расчетными доходами от добычи и суммой фактических и расчетных расходов по добыче за календарный год:

Налоговая база НДД = расчетная выручка – фактические расходы – расчетные расходы

Ставка налога составляет 50% налогооблагаемой базы [1].

Расчетными расходами по добыче углеводородного сырья на участке недр признается сумма следующих видов расходов:

1) расчетная вывозная таможенная пошлина на нефть и газовый конденсат;

2) расчетные расходы на транспортировку нефти, газового конденсата.

Расчетная вывозная таможенная пошлина на нефть и газовый конденсат за календарный месяц ($П_р$) рассчитывается по следующей формуле [2]:

$$П_р = ЭП_{нефть} \times Р \times (V_{нефть} + V_{гк}),$$

где $ЭП_{нефть}$ - ставка вывозной таможенной пошлины на нефть, выраженная в долларах США за тонну, установленная в соответствующем календарном месяце в отношении нефти, добытой на

ГБОУ ВО АГНИ

участке недр, в порядке, установленном Законом Российской Федерации от 21 мая 1993 года N 5003-1 «О таможенном тарифе»;

Р - среднее за календарный месяц значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации, определяемое налогоплательщиком в соответствии с Налоговым Кодексом;

$V_{нефть}$ и $V_{гк}$ - количество добытых нефти и газового конденсата на участке недр за календарный месяц.

Сумма расчетных расходов на транспортировку нефти, газового конденсата за календарный месяц ($Т_з$) рассчитывается по следующей формуле [2]:

$$Т_з = Т_{ингк} \times V_{нк},$$

где $Т_{ингк}$ - индикативный тариф на транспортировку нефти, определяемый для соответствующего района добычи нефти в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, и публикуемый в официальных источниках информации уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по принятию нормативных правовых актов в сфере государственного регулирования цен (тарифов) на товары (услуги). Индикативный тариф на транспортировку нефти устанавливается в рублях на тонну нефти;

$V_{нк}$ - количество добытых нефти и газового конденсата на участке недр в календарном месяце.

Принципиальным отличием НДД является то, что он взимается с финансового результата, а не с выручки и позволяет платить только в том случае, если разработка месторождения оказалась прибыльной. Предполагается, что это позволит повысить рентабельность проектов, сократить объемы и сроки привлечения заемных средств для реализации проектов, обеспечить приток инвестиций в разработку истощенных и нетрадиционных запасов. При этом уровень налоговых изъятий будет зависеть от доходности каждого участка недр в отдельности, что позволит ввести в разработку низкорентабельные месторождения углеводородного сырья, содержащие в том числе трудноизвлекаемые запасы.

Налогоплательщиками налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья признаются организации, являющиеся пользователями недр на участках недр и, осуществляющие следующие виды деятельности:

1) деятельность по поиску и оценке месторождений углеводородного сырья, разведке, добыче (извлечению из недр) углеводородного сырья (любой смеси в газообразном и (или) жидком состоянии, содержащей углеводородное сырье) на участке недр;

2) деятельность по транспортировке углеводородного сырья (любой смеси в газообразном и (или) жидком состоянии, содержащей

ГБОУ ВО АГМУ

углеводородное сырье), добытого на участке недр, от мест добычи до мест подготовки углеводородного сырья, мест сдачи третьим лицам для транспортировки и (или) для подготовки углеводородного сырья, мест реализации углеводородного сырья третьим лицам без сдачи третьим лицам для транспортировки;

3) деятельность по подготовке углеводородного сырья - разделение любой смеси в газообразном и (или) жидком состоянии, содержащей углеводородное сырье, на производные смеси, содержащие отдельные виды углеводородного сырья; доведение углеводородного сырья (в том числе на мощностях третьих лиц) до качества, при котором такое сырье признается товаром в отношении налогоплательщика;

4) деятельность по хранению углеводородного сырья (любой смеси в газообразном и (или) жидком состоянии, содержащей углеводородное сырье), добытого на участке недр;

5) деятельность по созданию объектов утилизации (переработки) попутного газа, предусмотренных техническими проектами разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документацией на выполнение работ, связанных с пользованием участком недр, согласованными в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о недрах;

6) деятельность по сдаче в аренду лицу, оказывающему услуги (выполняющему работы) налогоплательщику, связанные с осуществлением одного или нескольких видов деятельности, имущества, используемого при осуществлении указанных видов деятельности [3].

Права пользования данными участками недр предоставлены организациям на основании лицензий, выданных в соответствии с законодательством Российской Федерации о недрах и предусматривающих в том числе право таких организаций на разведку и добычу нефти на участках недр, указанных в НК РФ.

Касаемо крупных нефтяных компаний, Госдума приняла в I чтении законопроект, который позволяет НК «Роснефти» и ПАО «Газпром нефти» с 1 мая 2019 года в рамках пользования режимом НДД не платить экспортную пошлину на нефть по 8 месторождениям. Суммарная экономия компаний может составить от 1,5 млрд рублей до 2 млрд рублей ежемесячно. Законопроект уточняет порядок применения введенного в 2019 году налога на дополнительный доход (НДД) в нефтяной отрасли [3]. Речь идет о праве компаний с 1 мая 2019 года не платить экспортную пошлину на нефть по восьми месторождениям. Правительство внесло эти поправки в Думу в начале июля 2019 года.

Стоит также отметить, что режим НДД в принятой конфигурации не предполагает стимулирование разработки запасов газа и сохраняет налоговую нагрузку по НДПИ для этой категории запасов. То есть применение НДД для участков с преимущественно газовыми запасами

ГБОУ ВО АГНИ

может повлечь ухудшение экономической эффективности разработки. Поэтому, принимая во внимание возможность перехода нефтяного проекта со временем в газовую фазу, в новой налоговой системе предусмотрена возможность отказа от дальнейшего применения НДД в случае превышения доли остаточных запасов природного газа 50% относительно суммарных запасов углеводородов.

Анализ результатов от принятия закона о НДД и его влияния на инвестиционную деятельность предприятий может послужить темой для дальнейшего исследования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральная налоговая служба [Электронный ресурс]. – Доступ: https://www.nalog.ru.

2. Электронная справочная правовая система «Консультант Плюс» [Электронный ресурс]. – Доступ: http://www.consultant.ru.

3. Российское агентство международной информации «РИА Новости» [Электронный ресурс]. – Доступ: https://ria.ru.

УДК 33338.45

ПРОБЛЕМЫ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ: ТЕНДЕНЦИИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

PROBLEMS OF RUSSIAN OIL AND GAS COMPLEX ENTERPRISES: TRENDS AND SOLUTIONS

Д.И. Сафина

(Dilyara I. Safina)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Статья посвящена анализу проблем предприятий нефтегазового комплекса, выявлению основных тенденции и путей решения. Выделяются четыре основные группы проблем: экстенсивное развитие, технологическая отсталость, организационно-управленческие проблемы и неэффективное применение информационных технологий. В рамках каждой группы выявлены наиболее острые проблемы, препятствующие эффективному развитию предприятий нефтегазового комплекса и их успешной интеграции в внешнеэкономические связи и отношения.

The article is devoted to the analysis of the problems of oil and gas enterprises, the identification of the main trends and solutions. Four main groups of problems are distinguished: extensive development, technological backwardness, organizational and managerial problems, and inefficient application of information technologies. Within each group, the most acute problems were identified that hinder the effective development of oil and gas enterprises and their successful integration into foreign economic relations and relations.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *газовая промышленность; нефтегазовый комплекс; вертикальноинтегрированные нефтяные компании; управление промышленным предприятием; институциональные факторы.*

Key words: *gas industry; oil and gas complex; vertically integrated oil companies; industrial enterprise management; institutional factors.*

Проблемам развития нефтегазовой отрасли посвящено множество современных трудов, причем направления исследований в этой области достаточно обширны.

Цель данной статьи - выявить основные проблемы предприятий нефтегазового комплекса России, которые препятствуют его эффективному развитию, а также предложить некоторые пути их решения.

В настоящий момент основные актуальные проблемы российского нефтегазового комплекса, препятствующие его эффективному развитию и успешной интеграции во внешнеэкономические связи и отношения, можно систематизировано представить в рамках четырех блоков.

1. Сложившаяся модель экстенсивного развития нефтедобывающей и газодобывающей отраслей: концентрация месторождений углеводородов в сложных климатических условиях, неэффективная разработка месторождений, территориальная удаленность предприятий отрасли нефтедобычи от нефтеперерабатывающих, газоперерабатывающих заводов и центральных регионов России, слабая развитость транспортной инфраструктуры нефтегазового комплекса.

Основная часть месторождений топливно-энергетических ресурсов России расположена в холодных и удаленных регионах страны. Данный фактор характерен как для газодобывающего сектора, так и для нефтедобывающей промышленности, преимущественно концентрирующихся в Уральском, Сибирском, Дальневосточном и Приволжском федеральных округах РФ (см. таблица 1).

Таблица 1 - Основные показатели нефтедобывающей и газодобывающей отрасли по федеральным округам РФ [5]

Федеральный округ	Добыча полезных ископаемых, млн. руб.	Добыча нефти, включая газовый конденсат, тыс. тонн	Добыча природного и попутного газа, млн. куб. м.	Регионы концентрации месторождений
Уральский	3 771 668	300 619	546 542	Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ, Ямало-Ненецкий автономный округ
Сибирский	1 311 676	47 650	15 261	Красноярский край, Томская область, Иркутская область
Дальневосточный	1 394 349	23 355	32 108	Сахалинская область, Республика Саха (Якутия)

ГБОУ ВО АГНИ

Приволжский	1 473 180	115 049	24 907	Республика Татарстан, Оренбургская область, Республика Башкортостан
Северо-Западный	620 388	28 681	4 614	Ненецкий автономный округ, Республика Коми
Южный	193 189	9 224	16 680	Ставропольский край, Чеченская Республика

2. Технологическая отсталость отраслей переработки нефти и газа: неэффективное использование производственных мощностей, моральная и физическая изношенность основных фондов, существенное отставание перерабатывающей промышленности России от уровня европейских и североамериканских стран.

Традиционно состояние и степень развития нефтеперерабатывающей отрасли выражались в показателе глубины нефтепереработки, характеризующем долю нефтепродуктов, получаемых из нефти, в общем объеме переработки. В России его значение составляет около 70-72%, для сравнения, в Европе и Америке значение глубины переработки нефти варьируется в пределах 85-90% [2].

Сравнительные характеристики отечественных и зарубежных технологических процессов нефтеперерабатывающей промышленности представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Сравнительные показатели развития Российской и зарубежной нефтеперерабатывающей промышленности [1]

Показатели развития	Зарубежная нефтепереработка	Российская нефтепереработка
Каталитический крекинг - технологический процесс глубокой переработки нефти для получения компонентов бензина и газойля	15-17% к первичной переработке нефти в Западной Европе и Японии, 36% - в США, применение высокоэффективных конструкций реакторнорегенера-торного оборудования	Мощности составляют около 6% к мощности первичной переработки нефти, эксплуатируются регенераторы низкой и средней эффективности
Каталитический риформинг - процесс получения высокооктановых бензинов и аренов	Риформинг прямогонных бензинов составляет 13% в Западной Европе и около 20% к первичной переработке нефти в США	Около 11,5% к первичной переработке нефти
Алкилирование и изомеризация - процессы получения высокооктановых добавок к моторному топливу и сырья для нефтехимии	Уровень составляет 3,5 и 8,5% к первичной переработке нефти в Западной Европе и США соответственно, процесс алкилирования ведется с применением твердых катализаторов	Суммарная доля развития процесса алкилирования составляет не более 2% к мощности первичной нефтепереработки, в процессе алкилирования используется только серная кислота
Риформат - высокооктановый компонент бензинов (имеет повышенное содержание токсичных ароматических углеводородов, в основном, бензола)	Доля риформата в суммарном фонде автомобильных бензинов не превышает 25%	Бензин каталитического риформинга является превалирующим компонентом автомобильных бензинов большинства НПЗ, доля риформата составляет 45-50%

ТВОУ ВО АГНИ

3. Организационно-управленческие проблемы предприятий нефтегазового комплекса: нерациональная организационная структура вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний, неэффективность существующих бизнес-процессов, низкая скорость реагирования на внешние экономические сигналы.

Построенные по принципу жесткого централизованного управления, отечественные нефтегазовые компании представляют собой огромные разветвленные структуры, характеризующиеся нерациональным использованием всех видов ресурсов (временных, трудовых, финансовых, материальных), отсутствием ориентации на потребителя и изменяющиеся условия внешней среды макро- и микроуровня, перегруженностью бизнес-процессов излишними функциями и должностями.

В процессе консолидации предприятий НГК и увеличения масштабов нефтегазового бизнеса особенно проявляются локальные проблемы применения функционального подхода к управлению: излишний бюрократизм, бумажная волокита, инерционность бизнеса, капиталоемкость и отсутствие эффективных коммуникаций между организационными структурами компаний. Все это снижает эффективность деятельности отдельных производственных и сбытовых подразделений, а, следовательно, делает всю компанию неконкурентоспособной в условиях динамической и нестабильной рыночной конъюнктуры глобальной экономики.

4. Неэффективное применение информационных технологий на предприятиях нефтегазового комплекса: «лоскутная» автоматизация, хаотичное внедрение средств информационной поддержки, несоблюдение единых стандартов хранения и передачи данных, отсутствие единого информационного пространства в структуре вертикальноинтегрированных нефтегазовых компаниях [3].

На сегодняшний день практически все предприятия нефтегазового комплекса тем или иным образом используют информационно-коммуникационные технологии (ИКТ) в своей деятельности. Традиционно в них входят персональные компьютеры, локальные сети, системы автоматизации складского и бухгалтерского учета, веб-сайты, устаревшие технологические приложения либо специфические по функционалу продукты собственной разработки и пр.

Проведенный анализ позволяет констатировать наличие актуальных проблем во всех сферах деятельности нефтегазового комплекса России: от нефтедобычи до реализации нефтепродуктов. В соответствии с этим, можно выделить задачи, которые необходимо решить отечественным предприятиям для обеспечения собственной конкурентоспособности на внутреннем и внешнем рынке энергоресурсов в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

1. Качественная модернизация нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности: модернизация

ГБОУ ВО АГНИ

производственных мощностей и обновление основных фондов предприятий, комплексное развитие транспортной инфраструктуры в регионах концентрации предприятий, повышение эффективности разработки месторождений и проведения геологоразведочных работ путем внедрения инновационных технологий в сфере разведки, добычи и переработки нефтегазовых ресурсов;

2. Реинжиниринг основных, вспомогательных и управленческих бизнес-процессов в иерархических структурах нефтегазовых корпораций с учетом специфики и потребностей предприятий различных отраслей, а также общих стратегических направлений развития вертикально-интегрированных компаний: формирование гибкой коммуникационной структуры организации, обеспечение своевременного реагирования на изменения внешней среды, повышение эффективности существующих бизнес-процессов;

3. Совершенствование существующих, а также разработка и внедрение новых инструментов и технологий управления консолидированными нефтегазовыми компаниями в условиях интеграции НГК, разработка качественно новой модели управления с учетом актуальных экономических реалий и тенденций развития нефтегазового комплекса на макроэкономическом уровне;

4. Проведение комплексной модернизации ИТ-инфраструктуры субъектов нефтегазового комплекса с учетом масштабов деятельности отечественных предприятий и новых потребностей отрасли в информационно-техническом обеспечении, формирование единой информационной основы для обеспечения эффективного управления предприятиями нефтегазового комплекса и организации эффективного взаимодействия структур вертикальноинтегрированных компаний.

Таким образом, выделены основные проблемы предприятий нефтегазового комплекса, а также предложены меры по повышению эффективности работы этих предприятий. Результаты данного исследования в дальнейшем могут быть использованы предприятиями нефтегазовой отрасли при разработке стратегических решений, а также органами государственной власти при регулировании товарных рынков с ограниченной конкуренцией.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кислицын Е.В., Першин В.К. Тенденции развития рынка природного газа Европы: особенности, участники, перспективы // Известия Уральского государственного экономического университета. - 2016. - № 5. - С. 74-87.

2. Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи // Бурение и нефть [Электронный ресурс]. - Доступ: http://burneft.ru/archive/issues/2011-02/6.

3. Меркулов В.Н., Ткаченко Л.И. Проблемы управления

ГБОУВО АГНИ

нефтегазовым комплексом России с учетом влияния новых геополитических факторов // Вестник РГГУ. - 2015. - № 1. - С. 61-65.
4. Фаррахов В.Н., Фадеева А.В. Актуальные проблемы нефтегазового комплекса // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. - Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – С. 197-200.
5. Федеральной службы государственной статистики [Электронный ресурс]. – Доступ: http://www.gks.ru/.

УДК 331.5

ПЕРЕМЕЩЕНИЕ КАДРОВ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ ТРУДА

MOVEMENT OF PERSONNEL IN THE RUSSIAN LABOR MARKET

И.С. Смирнов, В.В. Столбова, В.Н. Фаррахов
(I.S. Smirnov, V.V. Stolbova, V. N. Farrakhov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

С каждым годом действующие предприятия уменьшают или увеличивают количество рабочих мест. Последствия таких явлений следующие: перераспределение рабочих, а также капитала от менее производительных компаний к более производительным.

В этой статье проведен анализ данных по созданию и ликвидации вакансий в России, который является актуальной темой современности, так как это явление является фактором повышения производительности труда.

Every year, existing enterprises reduce or increase the number of jobs. The consequences of such phenomena are as follows: redistribution of workers, as well as capital from less productive companies to more productive ones.

This article analyzes the data on creation and liquidation vacancies in Russia, which is a topical topic of our time, as this phenomenon is a factor in increasing productivity.

Ключевые слова: *Производительность труда, создание рабочих мест, российский рынок труда.*

Key words: *Labor productivity, job creation, the Russian labor market.*

В экономически развитых странах ежегодно возникает около 10-15% новых рабочих мест (по отношению к общей численности всех занятых) и исчезает примерно столько же «старых».

Чтобы исследовать перераспределение рабочих мест между различными группами фирм, можно разложить избыточное общее перераспределение работы по компонентам внутригрупповых и

ГБОУ ВО АГНИ

межгрупповых изменений. Если группы фирмы определяются в соответствии с их международным статусом, последний обеспечивает меру перераспределения рабочих мест между фирмами, участвующими и не участвующими в международных рынках.

Создание и уничтожение рабочих мест имеют два источника: первый - расширение или сокращение занятости в действующих компаниях, второе - вхождение новых, ранее несуществующих компаний, или ликвидация действующих компаний. Операционные компании увольняют и нанимают сотрудников, тем самым перемещая рабочие места и сотрудников. Процессы увольнения и найма работников, как правило, протекают параллельно. Исчезнув с рынка, компания ликвидирует большое количество устаревших рабочих мест, в то время как недавно сформировавшиеся компании создают более продуктивные рабочие места.

Все компании, действующие на рынке труда, делятся на пять групп, которые соотносятся с системой координат (Рисунок 1).

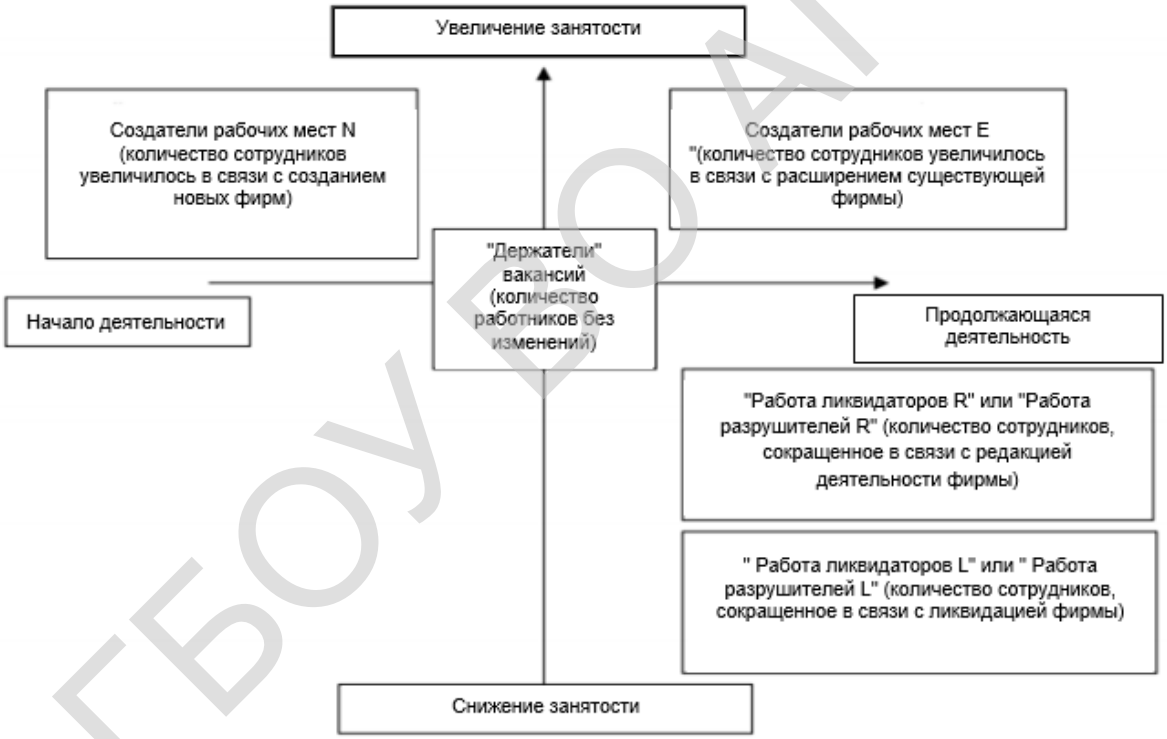


Рисунок 1 – Классификация компаний с точки зрения создания и уничтожения рабочих мест

Увеличение средней численности работников в компаниях принадлежность к группам «Создатели рабочих мест N» и «Создатели рабочих мест E» показывает количество созданных сотрудников, при уменьшении среднесписочной численности работников в компаниях, входящих в «Работа ликвидаторов P» и «Работа ликвидаторов L» отражает количество рабочих мест, ликвидированных в экономике.

ГБОУ ВО АГНИ

Какой из двух факторов - текучесть кадров в существующих компаниях или создание новых компаний и ликвидация и прекращение деятельности компаний важнее в процессе перераспределения рабочие места? Согласно проекту «Европейская карта рабочих потоков», в среднем страны с В развитых странах с рыночной экономикой вклад в создание и ликвидацию предприятий 27% от общего оборота рабочих мест, и особенно значительный вклад компаний в ликвидацию рабочих мест, где этот показатель достигает 36% (Martin-Barroso and Andres, 2011) [2, С. 127]. Аналогичные результаты были получены Эксперты ОЭСР, которые изучали движение рабочих мест в странах ОЭСР. Треть всех созданных рабочих мест и около 30% созданных рабочих мест связаны с процессом возникновения и ликвидации новых компании (OECD Employment Outlook, 2009). Данные, характеризующие движение рабочей силы и рабочей силы в 2010-2017 гг. на российском рынке труда представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Динамика функционирования и движения рабочей силы (в крупных и средних компаниях) в Российской Федерации в 2010–2017 гг., тыс. чел.

Наименование показателя	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.
Среднее количество сменивших работу в течении года	39314	37579	36728	36342	36108	35724	35218	34729
Количество созданных рабочих мест в течении года (брутто создание работы)	4079	3091	2983	3174	3304	3198	3835	2367
«Работа создателей E»	2037	1614	1808	1921	1869	1698	1731	1491
Работа создателей N»	2042	1476	1175	1252	1435	1500	2104	876
Номер работы подорванный (грубая работа разрушения)	4010	4725	3735	3386	3439	3647	4219	3135
«Работа ликвидатора R»	2272	3190	2383	1974	1972	2058	2081	2115
«Работа ликвидатора L»	1738	1535	1352	1412	1448	1589	2137	1021
Отклонение количества сменивших работу по сравнению с предыдущим годом	+69	-1634	-753	-212	-135	-449	-384	-768

В период 2010-2017 гг. Российские крупные и средние компании сократили численность работников от 39,3 млн до 34,7 млн человек. В среднем за год создано около 3-4 миллионов новых рабочих мест в связи с расширением занятости на некоторых предприятиях и примерно столько же устранено путем сведения их к другим. Таким образом, общее количество рабочих мест, перераспределённых ежегодно (количество созданных и ликвидированных) варьировалось в пределах 6,5-8 млн., но начиная с 2011 г. разница (созданных и ликвидированных) имела отрицательную динамику.

ГБОУ ВО АГНИ

В таблице 2 произведены расчеты относительных показателей создания и ликвидации рабочих мест, выраженная как доля средней занятости.

Таблица 2 – Коэффициенты динамики занятости и движения рабочей силы (в крупных и средних предприятиях) на рынке труда Российской Федерации 2010 – 2017 гг.

Наименование показателя	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.
Общий коэффициент создания рабочих мест	10,4	8,2	8,1	8,7	9,2	8,95	10,9	7,8
Создатели рабочих мест N	5,2	4,3	4,9	5,3	5,2	4,75	4,9	4,3
Создатели рабочих мест E	5,2	3,9	3,2	3,5	4,0	4,2	6,0	2,5
Общий коэффициент ликвидации рабочих мест	10,2	12,6	10,2	9,3	9,5	10,21	12,0	9,0
Работа ликвидаторов L	5,8	8,5	6,5	5,4	5,5	5,76	5,9	6,1
Работа ликвидаторов R	4,4	4,1	3,7	3,9	4,0	4,45	6,1	3,0
Баланс движения рабочих мест	0,2	-4,4	-2,1	-0,6	-0,4	-1,26	-1,1	-1,2
Валовое перераспределение рабочих мест	20,6	20,8	18,3	18,1	18,7	19,2	22,90	16,8
Избыточное перераспределение рабочих мест	20,4	16,5	16,2	17,5	18,3	17,9	21,8	15,6
Доля избыточного перераспределения рабочих мест в валовом перераспределении рабочих мест	99,1	79,1	88,8	96,8	98,0	93,2	95,2	92,9

Чтобы сделать выводы о том, какие компании (существующие или вновь созданные) вносят больший вклад в создание вакансии, проанализируем рисунок 2.

На рисунке 2 показано, что все больше «новых» компаний вносят больший вклад в создание рабочих мест, за исключением 2014 года, когда увеличение рабочих мест было связано с расширением масштабов деятельности существующих компаний. Эта цикличность в процессах создания рабочих мест синхронна с динамикой ВВП. Если перевести абсолютные значения в относительные цифры (в % от общего числа рабочих мест), то происходит снижение с 10% до 8% в начале периода, затем стабилизация на 8-9%, рост до 11% и, наконец, снижение до 7%.

ГБОУ ВО АГНИ

Рисунок 2 – Динамика создания рабочих мест устоявшимися и молодыми компаниями за 2010-2017 гг., %

Существующие фирмы достаточно осведомлены о прибыльности новых дифференцированных продуктов в рамках их сектора, поэтому естественным предположением является то, что новые рабочие места более производительны, чем существующие. Следует понимать, что создание рабочих мест происходит, когда компания с вакантной должностью и работник встречаются и начинают производить [4, С. 38]. Максимальное количество рабочих мест (4,7 млн.) было отозвано в кризисном 2009 году, затем в течение 2012-2015 гг. количество ликвидированных позиций не достигло 3,8 млн в год. Новый максимум был достигнут в 2016 году, когда 4,2 миллиона рабочих мест осталось невостребованным. Однако в 2017 году процесс ликвидации значительно замедлился.

Колебания с точки зрения создания и ликвидации рабочих мест могут происходить под влиянием двух факторов: во-первых, изменение соотношения между количеством производственных предприятий и числом ликвидаторов предприятия и, во-вторых, путем ускорения или замедления на них процессов создания и ликвидация рабочих мест (повышение или увеличение, или восстановление занятости).

ЛИТЕРАТУРА

1. Закон РФ от 19 апреля 1991 г. № 1032-1 «О занятости населения в Российской Федерации» (в ред. от 23.02.2013 г. № 11-ФЗ).

2. Рынок труда и его актуальные проблемы в современной экономике [Электронный ресурс] / Л.И. Ерохина [и др.] // Школа унив. науки: парадигма развития. – 2015. – № 2 (16). – 60 с.

3. Адамчук В.В., Романов О.В., Сорокина М.Е. Экономика и социология труда: учебник для вузов. – М.: ЮНИТИ, 2016. - 407 с.

4. Чернецова В.И. Итоги 2014 года на рынке труда: анализ и прогнозы // Вопросы экономики. – 2015. – № 1. – 43 с.

5. Беляева М.Г. Как сделать цивилизованным российский рынок труда // ЭКО-2007. – 12 с.

ГБОУ ВО АГНИ

6. *Юдина С.В., Фаррахов В.Н. Менеджмент: методические указания по выполнению курсовой работы по дисциплине «Менеджмент» для бакалавров направления 080100 «Экономика» очной и заочной форм обучения. - Альметьевск, 2013.*

УДК 338.27

МИРОВОЙ ОПЫТ БЮДЖЕТНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ

WORLD EXPERIENCE OF BUDGET PLANNING AT THE ENTERPRISE

А.А. Судник, О.А. Фатхутдинова
(Alina A. Sudnik, Olga A. Fathutdinova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В целях совершенствования систем управленческого учета и финансовых потоков на отечественных предприятиях целесообразно рассмотреть опыт бюджетного планирования и управления на производственных предприятиях в крупных странах мира. Поскольку каждая финансовая операция должна оказывать прозрачное влияние на динамику прибыли, необходимо быстро определить, необходимы ли корректирующие меры для безотказной работы механизма увеличения продукта.

In order to improve management accounting systems and financial flows at domestic enterprises, it is advisable to consider the experience of budget planning and management at production enterprises in large countries of the world. Since each financial transaction must have a transparent impact on the dynamics of profits, it is necessary to quickly determine whether corrective measures are necessary for the failure-free operation of the mechanism of increasing the product.

Ключевые слова: *планирование, эффективность, бюджетирование, финансовые бюджеты, консолидированные бюджеты.*

Key words: *planning, efficiency, budgeting, financial budgets, consolidated budgets.*

В начале двадцать первого века в экономике происходят серьезные изменения, связанные с повсеместным признанием «экономики знаний» как наивысшего уровня инновационной экономики и наилучшего сценария развития для каждой страны. Изменения затрагивают экономические системы на всех уровнях. На международном уровне осознается необходимость устойчивого развития, решения глобальных проблем и улучшения качества жизни всех жителей планеты. Страны адаптируют государственную политику

ГБОУ ВО АГНИ

для перехода к инновационному развитию путем пересмотра приоритетов распределения средств в области НИОКР, образования и здравоохранения. На операционном уровне компании появляются новые функции, которые нетипичны для «классического» управленческого мышления, затрагивая все аспекты существования организации.

В постсоветское время система управления российскими компаниями также меняется за счет опыта зарубежных менеджеров.

Многочисленные специальные исследования в Европе и США уже давно отмечают, что при планировании компаний достигаются значительно более высокие экономические результаты, чем без систематического планирования.

На сегодняшний день для зарубежных компаний широко распространены следующие этапы планирования:

1. Сформулировать состав предстоящих запланированных задач, определить систему ожидаемых опасностей или ожидаемого потенциала организации.

2. Поиск альтернативных решений для устранения проблем.

3. Обоснование предлагаемых стратегий, целей и задач, которые компания планирует реализовать.

4. Планирование капитала для достижения целей.

5. Определение потребностей в ресурсах.

6. Проектировать выполнение разработанных планов и контролировать их выполнение.

Для отечественных предприятий распространены следующие этапы планирования:

1. Составление планов, принятие решений для будущих целей организации и способах их достижения.

2. Организация выполнения плановых решений, оценка реальных показателей деятельности организации.

3. Контроль и анализ конечных результатов, корректировка фактических показателей и улучшение организации.

Очевидно, что основы систем планирования российских и зарубежных компаний имеют общую базу, но в нашей стране система планирования более примитивна и труднее предпринимать корректирующие действия.

В современных условиях компании не могут работать эффективно, если они полагаются на процесс планирования, который не синхронизирован с динамикой развития предприятия. Стандарт для американских компаний - это комплексная модель бюджетирования, которая описывает ряд функциональных бюджетов, которые оценивают результаты ключевых процессов компании: закупки, производство, продажи, расчеты. Существуют также операционные бюджеты, которые измеряют вклад каждого центра финансовой ответственности в окончательный финансовый результат. Данные из этих двух групп бюджетов объединены в три консолидированных бюджета компании:

ГБОУ ВО АГНИ

бюджет доходов и расходов, бюджет казначейства и бюджет на балансе. Таким образом, необходимым условием правильного формирования консолидированных бюджетов в практике внутреннего планирования в США считается охват функциональных и оперативных бюджетов всех сфер деятельности подразделений. Стандартный бюджет иностранного предприятия представляет собой скоординированный по всем подразделениям план работы предприятия в целом.

Стандартный бюджет иностранной компании - это план работы компании в целом, согласованный во всех отделах. На рисунке 1 представлена структура основного бюджета.

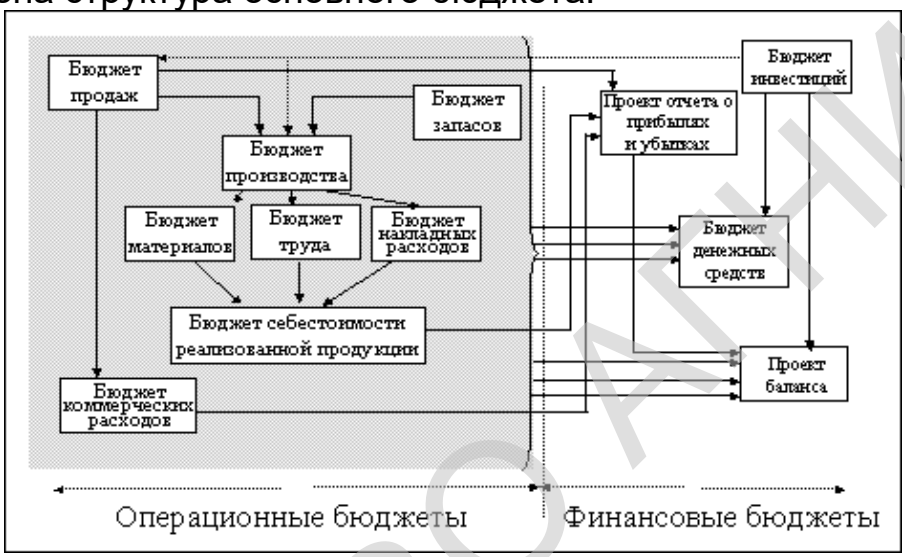


Рисунок 1 - Структура основного бюджета

Отправной точкой бюджетирования является прогноз продаж и определение фактора, ограничивающего продажи предприятия. Зачастую этим фактором является потребительский спрос, выраженный в прогнозируемой величине объема продаж в натуральных единицах. В этом случае разработка основного бюджета начинается с формирования программы продаж или бюджета продаж, поскольку объем и ассортимент продаж будут определять уровень производства предприятия и всей производственной программы. Также, при неограниченном спросе, объем продаж ограничен доступными производственными мощностями, и в этом случае производственный бюджет формируется до создания бюджета продаж. Во время подготовки операционных бюджетов процессы снабжения, производства и маркетинга координируются.

Финансовые бюджеты включают бюджеты, которые характеризуют либо финансовое положение предприятия, либо финансовые результаты его деятельности. Они разрабатываются на основе информации из операционных бюджетов, обобщая или представляя их в необходимом контексте.

Как правило, бюджеты разрабатываются на год, делятся на более короткие периоды: кварталы и месяцы. По сути, организация использует

ГБОУ ВО АГМУ

запланированный бюджет наличных средств на один год. Кроме того, существуют более подробные бюджеты - с разбивкой по дням или неделям на предстоящий месяц. Ежемесячный бюджет используется для планирования, а ежедневный или недельный бюджет используется для мониторинга движения денежных средств. Выбор отчетного года в качестве бюджетного периода обусловлен главным образом заинтересованностью руководства в будущих финансовых результатах и опубликованными формами отчетности, которые фактически определяют лицо предприятия.

В процессе подготовки своего финансового плана компания оценивает потребность в денежных средствах. Прежде всего, исходя из времени, соответствующего для осуществления необходимых платежей, ожидается изменение текущих и оборотных средств. Эта информация соотносится с прогнозами оборачиваемости средств по дебиторской задолженности, сроками и суммой налогов, дивидендов, процентов, которые суммируются в денежном бюджете.

В то же время была реализована информационная функция, поскольку с помощью бюджетов при распределении обязанностей по достижению целей каждый руководитель информируется о роли подразделения, которое он возглавляет в запланированной программе.

Исследования показали, что в сегодняшних нестабильных рыночных условиях и периодически возникающих глобальных кризисах, связанных с выживанием предприятий и устойчивым развитием, компаниям необходимо перейти к управлению бюджетом всех финансовых и материальных ресурсов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Горфинкель В.Я. Экономика предприятия. - М.: ЮРАЙТ, 2014. - С. 78-81.

2. Павлова Е.Н. Управление предприятием с помощью системы бюджетирования // Концепт. - 2015. - №5. - С. 46–50.

3. Савкина Р.В. Планирование на предприятии: учебник. - М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К», 2013. - С. 128-130.

4. Тютюкина Е.Б. Финансы организаций (предприятий): учебник. - Издательство: Дашков и К, 2015. - С. 344-347.

5. Приоритеты бюджетной политики в период финансового кризиса / Садыкова Р.Ш., Бикбова Д.М. // Управление устойчивым развитием. - 2018. - № 4 (17). - С. 38-40.

6. Фатхутдинова О.А., Габдрахимова Р.Ф., Каптелинин О.В. Планирование на предприятии (организации): методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы по дисциплине «Планирование на предприятии (организации)» для бакалавров направления 080100 «Экономика» для очной и заочной форм обучения. – Альметьевск: АГНИ, 2014.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 330.101

ОТНОШЕНИЯ РФ СО СТРАНАМИ СНГ И ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ

RUSSIA'S RELATIONS WITH CIS COUNTRIES AND CUSTOMS UNION

А.И. Султанова
(Alina I. Sultanova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Особенность нынешнего международного положения России в том, что отношения с другими бывшими республиками СССР должны являться для нее главным внешнеполитическим приоритетом с точки зрения общей безопасности, а также вполне конкретных гуманитарных, экономических, политических и военных интересов.

The peculiarity of Russia's current international situation is that relations with other former Soviet republics should be its main foreign policy priority from the point of view of General security, as well as quite specific humanitarian, economic, political and military interests.

Ключевые слова: *экономика, Таможенный союз.*
Key words*: economy, Customs Union.*

СНГ может не существовать как единое целое на земном шаре, но в течение последнего времени мы наблюдаем наращивание различных отдельных регионов на постсоветском пространстве. Несмотря на значительные различия между странами, государства в рамках каждой группы имеют много общих экономических, политических и культурных особенностей, которые, как можно ожидать, исчезнут с уходом тех поколений, которые помнят об общем государстве.

Российская Федерация занимает уникальное положение в евро-тихоокеанском регионе. Опираясь на своих союзников и партнеров по СНГ, Москва укрепляет свою позицию по отношению к геополитическим конкурентам - Европейскому Союзу на Западе и Китаю на востоке. Поэтому в обозримом будущем СНГ должно оставаться важным внешнеполитическим приоритетом Российской Федерации.

Из-за географической близости, случайной этнокультурной общности и тесных исторических связей, особенно в периоды Российской Империи и Советского Союза, эти отношения, вероятно, сохранят свой особый характер. Тем не менее в течение третьего десятилетия после раскола исключительность в отношениях между Россией и бывшими приграничными республиками продолжает уменьшаться. В результате большинство государств СНГ, воспринимаемых многими в России как отдельные, но не совсем иностранные, постепенно перейдут в категорию зарубежных, как это уже

ГБОУ ВО АГНИ

произошло с государствами Балтии.

Поэтому в обозримом будущем СНГ должно оставаться важным внешнеполитическим приоритетом Российской Федерации. Отношения между Россией и независимыми государствами, возникшими после распада Советского Союза, изменятся. Но из-за географической близости, случайной этнокультурной общности и тесных исторических связей, особенно в периоды Российской Империи и Советского Союза, эти отношения, вероятно, сохранят свой особый характер.

Несмотря на очевидную значимость отношений с соседними государствами, страны СНГ вряд ли станут центральным элементом российской внешней политики. Став частью сегодняшнего глобализованного мира, Россия повернулась спиной к строительству империи. Вместо этого она в первую очередь предполагает модернизацию и экономическое укрепление самой нации. Интеграция с некоторыми странами СНГ может и должна поддерживать эти устремления, хотя и лишь в определенной степени, при условии, что они основаны на реалистичной и умеренно амбициозной политике.

Окончательное политическое объединение на добровольной и равноправной основе должно потребовать равной решимости многих участников, широкой общественной поддержки и огромных ресурсов, которые Россия должна быть готова выделить для реализации проекта. Наиболее сложными аспектами этой трансформации представляются частичная передача суверенитета наднациональному органу и распределение долей в общем правительстве, хотя это вряд ли будет достигнуто до 2020 года.

В результате российская политика в отношении отдельных стран СНГ будет формироваться не ностальгией или большой геополитической стратегией, а практическими интересами и потребностями российских лидеров, а также меняющейся обстановкой. [1]. Интеграция между странами СНГ стала приоритетной в связи с глобальным кризисом 2008-2009 годов и одновременными крупными геополитическими сдвигами в Европе, на Ближнем Востоке, в Северной Африке и Азиатско-Тихоокеанском регионе, что побудило Москву отдать приоритет более изолированному подходу. В 2009 году Путин ускорил создание Таможенного союза России, Казахстана и Беларуси, а в 2011 году предложил создать Евразийский союз. Единое экономическое пространство, объединяющее три страны, официально действует с 2012 года.

Даже при новом импульсе Москвы этот интеграционный процесс может увенчаться успехом только в том случае, если Россия и ее партнеры сконцентрируются на реалистичной политике, анализируемой здесь в среднесрочной перспективе в политической, экономической, военной и гуманитарной областях.

Политическая реинтеграция СНГ представляется утопической, поскольку процесс «возвращения в СССР», т. е. возвращение в единое

ГБОУ ВО АГПУ

государство, не станет реальностью ни в какой форме. Нет никаких шансов, что в обозримом будущем Евразийский союз будет напоминать Федерацию или сверхгосударство. Ни Казахстан, ни Беларусь, и особенно их политические и экономические элиты, не уступят формальной независимости преемнику СССР. С другой стороны, Евразийский союз как конфедерация, в которой разные участники имеют неравные роли, но равные права, вряд ли устроит Россию, которая является крупнейшим партнером в демографическом, политическом и военном отношениях. Союзное государство России и Беларуси, двух ближайших стран, было открыто на пороге 21-го века, но остается по сути несуществующим: ярко демонстрируя масштабность стоящих перед ним проблем.

Тем не менее, дальнейшее политическое сближение России с другими странами СНГ, в первую очередь Казахстаном и Беларусью, по-прежнему необходимо и действительно продолжается. В условиях уже начавшейся экономической интеграции Астана, Минск и Москва постепенно развивают общие интересы, что требует более тесной координации политики. Такие символические шаги, как согласование позиций перед сессиями Генеральной Ассамблеи ООН, имеют меньшее значение, чем сотрудничество по чисто практическим вопросам, таким как содействие Казахстану и Беларуси в присоединении к ВТО или в согласовании будущего соглашения Россия-ЕС с существующим Таможенным союзом и Единым экономическим пространством.

Также идет процесс экономической интеграции в рамках СНГ. Казахстан и Беларусь выходят на российский рынок, который в 10-15 раз больше, чем национальный рынок обеих стран. Россия также получает значительные выгоды от доступа к активам на территории стран-партнеров. Путь от Таможенного союза к Единому экономическому пространству и оттуда к общему рынку представляется не только логичным, но и практически осуществимым. Что касается Евразийского экономического союза, то важно напомнить, что подлинное экономическое слияние невозможно без политического союза. Подлинная экономическая интеграция должна охватывать только Россию, Беларусь и Казахстан, причем участие Украины, скорее всего, будет сопровождаться серьезными трудностями. Москва продолжит вовлекать Киев в Таможенный союз, а затем будет стремиться вовлечь его в единое экономическое пространство и Евразийский экономический союз. Однако украинская элита и большинство населения, похоже, понимают, что чрезмерно тесная экономическая интеграция с Россией рискует разрушить украинский национальный проект. Скорее всего, это будет подпитывать внутреннюю напряженность в Украине, создавая серьезную политическую нестабильность и даже возможное участие России, ЕС, Соединенных Штатов и НАТО.

Пути выхода из такого рода кризиса не очевидны, в то время как потенциальные потери участников кажутся огромными. Однако этот

ГБОУ ВО АГМУ

сценарий вряд ли осуществится, тем более что Киев, сдерживаемый Брюсселем, Берлином и Вашингтоном, вряд ли сделает такой поворот в сторону Москвы.

Включение Молдовы в интеграционный процесс будет жизнеспособным только в маловероятном случае участия Украины. Кишинев сохранит свой широко проевропейский вектор, в то время как статус Приднестровья, его анклавное расположение и небольшие географические размеры мешают территории реализовать свои устремления к партнерству с Россией. Если этот замороженный конфликт не будет урегулирован, Тирасполь останется получателем российской помощи. Но если урегулирование будет найдено, Россия сможет укрепить свою экономическую позицию по всей Молдове, даже если страна останется ориентированной на Европейский Союз.

Ситуация с двумя другими отколовшимися регионами, Абхазией и Осетией, которые провозгласили независимость и, в отличие от Приднестровья, были признаны Москвой, представляется иной. Эти субъекты де-факто являются давними членами Российского экономического пространства, хотя их статус будет оставаться подорванным до тех пор, пока с Грузией не будет заключено полномасштабное мирное урегулирование. Пока что Сухуми и Цхинвал использовали помощь Москвы только для обретения независимости от Тбилиси.

Что касается Грузии, которая покинула СНГ в 2009 году, то она никогда не вернется в орбиту Москвы, и в грузинском обществе существует широкий консенсус по этому вопросу. При поддержке, своей наполненной углеводородами казны Азербайджан останется на обочине любых интеграционных планов СНГ, как и бедная ресурсами Армения, у которой нет общей границы с Россией.

Теоретически это пространство может расшириться по всей Центральной Азии, охватывая Кыргызстан и Таджикистан, которые будут быстро приняты в Таможенный союз, при условии, что Москва, Бишкек и Душанбе примут соответствующие политические решения.

В то же время для полноценного участия в интеграционном процессе Кыргызстану и Таджикистану потребуется значительное количество времени и напряженной работы, без гарантии окончательного успеха. Поэтому в переходный период представляется целесообразным предоставить Бишкеку и Душанбе ассоциированное членство в Евразийском экономическом пространстве. Возможно, это могло бы произойти через членство в Евразийском экономическом сообществе, поскольку эта структура могла бы быть преобразована в подготовительную группу. Другие подходы к их допуску рискуют нанести ущерб как Таможенному союзу, так и Евразийскому экономическому пространству.

Поддерживаются межпарламентские связи, а также по линии министерств и ведомств двух стран. Договорно-правовую базу

ГБОУ ВО АГНИ

российско-узбекского сотрудничества составляют около 200 межгосударственных, межправительственных и межведомственных соглашений.

Россия является одним из ключевых экономических партнеров Узбекистана. Несмотря на неблагоприятную конъюнктуру мировых рынков, на долю России во внешнеторговом обороте Узбекистана приходится около 20%, что позволяет ей входить в число ведущих торговых партнеров республики.

Интеграция по вопросам безопасности, скорее всего, будет осуществляться в рамках нынешнего формата ОДКБ. После ухода Узбекистана в 2012 году общее пространство безопасности, похоже, сформировалось и должно включить Россию, Казахстан и Беларусь в качестве ядра; Армению в качестве форпоста в Закавказье; и Кыргызстан и Таджикистан в качестве приграничных государств Центральной Азии. Абхазия и Южная Осетия, на территории которых размещены российские войска и пограничники, де-факто подпадают под российскую систему безопасности.

В заключение следует отметить, что новые вызовы России в XXI веке требуют качественно новых подходов со стороны ее политического класса, экономических кругов и гражданского общества. Россия должна завершить процесс присвоения имущественных прав и обеспечить подлинно равную справедливость для всех; обеспечить подотчетность правительства перед избирателями и создать реальную политическую конкуренцию; объединить свои политические и экономические силы на основе национальных интересов и общих ценностей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Постсоветское пространство: роль внешнего фактора. Сб. ст. / Отв. ред.: А.Б. Крылов, А.В. Кузнецов, Г.И. Чуфрин. – М.: ИМЭМО РАН, 2018. – 241 с.

2. https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwj-INuM6rniAhXIepoKHf1rAyIQFjAAegQIBBAC&url=https%3A%2F%2Fcyberleninka.ru%2Farticle%2Fn%2Fekonomicheskaya-integratsiya-v-ramkah-sng-napravleniya-i-problemy.pdf&usg=AOvVaw1IJQDsw8zXAYBB3itDjVVV.

3. https://ria.ru/20170404/1491394017.html.

ГГОУ ВО АГПУ

УДК 331.108

СОВРЕМЕННАЯ СИСТЕМА НАСТАВНИЧЕСТВА КАК МЕТОД ОБУЧЕНИЯ И СПОСОБ АДАПТАЦИИ СОТРУДНИКОВ

MODERN MENTORING SYSTEM AS A METHOD OF TRAINING AND A METHOD FOR ADAPTING EMPLOYEES

А.Б. Тахаутдинова, О.Ю. Романова
(Adina B. Takhautdinova, Oksana Y. Romanova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Статья посвящена проблемам адаптации и обучению сотрудников на предприятии. Особое внимание уделяется актуальности внедрения современной системы наставничества в ПАО «Татнефть», а также подбору и подготовке наставников.

The article is devoted to the problems of adaptation and personnel training at the enterprise. Particular attention is paid to the relevance of introducing a modern mentoring system in PJSC TATNEFT, as well as the selection and training of mentors.

Ключевые слова: *наставничество, молодые сотрудники, компетенции, обучение персонала.*

Key words: *mentoring, young employees, competencies, staff training.*

В современной управленческой теории наставничеству как методу обучения и способу адаптации молодого специалиста в профессиональной деятельности уделяется большое значение. Особого внимания заслуживает позиция ряда исследователей, которые рассматривают понятие «наставничество» как систему отношений и ряд процессов, когда один человек предлагает помощь, руководство, совет и поддержку другому. Наставничество считается довольно классическим способом обучения на протяжении множества веков, а на предприятии признано одним из лучших по эффективности и результативности методов, которые применяют для подготовки новых сотрудников.

По сути наставничество - это изучение на рабочем пространстве, ведущей целью которого считается оперативное вовлечение новых сотрудников в выполнение должностных обязательств и работу организации. Зачастую такое обучение сочетает практическое обучение с частичной занятостью обучающегося на производстве и одновременное обучение в профессиональной образовательной организации. Данный метод обучения чаще всего решает следующие задачи:

1) Подготовка новых сотрудников в соответствии с положениями и требованиями предприятия.
2) Быстрое вхождение в коллектив, принятие ценностей компании, корпоративной культуры, формирование лояльности.

ГБОУ ВО АГНИ

3) Представление перспектив карьерного роста.
4) Влияние на текучесть персонала благодаря быстрой адаптации новичков, вовлеченность в рабочий процесс.
5) Формирование дружественного коллектива, эффективной командной работы.
6) Рост производительности труда как новых сотрудников, так и самих наставников.

Данный способ обширно распространен и сейчас, примеров его использования особенно много на производственных предприятиях топливно-энергетического и минерально-сырьевого комплексов России.

Новые времена требуют новых решений, и крупнейшие российские компании внедряют систему наставничества, адаптируя к условиям и задачам производства. В рамках проекта по внедрению системы наставничества, инициированного Управлением по работе с персоналом ПАО «Татнефть», было проведено анкетирование.

На основе результатов этого масштабного исследования можно констатировать следующие моменты:
1) Система наставничества необходима в компании «Татнефть» (96%).
2) Внедрение системы наставничества готовы поддерживать 93% респондентов.
3) Необходимо предусмотреть доплату за наставничество.
4) Система наставничества должна быть структурирована (с органами управления) и стандартизирована.
5) Наставники должны быть обучены и отобраны.

Было выявлены категории, в отношении которых будет вестись работа в Компании: специалисты; рабочие; студенты; сироты.

В рамках данного социологического опроса были заданы вопросы, касающиеся необходимости внедрения наставничества, видов помощи подопечному, условий закрепления и периодичности. Одним из продуктов проекта стало создание портрета наставника. Более 8000 опрошенных работников ПАО «Татнефть» выделили основные критерии и задачи наставника:
- помогает при адаптации в трудовой деятельности;
- учит, как самостоятельно и качественно выполнять возложенные обязанности;
- обучает эффективным методам работы;
- консультирует по просьбе наставляемого;
- является профессионалом в своей области;
- имеет большой опыт;
- наблюдает за наставляемыми с предоставлением обратной связи.

Важнейшим моментом является упор на то, чтобы наставник был не только человеком, который помогает менее опытному или менее сведущему усвоить определенные компетенции, но и являлся путеводителем в продвижении по карьерной лестнице. Многолетний опыт показывает, что адаптация новичка проходит значительно быстрее

ГБОУ ВО АГНИ

и успешнее под руководством опытного сотрудника, но также стоит отметить, что и для самого наставника такой опыт является ценным, ведь обучая других, мы учимся сами.

Согласно опросу, более 96% респондентов считают, что система наставничества необходима в компании «Татнефть», но каждый из опрошенных видит для себя разных наставников и выдвигает совершенно различные требования. В этом отношении наиболее грамотным и детально проработанным является подход, направленный на формирование наставников нового поколения, владеющих определенными компетенциями, уникальными для данного типа.

Специалисты, выступающие в качестве наставников, не являются абсолютно универсальными, для определенной группы подопечных важна лишь часть компетенций, которые необходимо развивать в определенной последовательности. Для выявления идеальной пары «наставник-наставляемый» в ПАО «Татнефть» разрабатывается психологический тест. Суть теста заключается в подборе наставника для нового сотрудника предприятия в соответствии с психотипом наставляемого и его интересами. Предлагаются следующие типы наставников:

1) Фасилитатор – наставник в раскрытии потенциала. Наставник в данной роли контролирует процесс взаимодействия сотрудников друг с другом, в том числе формирует дружеские отношения, знакомит участников между собой, узнает особенности каждого, решает конфликты, настраивает на позитив, объединяет в группы, а также организует необходимое для этого пространство.
2) Модератор ведет групповые процедуры, удерживая фокус группы, объясняет цели и задании, фиксирует и проявляет мнения и позиции, актуализирует вопросы, резюмирует, собирает обратную связь и выступает в роли медиатора конфликтов.
3) Наставник карьерной навигации выстраивает индивидуальный план развития, выстраивает технологию карьерного роста.
4) Тренер прорывных компетенций осваивает тренинговые технологии, организует, проводит и создает тренинги по развитию прорывных компетенций, управляет групповой динамикой, процессами обучения и личностного развития.
5) Наставник проектного творчества. В этой роли наставник выявляет проблемы, обучает использованию инструментов проектной деятельности, вдохновляет, вовлекает в создании продукта.
6) Наставник инженерно-технологического творчества помогает находить проблемы, идеи и решения, составляет планы совместно с группой, анализирует и оценивает возможности реализации проекта.

Трудно и дорого искать, и удерживать хороших сотрудников, поэтому компании пробуют различные инструменты удержания талантливого персонала. Один из способов - создание корпоративной программы менторинга по традиционной схеме, когда новички работают

ГБОУ ВО АГНИ

в паре с «ветеранами». Программы способствуют более качественному подбору персонала, повышают вовлеченность и уровень лояльности сотрудников к компании, помогают воспитывать будущее руководство.

В Татнефти также существует действующая программа по адаптации сирот. Их успешная интеграция в процессы жизнедеятельности современного общества является важной задачей. Также в Компании ведется работа по адаптации студентов высших учебных заведений в рамках программы «В проекте». Благодаря компании «Татнефть» у студентов АГНИ есть возможность принимать участие в работе над корпоративными проектами и при этом получать информацию для написания научных статей, курсовых и дипломных работ.

К институту наставничества на предприятии зачастую относятся легкомысленно и недооценивают данный метод обучения. Поэтому в ПАО «Татнефть» у наставников развивают именно те компетенции, в рамках которых определена его роль.

Адресный подход в обучении отобранных наставников послужит одним из тех драйверов системы, который позволит подготовить высококвалифицированных специалистов, адаптировать на производстве и в коллективе. Метод обучения поможет опытным специалистам (наставникам) в совершенствовании навыков и компетенций, а значит в построении успешной карьеры.

Наставник – это носитель ключевых ценностей корпоративной культуры, обладающий высоким уровнем лояльности к компании. Поэтому в Татнефти планируется тщательная разработка современной системы наставничества и актуализация положения о наставничестве, важнейшими аспектами которых являются 1) качество наставничества и 2) добросовестное отношение наставников к своим обязанностям.

Этапы определения наставников, их обучения, прохождения психологического теста, подбора идеальных пар, формирования программы развития нового сотрудника, все они в купе образуют эффективную систему наставничества. Грамотно организованная система наставничества послужит инструментом для быстрой и безболезненной адаптации новых сотрудников, эффективного командообразования, бесперебойного производственного процесса и, конечно, достижения конкурентоспособности компании.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гичан, И.С. Наставничество как психологический фактор становления молодого рабочего / И.С. Гичан. - Киев: Знание, 1976. - 20с.
2. Мясищев, В.Н. Психология отношений: избр. психол. тр. / сост. В.А. Журавель; под ред. А.А. Бодалева. - М.:Ин-т практ. психологии,1995.-354с.
3. Управление продюсированием талантов [Электронный ресурс]. - URL: https://utalents.ru/event/kurs-upravlenie-prodyusirovaniem-talantov (дата обращения: 19.09.19).

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 331.36

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА

THEORETICAL APPROACHES TO DETERMINING PERSONNEL TRAINING EFFICIENCY

А.Б. Тахаутдинова
(Adina B. Takhautdinova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.э.н., доцент О.В. Киселева

В статье описана важность определения эффективности обучения персонала в современных условиях развития рыночной экономики. Обзор преимуществ и недостатков основных моделей оценки эффективности обучения позволил определить важность каждой модели и их применимость в работе крупных компаний.

The article describes the importance of determining the effectiveness of personnel training in modern conditions of development of a market economy. A review of the advantages and disadvantages of the main models for assessing the effectiveness of training allowed us to determine the importance of each model and their applicability in large companies.

Ключевые слова: *обучение персонала, оценка, эффективность.*
Keywords: *staff training, assessment, effectiveness.*

Важным признаком 21 века является переход к экономике знаний, когда информация приносит все больше эффекта в экономическом выражении. Инструмент, при помощи которого компании способны влиять на экономическую, социальную и технологическую сферу.

В последние десятилетия значительное повышение значения обучения персонала стало одной из важнейших функций отдела по управлению персоналом. В части обучения персонала HR-службы выполняют определенные задачи: планирование нормативов численности по обучению, обучающих программ; определение целей обучения, методик, преподавателей; расчет эффективности и результативности обучения.

В статье предлагается под обучением персонала понимать следующее: процесс получения теоретических и практических знаний и умений, необходимых работнику в целях повышения квалификации на рабочем месте, развития компетенций, повышения организационной культуры компании, повышения конкурентоспособности предприятия, реализуемый при участии преподавателей, наставников и тренеров.

В 80-х годах 20 века появилась концепция «обучающейся организации». Авторы работ по менеджменту формируют новые

ГБОУ ВО АГНИ

положения и новшества. Концепция «обучающейся организации» была детально описана в трудах основателя теории - П. Сенге, М. Портера и М. Педлера. Данная теория основана на предположении, что в быстроизменяющихся условиях рынка для поддержания достаточного уровня конкурентоспособности, компании должны реализовывать программу непрерывного обучения сотрудников.

В данной статье под «обучающейся организацией» понимается компания, которая имеет эффективно развивающуюся систему обучения, которая объединяет создание и передачу знаний и навыков, а также сотрудников, применяющих на практике результаты обучения с целью непрерывного развития в сфере профессиональной деятельности.

Топ-менеджеры фирм знают значимость высококвалифицированных, профессиональных сотрудников. Работодатели подходят к вопросу изучения более рационально, и тогда выходит вопрос оценки производительности изучения. Дабы изучение отвечало животрепещущим необходимостям, приносило действительную пользу, а не ряд расходов для фирмы, нужно предопределять цели, задачи и ожидаемые итоги.

В таблице 1 представлено сопоставление наиболее известных моделей оценки эффективности становления и изучения персонала с точки зрения плюсов и минусов. Гигантская доля моделей оценки основывается на модели Киркпатрика.

Оценка эффективности обучения играет важную роль в организации внутрифирменного обучения, она позволяет дифференцировано проводить анализ и иметь целостное и полное представление о результативности учебы персонала. За основу принимается система взаимосвязанных показателей, которая призвана учитывать социально-экономический эффект учебы на всех этапах системы обучения. Конечный эффект такого обучения должен проявляться прежде всего в общем качественном повышении профессиональных качеств обучавшегося

Каждая из моделей имеет свои значимые преимущества и недостатки, и предприятие выбирает свой способ или совокупность моделей и некоторых факторов для наиболее точного определения эффективности системы. В целях достижения соответствия обучения актуальным потребностям, получения реальной пользы для компании необходимо четко определять цели, задачи и ожидаемые результаты.

Существует множество моделей и критериев оценки эффективности обучения, в частности обучения персонала на предприятии. Когда речь идет о финансовых данных, таких как объем продаж, прибыль, затраты, то вклад обучения измерить довольно сложно, так как проведенный курс обучения не является единственным фактором, влияющим на эти показатели. Сложность оценки заключается в определении вклада отдельного участника в достижение результатов

ГБОУ ВО АГИИ

Таблица 1 – Сравнительная характеристика моделей оценки эффективности обучения

Автор модели	Преимущества	Недостатки
1	2	3
Киркпатрик	Модель предлагает 4 этапа оценки: реакция участников обучающего процесса, результаты усвоения программы, применимость полученных знаний, оценка экономической эффективности	Сложность определения показателей, измерение которых необходимо как до, так и после процесса обучения. Вероятность отказа топ-менеджеров от оценки по финансовым показателям
Филлипс	Модернизированная модель Киркпатрика с 5 уровнем оценки, который позволяет перевести результаты оценки 4 уровня в финансовый эквивалент и сравнить с общими затратами	Расчёт возврата на инвестиции возможен только при условии ведения полноценного управленческого финансового учёта в организации. В основном применяется для расчёта эффективности тех программ, которые являются длительными
Стаффлбим	До начала процесса обучения определяются цель, преследуемая участниками, а также потребности, которые должны быть удовлетворены. Появляется возможность оценивать, как процесс, так и результаты обучения и развития в тесной связи с целями компании	Невозможна оценка ROI без предварительной доработки
Берн (CIRO)	Развитие модели Стаффлбима и частично Киркпатрика Постановка целей, определение возможностей, выявление мнения участников.	Длительность и сложность оценки на каждом микроуровне процесса обучения
Тайлер	Модель представляется 7 этапами. На завершающем этапе возможно сравнить результаты модели поведения с теми, которых хотелось добиться обучением, а не с теми, которые были до обучения	Поведенческие цели и задачи в рамках этой модели кажутся практически не связанными с результатами, влияющими на эффективность обучения в терминах ROI (возврат на инвестиции)
Модель Скривенса	Акцент делается на эффективность обучения для компании через оценку эффективности отдельного сотрудника или достижимости поставленных целей	Субъективность оценки эффективности
Модель V Брюса Аарона	Модель включает подробную поэтапную оценку всех уровней представляя их как знак V, в самой нижней точке половины, находится «результирующая эффективность»	Сложна в определении эффекта и прогнозируемости ROI до внедрения решения

компании, а также оценке эффективности конкретной программы обучения без учета первоначального состояния сотрудника.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Kirkpatrick D.L. Evaluating training programs: The Four Levels. San Francisco, CA: Berrett-Koehler, 2000. – 351 с.

2. Берн Н. Учебник рекрутера / Н. Берн. – М., 2018. - 246 с.

3. Магура М.И., Курбатова М.Б. Организация обучения персонала компании / М.И. Магура, М.Б. Курбатова. – М., 2004. – 621 с.

4. Кибанов А.Я. Организация обучения и дополнительное профессиональное образование персонала: учебно-практическое пособие / А.Я. Кибанов. – М., 2017. – 290 с.

УДК 312.14

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ ПОВЫШЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛА ПРЕДПРИЯТИЯ

ANALYSIS OF FACTORS INCREASING THE POTENTIAL OF THE ENTERPRISE

А.Е. Тимохин, О.А. Фатхутдинова

(Alexey E. Timokhin, Olga A. Fatkhutdinova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье приводится анализ потенциала предприятия НГДУ «Ямашнефть» по направлениям деятельности кадровая политика и инновационная деятельность.

The article provides an analysis of the potential of the enterprise NGDU «Yamashneft» in the areas of human resources policy and innovation.

Ключевые слова: *кадровая политика, инновации, потенциал.*

Key words*: personnel policy, innovations, potential.*

В современных условиях развития экономики существенной и актуальной проблемой является обеспечение конкурентоспособности персонала и эффективности социально-трудовых отношений. При этом кадровая политика является важной составной частью генеральной стратегии деятельности предприятия и его основным конкурентным преимуществом.

Это связано с тем, что эффективная деятельность предприятия в условиях рыночной конкуренции зависит не только от качественных и количественных характеристик работников, но и от результативности методов и механизмов управления ими.

Кадровая политика предприятия – это совокупность целей, задач, принципов, методов, средств воздействия на деятельность персонала для реализации целей организации. Существует активная, пассивная, превентивная и реактивная кадровая политика.

Таким образом, кадровая политика на предприятии, которая

ГБОУ ВО АГНИ

отвечает вышеупомянутым требованиям и реализуется по определенным этапам, будет способствовать конкурентоспособности персонала, продукции, предприятия в условиях трансформационных изменений экономики.

Проведя оценку политики НГДУ «Ямашнефть» можно сделать вывод что на предприятии активная рациональная политика, по типу закрытая кадровая политика которая характеризуется тем, что организация использует собственный кадровый потенциал для заполнения вакантных мест.

В НГДУ «Ямашнефть» в области внедрения новой техники и технологий и лучших практик реализованы следующие проекты в 2016 году:

- Строительство системы газосбора с объектов добычи нефти и газа. Это позволяет довести процент утилизации газа по компании до 98% и использовать дополнительно 37 млн.м³ попутного газа в год.
- Создание банка мощностей текущего ремонта за счет регулирования численности бригад для проекта СВН и традиционной добычи нефти.
- Укрупнение цехов добычи нефти.
- Реализация стратегических инициатив по увеличению объемов добычи нефти и повышения капитализации компании.
- Сокращение затрат на переработку нефтешламов, в том числе за счет увеличения производительности НШУ НГДУ «Ямашнефть» в 3 раза.
- Внедрение насосных агрегатов объемного действия в системе транспорта нефти и ППД.
- Проект освоения запасов СВН.

При проведении рациональной политики руководство организации располагает качественной системой диагностики и обоснованным прогнозом развития ситуации в долгосрочном периоде и может влиять на создавшуюся ситуацию.

Реализация стратегии и успешной деятельности предприятий зависит от обеспечения конкурентоспособными, квалифицированными и энергичными специалистами, поскольку управленческие решения принимаются и выполняются людьми, и от их компетентности и профессионализма зависит качество управления потенциалом и дальнейшее его развитие.

ЛИТЕРАТУРА

1. Давтян М.А. Экономика инновационной деятельности предприятия: Учебное пособие / М.А. Давтян, Т.С. Щербакова, И.В. Карзанова. - М.: РУДН, 2014. - 430 с.

ГБОУ ВО АГНИ

2. Мкртчян Г.М., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. - 2016. - № 2. - С. 48.

УДК 330.341.1

ОЦЕНКА ПОЛИТИКИ НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ» В ОБЛАСТИ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИННОВАЦИЙ

EVALUATION OF YAMASHNEFT POLICY IN THE FIELD OF TECHNOLOGICAL INNOVATION

А.Е. Тимохин, О.А. Фатхутдинова
(Alexey E. Timokhin, Olga A. Fatkhutdinova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье приводится экономическая оценка политики НГДУ «Ямашнефть» по направлению инновационные технологические решения. Цель инновационной политики – создание условия эффективного функционирования компании путем повышения ее конкурентоспособности и конкурентоспособности продукции.

The article presents the economic evaluation of the policy of Yamashneft in the direction of innovative technological solutions. The aim of the innovation policy is to create conditions for the effective functioning of the company by increasing its competitiveness and competitiveness of products.

Ключевые слова: *инновационная политика, технологические инновации, ресурсосбережение.*

Key words*: innovation policy, technological innovation, resource saving.*

Инновационная политика НГДУ «Ямашнефть» представляет собой определение цели инновационной стратегии и создание важных, значимых проектов и программ предприятия.

Существуют следующие зоны деятельности в развитии инновационной политики:

- исследование и развитие (поиск надежных и прикладных исследований, научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок, опытное производство и распространение инноваций);
- повышение качества и сертификации продукции;
- корректировка производственной базы (технического перевооружения);
- создание, поддержание и развитие научно-технического ресурса организации;

ГБОУ ВО АГНИ

- инновационное развитие рынка (развитие деятельности, связанной с маркетинговой политикой)

Технологические инновации представляют собой конечный результат инновационной деятельности, получивший воплощение в виде нового либо усовершенствованного продукта или услуги, внедренных на рынке, нового либо усовершенствованного процесса или способа производства (передачи) услуг, используемых в практической деятельности. Технологическими инновациями могут быть как те продукты, процессы, услуги и методы, которые организация разрабатывает впервые, так и те, которые перенимаются ею у других организаций.

В НГДУ «Ямашнефть» этим вопросам уже давно уделяют самое серьезное внимание. В первую очередь, за счет внедрения в производство инновационных технологий, решающих вопросы энерго- и ресурсосбережения, повышения эффективности капитальных вложений, модернизации производства и технологических процессов. Необходимо отметить, что большая доля этих инновационных решений – это продукт собственных разработок компании, и она не сводится к простому приобретению технологической базы или оборудования.

Одной из таких разработок является технология предварительной подготовки продукции на кусте скважин, с осуществлением сепарации добываемой попутной пластовой воды и утилизацией ее для целей ППД в нагнетательные скважины того же куста. Совместная работа специалистов института ТатНИПИнефть и НГДУ «Ямашнефть» позволила не только разработать схему ее организации, но и спроектировать малогабаритный аппарат на базе продукции, серийно выпускающейся отечественной промышленностью, на ГЗУ-50.

Эта технология адаптирована к условиям сформированной и действующей схемы сбора и транспорта нефти и рассчитана на минимальные капитальные вложения, связанные с ее реконструкцией. Технология внедрена на одном из участков Архангельского месторождения НГДУ «Ямашнефть» с подключением 36 скважин. Это позволило сократить объем транспортируемой продукции скважин до пунктов ее сепарации на 72%, сократить объемы перекачиваемой попутной пластовой воды для ее утилизации в целях ППД.

Таким образом, снижены энергетические затраты на транспортировку добываемой продукции и транспортировку попутной пластовой воды. Эффект составил 17 кВт·ч электроэнергии на 1 т добываемой нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Княгинин В.Н. Новая технологическая революция: вызовы и возможности для России. Экспертно-аналитический доклад. - М., 2017. – 136 с.

2. Токарев А.Н. Инновации как предпосылка стабилизации

ГЕОУ ВО АГНИ

нефтедобычи в Западной Сибири // Сибирская финансовая школа. – 2015. – № 6 (113). - С. 105-110.
3. Нурыйахметова С.М., Фатхутдинова О.А., Габдрахимова Р.Ф. Организация инновационной деятельности предприятия (организации): учебно-методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы бакалавров направления 38.03.01 (080100) «Экономика» очной и заочной форм обучения. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2015.
4. Innovation of the Russian Federation by international activities / Yunusova M.R., Nuryyahmetova S.M. // Экономика и предпринимательство. - 2016. - № 10-2 (75). - С. 147-149.
5. Инновационный потенциал предприятия / Ермоленко Ю.А. // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - 2018. - Т. 17. - С. 263-265.

УДК 331.101.32

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕОРИЙ МОТИВАЦИИ ПЕРСОНАЛА

COMPARATIVE ANALYSIS OF THEORIES OF PERSONNEL MOTIVATION

А.В. Хабибуллина, О.В. Киселева
(Anna V. Khabibullina, Olga V. Kiseleva)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В данной статье рассмотрены существующие методологические подходы к мотивации персонала компании и проведен их сравнительный анализ.

This article discusses the existing methodological approaches to motivating company personnel and conducts their comparative analysis.

Ключевые слова: *мотивация, персонал.*
Key words: *motivation, staff.*

В настоящий момент общепринятой стала концепция о том, что важнейшим ресурсом предприятия является его персонал, и в свете этой концепции особое значение приобретает эффективное управление данным ресурсом. Одной из ключевых характеристик персонала компании является его мотивация к трудовой деятельности, и управление данным фактором имеет главное значение в управлении персоналом потому, что существует прямая взаимосвязь между мотивацией работника и эффективностью его поведения.

Анализ научных публикаций российских и зарубежных авторов позволяет сделать вывод о том, что в настоящий момент среди ученых

ГБОУ ВО АГНИ

нет единогласия в понимании термина «мотивация». В учебной и научной литературе предлагаются разные определения. Но в большинстве определений указывается, каков результат мотивационного влияния. Абсолютно верным является утверждение, что результатом мотивации является достижение некоторых целей. Целеполагание – наиболее важный компонент в определении мотивации. Но тем не менее отсутствует единое мнение по поводу того, что является исходным объектом преобразования, каковы средства и условия достижения результата.

Исходя из всего изложенного выше было сформулировано новое определение мотивации. Мотивация – это процесс, при помощи которого руководители компании побуждают работников действовать так, как было ранее запланировано и организовано ради достижений цели организации, путем формирования у них необходимых стимулов.

Теперь рассмотрим методологические подходы к определению термина «мотивация» (таблица 1) [1].

Выделяют следующие основные подходы к определению мотивации:

- содержательный подход;
- процессуальный подход.

Таблица 1 – Сравнение методологических подходов к определению термина «мотивация»

Потребности	Мотивы	Стимулы
Содержательные теории мотивации		
Теория существования, связи и роста К. Альдерфера.		
Жизненно-важные потребности: физиологические, безопасность, оплата труда	- еда, вода, жилье, отдых; - зашита от физических угроз;	- достаточный уровень оплаты труда; - оплата за жильё; - социальные льготы; - пенсия.
Потребности связи: налаживание контактов, признание, оценка личности	- общение; - вовлеченность; - взаимоподдержка, , взаимовыручка.	- положительная психологическая обстановка внутри коллективе; - одинаковые возможности; - поощрение заслуг.
Потребности развития: развитие творческого потенциала, самореализация	- уважение, признание; - реализация способностей; - развитие личности; - самовыражение;	- всеобщее признание; -право участвовать в принятии решений компании; - возможности обучения; - вознаграждение за нововведения.
Теория приобретенных потребностей Д. МакКлелланда		
Потребность власти	- желание оказывать воздействие по отношению к другим людям, чувствовать, что ты полезен и значим.	- принятие участия в управлении компанией; - увеличение перечня полномочий.
Потребность успеха	- участие в	- награда за результаты;

ГБОУ ВО АГПИ

	эффективных проектах; - достижение целей; - карьерный рост.	- международное признание; - быть лучшим сотрудником
Потребность причастности	- общение; - воспроизведение; - единомыслие, поддержка.	- положительная социальная обстановка; - оказание помощи коллегам - деловые отношения.
Теория двух факторов Ф. Герцберга		
Гигиенические факторы: - политика фирмы и администрации - условия работы; - доход; - взаимоотношения с людьми; - уровень контроля за работой;	- успешность; - карьерный рост; - поощрение результатов работы; - пути творческого и делового развития.	- положительная психологическая обстановка; -хорошие условия работы; - справедливая заработная плата; - доброжелательные отношения
Мотивации	-	- предоставление инициативы, широких полномочии; - похвала за результаты; - участие в успехе; - построение карьерного плана - справедливая оплата труда; - обучение
Процессуальные теории мотивации		
Теория ожиданий В. Врума		
Затраты - результаты	- важность задачи; - реальность выполнения задания; - проведение помощи в выполнении задания.	Оценка результата
Результаты - вознаграждення	- размер вознаграждения и его своевременность;	- уровень доверия к непосредственному руководителю; - эффективность деятельности компании.
Валентность	оплата за достигнутую результативность работы	-гарантия материального поощрения; - соответствие поощрения и результата
Теория постановки целей Э. Лока		
	- достижение целей организации	- воспитание приверженности работника к фирме, восприятия целей предприятия как собственных; - участие в управлении предприятием; - постановка реальных, конкретных, ясных, приемлемых для работника целей.

ГБОУВО АГНИ

На основе проведенного сравнительного анализа в таблице 1 можно определить последующие выводы: основные теории содержательного подхода к определению мотивации основываются на потребностях и связанных с ними факторов, которые определяют основу характерного поведения работников в компании. А мотивационные теории процессуального подхода основываются на причинах, по которым работники сами выбирают определенное поведение, т.е. почему они реагируют на организационные события так, как они реагируют. Каждая из теорий рассматриваемых подходов имеет особенные черты, которые позволили получить широкое признание среди научного общества и осуществить достаточно большой вклад в разработку теоретических и практических знаний о мотивации. Однако, несмотря на принципиальные отличия, все перечисленные теории имеют общие характеристики, позволяющие установить определённые сходства между ними. Яркой общей особенностью всех теорий является то, что они исследуют потребности и дают их классификацию, которая позволяет понимать механизмы мотивации человека.

ЛИТЕРАТУРА

1. Филатова А.В. Сущность и основные теории мотивации эффективности труда персонала // Основы ЭУП. - 2012. - №1 (1). - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/suschnost-i-osnovnye-teorii-motivatsii-effektivnosti-truda-personala.

2. Яруллина Р.Т. Анализ существующих определений мотивации труда // Вестник Удмуртского университета. Серия «Экономика и право». - 2005. - №3. - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-suschestvuyuschih-opredeleniy-motivatsii-truda.

УДК 331.101.3

ТЕОРИЯ ПОСТАНОВКИ ЦЕЛЕЙ И ЕЁ ВЛИЯНИЕ НА РЕЗУЛЬТАТИВНОЕ ПОВЕДЕНИЕ РАБОТНИКОВ КОМПАНИИ

GOALS OF THE STATEMENT OF GOALS AND ITS INFLUENCE ON THE RESULTING BEHAVIOR OF THE COMPANY'S EMPLOYEES

А.В. Хабибуллина, О.В. Киселева

(Anna V. Khabibullina, Olga V. Kiseleva)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

В данной статье рассматривается то, как мотивационная теория постановки целей может повлиять на результативность работника компании.

This article discusses how a motivational goal setting theory can affect a company's

ГБОУ ВО АГПИ

employee performance.

Ключевые слова: *мотивация, персонал, постановка целей, результативность.*

Key words: *motivation, staff, goal setting, performance.*

В условиях ежегодно возрастающей конкуренции имеют важное значение проблемы связанные с повышением эффективности деятельности компании, которая имеет прямую зависимость от результативности трудовой деятельности каждого работника.

Как известно, на результативность работника оказывает влияние его мотивация. Мотивация – это процесс, при помощи которого руководители компании побуждают работников действовать так, как было ранее запланировано и организовано ради достижений цели организации, путем формирования у них необходимых стимулов.

По данным социологического исследования в одном из подразделений ПАО «Татнефть» была выявлена проблема в непонимании работниками поставленных им производственных целей и задач непосредственными руководителями. Существует теория, что работники становятся более мотивированными к труду, если имеют перед собой ясные цели и задачи - теория постановки целей Э. Лока.

В данной теории, цели должны быть установлены работникам на основе пяти принципов:

1) Сложность.
2) Специфичность.
3) Приемлемость.
4) Приверженность.
5) Обратная связь.

Сложность цели отражает уровень профессионализма и исполнения, необходимый для ее достижения. Здесь работает правило «чем сложнее цели, тем лучших результатов он может достичь». Однако усложнение целей дает эффект только тогда, когда их достижение является реальным.

Специфичность цели отражает ее количественную ясность, точность и определенность. При помощи эксперимента установлено, что более конкретные и определенные цели ведут к лучшим результатам, лучшему исполнению работы, чем те, которые имеют широкий смысл, нечетко определенное содержание и границы. К примеру, «Снижение текучести кадров на 15%» или «Ответ на предложения сотрудников в течение 48 часов».

Приемлемость цели отражает то, насколько работник воспринимает ее как собственную. Приемлемость цели для имеет прямую зависимость от ее достижимости и выгодности. Если потенциальная выгода от достижения цели не очевидна, она может быть не принята. Поэтому

ГБОУ ВО АГМУ

руководители, формулируя цели перед подчинёнными, должны преподносить их как достижимые, выгодные, справедливые.

Приверженность цели показывает готовность работников прилагать усилия определенного уровня для ее достижения. Если цель легко достигаема, приверженность цели у работника возрастает, а при появлении трудностей снижается. Руководитель должен постоянно отслеживать уровень приверженности цели у работников и предпринимать необходимые меры для ее поддержания [1, с. 115].

Наилучших результатов работники добиваются в том случае, если получают информацию о том, насколько успешно они продвигаются к поставленной цели, т.е. существует постоянная обратная связь, которая позволяет вовремя выявить несоответствия между запланированными действиями и реальным ходом выполнения работы. При этом «собственная обратная связь», позволяющая людям самим наблюдать за своим продвижением к цели, является более сильным мотиватором, чем внешняя обратная связь, осуществляемая руководителями. Далее рассмотрим основные преимущества и недостатки данной теории (таблица 1) [1, с.127].

Таблица 1 – Преимущества и недостатки теории постановки целей

Преимущества	Недостатки
Теория постановки целей - это метод, который позволяет повысить уровень мотивации сотрудников быстро и эффективно.	Очень сложные и сложные цели стимулируют рискованное поведение.
Постановка целей приводит к повышению результативности работника за счет повышения его мотивации и усилий, а также за счет повышения и улучшения качества обратной связи.	Если работнику не хватает навыков и компетенций для выполнения действий, необходимых для достижения цели, то постановка целей может потерпеть неудачу и привести к подрыву результативности.

На основе проведенного исследования данной теории можно предложить рекомендации по ее применению. Эта теория не должна одинаково применяться для всех работников. У разных групп людей, различающихся по полу, возрасту, образованию, профилю деятельности и т. п., степень целевой ориентации различна. Например, ясность, точность и определенность цели обычно важны для людей с более низким уровнем образования, небольшим опытом работы. Для людей с высоким уровнем образования гораздо чаще более важным является наличие в цели вызова, неопределенности, оставляющих простор для творческого труда.

Необходимо эффективно сочетать постановку целей перед отдельными работниками и группами. Если цели индивидуальны, возникает конкуренция между членами группы, что активизирует деятельность каждого из них, но ослабляет эффект синергии от групповой работы. Постановка целей перед группами порождает

ГБОУ ВО АГМА

межгрупповую конкуренцию, но снижает индивидуальную отдачу работников.

Необходимо разумно сочетать стимулирование за полученный конечный результат со стимулированием за качественное исполнение конкретной текущей работы. В какой пропорции это делается, зависит от индивидуальных характеристик управляемых людей и характеристик ситуации, в которой они выполняют свои действия.

Таким образом, изучив теоретические аспекты теории постановки целей можно сделать следующий вывод: руководители компаний при помощи грамотно поставленных целей своим подчиненным и обратной связи смогут повысить их результативность, а, следовательно, и экономические показатели предприятия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Виханский О.С., Наумов А.И. Менеджмент: учебник. - М.: Инфра-М, 2013. - 576 с.

УДК 331.104.22

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВОВЛЕЧЕННОСТИ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОМПАНИИ

THE RELATIONSHIP BETWEEN ENGAGEMENT AT WORK AND COMPANY OUTCOMES

Л.Р. Хазипова, Р.Р. Каримова
(L.R. Khazipova, R.R. Karimova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассматривается влияние вовлеченности персонала на производственные показатели Компании в разрезе структурных подразделений. По результатам были определены категории сотрудников с низкой вовлеченностью, были предложены мероприятия для повышения данного показателя.

The report examines the impact of staff engagement on the Company's production indicators in the context of structural units. Based on the results, categories of employees with low engagement were identified, and measures were proposed to increase this indicator.

Ключевые слова: *hr - аналитика, вовлеченность, мотивация.*
Key words: *engagement, hr – analytics, motivation.*

Любой работодатель мечтает о том, чтобы его сотрудники работали с высокой мотивацией и испытывали чувство прочной связи с компанией, приверженности, лояльности ей: иными словами, чтобы

ГБОУ ВО АГНИ

сотрудники имели высокую степень вовлеченности.

Вовлеченность – это интегральный показатель, который характеризует внутреннее состояние сотрудника:

- полностью ли он включён в жизнь компании?
- разделяет ли её ценности?
- доволен ли своей работой?
- готов ли проявлять инициативу и прикладывать значительные усилия для достижения высоких результатов?

Вовлеченность персонала в жизнь фирмы – основная движущая сила любого бизнеса. В лучших компаниях вовлеченность – это намного больше, чем просто инициатива HR-департамента, это в первую очередь стратегическая основа ведения бизнеса.

Если говорить о бренде компании как работодателя, то без высокого уровня вовлеченности персонала сохранить свою привлекательность на рынке труда невозможно, сколько не вкладывай денег в PR-мероприятия или в работу с учебными заведениями.

Если говорить о других преимуществах, которые для компании обеспечивает высокий уровень вовлеченности персонала, то можно отметить (инфа с инета):

- более высокий уровень лояльности клиентов к продуктам и услугам компании;
- на 5 - 10% выше уровень удовлетворенности клиентов;
- на 10 - 20% выше прибыльность от работы с клиентами;
- ниже расходы на привлечение и удержание талантливых сотрудников;
- вдвое больше квалифицированных заявок на открытую вакансию.

Стоимость же отсутствия интереса, «невовлеченности», тоже впечатляет. По оценке компании, Gallup, проведенной на основании анализа американских компаний, это обходится экономике США в 270-343 миллиардов долларов убытков из-за низкой производительности труда равнодушных сотрудников.

Таким образом, становится очевидной необходимость оценки уровня вовлеченности персонала организации. Исследование вовлеченности показывает ключевые драйверы и критические зоны, способные снизить мотивацию персонала. Это позволяет определить основные направления работы по управлению вовлеченностью персонала. Хорошо, если у работодателя есть инструмент оценки вовлеченности, который, к тому же, позволяет наметить пути ее повышения.

В свое время исследовательская группа Gallup предложила небольшой опросник, состоящий всего из 12 вопросов (так называемый Q12). Чем больше утвердительных ответов дает на них сотрудник, тем более высоким уровнем вовлеченности он характеризуется.

ГБОУ ВО АГНИ

Опросник разработан на основе многочисленных фокус-групп и интервью. В общей сложности в исследовании приняли участие 87 000 подразделений различных компаний и более миллиона сотрудников. В результате были выбраны 12 вопросов, ответы на которые в наибольшей степени коррелируют (связаны) с основными показателями эффективности персонала. Исследование показало, что те сотрудники, которые дают максимальное число утвердительных ответов на эти 12 вопросов:

- в меньшей степени склонны к уходу из компании;
- более продуктивны в своей деятельности;
- приносят компании более высокую прибыль;
- более успешны в продажах и установлении взаимоотношений с клиентами (если речь идет о сотрудниках, занятых в продажах).

Таким образом, опросник позволяет оценить уровень вовлеченности (а значит, и продуктивности) персонала компании в целом, подразделения и отдельного сотрудника.

Как и любой диагностический инструмент, данный опросник позволяет наметить пути улучшения существующей ситуации. В данном случае - разработать меры повышения вовлеченности персонала. Например, если многие сотрудники не знают, что ожидает от них работодатель (вопрос 1), руководству необходимо четко сформулировать свои представления о целях и задачах работы в каждой должности и донести эти представления до сотрудников; если сотрудники отвечают отрицательно на вопрос 2, необходимо выяснить, каких именно материалов и инструментов недостает тому или иному сотруднику и исправить ситуацию.

Померить вовлеченность сотрудников в подразделениях, нацеленных на выпуск продукции, не является сложной задачей. КПЭ в подобных случаях прозрачны и являются объективным индикаторов вовлеченности структурного подразделения в целом.

Между тем, в ПАО «Татнефть» имеются структурные подразделения, чьи КПЭ не могут быть напрямую замерены посредством натуральных показателей. Именно для них предлагаемая система опроса должна выявить текущий уровень вовлеченности для дальнейшего принятия управленческих решений.

Всего в периметр исследования вошли три структурных подразделения Компании:

В рамках анализа проведен анализ вовлеченности по базовым критериям, таким как: возраст работника, пол, занимаемая должность, стажи работы в Компании и др. Также проведен анализ причин низкой вовлеченности по наиболее проблемным зонам. Дополнительно проведен анализ качества корреляции вовлеченности с такими HR метриками как абсентеизм, текучесть, а также такими параметрами как участие в спортивной и социальной жизни, количеством поданных патентов, рационализаторских предложений и кайдзен идей.

ГБОУ ВО АГНИ

Анализ корреляционных зависимостей и поиска связей, проверка гипотез проводился с применением статистического языка программирования R, MS EXCEL. Визуализация данных осуществлялась с применением инструмента POWER BI.

Среди наиболее значимых результатов анализа можно отметить неравномерный уровень вовлеченности работников различных структурных подразделений. Наиболее низкая вовлеченность наблюдается по центру №1, что связано, в первую очередь с несоответствием оказываемых услуг утвержденной разрядной сетки согласно должностной инструкции.

Также было выявлено снижение уровня вовлеченности работников от 28 до 40 лет. Данная зависимость также коррелирует с уровнем вовлеченности работников от занимаемой должности, наименьшую величину она имеет для должностей ведущий инженер – заместитель начальника отдела.

Анализ уровня вовлеченности по зонам показал наличие напряженности по таким вопросам как наличие адекватной обратной связи о результатах проделанной работы, а также в вопросе по направлению развития работника (рисунок 1).

По результатам анализа были предложены мероприятия, направленные на повышение уровня вовлеченности работников центров.

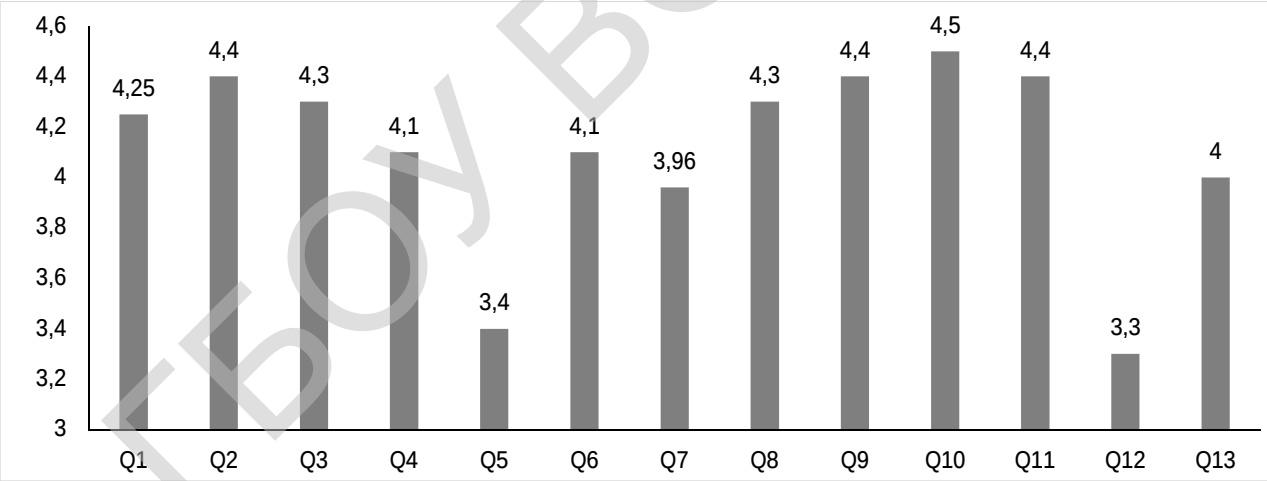


Рисунок 1 - Рейтинг вовлеченности в разрезе задаваемых вопросов, усл. ед.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Коновалова В. Управление вовлеченностью персонала: факторы успехов и неудач // Кадровик - 2014. - №9. - С 74-84.*
2. *Авшалумова Р. За пять лет вовлеченность персонала в компании OBI выросла на 84% [Электронный ресурс] / Р. Авшалумова, А. Татарин // Еженедельная деловая газета «Ведомости». - Режим доступа: https://www.vedomosti.ru/management/articles/2015/01/28/effektivnoe-zanudstvo.*

ГБОУ ВО АГНИ

3. Ведерникова О. Как повысить вовлеченность персонала в работу [Электронный ресурс] / О. Ведерникова - эксперт журнала «Кадровик» // HR-Portal. - Режим доступа: http://www.hr-portal.ru/article/kak-povysit-vovlechennost-personala-v-rabotu.
4. Вершило Ю.М. Оценка влияния лояльности персонала на экономическую эффективность деятельности коммерческого банка [Электронный ресурс]. - Экономическая библиотека. - http://economy-lib.com/otsenka-vliyaniya-loyalnosti-personala-na-ekonomicheskuyu-effektivnost-deyatelnosti-kommercheskogo-banka#ixzz40WfnC6KQ.
5. Галлант М., Зингер Д. 5 важных вопросов и 4 инновационные практики для повышения вовлеченности сотрудников [Электронный ресурс] / М. Галлант, Д. Зингер // Инновационный портал NeoHR. - Режим доступа: http://neohr.ru/korporativnaya-kultura/article_post/5-vazhnyh-voprosov-i-4-innovacionnye-praktiki-dlya-povysheni.
6. Гвоздева С.М. Непараметрический статистический анализ вовлеченности персонала в организации [Электронный ресурс] / С.М. Гвоздева // Изв. Сарат. ун-та Нов. сер. Сер. Экономика. Управление. Право. – 2014. - Т.14. - Вып. 4. - Режим доступа: http://cyberleninka.ru/article/n/neparametricheskiy-statisticheskiy-analiz-vovlechennosti-personala-v-organizatsii.
7. Липатов С.М. Вовлеченность работника в организацию» или «увлеченность работой»: соотношение понятий // Организационная психология. - Т.5. - №1. - С. 104110. [Электронный ресурс]. - Научная библиотека КиберЛенинка: http://cyberleninka.ru/article/n/vovlechennost-rabotnika-v-organizatsiyu-ili-uvlechennost-rabotoy-sootnoshenie-ponyatiy.
8. Kahn W.A. Psychological conditions of personal engagement and disengagement at work [Электронный ресурс] - Режим доступа: https://engagementresearch.wikispaces.com/file/view/Kahn+(1990)_Psychological+conditions+of+personal+engagement+and+disengagement+at+work.pdf.
9. Saks Alan M. Antecedents and consequences of employee engagement [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://cinik.free.fr/chlo/doc%20dans%20biblio%20non%20imprim%C3%A9s/maintien%20dans%20l'emploi/atcd%20et%20cons%C3%A9quences%20de%20engagement.pdf (http://www.emeraldinsight.com/loi/jmp).
10. Thomas E. Becker, Robert S. Billings, Daniel Eveleth. Foci and Bases of Employee Commitment: Implications for Job Performance [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/200824044_Foci_and_Bases_of_Employee_Commitment_Implications_for_Job_Performance.

ПГУ ВО АГПИ

УДК 339.9

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОГО СЕКТОРА РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ В УСЛОВИЯХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

PROBLEMS AND DEVELOPMENT PROSPECTS OF RUSSIAN ECONOMY OIL SECTOR IN IMPORT SUBSTITUTION CONDITIONS

Р.И. Хуснутдинов
(Ramil. I. Khusnutdinov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Санкции США и стран Евросоюза создали новые технологические вызовы для предприятий российского нефтяного сектора, которые связаны с выпуском новой продукции, разработкой особых технологий добычи углеводородного сырья. Сейчас Россия имеет все необходимые условия для современного технологического прорыва в нефтяной отрасли. Они должны соответствовать существующим мировым тенденциям и стратегическим направлениям.

Sanctions of the USA and EU countries have created new technological challenges for the enterprises of the Russian oil sector, which are associated with the production of new products, the development of special technologies for the production of hydrocarbons. Now Russia has all the necessary conditions for a modern technological breakthrough in the oil industry. They should be in line with current global trends and strategic directions.

Ключевые слова: *нефтяная промышленность, санкции, импортозамещение.*

Key words*: oil industry, sanction, import substitution.*

In fact, oil is one of the most important sources of energy in the world, which accounts for about 33% of world energy consumption. Due to the high energy intensity its transportation is quite convenient and oil becomes almost an indispensable resource on our planet. There are the largest hydrocarbon reserves in Russia, which guarantee the safe development of its electric power industry. They can meet the needs that exist and the future ones of various sectors of the Russian economy.

On January 1, 2018, oil reserves in our country amount to 106.2 billion barrels (6.3% of world reserves). In general, oil reserves for this period are presented in Figure 1 [3].

ГБОУ ВО АГНИ

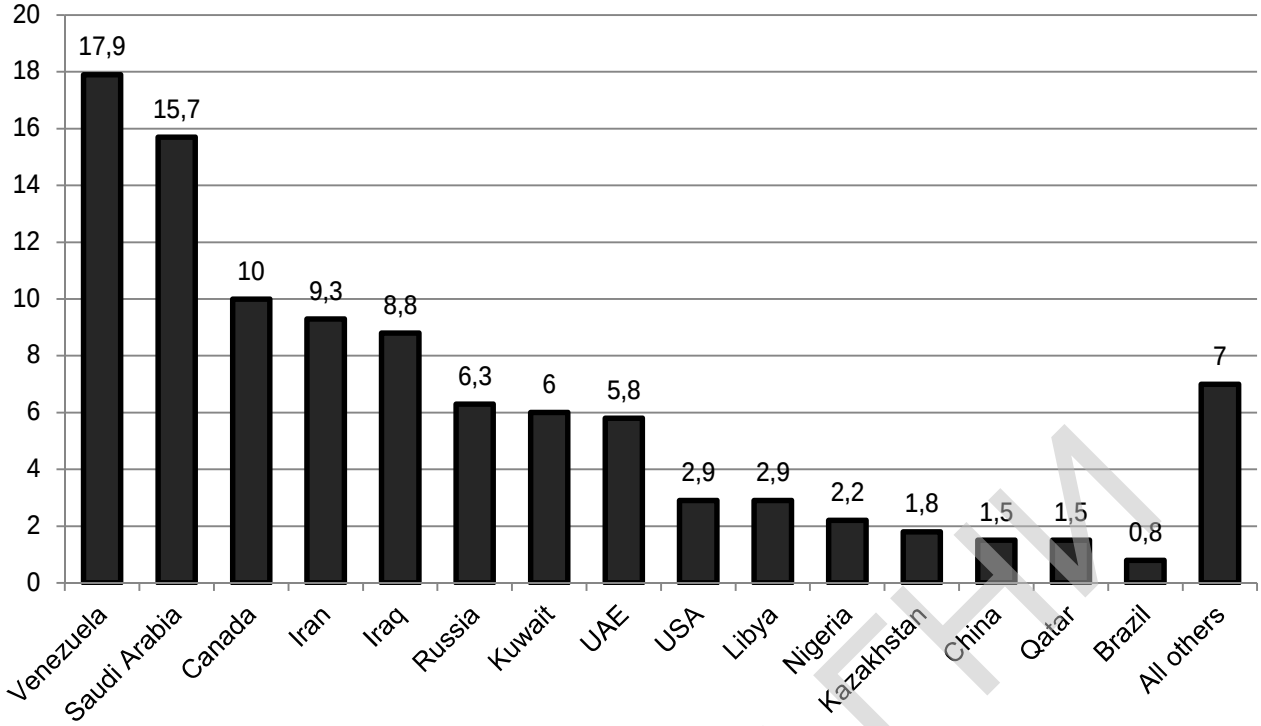


Figure 1 – World oil reserves of countries in percentage form on January 1, 2018

According to Rosstat in 2018, Russia produced 555.6 million tons of oil. A significant part of the oil produced is exported (Table 1).

In the total volume of Russian exports, the share of oil exports was 28.7%, and 45% of fuel and energy products. If we compare it with 2017, we have the following data: 26.1% and 44% respectively [4].

Table 1 - Oil production, processing and export from 2016 to 2018

Indicator	2016 г.	2017 г.		2018 г.	
	million tons	million tons	% by 2016.	million tons	% by 2017
Production	547,6	546,7	99,8	555,6	101,7
Refining	284,5	284,3	99,7	290,7	102,1
Export	254,8	252,6	99,1	260,2	102,9
Export share in production (%)	46,5	46,2	-	46,8	-

Table 2 presents the results for January through February 2019 [5]. In the total volume of Russian exports in January and February 2019, the export ratio amounted to 27.4%, and in the export of fuel and energy commodities - 41.4%. Compared with January and February 2018 the results are 29.6% and 44.6% respectively [5].

The prospects for the sustainable development of Russian oil are declining due to the slow processes of its restructuring. Restructuring is the process of establishment and using such mechanisms that contribute to

ГБОУ ВО АГНМ

improving the interaction of management and production capacity and the external environment, and increase the efficiency of functioning. Restructuring in this case is carried out by gradual replacement of retiring oil production volumes in existing fields, as well as production in new fields, which are much more complex in structure and more expensive in the cost of production. In this regard, in 2013 the State Duma adopted a law on the differentiation of mineral extraction tax rates. This concerns hard-to-recover oil reserves. This law provides the differentiation of mineral extraction tax rates depending on the reservoir permeability index, the degree of field depletion and the size of the oil-saturated formation. The coefficients from 0 to 0.8 were introduced. But there are two points: first, the development of such fields has increased costs, and second, a completely new approach is needed to develop large fields, which will differ from the traditionally accepted practice. Based on this, one would assume that the introduction of modern developments in the processes of oil extraction and refining is the actual solution, but there exist sanctions. These discriminatory sanction restrictions make it very difficult to supply the right equipment and ensure short-term financing.

Table 2 - Production, export and oil refining in January and February 2019

Indicator	January-February 2019 г.		February 2019 г.		
	million tons	% by January and February 2018 г.	million tons	% by February 2018 г	% by January 2019 г
Production	91,1	103,4	43,2	103,2	90,1
Refining	47,8	101,8	22,7	101,5	90,4
Export	42,0	98,8	20,6	106,2	96,3
Export share in production (%)	46,1	-	47,7		

In 2014, sanctions were introduced by the United States and European Union countries, which are associated with the annexation of Crimea to Russia and the conflict in the eastern Ukraine, regarding leading enterprises and companies in the Russian oil sector. This limited the export of technology, equipment that would help develop the Arctic shelf and the extraction of shale oil and be intended for deepwater drilling [1]. In addition, on August 2, 2017 the United States tightened these sanctions. They passed the law «Countering America's Adversaries through Sanctions Act – CAATSA». This law imposed additional sanctions against organizations and individuals involved in cyber attacks against the United States: the prohibition of entry, freezing of property and assets. This law had new technological challenges for enterprises of the Russian oil sector, which are associated with the release of new products, the development of special technologies for the extraction of hydrocarbons.

ТЕОУ ВО АТИМ

At present Russia has all the necessary conditions for a modern technological breakthrough in the oil industry. They must be consistent with existing global trends and strategic directions. Firstly, 3D technologies will be used in exploration and seismic imaging. They will be combined with advanced computer technology to create detailed images of oil and gas in deep-sea areas. And also the R3M technology will have wide use. This technology allows to remotely «display» underwater deposits of oil and gas with high accuracy using low frequencies of electromagnetic waves. Secondly, it will be possible to simultaneously develop oil and gas from nearby fields through the expanded use of directional drilling technologies. This will minimize the environmental impact. Thirdly, through the development of methods, such as hydraulic fracturing, there will be a general increase in oil recovery and intensification of oil production. But due to the fact that the effect of hydraulic fluid fracturing on the state of waste and underground water near the fields is poorly studied, the application of the above method will have environmental risks. Fourth, the ability to produce oil in deep-water fields is developing. Several decades ago it was impossible to do this, but now it is this that allows to have a significant increase in the resource base of explored deposits. The Arctic offshore oil production requires the development of cost-effective solutions to ensure the protection of offshore pipelines and seabed facilities in the extreme conditions of the North [2]. In order to ensure the compliance with the above challenges, scientific and production work is required in coordination with customers, which is supported by government incentives.

The process of import substitution is divided into several stages. The first stage includes the 2015-2017 years, when it was planned to reduce imports of equipment to 12% by increasing local purchases of domestic equipment. The second stage includes 2018-2020, when it is expected to reduce imports of equipment to 8% by increasing local purchases of domestic equipment (in the first stage it was assumed 88%, in the second - up to 92%). The third stage includes 2020-2030, when it is planned to reduce equipment imports to 3-5%, and the growth of local purchases of domestic equipment will be 95-97% [2]. The objectives of import substitution as a strategic direction for the development of the oil industry in the Russian economy are, firstly, to increase the competitiveness of products of national producers. Secondly, it is the reduction of the dependence of the Russian Federation on the exported technological solutions, and further the elimination of this dependence. Thirdly, it is the promotion of technological improvement of components and equipment for oil production.

ЛИТЕРАТУРА

1. Импортозамещение - ключевая экономическая стратегия Российской Федерации / Краснова Л.Н., Мансурова С.А. // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. - 2017. - № 1. - С. 20-23.

2. Анализ импортной зависимости в России и Татарстане /

ГБОУ ВО АГНИ

Мансурова С.А., Краснова Л.Н. // Булатовские чтения. - 2017. - Т. 5. - С. 227-230.
3. Резервы повышения эффективности нефтегазодобывающего предприятия в условиях импортозамещения / Равилова А.Р., Садыкова Р.Р. // Булатовские чтения. - 2018. - Т. 7. - С. 254-256.

УДК 334.7: 622.276

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ В НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ» НА ОСНОВЕ СЛИЯНИЯ ЦЕХОВ

RISK MANAGEMENT DURING RESTRUCTURIZATION
AT NGDU «YAMASHNEFT» BASED ON THE MERGERS OF FACILITIES

С.Д. Шабакаева, О.А. Фатхутдинова
(Sabina D. Shabakaeva; Olga A. Fathutdinova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В современных условиях процесс реструктуризации нефтегазодобывающих предприятий становятся необходимой, так как позволяет не только выжить предприятию в современных условиях, но и остаться конкурентоспособным. Поэтому перед руководителями нефтегазодобывающих предприятий стоит сложная задача реализации проектов реструктуризации, предусматривающая все риски и последствия от ее проведения.

In modern conditions, the process of restructuring oil and gas companies is becoming necessary, as it allows not only the company to survive in modern conditions, but also to remain competitive. Therefore, the heads of oil and gas companies face the difficult task of implementing restructuring projects, which provides for all the risks and consequences of its implementation.

Ключевые слова: *реструктуризация, риски, управление, слияние, проект реструктуризации.*
Key words: *restructuring, risks, management, merger, restructuring project.*

В настоящее время реструктуризация – одно из существенных направлений деятельности практически любой компании, нацеленной на успешный бизнес, а также эффективный рыночный инструмент повышения ее конкурентоспособности.

Реструктуризация обязательно проводится, если достигается синергетический эффект; предприятие находится в кризисной ситуации и необходимо финансовое оздоровление.

В результате реструктуризации достигается:

- ликвидация неэффективных производств;

ГБОУ ВО АГНИ

- экономия затрат благодаря расширению масштабов деятельности;
- диверсификация деятельности предприятия, снижение уровня предпринимательских рисков;
- возможность получения налоговых и таможенных льгот.

Рано или поздно любое предприятие под воздействием внешних факторов сталкивается с необходимостью преобразования своих структур или проектов. Преобразование структуры отечественных предприятий получило свое развитие сразу после начала экономических реформ. Из-за недостаточной подготовленности руководителей во многих случаях преобразования приобретают бессистемный характер, что объясняется необычностью ситуации.

Управление рисками — процесс принятия и выполнения управленческих решений, направленных на снижение вероятности возникновения неблагоприятного результата и минимизацию возможных потерь проекта, вызванных его реализацией.

Актуальность в изучении данной темы связана с тем, что в НГДУ высокие эксплуатационные затраты производственных цехов, неэффективное использование производственных площадей, высокие затраты на содержание персонала производственных цехов, а также низкие темпы роста производительности труда НГДУ «Ямашнефть».

В связи с этим, в настоящее время в компании реализуется масштабный проект по укрупнению цехов добычи нефти и газа за счёт их слияния.

Эффективность проекта выражается в сокращении производственных затрат и оптимизации персонала. Для решения этой задачи в НГДУ «Ямашнефть» разработана структура нового цеха, состоящая из объединенных по территориальному принципу объектов добычи, транспортировки, подготовки нефти и поддержания пластового давления.

Основной целью данных преобразований является увеличение мобильности и управляемости производственных объектов, высвобождение части административного персонала, площадей и снижение транспортных издержек.

Реорганизация цехов позволила исключить дублирующие функции специалистов и руководителей. При слиянии и разработке новой орг. структуры цеха удалось оптимизировать штатное расписание, всего по НГДУ при слиянии производственных цехов высвобождена 21 единица численности, данный персонал был направлен в укрупнение цеха по добыче сверхвязкой нефти.

В целом реализация проекта укрупнения цехов позволила оптимизировать по НГДУ - 29,6 млн рублей за счет сокращения транспортных затрат, высвобождения неиспользуемых площадей, перераспределения штатной численности персонала, услуг

ГБОУВО АГНИ

производственного характера. А также повысить производительность труда, даже в условиях ограничения по добычи нефти.

Укрупнение цехов и включение в состав объектов обслуживания системы ППД потребовало 100% пересмотра маршрутов обходов операторов и перераспределения функционала их обслуживания. В результате проведенной работы по НГДУ из 165 маршрутов было сформировано 120 индивидуально-комбинированных маршрутов, включающих в себя объекты добычи и ППД. Возросла нагрузка и на персонал если раньше в обходе оператора в среднем входило до 17 скважин, то сегодня эти значения доходят до 25 и более скважин. Протяженность обходов также возросла в среднем с 15,5 км до 17,3 км. Сегодня, согласно критериев утвержденного стандарта, обходы подразделяются на пешие и механизированные – обсуживаемые операторами с использованием СММ, в качестве современных технических устройств для повышения мобильности и коммуникативности все операторы также оснащены смартфонами Hytera с АРМ оператора и используют в своей работе стандарт связи Тетра [2, с. 3].

Таким образом, проведение реструктуризации НГДУ «Ямашнефть» позволило сократить затраты на оплату труда на 16 438 тыс. руб. Удалось произвести сокращение потребности в технологическом транспорте и вахтовых перевозках, что привело к снижению транспортных затрат на 6908 тыс. руб. Также удалось сократить затраты на услуги производственного характера на 2 135 тыс. руб. и затрат на содержание производственных и бытовых площадей на 813 тыс. руб. [2, с. 5].

Таблица 1 – Оптимизация расходов после создания комплексных цехов НГДУ «Ямашнефть», тыс. руб.

Наименование показателей	Затраты до реструктуризации	Затраты после реструктуризации	Отклонение +,-
Затраты на оплату труда	92 183	75 745	16 438
Транспортные затраты	515 153	508 245	6 908
Услуги производственного характера	1 073 209	1 071 056	2 135
Затраты на содержание производственных и бытовых площадей	1 652	839	813
Итого	1 682 197	1 655 885	26 294

При проведении реструктуризации любая компания должна рассмотреть все возможные отрицательные последствия. Существует несколько видов рисков, которые негативно влияют на проведение реструктуризации на предприятии [1, с. 44-50]:

– риск выбора не того метода реструктуризации, существует несколько методов реструктуризации такие как, слияние, поглощение, ликвидация и т.д.;

ГБОУ ВО АГНИ

– риск неточной и срочной оценки результатов реструктуризации, это такой риск, при котором специалисты компаний зачастую отрицательные последствия принимают как итоговый результат, после чего проект по реструктуризации не осуществляется, а цели остаются недостигнутыми;

– риск невысокой квалификации специалистов и служащих компании, что можно решить двумя способами, нанять новых высококвалифицированных специалистов, либо обучить существующий персонал на различных тренингах;

– риск недостаточного финансирования реструктуризации;

– риск незаинтересованности работников, участвующих в процессе реструктуризации;

– риск низкой квалификации юристов, сопровождающих проект.

Для оценки риска, а также принятия решения о его снижении необходимо собрать всю необходимую информацию о проекте, т.е. о носителе риска. Данная называется идентификацией риска, эта стадия включает в себя два этапа [1, с. 53]:

– сбор необходимой информации о структуре проекта;

– идентификация опасности или инцидентов.

В таблице 2 представлены данные о наступлении рисковых событий в НГДУ «Ямашнефть».

Для начала были идентифицированы 12 ключевых рисков для НГДУ «Ямашнефть» оценено их происхождение, каждому риску присвоен тип. На основе составленной идентификации можно сформировать реестр риска.

Данные об идентификации и оценке риска содержатся в реестре рисков, также в реестре содержится возможные последствия данных рисков на деятельность предприятия.

Для идентифицированных 12 рисков, где подробно расписаны влияющие факторы, возможные последствия от наступления риска, а также определен вид риска.

Все риски были проранжированы по 5 – бальной шкале в вероятности наступления и масштабности ущерба от риска.

На рисунке 1 представлена карта рисков, в разрезе которой выделяют следующие группы рисков:

– катастрофические;

– с высокой степенью опасности;

– критические;

– незначительные;

– минимальные.

На карте рисков вероятность или частота отображается по горизонтальной оси, а размер ущерба - по вертикальной оси. В этом случае воздействие риска (ущерба) увеличивается снизу-вверх при продвижении по вертикальной оси, а вероятность появления риска

ГБОУ ВО АГНИ

увеличивается слева направо по горизонтальной оси. На данной карте видно, что риски преобладают в зоне «катастрофические риски».

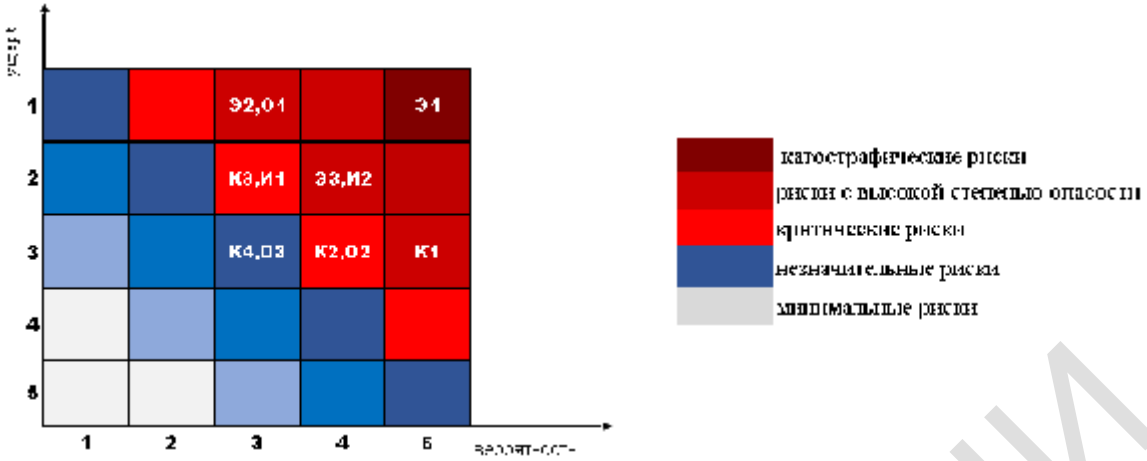


Рисунок 1 – Карта рисков

Таблица 2 - Идентификация рисков

Название риска	Системный/ не системный	Категория риска (внешний, внутренний)	Тип риска	Код
1	2	3	4	5
Низкий темп роста производительности труда	системный	внутренний	экономические	Э1
Недостаточное финансирование проекта	системный	внутренний	экономические	Э2
Отставание от технологического и технического уровня производства	системный	внешний	операционные	О1
Низкая компетенция кадров	не системный	внутренний	кадровые	К1
Утечка кадров к конкурентам	не системный	внутренний	кадровые	К2
Риск неблагоприятной социальной среды	не системный	внутренний	кадровые	К3
Штрафные санкции от надзорных органов	не системный	внешний	операционные	О2
Незаинтересованность работников в преобразовании компании	не системный	внутренний	кадровые	К4
Порча репутации предприятия	не системный	внутренний	интеллектуальные	И1
Управленческие ошибки	не системный	внутренний	операционные	О3
Неправильный выбор метода реструктуризации	не системный	внутренний	интеллектуальные	И2
Увеличение затрат на добычу нефти	не системный	внутренний	экономические	Э3

Таким образом, проведение реструктуризации НГДУ «Ямашнефть» позволило сократить затраты на оплату труда на 16 438 тыс. руб. Удалось произвести сокращение потребности в технологическом транспорте и вахтовых перевозках, что привело к снижению

ГБОУ ВО АГНИ

транспортных затрат на 6 908 тыс. руб. Также удалось сократить затраты на услуги производственного характера на 2 135 тыс. руб. и затрат на содержание производственных и бытовых площадей на 813 тыс. руб.

На основе анализа рисков удалось выявить 6 основных рисков, негативно влияющих на результативность реструктуризации:

- риск выбора не того метода реструктуризации;
- риск неточной и срочной оценки результатов реструктуризации;
- риск невысокой квалификации специалистов и служащих компании;
- риск недостаточного финансирования реструктуризации;
- риск незаинтересованности работников, участвующих в процессе реструктуризации;
- риск низкой квалификации юристов, сопровождающих проект.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Пояснительная записка к годовому отчету НГДУ «Ямашнефть».*
2. *Направления совершенствования управления инвестиционными проектами с учетом специфики рисков нефтегазовой отрасли / Ахметзянова И.С., Фатхутдинова О.А. // В сборнике: European Research: Innovation In Science, Education And Technology XXXVIII International Scientific And Practical Conference. - 2018. - С. 47-50.*
3. *Performance evaluation of insurance against risks as a way to manage the oil-production enterprise's well stock / Sadykova R.Sh., Fatkhutdinova O.A., Sadykova R.R., Yudina S.V., Ashirova S.A. // International Journal of Pure and Applied Mathematics. - 2018. - Т. 119. - № 17. - С. 1417-1421.*
4. *Фатхутдинова О.А., Габдрахимова Р.Ф. Управление рисками: методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы по дисциплине «Управление рисками» для бакалавров направления 080100 «Экономика» для очной и заочной форм обучения. - Альметьевск, 2013.*
5. *Карта взаимосвязи рисков как инструмент идентификации рисков инвестиционных проектов по геолого-техническим мероприятиям нефтегазодобывающих предприятий / Садыкова Р.Р., Гарипова А.Р. // Экономика и предпринимательство. - 2018. - № 6 (95). - С. 708-711.*

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 33.338.984

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ СТРАТЕГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ПАО «ТАТНЕФТЬ» НА КПЭ УПРАВЛЕНИЯ «ТАТНЕФТЕГАЗПЕРЕРАБОТКА» ДО 2025 Г.

THE INFLUENCE OF THE CONDITIONS OF STRATEGIC DEVELOPMENT OF JSC «TATNEFT» FOR KPI OF «TATNEFTEGAZPERERABOTKA» ADMINISTRATION 2025

М.Р. Юнусова, И.Н. Глазкова
(M.R.Yunusova, I.N. Glazkova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В данной статье на основе разработанных условий стратегического развития рассчитаны ключевые показатели эффективности Управления «Татнефтегазпереработка».

In this article, on the basis of the developed conditions of strategic development, the key performance indicators of Tatneftegazpererabotka Management are calculated.

Ключевые слова: *KPI, эффективность, показатель.*
Key words: *KPI, performance, indicator.*

На сегодняшний день стратегия – это основополагающий стержень в управлении предприятием, который должен обеспечивать устойчивое экономическое развитие предприятия, повышение конкурентоспособности, производимой им продукции оказываемых услуг. В мировой практике существует множество методов и технологий управления организацией, значительное распространения получила система ключевых показателей деятельности предприятия. Данный метод основывается на стратегии компании и процессе выбора стратегических целей организации, их четкого формулирования и разработки способов достижения этих целей с помощью ключевых показателей деятельности.

Ключевые показатели деятельности (KPI - Key Performance Indicators) - это система оценки, позволяющая организации определить достижение стратегических и тактических (операционных) целей.

В некоторых странах (Япония, Корея, Сингапур, Малайзия, Гонконг, Англия, Германия, США, в последние годы Бразилия) концепции KPI и всеобщего руководства качеством выдвинуты на уровень национальной идеи [3].

Во многих управленческих концепциях заложены идеи определения моделей KPI:

- концепция управления по целям Management by Objectives (MBO) Питера Друкера (1954 г.);
- система (таблица) показателей французского ученого Ж.Л. Мало (Tableau de bord) (1932 г.);

ГБОУ ВО АГНИ

- универсальная система показателей деятельности Рамперсада Хьюберта – Total Performance Scorecard (2003 г.);
- организационная система сбалансированных показателей (OBSC – Orgnizational Balanced Scorecard);
- всеобщий менеджмент на основе качества (Total Quality Management, TQM) (70-е г. XX в.);
- управление результативностью (Performance Management) и управление компетенциями (Competence Management) (90-е гг. XX в.);
- система управления на основе показателя EVA (Экономическая добавленная стоимость), автором которой является Стюарт Штерн (начало 1990-х гг.);
- пирамида деятельности компании К. Мак-Найра, Р. Линча и К. Кросса (1990 г.);
- модель стратегических карт Л. Мейселя (1992 г.);
- система Efective Progress and Performance Measurement – оценка эффективности деятельности и роста) К. Робертса и П. Адамса (1993 г.);
- система сбалансированных показателей Нортона и Каплана (1992г.).

Система ключевых показателей эффективности деятельности активно применяется западными компаниями на протяжении более чем 10-ти лет. Индикаторы активности KPI используют в повседневной деятельности такие всемирно известные компании, как ORACLE, Microsoft, IBM, Capgemini, Accenture, Deloitte, HP, SAP, WipPRO. У всех этих компаний есть одна объединяющая черта: одним из видов их коммерческой деятельности является организация сбыта, т.е. реализация выпускаемых товаров и услуг.

Самой популярной из всех методик в России, применяющих KPI, стала система Balanced Scorecard (BSC), описанная в книгах Роберта Каплана, Дэвида Нортона, их последователей, а также в многочисленных статьях [2].

Почти половина российских компаний ввела в практику оценку труда своих сотрудников с помощью KPI-показателей эффективности. Но, как выяснил Исследовательский центр портала Superjob, только каждая четвертая фирма распространила эти критерии на большинство персонала (таблица 1).

В ходе опроса 1000 менеджеров по персоналу и других представителей кадровых служб предприятий и организаций РФ 46% респондентов сказали, что KPI в их компании не используются. 23% работодателей применяют их для некоторых категорий сотрудников, 26% – для большинства работающих. 5% опрошенных затруднились с ответом. По мнению опрошенных, система KPI позволяет автоматизировать рутинные управленческие процедуры и высвободить силы и время для решения более серьезных задач.

ПАО «Татнефть» в своей деятельности расширяет применение данной системы оценки, которая позволяет обеспечивать реализацию

ПБОУ ВО АГНИ

стратегии и позволяет контролировать степень достижения долгосрочных и краткосрочных целей компании.

Таблица 1 – Статистика применения системы KPI в российских компаниях, %

Вариант ответа	Все	Количество сотрудников					
		до 50	50- 100	100- 500	500-1000	1000-5000	Более 5000
нет, не используются	46	61	62	50	31	24	22
да, используются для некоторых категорий сотрудников	23	16	17	25	32	28	27
да, используются для большинства категорий сотрудников	26	15	18	21	32	43	46
Затрудняюсь ответить	5	8	3	4	5	5	5

Главная стратегическая цель группы компании «Татнефть» заключается в удвоении внутренней стоимости компании, путем снижение уровня удельных операционных затрат за счет применения современных технологий и развития автоматизации производственных процессов [1]. Наибольший вклад в удвоении стоимости компании ожидается за счет развития бизнес-сегмента нефтепереработка. Для достижения поставленной цели, запланировано перейти на «безостаточное производство» тем самым, прекращая выпуск мазута, и производя высокооктановые автомобильные бензины, дизельное топливо, авиакеросин, сжиженный углеводородный газ.

Для Управления «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть» со сложной организационной структурой и такими бизнес-процессом, как переработка попутного нефтяного газа (ПНГ) и широких фракций легких улеводородов (ШФЛУ) реализовывать стратегию компании крайне важно.

Целью №1 для УТНГП является обеспечение увеличения объема переработки ПНГ и ШФЛУ не менее, чем на 5,7% (с 1276 тыс. тн до 1349 тыс.т) (при этом не ниже объемов сырья, передаваемого на переработку блоком «Разработка и добыча») и объема производства газопродуктов не менее, чем на 5,7% (с 1070 тыс.т до 1131 тыс.т).

Таблица 2 - Цель №1 «Обеспечить увеличение объема переработки ПНГ и ШФЛУ»

Цель	Срок исполнения	Целевой уровень	КПЭ	Периодичность мониторинга КПЭ
Рост объема переработки и производства газопродуктов	31.12.2025	Не менее 1 349 тыс.т – ПНГ и ШФЛУ не менее 1 131 тыс.т – газо-продуктов	Объем переработки (ПНГ+ШФЛУ) не менее уровня: 2016 г.– 1 296 тыс. т, 2017 г. – 1 265 тыс. т, 2018 г. – 1 310 тыс. т	Раз в год Промежуточный мониторинг – ежеквартально
			Объем производства газопродуктов не менее уровня: 2016 г. – 1 074 тыс.тн, 2017 г. – 1 052 тыс.т, 2018 г.– 1 083 тыс.т	Раз в год Промежуточный мониторинг – ежеквартально

ГБОУ ВО АГПИ

Рассмотрим ключевые факторы успеха/проекты к цели №1 в таблице 3.

Таблица 3 - Ключевые факторы успеха/проекты к цели №1

Наименование	Срок исполнения	Экономический эффект/ Изменение EBITDA	Условия
Загрузка мощностей по газофракционированию 2016 г. – 99,3% 2017 г. – 97,0% 2018 г. – 100,1%	31.12.2025	Изменение EBITDA в 2025 г. к 2015 г.+ 632 млн руб.	1. Общая сумма инвестиций ориентировочно 16,4 млрд руб. (на период 2016-2025 гг.). 2. Проекты должны быть утверждены на Инвестиционном комитете, эффективность инвестиционных проектов должна удовлетворять принятым в ТН критериям. 3. Корректировка целевого показателя после утверждения проектов с учетом актуализированных расчетов эффективности.

Целью №2 для УТНГП является обеспечение снижения стоимости процессинга 1 т ПНГ и ШФЛУ не менее, чем на 10%. Непревышение себестоимости процессинга 1 т ПНГ и ШФЛУ.

Таблица 4 - Цель № 2 «Обеспечить снижение стоимости процессинга 1 т ПНГ и ШФЛУ не менее, чем на 10%»

Цель	Срок исполнения	Целевой уровень	КПЭ	Периодичность мониторинга КПЭ
Снижение себестоимости процессинга ПНГ и ШФЛУ (без учета амортизации) в номинальных ценах	31.12.2025	Снижение не менее, чем на 10% к уровню 2015 г. (в постоянных ценах)	Снижение (непревышение) себестимости процессинга 1 т ПНГ и ШФЛУ (без амортизации) 2016 г. – 2 635руб./т, 2017 г. – 2 885 руб./т, 2018 г. – 2 962 руб./т	Раз в год Промежуточный мониторинг - ежеквартально

Целью №3 для УТНГП является обеспечение снижения себестомости переработки не менее, чем на 10%. Рассмотрим ключевые факторы успеха/проекты к цели №3 в таблице 5.

Таблица 5 - Ключевые факторы успеха/проекты к цели №3

Наименование	Срок исполнения	Экономический эффект	Условия
Снижение себестоимости переработки за счет мероприятий (снижение на 5%)	31.12.2025,0	126 млн руб.	1. Обеспечение производственного процесса необходимыми ресурсами для выполнения показателей (КПЭ) в соответствии с целями №1,2 2. Корректировка целевого показателя после утверждения проектов стратегического развития (гелий, малеиновый ангидрид и т.д.) с учетом актуализированных расчетов эффективности
Дополнительные факторы* (проработка дополнительных мероприятий, позволяющих достичь целевой уровень снижения себестоимости процессинга на 10%)		177 млн руб.	

ГБОУ ВО АГТИ

Удельные затраты учитывают мероприятия, разработанные на текущий момент (для достижения уровня EBITDA 5,0 млрд руб. в 2025 г.), и затраты по проектам стратегического развития УТНГП (гелий, малеиновый ангидрид, перевод технологических печей и котельных НГДУ «Альметьевнефть» и НГДУ «Елховнефть» на природный газ) для достижения целевого показателя по EBITDA 6,0 млрд руб. – в 2025г.

Рассмотрим анализ влияния условий стратегического развития до 2025 г. на КПЭ УТНГП в таблице 6.

Таблица 6 – Влияние условий стратегического развития до 2025 г. на КПЭ УТНГП

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		факт	план	план	план	план	план	план	план	план	план	план
Объем переработки	млн руб.	3385	2614	2553	2610	2601	2544	2594	2595	2520	2588	2588
Объем производства	млн руб.	12976	10101	9701	10355	10840	11246	12183	12891	13289	14449	15257
Удельная себестоимость процессинга 1 тонны ШФЛУ и ПНГ без амортизации	руб./т	2622	2635	2896	2981	3146	3375	3431	3579	3837	3888	4052
Маржа переработки	руб./т	7311	5341	5011	5168	5438	5796	6129	6494	6911	7315	7739
EBITDA	млн руб.	5983	3506	2677	2865	2992	3086	3544	3836	3936	4521	4866
ROCE adjusted	%	81	40	25	29	28	29	35	38	37	41	42
ROIC	%	76	39	26	32	33	36	46	53	54	63	68

Согласно данным представленным в таблице 6 видно, что показатель EBITDA УТНГП к 2025г. уменишилась за счет снижения объема переработки 797 млн. руб., увеличения удельной себестоимости переработки 1 тн ПНГ и ШФЛУ на 1 430 руб./т. и роста маражы переработки на 628 руб./т.

Нужно отменить, что показатель «удельная маржа переработки» рассчитывается как отношение разности выручки от реализации газопродуктов и стоимости входящего сырья к объемам переработки сырья.

Данный показатель не может корректно отражать эффективность работы УТНГП, так как управление не занимается реализацией продукции и не может влиять на изменение цен на газопродукты, и тем более на стоимость входящего сырья (стоимость ШФЛУ в расчетах принимается как цена нефти).

Основными факторами, влияющими на данный показатель, являются: объемы переработки сырья и производства газопродуктов;

ГБОУ ВО АГНИ

себестоимость процессинга; цены реализации газопродуктов; стоимость сырья.

Эти же факторы влияют на показатель EBITDA, т.е. при выполнении показателя EBITDA будет выполняться и показатель удельной маржи переработки.

При этом снижение показателя EBITDA в связи с ростом стоимости сырья и снижением цен на газопродукты компенсировать не за счет разработки дополнительных мероприятий УТНГП, а за счет использования дополнительного дохода, накопленного в период повышения цен на газопродукты или снижения цен на сырье.

ЛИТЕРАТУРА

1. О бухгалтерском учете: Федеральный закон от 06.12.2011 N 402-ФЗ (ред. от 23.05.2016) [Электронный ресурс]. – Доступ: http: www.garant.ru.

2. Лопарева А.М. Экономика организации (предприятия) / А.М. Лопарева. - М.: Финансы и статистика, 2017. - 240 с.

3. Магомедов М.Д. Экономика организации (предприятия) / М.Д. Магомедов, Е.Ю. Куломзина, И.И. Чайкина. - М.: Дашков и Ко, 2015. - 276 с.

УДК 336.7

АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ АКЦИЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ ОТ ЦЕН НА НЕФТЬ

ANALYSIS OF DEPENDENCE OF SHARES OF OIL AND GAS COMPANIES ON OIL PRICES

Е.Л. Языкова, Д.А. Зарипова

(Elena L. Yazykova, Daniya A. Zaripova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье представлен анализ того, как акции российских нефтяных компаний коррелируют с ценой на нефть в рублях. Приведены графики корреляции акций ПАО «Татнефти», ПАО «Лукойл» и ПАО «Газпромнефть» с ценой нефти марки Brent. На основании этих данных сделаны выводы о степени зависимости акций нефтедобывающих компаний от цен на нефть.

This article is devoted to the analysis of oil prices in rubles. The article presents graphs of correlation of shares of PJSC Tatneft, PJSC Lukoil and PJSC Gazpromneft with the price of Brent crude oil. Based on these data, conclusions are drawn about the dependence of the share on oil prices.

ГБОУ ВО АГНИ

***Ключевые слова**: цена на нефть, акции, индекс MOEXO&G, коэффициент корреляции.*

***Key words:** oil price, stocks, MOEXO & G index, correlation coefficient.*

Для анализа корреляции акций компаний и цены на нефть марки Brent за точку отсчета взято начало 2013 года.

Корреляция обыкновенных акций ПАО «Татнефть» с нефтью есть, но недостаточно выраженная (рисунок 1). Сильное расхождение началось с 2014 года. Это произошло по 2 основным причинам: изменением дивидендной политики, а, следовательно, большим коэффициентом выплат и сокращением издержек производства в связи с девальвацией рубля.

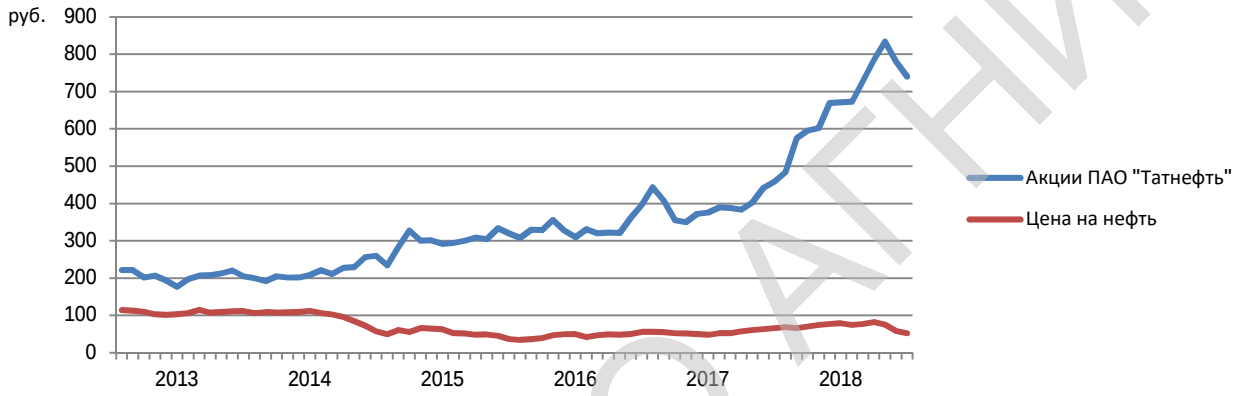


Рисунок 1 – Корреляция акций ПАО «Татнефть» и цены на нефть

ПАО «Лукойл» более чувствителен к изменению цены на нефть (рисунок 2). Серьёзная дивергенция началась лишь в конце 2018 года, когда в компании запустили программу обратного выкупа акций - buyback. Внутрикорпоративное событие изменило характер зависимости акций и цены на нефть.

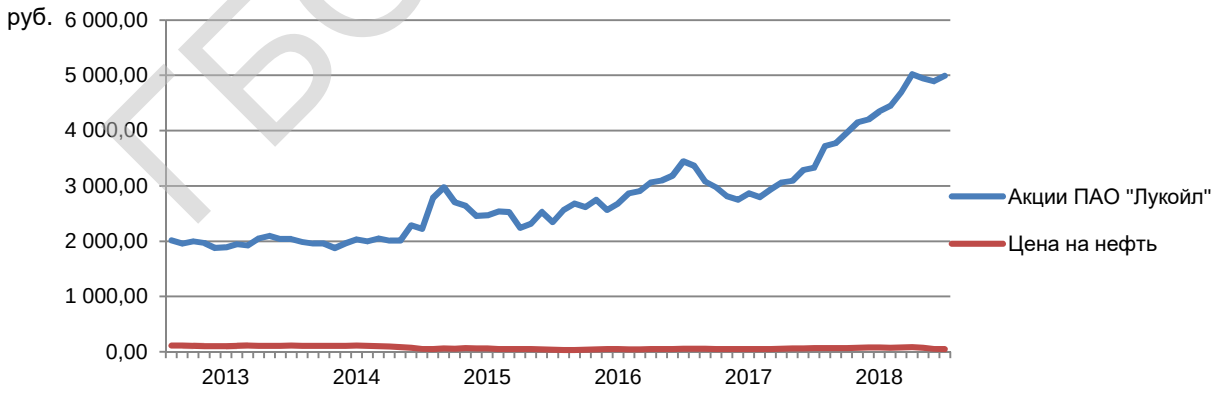


Рисунок 2 – Корреляция акций ПАО «Лукойл» и цены на нефть

Акции ПАО «Газпром нефть» достаточно высоко скоррелированы с ценами на нефть (рисунок 3). После 2016 года у компании серьёзно выросла маржинальность по EBITDA: до 2016 года средняя маржа была

ГБОУ ВО АГНИ

около 22%, на 2019 год маржинальность близка к 33%. На это повлияло обесценивание национальной валюты по отношению к другим и более эффективная работа.

Для анализа чувствительности дневные значения индекса нефти и газа (MOEXO&G), рассчитываемого Московской биржей за период с начала 2013 г. по 2018 г., были сопоставлены с дневными изменениями нефти марки Brent, рассчитанной в рублях.

Также проведена оценка взаимосвязей акций нефтегазового сектора с рублевыми ценами на нефть. При этом был использован как корреляционный анализ, так и анализ чувствительности на основе бета коэффициента за аналогичные периоды времени.

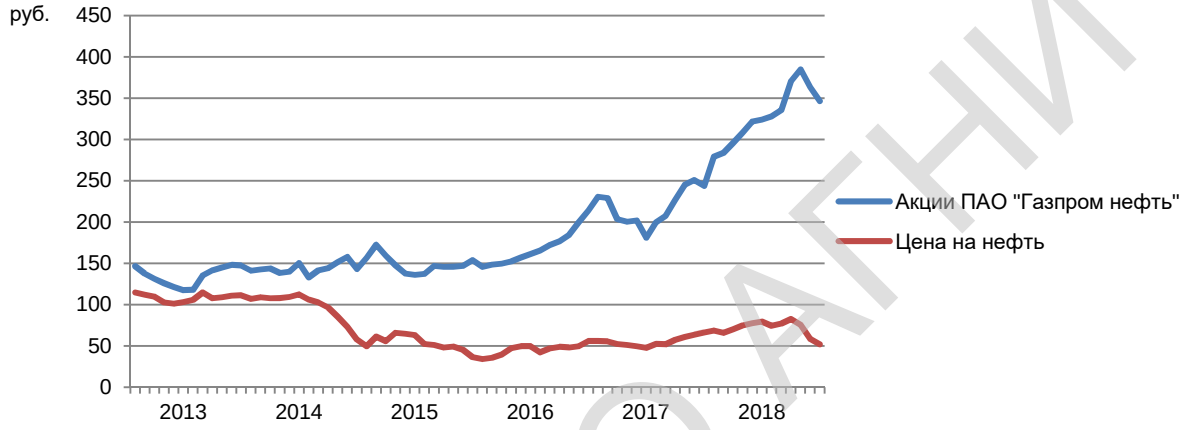


Рисунок 3 – Корреляция акций ПАО «Газпром нефть» и цены на нефть

По результатам проведенной оценки получены следующие коэффициенты корреляции (таблица 1).

Таблица 1 – Взаимосвязь индекса MOEXO&G и акций нефтегазовых компаний с рублевыми ценами нефти (коэффициент корреляции)

Компании	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Индекс Нефтегаз	0,57	-0,28	-0,07	0,62	0,61	0,61
Лукойл	0,24	-0,38	0,62	0,73	0,82	0,49
Татнефть	0,42	-0,27	-0,07	0,40	0,86	0,72
Газпромнефть	0,32	-0,26	0,35	0,70	0,94	0,53

Как видно из таблицы 1, значения коэффициентов корреляции в 2014-2015 гг. отрицательные. Это связано с тем, что акции компаний двигались в обратном направлении от динамики стоимости барреля и объясняются резким обесценением национальной валюты в тот период.

Расчетные значения бета коэффициентов представлены в таблице 2.

Данный показатель отражает меру изменчивости цены акции конкретной нефтегазовой компании относительно изменения нефтяных цен. Иными словами, коэффициент дает представление: на сколько изменится стоимость бумаги при изменении на 1% стоимости черного золота.

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 2 – чувствительность индекса MOEXO&G и акций нефтегазовых компаний с рублевыми ценами нефти (бета коэффициенты)

Компании	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Индекс Нефтегаз	0,128	0,035	0,117	0,211	0,126	0,153
Лукойл	0,173	0,033	0,110	0,268	0,066	0,136
Татнефть	0,156	0,178	0,151	0,256	0,073	0,182
Газпромнефть	0,063	-0,046	0,117	0,106	-0,008	0,116

Из проведенного анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

- акции «Лукойла» и «Татнефти» имеют наибольшую чувствительность к изменению рублевых цен нефти. Эти акции можно рассматривать в качестве объекта инвестирования в ожидании роста цен на черное золото, именно они могут наиболее точно повторять динамику нефти;
- все оцениваемые акции обладают бета коэффициентами со значениями, близкими к нулевым отметкам, что говорит об общей ограниченности влияния нефтяных цен на ценообразование акций нефтегазовых эмитентов.

Таким образом, в текущей ситуации не стоит удивляться, когда при изменении стоимости нефти акции российских эмитентов не торопятся повторять ее динамику. Локальное падение нефти может и не приводить к снижению стоимости акций нефтегазовых компаний, как и резкий скачок цен на нефть не является гарантией роста курсовой стоимости их акций.

В то же время нельзя говорить о том, что акции нефтяных компаний вообще не зависят от сырьевых цен. В действительности влияние ценовой конъюнктуры на рынке нефти проявляется с течением определенного времени и во многом привязано к публикациям финансовых результатов компаний. В финансовых отчетах и отражается позитивный/негативный эффект на ключевые показатели деятельности организации от изменения нефтяных котировок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Официальный сайт ПАО «Татнефть» [Электронный ресурс]. - Доступ: https://www.tatneft.ru.
2. Официальный сайт ПАО «Лукойл» [Электронный ресурс]. - Доступ: www.lukoil.ru.
3. Официальный сайт ПАО «Газпром нефть» [Электронный ресурс]. - Доступ: https://www.gazprom-neft.ru.
4. Московская биржа [Электронный ресурс]. - Доступ: https://www.moex.com.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 336.5: 622.276

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПОЛОЖЕНИЯ КОМПАНИИ ПАО «ТАТНЕФТЬ» В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

ANALYSIS OF THE ECONOMIC SITUATION OF PJSC TATNEFT IN THE OIL AND GAS INDUSTRY OF RUSSIA

Э.А. Ямалетдинов, Д.А. Зарипова
(Elnaz A. Yamaletdinov, Daniya A. Zaripova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассматривается положение компании ПАО «Татнефть» в нефтегазовом секторе России. Проведен анализ финансового состояния компании. Осуществлен сравнительный анализ основных финансовых показателей крупнейших российских нефтяных компаний.

The article discusses the position of PJSC Tatneft in the oil and gas sector of Russia. The analysis of the financial condition of the company. A comparative analysis of the main financial indicators of the largest Russian oil companies.

Ключевые слова: *финансовая устойчивость, финансовое состояние, финансовые ресурсы, платежеспособность.*

Keywords: *financial stability, financial condition, financial resources, solvency.*

Финансовая устойчивость предприятия – такое состояние его финансовых ресурсов, их распределение и использование, которое обеспечивает развитие предприятия на основе роста прибыли и активов при сохранении платежеспособности и кредитоспособности в условиях допустимого уровня риска.

Важно, чтобы состояние финансовых ресурсов соответствовало требованиям рынка и отвечало потребностям развития предприятия, поскольку недостаточная финансовая устойчивость может привести к неплатежеспособности предприятия и отсутствию у него средств для развития производства, а избыточная – препятствовать развитию, отягощая затраты предприятия излишними запасами и резервами. Таким образом, сущность финансовой устойчивости определяется эффективным формированием, распределением и использованием финансовых ресурсов.

Цель анализа финансовой устойчивости – оценить способность предприятия погашать свои обязательства. Для обеспечения финансовой устойчивости предприятие должно обладать гибкой структурой капитала, т.е. структурой, обеспечивающей возможность оперативного реагирования финансовых решений предприятия на изменение рыночных условий без существенной потери в его стоимости.

Финансовое состояние предприятия, его устойчивость и

ГБОУ ВО АГНИ

стабильность зависят от результатов его производственной, коммерческой и финансовой деятельности. Если производственный и финансовый планы успешно выполняются, то это положительно влияет на финансовое положение предприятия. Напротив, в результате спада объемов производства и продаж происходит повышение ее себестоимости, уменьшение финансового состояния предприятия и его платежеспособности.

Россия является одним из лидеров на мировом нефтяном рынке, нефтегазовый комплекс играет важную роль в национальном хозяйстве. Одной из крупнейших в топливно-энергетическом комплексе России вертикально интегрированных нефтяных компаний является ПАО «Татнефть». В состав компании входят нефтегазодобывающий комплекс, нефтегазоперерабатывающие и нефтехимические предприятия, а также предприятия, реализующие продукты нефтепереработки и нефтехимии, сервисные компании.

Для оценки положения компании ПАО «Татнефть» в нефтегазовом секторе России был проведен анализ финансового состояния компании и сравнительный анализ основных финансовых показателей крупнейших российских нефтяных компании.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахмедов А.Э., Смольянинова И.В. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия. – Воронеж, 2012. – 288 с.

2. Ахмедов А.Е., Смольянинова И.В. Финансы предприятия. – Воронеж, 2014. – 177 с.

3. Бочаров, В.В. Финансовый анализ: учеб. пособ. / В.В. Бочаров. – СПб.: Питер, 2014. – С. 240.

ГБОУ ВО АГНИ

СЕКЦИЯ 9. СОЦИАЛЬНЫЕ И ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ИННОВАЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ

УДК 159.9:35

ПРОБЛЕМЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО ДОВЕРИЯ В ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ КОММУНИКАЦИЯХ

PROBLEMS OF ORGANIZATIONAL CONFIDENCE OF PROFESSIONAL COMMUNICATIONS

А.Р. Ахметгалина
(Alina R. Akhmetgalina)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.ф.н., доцент каф. ГОиС А.А. Багаутдинов

Обеспечение эффективности работы персонала организации – одно из приоритетных направлений целого ряда наук, таких как организационная психология, психология управления и психология труда. Именно в контексте обеспечения организационной эффективности проблема организационного доверия привлекает внимание многих современных исследователей.

Ensuring the effectiveness of the organization's personnel is one of the priority areas of a number of sciences, such as organizational psychology, management psychology and labor psychology. It is in the context of ensuring organizational effectiveness that the topic of organizational trust attracts the attention of many modern researchers

Ключевые слова: *коммуникация, доверие, модель, организация.*
Key words: *communication, trust, model, organization.*

На сегодняшний день важным аспектом эффективного функционирования современных организаций является организационное доверие, но проблема того, каким именно образом с помощью него достигать организационные цели, а также проблема правильного построения организационного доверия профессиональных коммуникаций в целом еще не решена.

Доверие по своей природе ориентировано на будущее, то есть оно уже заведомо имеет перспективу на предстоящие взаимосвязи и взаимоотношения, которые в свою очередь предполагают наличие определенных ожиданий в отношении друг друга у партнеров по доверию. Эти ожидания могут включать в себя предполагаемое поведение партнера, его установки ценности и т.д. Если уровень доверия между партнерами высокий, то шансы на продолжение взаимодействий высокие. Говоря об ожиданиях нужно обратить

ГБОУ ВО АГНИ

внимание на то, являются ли они адекватными или неадекватными. В любых видах организационного взаимодействия прозрачность ситуации для обоих партнеров отношений и вероятность совпадения ожиданий зависит от ясности и проработанности институциональных основ деятельности персонала, а также степени проинформированности обоих партнеров по взаимодействию.

Когда мы говорим о доверии, а в особенности об организационном доверии, то нельзя упускать один важный фактор, это фактор риска в отношениях доверия и уязвимость доверяющей стороны. Уязвимость в организационном доверии выражается в негативном влиянии последствий доверительных отношений на эффективность выполнения субъектом своих служебных и профессиональных обязанностей, а также возникновение у организации риска получения нежелательного результата.

В доверительные отношения с другими людьми, группой людей или даже целыми системами, в том числе организациями и социальными институтами мы входим добровольно. Если говорить о добровольности вступления в отношения доверия, то необходимо рассматривать ее как разрыв между представлениями о доверии с позиций организации и фактическим поведением. Возможны такие ситуации, в которых человек, группа людей или организация будет действовать, как будто доверяя, хотя фактически доверия к партнеру у него нет. Немало важную роль в этих отношениях играет наличие опыта взаимодействия, который влияет на наше доверие. В организационных взаимодействиях иногда преобладает дефицит времени и возможностей для того чтобы получить необходимую информацию о партнере, на основе которой принималось бы решение о доверии или наоборот о недоверии к нему. И в таких условиях богатый опыт взаимодействий мог бы положительным образом повлиять на решение в условиях дефицита времени [2].

В используемом термине «организационное доверие», подчеркиваются его особенности, связанные с деятельностью организации. Это, прежде всего, направленность организационного доверия на обеспечение эффективности работы организации, на пользу организации. Организационное доверие охватывает три взаимосвязанных уровня рассмотрения – индивидуальный, групповой и организационный. Доверие в данном случае рассматривается как регулятор взаимоотношений и совместной деятельности между отдельными людьми и группами людей.

Несмотря на всю важность доверия как регулятора взаимоотношении субъектов, оно часто отодвигалось на второй план. Для того чтобы регулирование основанное на построении организационного доверия было успешным и достигался наибольший эффект, в первую очередь оно должно быть целенаправленным и не формироваться стихийным образом [1].

ГБОУ ВО АГПИ

Проблема организационного доверия рассматривалась многими авторами, как с точки зрения выявления основных параметров доверия в качестве регулятора функционировании организации, это модели организационного доверия Р.Мейера, который предлагает оценить партнера как заслуживающего/достойного доверия, исходящая от доверяющей стороны, она включает в себя три составляющие, такие как последовательность, доброжелательность и компетентность. Более поздней моделью является модель Дж.Колкитта и Дж.Роделл, которые дополняю модель Р.Мейера понятием справедливости. Именно справедливость информационная по мнению авторов является основанием для возникновения доверия.

В отдельный класс теоретических моделей организационного доверия можно отнести модели, решающие вопрос о разных основаниях организационного доверия Д.Макаллистера, Дж. Колкитта. Суть модели Д.Макаллистера заключается в поиске ответа вопрос «Из чего складывается доверие?». Доверие, по их мнению, специфические предпосылки возникновения, может иметь основание в виде знаний или в виде эмоций. Дж. Колкитт в своей модели исходит из двух видов рабочих ситуаций, это типичные и критические ситуации. Между собой эти ситуации отличаются по уровню ситуативной предсказуемости и непосредственной опасности для людей, выполняющих профессиональную деятельность.

Нужно выделить еще один класс моделей, раскрывающих вопрос о содержании феномена организационного доверия с привязкой к взаимодействию и совместной деятельности, таковыми являются динамические модели Р.Левицкого и Б.Банкера, А.Пууса и В.Толванена. Р.Левицкий и Б.Банкер делят организационное доверие на три типа:

1) доверие, основанное на расчете, оно может привезти к большим экономическим потерям, если деятельность партнеров будет направлено только на достижение личных целей или в некоторых ситуациях предполагать противоречие соображениям морали;

2) доверие, основанное на знании, оно базируется на полученном ранее опыте взаимодействия между партнерами;

3) доверие, основанное на идентификации, при таком типе доверительных отношений обе стороны могут осуществлять свою деятельность независимо друг от друга, так как существует полная уверенность в том, что интересы и права друг друга не будут ущемлены.

Такие авторы как А. Пууса и В. Толванен считают, что основополагающим в формировании доверия в организационных отношениях является наличие высокой преданности и идентификации.

Самую большую группу исследований в области организационного доверия составляют авторы, которые рассматривают доверие как зависимую, независимую или опосредующую переменную. Среди таких авторов можно выделить Б. де Йонга и Т. Элфринга, они рассматривают доверие как независимую переменную. Они считаю, что уровень

ГБОУ ВО АГПИ

доверия сформировавшийся в группе будет влиять на результаты ее деятельности. В качестве опосредующих переменных выделяются планирование и опережающая оценка деятельности, текущий контроль над деятельностью и мотивационные процессы в группе. В данной модели рассматриваются различные контуры регулирования деятельности персонала, которые выполняются на основе организационного доверия.

Данные модели позволяют решить большое количество задач, начиная с определения теоретических основ феномена организационного доверия и заканчивая изучением и анализом роли которую играет организационное доверие в конкретных организационных ситуациях. В данных моделях можно выделить что-то общее, а также их специфические особенности и это говорит нам о том, что на данный момент не существует одной теоретико-методологической основы, которая полностью раскрывала бы сущность, определяла функции и содержание организационного поведения в целом. В связи с этим руководитель любой организации может столкнуться проблемой выбора теоретической позиции в вопросе организационного доверия, а также его соотношения с институциональным регулированием [5].

Из всего вышесказанного можно сделать вывод о том, что в литературе собрано большое количество неоднозначных данных по данной проблеме. Большинство исследователей сходится во мнении, что организационное доверие в профессиональных коммуникациях является необходимым для функционирования организации фактором, который выполняет регулирующие функции. Но для того, чтобы в полной мере использовать организационное доверие в качестве механизма регулирования профессиональных отношений необходимо проведение границ между организационным доверием и институциональным регулированием, рассматривать их во взаимосвязи, как одновременно действующих типа регуляторов деятельности персонала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геберт, Д. Организационная психология. Человек и организация / Д. Геберт, Л. Розенштиль. - Х.: Изд-во Гуманитарный центр, 2006. – 624 с.

2. Заварацева, М.М. Роль организационного доверия в регулировании деятельности персонала государственных и коммерческих предприятий: дис. на соискание уч. степени кан. псих. наук: 19.00.03 / Заварцева Марина Михайловна. - М., 2017. – 231 с.

3. Занковский, А.Н. Теоретические и прикладные проблемы организационной психологии / А.Н. Занковский // Психология профессионала: личность, деятельность, организация; Под ред. Т.А.

ГБОУ ВО АГПИ

Жалагиной, Л.Ж. Каравановой, Е.Д. Короткиной. – 2014. – Тверь: Тверской государственный университет. – С. 7-24.
4. Зинченко, В.П. Психология доверия. Изд-е 2-е. / В.П. Зинченко. - Самара: Издательство СИОКПП, 2001. — 104 с.
5. Калинин, И.В. К вопросу о проблематике психологии доверия в системе внутриорганизационных отношений / И.В. Калинин, Е.В.Ашлапова // Рыночная психология в контексте русской ментальности (Региональный аспект); под ред. Д.С. Точеного. - Ульяновск: УлГУ, 2000. - С. 181-191.

УДК 316.7

ФОРМИРОВАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ КУЛЬТУРЫ: ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ И ВОЗМОЖНОСТИ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ В РОССИИ

THE FORMATION OF ENVIRONMENTAL CULTURE: THE EXPERIENCE OF FOREIGN COUNTRIES AND PROSPECTS FOR USE IN RUSSIA

Л.Ф. Газизова
(Liliya F. Gazizova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.соц.н., доцент Э.А. Иванова

В работе рассмотрены способы и направления деятельности по формированию экологической культуры населения в разных странах (Финляндии, Швеции, Швейцарии, Норвегии), обоснованы возможности адаптации зарубежного опыта в условиях современной России.

In the work, methods and directions of activity for the formation of the ecological culture of the population in different countries (Finland, Sweden, Switzerland, Norway) are considered, the possibilities of adapting foreign experience in the conditions of modern Russia are substantiated.

Ключевые слова: *экологическая культура, экологическое образование, природа, экология, экологические движения.*

Key words: *ecological culture, environmental education, nature, ecology, environmental movements.*

По данным ВОЗ, каждый год около 7 миллионов человек умирают от последствий вдыхания загрязненного воздуха. В 2015 году от болезней, вызванных негативным воздействием общества на экологию, умерли 9 миллионов человек - 16 % от всех смертей в современном мире, что в 15 раз больше людских потерь от всех военных конфликтов и других форм насилия, и в 3 раза больше смертей, чем от СПИДа, туберкулеза и малярии. Более 8 млн тонн пластикового мусора каждый

ГБОУ ВО АГПИ

год попадает в Мировой океан, уничтожая его уникальную флору и фауну. [1]

Россия по выбросам углекислого газа занимает 4 место после Китая, США и Индии, по выбросам окислов азота – 9 место, по совокупным выбросам парниковых газов – 5 место, среднедушевые показатели выбросов превышают уровни многих развитых стран. Несмотря на то, что образование твердых бытовых отходов в европейских странах больше, чем в России, вместе с тем в этих государствах более развита система переработки данных отходов. Если в этих странах используется или уничтожается до 70 % отходов, то у нас, по данным Росстата, – лишь 7,5 % [2, с. 57,63].

В рейтинге экологически чистых стран мира на 2018 год Россия занимает лишь 52 место с индексом 63,79 (первое место у Швейцарии с индексом 87,42) [3]. По данным ВОЗ по уровню смертности Россия находится на уровне развивающихся стран: Кубы, Алжира, Ирана, (уровень смертности от экологических проблем составляет России 49,4 на 100 тыс. человек), тогда как в Европейских, Скандинавских странах, смертность не поднимается выше отметки 20 [4]. Эти данные свидетельствуют о потребительском отношении людей к природе, нерациональном использовании ее богатств, что обусловлено низким уровнем экологической культуры общества, которая выражается в незнании людей взаимосвязи живой и неживой природы, негативных последствий неоптимального использования ее ресурсов [5, с. 27]. Однако, несмотря на фиксируемый социологами низкий уровень экологического образования и просвещения в России, россияне обеспокоены экологической ситуацией в стране. По данным опроса, проведенного ВЦИОМ в 2013 году, наличие экологических проблем в стране признали 85% опрошенных. В качестве наиболее значимой из экологических проблем 58% участников назвали бытовые отходы, 78% респондентов отметили необходимость в первоочередном порядке ликвидировать свалки бытовых и промышленных отходов, создать отлаженную систему переработки мусора. При этом более 75% информантов указали готовность сортировать отходы в случае реализации программы приема вторсырья в своем городе. Опрос ВЦИОМа в 2015 г. выявил заинтересованность россиян в информации об экологической ситуации (86%), в то время как в 90-е годах ухудшение экологии в структуре актуальных проблем занимало 5 место. [6] Эти данные свидетельствуют о том, что экологическая проблема одна из наиболее актуальных не только для развивающихся сообществ, но и для европейских стран, и России. Для устранения этой проблемы важно формирование и развитие экологической культуры.

Экологическая культура — совокупность экологического сознания и экологического поведения человека, способ организации и развития жизнедеятельности в системе ценностных ориентаций и экологических норм взаимодействия с окружающей средой на основе экологических

ГБОУ ВО АГМА

знаний, навыков и умений [7]. Экологическое образование – важнейшая составляющая экологической культуры, которая рассматривается как процесс и инструмент формирования индивидуальной экологической культуры [5, с. 28]. В процессе данного образования происходит приобщение подрастающего поколения к культурному опыту человечества по взаимодействию с окружающей средой. Основой формирования и развития экологического образования и культуры является тщательно проработанная законодательная база. В 2002 г. в России вступил в силу Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ (ред. от 31.12.2017). В законе закреплены основы формирования экологической культуры, к которым относятся: установление системы всеобщего экологического образования, экологическое просвещение, определение субъектов, осуществляющих это просвещение [8]. Также президентом утверждены в 2012 г. «Основы государственной политики в области экологического развития РФ на период до 2030 года», развитие экологического образования, формирование экологической культуры, приводится в качестве одной из основных задач государственной политики.

Несмотря на то что в России существуют центры дополнительного экологического образования, для детей разных возрастов, организуются детские лагеря с выездами на природу с привлечением родителей к решению экологических проблем, тем не менее в процессе развития экологической культуры возникает множество барьеров. Так, на сегодняшний день не существует единого образовательного стандарта как для дошкольного образования, так и для общего среднего образования: что негативно отражается на учебно- методическом обеспечении, точечно создаются авторские программы экологического просвещения, которые зависят от инициативы воспитателей и учителей, в школьных программах экологическое образование затрагивается в нескольких официально принятых предметах («Обществознание и естествознание», и некоторых общенаучных предметах). Недостаточное финансирование экологического образования, отсутствие единой продуманной программы экообразования, несистемность взаимосвязи в деятельности государственных структур и неправительственных организаций по управлению экологическим образованием и воспитанием подрастающего, препятствуют формированию экологической культуры населения России.

Анализ опыта предотвращения и решения экологических проблем, формирования экокультуры в европейских, в частности, скандинавских странах позволяет сделать вывод, что законодательная база неразрывно поддерживается добросовестным осуществлением исполнительными органами своих полномочий. Воспитание в направлении экологической культуры начинается с семьи и поддерживается в дальнейшем во всех образовательных учреждениях. Образовательные программы поддерживаются практическими

ГБОУ ВО АГПА

занятиями, в центрах рециклинга маленьких детей с 2-3 лет приучают выбрасывать мусор в разные контейнеры, объясняют, как можно продлить срок годности вещей или возможности их повторного использования. Так, в Финляндии существует Маннергеймская Лига защиты детей, она заботится о преобразовании городской среды с учетом интересов детей. Цель Лиги – сведение к минимуму неблагоприятных последствий техногенной экономики, их отрицательного влияния на здоровье детей. Местные отделения Лиги организуют экологические экспертизы, ведут переговоры с руководством коммун, убеждая заниматься тем или иным экологически неблагополучным объектом, устраивают экологические акции, формируя общественное мнение и оказывая, таким образом, влияние на правительство. На взгляд автора, подобные мероприятия может быть адаптированы в России. В Швеции действуют системы «Лесных школ», где в игровой форме дети знакомятся и исследуют природу во всем ее многообразии, учатся правильно вести себя в лесу, принимать самостоятельные решения [9; с.1399-1400].

В Норвегии, Швейцарии, Швеции жители обязаны сортировать мусор на пищевые отходы, пластик, бумагу и т.п., так как выброс мусора без сортировки предполагает высокий налог с каждого килограмма отходов. На каждый мусорный кулек наклеивается марка, свидетельствующая об уплате налога. Именно поэтому, большинство местных жителей несет все что можно в пункты по приему вторсырья, т.к. это бесплатно (в Швеции перерабатывается и используется повторно более 99% мусора). Шведское правительство инвестирует большие средства в исследования и разработки в области экологии и защиты окружающей среды. В качестве альтернативных источников топлива, получивших большое распространение в Швеции, стало биотопливо, получаемое из пищевого и органического мусора, электричество и этанол (к ним переходят как владельцы частных домов, так и автолюбители). Успешно примененные инновации в сфере переработки мусорных отходов привели к тому, что мусор стал важнейшей составляющей экономики Швеции, а достигнутая эффективность его переработки привела в конце минувшего столетия к резкому сокращению количества свалок на территории страны, а в начале следующего тысячелетия к дефициту мусора.

В Татнефти существует политика ресурсосбережения, которая основывается на поэтапном плане мероприятий по обеспечению рационального, экономически обоснованного использования ресурсов. При этом наиболее значимыми являются мероприятия по внедрению новых инновационных технологий в области энергосбережения, в том числе альтернативные источники электроэнергии. Также ПАО «Татнефть» создает условия по предотвращению выбросов в атмосферу более 3 млн тонн (в CO_2-эквиваленте) парникового газа в год благодаря высокому уровню полезного использования ПНГ.

ГБОУ ВО АГПА

В повышении уровня экологической сознательности и ответственности европейцев большую роль сыграло система мер позитивного и негативного регулирования экологического поведения и создание условий (в частности, максимально удобной инфраструктуры для сортировки мусора). По мнению автора, эти меры востребованы в России. Однако не обеспечена материальная инфраструктура для рециклинга (например, недостаточность как контейнеров для раздельного сбора мусора в «шаговой» доступности, так и мусороперерабатывающих предприятий), отсутствие специального органа, контролирующего соблюдение выбросов мусора (как в Швейцарии, мусорная полиция).

Особое место в формировании экокультуры играют экологические движения. В России существует множество движений: Российская экологическая партия «Зелёные», Всероссийское Общество Охраны Природы, РРЭЦ — Российский региональный экологический центр, «ЭКА», «Зеленый патруль» Зеленое движение России, Экодело, Будет Чисто (Экодвижение Республики Татарстан). Увеличение количества движений, численности их участников, разнообразие этих движений (от движений, связанных со сбором, переработкой, утилизацией отходов, посадкой деревьев, очисткой водоемов, до экотуризма, совмещенного с волонтерством) являются показателем развития экологической культуры населения в стране. Кроме того, эковижения являются одним из инструментов развития экокультуры: люди включаясь в движения знакомятся с проблемами экологии, с разнообразием движений, с методами решений этих проблем, вовлекают новых участников. Количество экологических организаций, как в России, так и по всему миру растет за счет появления новых, ориентированных на природоохранную проблематику движений. Например, целью организации зеленое движение России является продвижение раздельного сбора и переработки отходов, сокращение объема неперерабатываемых отходов, просвещение населения об опасности мусоросжигания и важности участия в решении «мусорной» проблемы посредством вторичной переработки. На их счету множество различных проектов: «Разделяй с нами» (сортировка мусора), «Больше кислорода!» (лесовосстановление), «Вторичный бум» (вторичное использование отходов), «Защита экоправ» (защита прав на благоприятную окружающую среду) и др. На сайте этой организации есть инструкции, полезные статьи, листовки для желающих действовать. Проводятся специальные акции, фестивали, конкурсы, слеты научные конференции для школьников и детей.

Таким образом формирование экологической культуры - это длительный процесс, требующей системной работы, совместных усилий государства, предпринимателей, промышленных компаний, некоммерческих организаций, экологических движений, СМИ, частных лиц. Важную роль в этом выполняют образовательные учреждения, в

ГБОУ ВО АГПУ

том числе и вузы. В России существует программа «Зеленые вузы», в которой ее участники реализуют на своей базе различные экологические инициативы, среди которых - внедрение раздельного сбора отходов, установка велопарковок, школы эколидера, экологические вузовские фестивали и другие просветительские мероприятия, различные экоакции в местных сообществах. АГНИ также ведет активную деятельность в формирование экокультуры студентов. С этой целью проводит разного рода акции и мероприятия такие как: «Вещам вторую жизнь», букроссинг (книгообмен), Дармарку (обмен вещами), разрабатывают специальные социальные плакаты, посвящённые экологическим проблемам. В 2019 г. студенты АГНИ стали победителями республиканского конкурса «Цвети, моя Республика», организованного Молодежным экологическим движением РТ «Будет чисто». В рамках конкурса участники провели субботники, социальную акцию «Дармарка» и акцию, направленную на помощь бездомным животным; организовали выступление агитбригады с целью пропаганды экологических знаний, а также провели внеклассное занятие «День леса» для первоклассников МБОУ «СОШ №25». На взгляд автора, для развития экокультуры студентов при проведении экологических мероприятий (конкурсов, акций, создание рекламных роликов с дальнейшей их трансляцией в городских СМИ) целесообразным является организация регулярного взаимодействия вуза со школами, техникумами, другими вузами региона. При этом выше рассмотренный опыт зарубежных стран в формировании экологической культуры населения является востребованным и может быть адаптирован в российских условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Во всем мире 9 человек из 10 дышат загрязненным воздухом. – 2018. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.who.int/ru/news-room/detail/02-05-2018-9-out-of-10-people-worldwide-breathe-polluted-air-but-more-countries-are-taking-action.

2. Мкртчян Г.М., Тагаева Т.О. Цвелодуб Ю.О. Анализ и прогноз экологической нагрузки в России / Мкртчян Г.М., Тагаева Т.О. Цвелодуб Ю.О. // Мир экономики и управления. — 2017. — №17. — С. 57-69. (дата обращения: 03.09.2019).

3. Рейтинг стран по уровню экологии (по материалам Йельского Университета). – 2018. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://nonews.co/directory/lists/countries/ecology, свободный.

4. Рейтинг стран по уровню смертности от экологических проблем. – 2016. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://nonews.co/directory/lists/countries/mortality-rate-pollution.

5. Сатуева Л.Л. Формирование экологической культуры и эстетического отношения человека к природе посредством экологического воспитания / Л.Л. Сатуева // Педагогика высшей

ГБОУ ВО АГНИ

школы. — 2016. — №1. — С. 27-30. — URL https://moluch.ru/th/3/archive/21/805/ (дата обращения: 6.08.2019).
6. Экологическое образование в РФ не соответствует серьезности проблем. – 2017. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:http://ecamir.ru/experts/Ekologicheskoe-obrazovanie-v-RF-ne-sootvetstvuet-sereznosti-problem.html.
7. Экологическое право России: учебник / А.П. Анисимов, А.Я. Рыженков, А.Е. Черноморец. – М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2010. – 200 с. – (Основы наук).
8. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 31.12.2017) «Об охране окружающей среды». [Электронный ресурс]. - СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 4.08.2019).
9. Тайлакова Е.А. Воспитание экологической культуры детей и молодежи в Финляндии и Швеции // Вестник Башкирского университета. — 2012. — №17. — С. 1398-1402. (дата обращения: 6.08.2019).
10. Варенов А. Швеция: инновации на защите экологии. – 2017. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:http://abfund.org/shvetsiya-innovatsii-na-zashhite-e-kologii/.

УДК 15

ЮМОР В ДЕЯТЕЛЬНОСТИ УПРАВЛЕНЦА

HUMOR IN THE MANAGEMENT ACTIVITY

И.Р. Давлитов
(I. R. Davlitov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.ф.н., доцент кафедры ГОиС А.А. Багаутдинов

Исследование юмора долгие годы не являлось приоритетным направлением в рамках психологии, в том числе в контексте организационной психологии и психологии менеджмента, как в России, так и за рубежом. Исходя из сложившихся стереотипов выражение «юмор в работе» объединяет в себе взаимоисключающие понятия. Однако в последние годы стал возрастать интерес не только к юмору в целом как к многогранному и мало изученному явлению, но и к отдельным аспектам его рассмотрения, в том числе к стилевым и эмоциональным особенностям его использования, которое, по мнению ряда авторов, является неоднозначным с точки зрения его влияния на здоровье и благополучие человека.

The study of humor for many years was not a priority in the framework of psychology, including in the context of organizational psychology and management psychology, both in Russia and abroad. Based on the prevailing stereotypes, the

ГБОУ ВО АГНИ

expression «humor in work» combines mutually exclusive concepts. However, in recent years, interest has not only increased in humor as a whole as a multifaceted and little studied phenomenon, but also in certain aspects of its consideration, including the stylistic and emotional features of its use, which, according to some authors, is ambiguous with point of view of its impact on human health and well-being.

Ключевые слова: *юмор, деятельность руководителя, выгорание, отечественная и зарубежная психология.*

Keywords: *humor, the activities of a leader, burnout, domestic and foreign psychology.*

1. Психология профессионального здоровья в управленческой деятельности. С начала 90-ых годов XX века в России рынке труда в связи с изменением политического и экономического строя появилось множество новых направлений, профессий. Среди этих профессий активно развиваться профессия менеджера. Были проведены исследования группы менеджеров, но количество работ не дает полностью получить представление о всех направлениях их профессионального здоровья.

Результаты исследований показали, что роль управленца относится к профессии, в которой очень высокие требования, как к психическому, так к эмоциональному и физическому состоянию человека.

Отметим исследование Н.Х. Амирова в области различных показателей профессионального здоровья руководителей. Амиров собрал результаты многих лет исследований деятельности и здоровья руководителей разного уровня, описав их функциональное состояние организма, болезни, смертность и т.д. На основе анализа он выделил следующие показатели трудовой деятельности: количество и объем переработанной информации (текстовый, речевой), число переключений с одного вида деятельности на другой, количество конфликтных ситуаций, продолжительность рабочего дня, подвижность в течение дня, которые влияют на профессиональное здоровье руководителей. В исследованиях большое внимание делают на изучение стресса, влияющих на их профессиональное здоровье. Отметим основные группы стресс¬факторов: факторы, связанные с особенностями организационной структуры; факторы, связанные с ролью в организации; факторы, связанные с взаимоотношениями на работе; факторы, связанные с особенностями управленческой деятельности [1].

Также с изучением факторов профессионального здоровья, исследуются и профессиональные деформации руководящих должностей. Э.Ф. Зеер выделяет следующие виды профессиональной деформации: авторитарность, демонстративность, профессиональный догматизм, доминантность, профессиональная индифферентность,

ГБОУ ВО АГМУ

консерватизм, профессиональная агрессия, ролевой экспансионизм, социальное лицемерие.

Просмотрев литературу по психологии профессионального здоровья руководящих должностей, сделали вывод, что в отечественной науке акцент делается на изучении стресса.

А вот зарубежные психологии большое внимание уделяют исследованию лидерских качеств. Так они пришли к тому, что любой исход связан с проявлением лидерских качеств, которые влияют на здоровье менеджеров. Это направление, можно сказать, является самым актуальным направлением в изучении [4].

Рассмотрев особенности исследования профессионального здоровья руководителей, перейдем к профессиональному выгоранию и увлеченности работой, влияющих на здоровье.

2. Профессиональное выгорание: определение понятия и подходы к его изучению в зарубежной и отечественной психологии. Феномен выгорания, как феномен, стал в 70-е годы XX в США. Был представлен, как социальная проблема, которая состоит в эмоциональном нарушении менеджеров.

Американский психиатр Х. Фрайденберг стал одним из первых в изучении выгорания. В 1974г. Фрайденберг ввел термин «эмоциональное выгорание» для обозначения состояния, характеризующегося совокупностью признаков усталости, потери мотивации [5]. С 1976 г. социальный психолог К. Маслач публикует несколько работ, в которых делает вывод, что у людей, работающих в сфере «помогающих» профессий, наблюдаются эмоциональные нарушения, отрицательная самооценка, потеря сочувствия по отношению к клиенту [2].

Данный феномен в русскоязычной литературе так и не имеет общепринятого обозначения; встречаются такое понятие как психологическое или эмоциональное выгорание и другие.

В психологии зарубежной и отечественной с самого начала выделялось два подхода к изучению выгорания: результативный подход и процессуальный подход. Обзор новых современных изучений позволяет выделить еще один подход - экзистенциальный подход.

1. Результативный подход рассматривает выгорание как состояние, в которое входит комплекс относительно независимых друг от друга симптомов, объединенных в более крупные блоки. Чаще всего в литературе представляют модель, разработанной К. Маслач. По его модели выгорание включает в себя: эмоциональное истощение, деперсонализацию и редукцию профессиональных достижений.

С исторической точки зрения, данный подход является самым цитируемым.

2. Процессуальный подход рассматривает выгорание как процесс, который развивается на протяжении длительного времени, на фоне стресса и перегрузок.

ГБОУ ВО АГМА

Многие авторы выделяют множество стадии выгорания, описывающие процессуальный характер выгорания.

Основные модели процессуального подхода к изучению выгорания

- напряженность, связанная с адаптацией к рабочим требованиям
- переживание стресса;
- проявление физиологических, аффективно-когнитивнаых и поведенческих реакций
- эмоциональное выгорание

В качестве примера можно взять подход Х.Фрайденберга. Он предлагал 12 стадий развития процесса выгорания. Важно, что интенсивность и длительность каждой стадии зависят от личности, т.е. его восприятия процессов.

Итак, с точки зрения процессуального подхода, все сходится к тому, что процесс выгорания состоит из физиологии, поведения и уровня эмоций.

3. Экзистенциальный подход рассматривает выгорание как потерю ощущения смысла деятельности.

Отметим, что данный экзистенциальный подход немного совпадает с исследованиями представителей иных подходов А. Пайнеса, К. Маслач, М. Буриша. В итоге, не важно является ли выгорание результатом или процессом, оно связано с частичной утратой или потерей смысла жизни и ориентиров [3].

Также есть и отечественные исследования, но они не получили широкого распространения.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Амиров Н.Х. Труд и здоровье руководителей. - М., 2002. - 136 с.*
2. *Айсина Р.М. Влияние личностных факторов на эмоциональное выгорание менеджеров в условиях коммерческой организации: автореф. дис. ... канд. псих. наук. - М., 2007. - 27 с.*
3. *Асеева И.Н. Взаимосвязь синдрома эмоционального выгорания и стратегий преодоления стресса у социальных работников: автореф. дис. канд. псих. наук. - Самара, 2007. - 24 с.*
4. *Буенок А.Г. Юмор как фактор профессионального здоровья менеджеров: дисс. на соиск ... канд. псих.н.: 19.00.03. - СПб., 2014. - 215с.*
5. *Величковский Б.Т. Социальный стресс, трудовая мотивация и здоровье. - Великий Новгород, 2005. - 35 с.*
6. *Водопьянова Н.Е., Старченкова Е.С. Синдром выгорания. - СПб., 2008. - 336 с.*

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 65

ПРОБЛЕМЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ УПРАВЛЕНИИ АВТОТРАНСПОРТНЫМИ СРЕДСТВАМИ ИНВАЛИДАМИ

PROBLEMS ENCOUNTERED IN THE MANAGEMENT OF TRANSPORT BY PERSONS WITH DISABILITIS

Н. Жмур, З.Г. Шувалова
(N.E. Zhmur, Z.G. Shuvalova)
Альметьевский политехнический техникум
(Almetyevsk Polytechnic College)

В статье рассматриваются вопросы о проблемах, с которыми сталкиваются инвалиды при управлении транспортными средствами и предлагаются возможные пути их решения.

The article deals with the issues related to the management of vehicles by disabled people and offers possible ways to solve problems.

Ключевые слова: *инвалиды, проблемы, транспортные средства, автомобили, льготы, пути решения.*

Key words: *disabled people, problems, vehicles, cars, benefits, solutions.*

Не секрет, что в силу различных обстоятельств: экология, напряжённая внутриполитическая обстановка, чрезмерное использование гаджетов и употребление нездоровой, ненатуральной пищи, лёгкий доступ к лекарственным препаратам и их применение без назначения врача, родовые травмы- привели к тому, что с каждым годом появляется всё больше людей с ОВЗ и инвалидов. Автомобиль для людей с ОВЗ и с ограниченными возможностями крайне необходим, потому что им сложно передвигаться самим, особенно зимой при нашем климате. Зачастую автомобиль-единственный способ добраться до работы, посещать культурно-массовые мероприятия. Поэтому проблема взаимодействия техники и людей с ОВЗ нам представляется весьма актуальной.

Цель нашей работы-привлечь внимание учёных, новаторов в области науки и техники к данной проблеме, рационализаторов, мотивировать их к созданию автомобилей и приспособлений для их ремонта, доступных для всех автолюбителей. Тем самым можно будет частично решить проблему с авариями на дороге, причиной которых стало резкое ухудшение здоровья человека, находящегося за рулём. Хотя, как показывает статистика, инвалиды более аккуратно ведут себя на дорогах, понимая, что не имеют права рисковать жизнями людей.

Задача работы - исследовать изнутри возможные риски, сопряжённые с наличием какого-либо заболевания у водителей.

ГБОУВО АГНИ

Попытаться предложить возможное направление работы по искоренению этой проблемы.

Новейшие достижения в области науки, техники и медицины дали возможность людям с особенностями в развитии, с ОВЗ и инвалидам максимально комфортно чувствовать себя в различных сферах жизнедеятельности. Появились инструменты для левшей, для них начали создавать автомобили, удобные именно для такой категории людей. Поэтому их сейчас не переучивают, не заставляют приспосабливаться к правшам. К тому же учёные доказали, что это вредно для здоровья, т.к. у них не только левая рука более развита. Причина кроется гораздо глубже. Здесь прежде всего мозг иначе функционирует. Благодаря созданию таких инструментов левши стали комфортно чувствовать себя в профессиях автослесарь и автомеханик.

С середины XX века начали серийно выпускать автомобили с ручным управлением, что позволило даже инвалидам 1 группы сесть за руль. Теперь они не находятся в группе риска. Правда, в последнее время выпуск таких автомобилей в нашей стране прекратился, на вторичном рынке такие автомобили продаются крайне редко, а заработать на новый импортный автомобиль неработающему инвалиду практически невозможно. Просто переоборудуют имеющиеся в наличии автомобили. Например, переделывается лапка сцепления. Она заменяет нажатие левой ногой. Также включается первая передача, потом вторая, третья, четвертая, и задняя передача включается таким же образом. Автомобиль обычно доводят до комплектации, снимая со старого автомобиля ручное управление и ставя его на новый. В педалях боковой дрелью делают отверстие, чтобы поставить контур и зафиксировать его, чтобы было движение. Это обычно делают в частных на станциях техобслуживания.

Мы изучили ситуацию с ампутантами, полностью безногими, со спинальниками, инвалидами-колясочниками, проанализировали инструкцию, которая в СССР препятствовала допуску к управлению автомобилями с ручным управлением. Ограничения касались инвалидов всех категорий. Не допускались за руль люди при незначительном повышении артериального давления, сахара в крови, с хроническим радикулитом, любых болях в спине. Не выдавались права тем, у кого рост ниже 150 см, с сильными симптомами протекающий климакс и даже значительно выраженные расстройства менструального цикла. Сейчас допуск людей к управлению расширился. По мнению экспертов, которые ежедневно сталкиваются с данными вопросами, он достиг критической точки: дальнейшее расширение обострит проблему общественной безопасности на дорогах и во дворах.

Вторая, очень щепетильная, проблема - прикрепление значка о том, что за рулем автомобиля водитель инвалид. Установка его-дело сугубо добровольное. Она может осуществляться только по воле самого водителя. Штраф за его отсутствие не предусматривается. Правда,

ГБОУ ВО АГМУ

обозначение «Глухой водитель» должно на автомобиле быть обязательно. Но по нашим наблюдениям, очень редко автомобилисты устанавливают и его, ведь за это не предусматривается никакого наказания. Хотя техосмотр водителю без данного обозначения пройти не получится в силу имеющихся на то правил. Здесь срабатывает тот фактор, что многие люди не готовы афишировать, что у них есть проблемы со здоровьем. Некоторые вообще считают это оскорбительным, поэтому игнорируют, не понимая, что именно наличие такого знака позволяет пользоваться многими льготами. Согласно закону, на любой автомобильной стоянке должно предусматриваться не меньше 10% мест для людей, имеющих ограниченные возможности. Автомобилистам-инвалидам не нравится дорожный знак «Кроме инвалидов». Они считают, что это дискриминация. Знак «Колясочник», перечеркнутый красной линией, допускает проезд, хотя иные перечеркнутые красным знаки проезд запрещают. На наш взгляд, обозначения «Колясочник» должны выдавать в ГИБДД, тогда нарушения резко сократятся. В некоторых зарубежных странах такие знаки можно поучить только в министерстве транспорта. Кстати, этот символ приобретают у нас ради получения льгот люди, не являющиеся инвалидами. Получается парадокс: инвалиды не хотят использовать этот знак из-за ложных комплексов, а аферисты устанавливают его ради некоторых преимуществ. Чтобы не было злоупотребления, инспектор ГИБДД вправе потребовать такое свидетельство. В том случае, если водитель не предъявит его, то его могут оштрафовать. Дорожные камеры могут фиксировать остановку под запрещающим знаком. Наличие справки у водителя в этом случае проверить невозможно, так что последнему тоже может быть назначен штраф. Аннулировать его очень просто. Необходимо лишь подъехать в соответствующие органы и предъявить свидетельство об инвалидности. Но есть другие категории людей, которые при внешнем благополучии страдают заболеваниями, не позволяющими ощутить им полноту жизни в силу некоторых обстоятельств. Особую группу риска составляют граждане с сердечно-сосудистыми заболеваниями и эпилептики. Известно немало случаев, когда из-за внезапного приступа сердца, инфаркта, гипертонического криза и других непредвиденных ситуаций происходили аварии, в результате которых гибли люди. Если на предприятии благодаря ежедневному медосмотру водителей с повышенным давлением не допускают до работы, то в частном секторе это сделать невозможно. Мы провели опрос среди таких граждан и выяснили, что им удается избегать аварийных ситуаций, потому что они строго контролируют своё состояние, не ведут себя беспечно за рулем. Но не всегда можно почувствовать начало припадка. Было бы хорошо, если бы учёные разработали приборы, фиксирующие их начало, и устанавливали их в салонах, прикрепляя датчики к телу водителя. Подобный прибор описан в произведении Вишневского «Синдром Ундины». Приступы этого

ГБОУ ВО АГМУ

заболевания, в результате которого больной может в любой момент перестать дышать, уснуть и не проснуться, можно предотвратить с помощью специальных приборов.

Ещё одна проблема, которую поднимают инвалиды, это отсутствие специальных групп для инвалидов, обучающих на права вождения. На наш взгляд, надо возобновить выпуск специальных автомобилей для инвалидов и предоставить возможность обучаться для такой категории водителей.

Необходимо предоставить людям возможность жить полноценной жизнью.

ЛИТЕРАТУРА

1. https://pdd-helper.ru/znak-invalid-na-avtomobile/#i-4 © PDD-Helper: Правовая помощь водителям.

УДК 141.8(470)

ЭМПИРИЧЕСКАЯ РУССКАЯ ИДЕЯ КАК КАТАЛИЗАТОР РЕВОЛЮЦИИ

EMPIRICAL RUSSIAN IDEA AS A CATALYST FOR REVOLUTION

А.Р. Закирова, Ю.А. Аленькин
(Alina R. Zakirova, Yulian A. Alenkin)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.ф.н., доцент А.А. Багаутдинов

В предложенной статье рассматриваются основные аспекты сущности феномена «Русской идеи». Основное внимание уделено историко-политическому аспекту развития России. Выявляются причинно следственные связи связи русской идеи и народных восстаний. Определяются основные пути решения сложившихся проблем.

This article discusses the main aspects of the essence of the phenomenon of «Russian idea». The main attention is paid to the historical and political aspect of the development of Russia. Causal relationships between the Russian idea and popular uprisings are revealed. The main solutions to existing problems are identified.

Ключевые слова: *русская идея, катализатор революции, правда и истина.*

Key words: *Russian idea, catalyst for revolution, truth and truth.*

Анализируя историю развития России, невозможно не выявить некоторые особенности становления Российской государственности. В первую очередь это колоссальное количество народных восстаний.

ГБОУ ВО АГНИ

Русский бунт – это явление исконно русское. Он наблюдался не только при царской России, но отголоски его дошли и до наших дней. В связи с этим, тема данного доклада не теряет своей актуальности. Ведь нашей основной целью является переосмысление обществом своих позиций касательно государственного строя.

Актуальность темы определяется необходимостью в сохранении стабильности политического, социального и экономического развития России. Революции всегда играли крайне неоднозначную роль в формировании и развитии России. На первый взгляд, они являются выражением политической дестабилизации, социального и экономического затруднения в обществе, глубоких противоречий между различными группами, классами, слоями населения, которые не разрешаются мирным путем. Революции часто, но не всегда, влекут за собой еще более серьезные разрушительные процессы – гражданские войны и различные конфликты внутри государства. А с другой стороны, революции могут быть началом для прогрессивных изменений в общественной жизни, социально-экономической и политической модернизации, стабильности. Для устранения проблем в будущем и настоящем, необходимо изучение уроков прошлых революций. Одним из аспектов данной темы является проблема предотвращения негативных последствий революций, для чего необходимо обратиться к анализу их предпосылок, своевременное устранение которых позволило бы избежать социальных проблем.

Данное исследование осуществлялось в три стадии. На первой стадии подбирался материал и происходил дальнейший анализ, а также выявлялись причинно-следственные связи русской идеи и революций. На второй стадии изучались труды ученых - философов, историков XIX - начала XX века. На третьей стадии составлялась модель прогнозируемого развития России в начале XXI века.

В ходе исследования был применен ряд методов, в том числе: анализ источников и литературы, обобщение и синтез, ретроспективный метод, предполагающий последовательное проникновение в прошлое с целью выявления причин и событий; сравнительный метод, позволяющий выявлять общие и повторяющиеся явления; метод моделирования.

Последовательное проникновение в историю становления российской государственности позволило выявить некую закономерность в ментальности русского народа. Об этой черте писали многие русские классики и историки. В частности, известный историк, публицист и педагог Виктор Шендерович писал: «Русский народ - младенец с незаросшим родничком. Пока он не зарастет, нам можно будет вложить в голову все что угодно». Тем самым он обозначил эту черту ментальности русского народа. И действительно, ретроспективный метод позволяет увидеть некую наивность в действиях

ГБОУ ВО АГПУ

русского народа. Эта черта оказывала и оказывает сильнейшее влияние на жизнь и деятельность общества.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бердяев Н.А. Душа России // Сб. произведений русских мыслителей «Русская идея». – М.: Издательство «Айрис-пресс», 2004. – С. 295-312.
2. Гумилев Л.Н. От Руси до России: очерки этнической истории. – М.: Инфра, Издательство «Айрис-пресс», 2015. – 320 с.
3. Ильин И.А. Почему мы верим в Россию// Сб. произведений русских мыслителей «Русская идея». – «Айрис-пресс», 2004. – С. 436-443.
4. Кара-Мурза С.Г. Революция на экспорт. - М.: Издательство Эксмо, Алгоритм.
5. Новиков А.М. Национальная идея России (возможный подход). – М., 2010. – С.4-7.
6. Соловьев В.С. Русская идея // Сб. произведений русских мыслителей «Русская идея». – М.: Издательство «Айрис-пресс», 2004. – С. 185-204.
7. Розанов В.В. Возле «русской идеи» // Сб. произведений русских мыслителей «Русская идея». – М.: Издательство «Айрис-пресс», 2004. – С. 258-294.

УДК 159.9

ПРОБЛЕМА ВОЗМОЖНОГО «Я» В ПСИХОЛОГИИ

THE PROBLEM OF A POSSIBLE «I» IN PSYCHOLOGY

Р.И. Камалиев
(R. I Kamaliev)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.ф.н., доцент кафедры ГОиС А.А. Багаутдинов

В данной статье рассматриваются проблема возможного «Я» в психологии и как представления субъекта о том, каким он хотел бы стать, мог бы стать или боится стать в будущем. С точки зрения психологии, человеческое «Я» – это высшее и сложнейшее интегральное образование в духовном мире человека, это динамическая система всех сознательно осуществляющихся психических процессов.

This article discusses the problem of a possible «I» in psychology and how the subject's idea of what he would like to become, could become, or is afraid to become in the future. From the point of view of psychology, the human «I» is the highest and most complex integral formation in the spiritual world of a person, it is a dynamic system of all consciously ongoing mental processes.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *возможное я, психология, проблема, Я-концепция, самосознание.*

Key words: *possible self, psychology, problem, self-concept, self-awareness.*

В последнее время в гуманитарных дисциплинах все большую популярность приобретают исследования категории «возможного» (Эпштейн, 2001). Эта категория получила свое первое описание еще в трудах Аристотеля («возможное», «потенциальность»), затем в средневековой схоластике, работах Н. Кузанского («возможность»), И. Канта («суждения возможности»), Г. Лейбница («возможные миры»), Ф. Шлегеля, Ф. Шеллинга, С. Кьеркегора, Ф. Ницше, Н. Бердяева, М. Хайдеггера, Ж.-П. Сартра и др. Несмотря на такую долгую историю, интерес философов и ученых вплоть до XX века был больше смещен в сторону категорий «действительного» («есть») и «необходимого» («будь») [3].

Проблема осознания своего «Я» в психологии относится к области изучения самосознания. Самосознание в психологии понимается как осознание человеком своей индивидуальности, направленность его рефлексии на него самого (на его тело, поведение, потребности, чувства, характер и т.д.).

Результатом процесса самосознания человека является его Я-концепция (та ее часть, которая является осознаваемой субъектом).

Очертим область исследований Я-концепции в психологии. В психологических словарях Я-концепция определяется как: «развивающаяся система представлений человека о самом себе, включающая: а) осознание своих физических, интеллектуальных, характерологических, социальных и пр. свойств; б) самооценку, в) субъективное восприятие влияющих на собственную личность внешних факторов».

Выделяются следующие функции Я-концепции:

1) Я - концепция стимулирует достижение внутренней согласованности личности и определяет поведение человека в разных ситуациях;

2) Я - концепция влияет на суждения и установки субъекта, определяет то, как он интерпретирует свой собственный опыт и опыт других людей;

3) Я - концепция определяет ожидания субъекта.

Существует три основных подхода к проблеме «возможного»: подход, связанный с Я-концепцией, подход, связанный с временной перспективой и подход, связанный с личностным потенциалом.

Гораздо более разработанным и методологически продуманным оказалось представление о возможных «Я» в теории Х. Маркус и П. Нуриус, собственно, вся последующая линия изучения возможных «Я» опирается на базовые определения и положения, введенные этими

ГБОУ ВО АГПИ

исследователями. По мнению ученых, возможные «Я» – это представления индивида о том каким он хотел бы стать, мог бы стать или боится стать в будущем.

Возможные «Я» представляют собой не просто очередной компонент Я-концепции, он позволяет выйти за пределы замкнутого на самом себе самосознания, учесть его личностный потенциал и трансспективу субъекта, выступая связующим звеном между прошлым, настоящим и будущим. Возможные «Я» оказывают влияние на текущее представление субъекта о себе, направляя его поведение в сторону желаемого будущего, а также помогая интерпретировать опыт прошлого [5].

Необходимо провести разграничение возможных «Я», с одной стороны, от других структурных элементов Я-концепции, в первую очередь, от идеальных «Я», с другой стороны, от сходных конструктов: «мечты», «цели» и т.д.

Можно выделить два основных отличия возможных «Я» от идеальных «Я»:

1. Идеальные «Я» связаны с наиболее желаемыми мечтами и надеждами индивида, в то время как возможные «Я» представляют собой любые представления о себе в будущем, в том числе нежелательные или избегаемые. В этой связи, возможные «Я» являются более широким конструктом, чем идеальные «Я», и могут потенциально включать их в себя.

2. Идеальные «Я» являются обобщенными и абстрактными представлениями о будущем (Erikson, 2007), как правило, они свойственны определенной социальной группе и менее вариативны в рамках этой группы (Белинская, 1999), в то время как возможные «Я» – это индивидуализированные представления человека о себе в будущем, роль личностных особенностей в их формировании значимо выше, чем в случае идеальных «Я».

Разделение возможных «Я» и «мечтаний», «целей» представляет собой методологически более сложную задачу, особенно в связи с тем, что в исследованиях иногда эти конструкты смешиваются. Например, Д.Д. Сучков полагает, что исследования возможных «Я» относятся к области изучения жизненных мечтаний, которые, в свою очередь, входят в современные теории целей

Для простоты этого разделения приведем виды возможных «Я», выделяемые исследователями:

1. Ожидания («Я, которыми я могу стать») – возможные «Я», которыми индивид хочет и может стать в будущем, поскольку имеет представление о стратегии достижения желаемого будущего. Ожидания могут быть позитивными или негативными, в первом случае они представляют собой конкретные реалистичные индивидуализированные цели.

ГБОУ ВО АГНИ

2. Надежды («Я, которыми я надеюсь стать») – возможные «Я», которыми индивид хочет, но не может легко стать в будущем, поскольку не имеет стратегии достижения желаемого будущего. В случае, если надежда приобретает стратегию достижения цели, она преобразуется в ожидание.

3. Опасения («Я, которыми я боюсь стать») – возможные «Я», которыми индивид не хочет, но может стать в будущем. Опасения преимущественно являются негативными представлениями человека о себе в будущем.

На наш взгляд, разделение между возможными «Я» и целями следует произвести следующим образом. Хотя цель всегда потенциально осознаваема, не каждая цель является частью возможного образа будущего индивида. На такой статус претендуют только личностно значимые цели, которые связаны с представлением человека о себе. Возможное «Я», однако, может и не содержать в себе цели или стратегии достижения этого образа будущего, как уже было отмечено ранее [1].

Лучшие возможные «Я» – это представления индивида о себе в будущем, которые являются наиболее значимыми для него, а их достижение связано с реализацией жизненно значимых целей и планов.

Все возможные «Я» обладают мотивационным потенциалом, но выражен он в разной степени в зависимости от наличия или отсутствия определенных параметров возможных «Я», а также может усиливаться благодаря присутствию мотивации, личностного потенциала и благоприятного социального контекста.

На рисунке 1 представлена, понимание мотивационного потенциала возможных «Я» в психологии.

Мотивационный потенциал возможных «Я» – свойство образов будущего, заключающееся в побуждении индивида к действию в сторону реализации желаемого будущего или избегания нежелаемого. Мотивационный потенциал возможных «Я» существует в той или иной степени у всех возможных «Я», однако его действие может усиливаться благодаря наличию некоторых параметров возможных «Я».

Мотивационный потенциал используется преимущественно в организационной психологии для оценки того, насколько конкретная профессиональная деятельность способна мотивировать работников на ее выполнение. В данном случае, мотивационный потенциал понимается как некоторый показатель, который может быть рассчитан по ряду параметров:

$$\text{МП} = \left(\frac{\text{Разнообразие навыков} + \text{Профессиональная идентичность} + \text{Значимость работы}}{3}\right) \text{x}(\text{Автономия})\text{x}(\text{Обратная связь})$$

ГБОУ ВО АГПИ

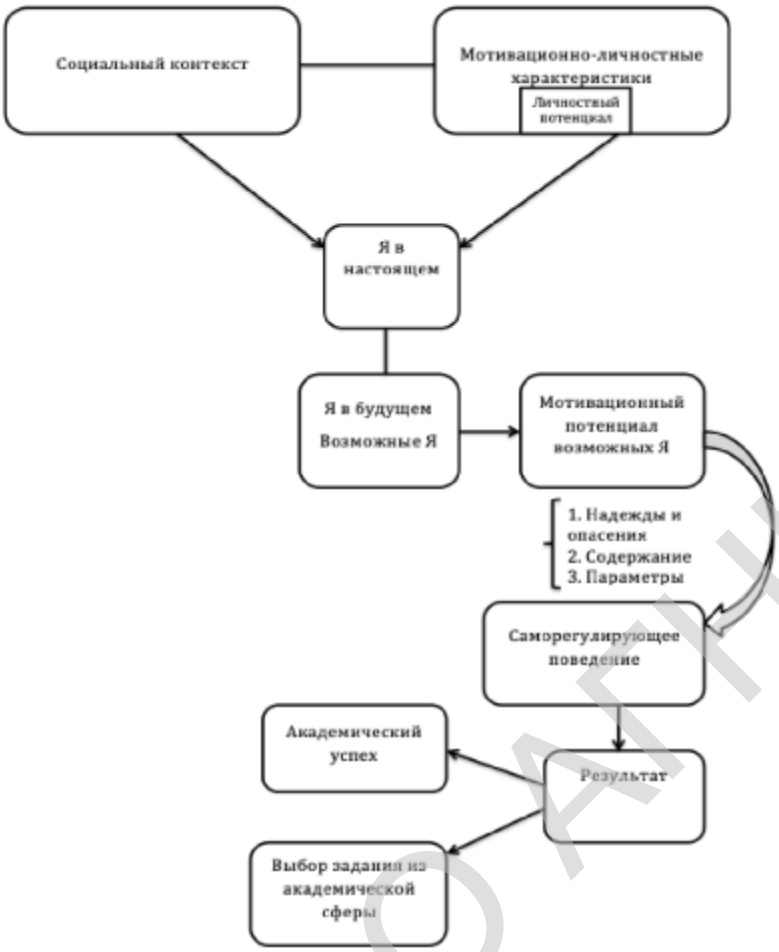


Рисунок 1 - Возможные «Я»: от Я-концепции к поведению

В свою очередь, наличие этих параметров в профессиональной деятельности вызывает определенные психологические состояния у работника [2]. Так, разнообразие навыков, профессиональная идентичность и значимость работы создают смысл профессиональной деятельности; наличие автономии в работе повышает ответственность за результат профессиональной деятельности; наличие обратной связи в процессе профессиональной деятельности усиливает понимание результатов деятельности и собственной эффективности. Указанные психологические состояния приводят, по мнению исследователей, к повышению внутренней мотивации, удовлетворенности работой, качества выполнения работы, а также к снижению пропусков работы и «текучки кадров» [4].

В исследовании показаны умеренные и высокие положительные связи между мотивационным потенциалом профессиональной деятельности и автономией (0.80), обратной связью от работы (0.72), удовлетворенностью ростом (0.63), разнообразием навыков (0.62), смыслом работы (0.57), ответственностью за результат (0.53), профессиональной идентичностью (0.51) и рядом других параметров.

Возможные «Я» – это представления индивида о том, каким он хотел бы стать, мог бы стать или боится стать в будущем. Существуют

ГБОУ ВО АГПИ

позитивные возможные «Я» (надежды) и негативные возможные «Я» (опасения). Возможные «Я» обладают параметрами, к которым относятся стратегии достижения/избегания, препятствия на пути реализации/избегания, сбалансированность, воспринимаемая эффективность, ожидаемый результат, важность, частота мыслей, степень соответствия реальному «Я», домен, эмоциональный знак и др.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абульханова, К.А. Проблема индивидуальности в психологии // В кн. Е.Б. Старовойтенко, В.Д. Шадриков (ред.) Психология индивидуальности: Новые модели и концепции. - М.: НОУ ВПО «МПСИ», 2014. - С. 14–63.

2. Василевская, Е.Ю., Молчанова, О.Н. Психологическое содержание возможных «Я» в кризисе вхождения во взрослость // Актуальные проблемы психологического знания. - 2016b. - №2. - С. 13–23.

3. Костенко, В.Ю. Возможное Я: подход Хейзел Маркус // Психология. Журнал Высшей школы Экономики. - 2016. - Т.13. - №2. - С. 421–430.

4. Кули, Ч.Х. Человеческая природа и социальный порядок. - М.: Идея-Пресс, Дом интеллектуальной книги, 2015.

5. Василевская Е.Ю. Мотивационный потенциал возможных «Я» в академической сфере. – М., 2018. – С. 185.

6. Принцип развития в современной психологии. - М.: Институт психологии РАН, 2016. - С. 439–457.

УДК 316.4

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ТРУДОУСТРОЙСТВА ВЫПУСКНИКОВ ВУЗОВ: ВОЗМОЖНОСТИ АДАПТАЦИИ К РОССИЙСКИМ УСЛОВИЯМ

FOREIGN EXPERIENCE IN EMPLOYMENT OF GRADUATES OF UNIVERSITIES: THE POSSIBILITY OF ADAPTATION TO RUSSIAN CONDITIONS.

С.Н. Лаврова

(S.N. Lavrova)

Альметьевский государтсвенный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель - к.социол.н., доцент Э.А. Иванова

В статье рассмотрены особенности трудоустройства российских студентов и студентов зарубежных стран после окончания ВУЗов. Выявлены основные проблемы, с которыми сталкиваются молодые специалисты при поиске работы. В работе рассмотрен зарубежный опыт в оказании помощи при трудоустройстве выпускников ВУЗов,

ГБОУ ВО АГИ

сформулированы условия и предложения адаптации данного опыта в России.

The article discusses the features of employment of Russian students and students of foreign countries after graduation. The main problems that young specialists face in finding a job are identified. The work considers foreign experience in assisting with the employment of university graduates, formulates the conditions and proposals for adapting this experience in Russia.

Ключевые слова: *трудоустройство, зарубежный опыт трудоустройства, молодые специалисты, опыт работы.*

Key words: *employment, foreign employment experience, young specialists, work experience.*

Молодые люди являются высокоперспективной группой трудоспособного населения, так как они характеризуются энергией, огромной работоспособностью, быстрым обучением и отличными физическими показателями, но несмотря на это в 21 веке проблема трудоустройства выпускников вузов и студентов в целом стоит очень остро. Многие российские студенты, получив диплом, не могут найти работу по специальности. По статистике, более 75% студентов российских вузов сталкиваются с трудностями при поиске работы после окончания учебы [1].

На сегодняшний день российские выпускники ВУЗов не могут устроиться на работу, потому что многие работодатели не хотят нанимать молодых специалистов, так как они не имеют профессионального опыта, а производственная практика ВУЗов не обеспечивает необходимой подготовки. Так же у студентов отсутствуют необходимые знания теоретических основ, которые являются определяющим фактором при подборе персонала. Требования российских работодателей к выпускникам можно оценить на основании результатов исследования «Приоритеты современных работодателей» [2].

Данные требования к выпускникам выглядят следующим образом: наличие опыта работы (86,6 %); наличие диплома о высшем образовании (80,4 %); социальные связи (70,5 %); знания и трудовые навыки (60,4 %); мотивация к дальнейшему обучению (57,4 %) [2].

Отсюда вытекает следующая причина проблемы трудоустройства- отсутствие у выпускников вузов стажа и опыта работы и сложность получения этого опыта, так как студенты не получают необходимых знаний, при прохождении производственной практики в ВУЗе.

Российские студенты ВУЗов активно стараются совмещать учебу и подработку, которая в большинстве случаев не связанна с получаемой специальностью в ВУЗе, либо трудоустроиться параллельно с учебой. Зачастую студенты, чтобы уделить большее внимание работе, получению профессионального опыта, переводятся на заочную и

ГБОУ ВО АГМУ

дистанционную формы обучения. Данная тенденция негативно сказывается на результатах обучения, но при этом может оказывать положительное влияние на общие адаптационные способности российской студенческой молодежи. Однако, чтобы помочь студентам, российское законодательство устанавливает ограничение на испытательный срок для молодых специалистов, что является для российских работодателей достаточно существенным стимулом к получению наиболее полноценной информации о потенциальном сотруднике. [3]

Для того, чтобы выявить сильные и слабые стороны в системе трудоустройства выпускников ВУЗов России, автором рассмотрен опыт зарубежных стран в трудоустройстве выпускников ВУЗов.

- В ВУЗах США (ВУЗ Пейс, частный колледж в Миссури) созданы центры профессиональной практики в рамках программы «От школы к работе», работая с 1994 г., проект помогает своим выпускникам в трудоустройстве. Данные центры формируют базы данных для облегчения поиска вакансий и молодых специалистов.

- В Великобритании (Кингс колледж, Ноттингемский ВУЗ) использует такой метод содействия трудоустройству выпускников вузов, как создание курсов, начиная со старшей школы, проводящих семинары и беседы. Организация прорабатывает с выпускниками вопросы определения будущей профессии. Для лучшего погружения в сферу деятельности организовываются учебные поездки, этим компания помогает в трудоустройстве молодежи. Таким образом, еще до этапа поступления в ВУЗ с кандидатами проводится комплексная и длительная работа по профориентации и самоопределению. [4]

- Центры занятости французских учебных заведений совместно с консультантами разрабатывают план учебной и профессиональной деятельности студентов. Он основан на результатах профессиональных тестов, во внимание берутся мнения родителей и учителей. Помимо этого, созданы совместные программы профессиональной и социальной адаптации, проводятся тренинги для выпускников и встречи с потенциальными работодателями.

- В структуры немецких ВУЗов (Мюнхенский, Гамбургский ВУЗы) включены консультационные бюро. Они курируют студента во время прохождения обучения. В программу входят: дни открытых дверей с посещением школ; курирование студентов, сомневающихся в осознанности выбора профессии или ее смене; психологическая помощь подросткам в неоднозначных школьных или личных ситуациях. В некоторых случаях студенты старших курсов заботятся об обучающихся на младших курсах. Так же центры занятости организуют краткосрочные курсы для студентов по расширению кругозора в сфере будущей работы.

- Работодатели в Чешской Республике получают возмещение расходов, связанных с вознаграждением выпускника,

ГБОУ ВО АГМУ

зарегистрированного в агентстве по трудоустройству. Имеются данные о компенсации расходов работодателей, предоставляющих молодым специалистам места работы или стажировки.

- В Японии помощь при трудоустройстве выпускникам ВУЗов основывается на четкой взаимосвязи между университетами, компаниями и посредниками, а также самими студентами. В ВУЗах данной страны работают такие организации, как центры карьеры, в которых первокурсники должны зарегистрироваться, и в дальнейшем прослушать двухгодичный цикл семинаров, где узнают о принципах трудоустройства. К началу третьего курса студенты выставляют резюме на сайтах поиска работы. Рекрутинговые компании организуют встречи работодателей и студентов в формате «Ярмарка презентаций предприятий». Студенты могут обратиться с заявкой-эссе непосредственно к будущему работодателю один раз в год. Затем сам работодатель проводит отбор, в который входит специальный экзамен и несколько собеседований. После данной процедуры отбора выпускникам приходит устное извещение о результатах отбора и письменное уведомление о зачислении в штат. [5]

- При каждом вузе в Белоруссии работает комиссия по персональному распределению выпускников. [6]

На основании анализа мер содействия трудоустройству выпускников вузов в разных странах, автором статьи сформулирован ряд базовых условий, способствующих нахождению молодыми специалистами работы.

1. Для успешного трудоустройства выпускника ВУЗа, работодатель и сам студент должны регулярно сотрудничать. Например, можно создать центры карьеры, как это делается в Японии, где студенты будут учиться проходить собеседования и составлять свое резюме, чтобы уже к окончанию вуза предложить его работодателям. Совместно с крупными предприятиями ежегодно проводить мероприятия в формате «Ярмарка презентаций предприятий», где студенты будут знакомиться со структурой предприятия и особенностями профессий. Целесообразно, по мнению автора статьи, использовать так же опыт Франции, а именно разрабатывать программы для профессиональной и социальной адаптации студентов, проводить различные тренинги для выпускников и систематические встречи с потенциальными работодателями.

2. Выбор будущей профессии должен быть осознанным и согласованным со специальностью, полученной в ВУЗе. Например, на основе опыта Великобритании нужно начинать профориентационную работу в школах, чтобы помочь школьникам с самоопределением и сделать осознанный выбор будущей профессии.

3. Выпускник должен обладать глубокими профессиональными знаниями и умениями, должны быть сформированы востребованные в будущей профессиональной деятельности компетенции.

ГБОУ ВО АГПУ

4. Выпускник должен обладать разнообразными личностными и социальными качествами, способствующими максимально полной профессиональной и в целом личностной самореализации, такими как ответственность, инициативность, творческий подход к делу, стремление постоянно совершенствоваться, умение работать в команде.

Осуществление указанных условий будет способствовать успешному трудоустройству молодых специалистов, окончивших высшие учебные заведения. Реализация указанных мер не может осуществляться без систематического взаимодействия трех элементов: работодателя - студента - ВУЗа.

Эффективная и слаженная работа указанных структур обеспечит высокий уровень трудоустройства выпускников ВУЗов. Для этого требуется, чтобы каждый элемент четко выполнял свои функции. Работодатель должен проявить инициативу в сотрудничестве с высшими учебными заведениями. Ему необходимо предоставлять достоверную информацию о наличии рабочих мест и перспективах развития организации. ВУЗы должны регулярно организовывать встречи с потенциальными работодателями, проводить мониторинг приоритетных требований работодателей и знакомить с результатом этих исследований студентов, для своевременного формирования и совершенствования необходимых знаний умений и качеств, интервью работодателей с презентациями и специализированные ярмарки вакансий.

ВУЗы, помимо самого учебного процесса, должны эффективно готовить своих студентов к выходу на рынок труда: проводить различные консультации и учебные курсы со студентами по написанию резюме и прохождению собеседований, предоставлять студентам наиболее полную, достоверную информацию о вакансиях, стажировках.

Студент, в свою очередь, должен проявить инициативу в учебном процессе и быть мотивированным для будущего трудоустройства. В дополнение к программе высшего образования студенты должны самообразоваться, проходить дополнительные курсы, систематически участвовать в научной исследовательской деятельности.

Учитывая все вышеперечисленные условия взаимодействия, можно получить высокий уровень трудоустройства выпускников. Только системная реализация всех вышеперечисленных условий и мер способствует эффективному трудоустройству выпускников ВУЗов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алпатов, Г.Е. Формирование инновационной экономики России / Е.А. Боркова, Л.А. Герман. – СПб.: Санкт–Петербургский государственный экономический университет, 2014. - URL: https://nauchforum.ru/studconf/social/xxxix/13613 (дата обращения 07.08.2019 г.).

ГБОУ ВО АГПИ

2. Сокольник, И.В. Экономика и современный менеджмент: теория и практика // Требования современных работодателей к выпускникам вузов. - Новосибирск, 2013. - URL: http://ecsocman.hse.ru/text/19161111 (дата обращения 07.08.2019 г.).
3. СПС Консультант плюс. Трудовой кодекс Российской Федерации / Государственная Дума. – 2001. - №197. - URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/ (дата обращения 09.08.2019 г.).
4. Шарков, Ф.И. Карьера в IT–индустрии. Практика трудоустройства в Великобритании. - М.: Экзамен, 2007. - URL: https://unecon.ru/sites/default/files/zhurnal_bez_oblozhki_321.pdf (дата обращения 10.08.2019 г.).
5. Устимко, Я.О. Особенности карьерного становления и трудоустройства студентов (на примере России, Японии и Южной Кореи) / Е.К. Мишурова // Молодой ученый. – 2017. - №2. – С. 522-525.
6. Щемелева, Ж.А. Трудоустройство молодежи Белоруссии: Статистика и практика // Отдел кадров. – 2009. - №6. – С. 61-65.

УДК 316.4

СТУДЕНЧЕСКОЕ НАУЧНОЕ ОБЩЕСТВО ASOI SPE STUDENT CHAPTER: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ (НА МАТЕРИАЛАХ СОЦИОЛОГИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ)

ALMETYEVSK STATE OIL INSTITUTE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERING STUDENT CHAPTER: CURRENT STATUS AND DEVELOPMENT PROSPECTS (BASED ON SOCIOLOGICAL RESEARCH)

Э.М. Маруанова, Э.А. Иванова
(E.M. Maruanova, E. A. Ivanova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Статья посвящена деятельности студенческого научного общества ASOI SPE Student Chapter. В работе выявлена его позитивная роль в формировании специалиста нефтегазовой отрасли, анализируются мотивы участия в ASOI SPE SC, проблемы функционирования, предлагаются способы совершенствования деятельности ASOI SPE SC.

The article is devoted to the activities of the student scientific society ASOI SPE Student Chapter. The work revealed its positive role in the formation of a specialist in the oil and gas industry, analyzes the motives for participating in the ASOI SPE SC, problems of functioning, and suggests ways to improve the activities of the ASOI SPE SC.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *ASOI SPE Student Chapter, научно-исследовательская деятельность, мотивы участия в ASOI SPE SC.*

Key words: *ASOI SPE Student Chapter, research activities, motives for participating in the ASOI SPE SC.*

В современном обществе подготовка высококвалифицированного конкурентоспособного специалиста предполагает не только активное усвоение студентами знаний, формирование умений и навыков в рамках аудиторных занятий, но и регулярное участие студентов в научно-исследовательской деятельности (конференциях разного уровня, олимпиадах, конкурсах научных работ, разработке и реализации проектов). Именно данная деятельность позволяет более эффективно формировать и развивать необходимые профессиональные компетенции, содействует совершенствованию востребованных в профессиональной деятельности и социальных взаимодействиях, личностных и социальных качеств, способствует его самореализации.

В АГНИ осуществляется активная научно-исследовательская деятельность, в которой принимают участие как преподаватели, так и студенты. Предметом исследования данной работы является: мотивы и факторы участия студентов технических направлений подготовки в ASOI SPE SC, проблемы и перспективы развития секции ASOI SPE SC в АГНИ.

SPE (Society of Petroleum Engineers) - это некоммерческая профессиональная ассоциация, членами которой являются студенты и профессионалы нефтегазовой отрасли. Основной целью общества является накопление и распространение знаний в области разведки и добычи нефти, а также развитие сопутствующих технологий [1].

Данное общество является важнейшим ресурсом получения и распространения информации в области разведки и добычи нефти и газа через публикации, мероприятия, тренинг-курсы и другие инструменты. Учитывая ведущую позицию на мировом рынке и стремительное развитие России и стран Каспийского региона в нефтегазовой отрасли, в 2007 году было принято решение открыть офис этой организации в Москве.

Количество членов SPE составляет более 164 тыс. человек, проживающих в 144 странах мира. В России действуют 35 студенческих секций данной организации общей численностью 4200 студентов. На 2019 год количество студентов АГНИ, состоящих в данном обществе, составило 36 человек. Вместе с тем, в последние годы наблюдается негативная динамика изменения численности участников секции, что и обусловило актуальность изучения данной проблемы.

ГБОУ ВО АГНИ

Рисунок 1 - График численности секции ASOI SPE SC [2]

Ежегодно SPE проводит технические региональные конференции в различных городах России и Каспийского региона. В АГНИ секция данного общества была открыта в 2005 г. Члены секции принимают активное участие в конференциях и различных мероприятиях SPE в разных странах: Австрия, Азербайджан, Казахстан, Малайзия, Польша, США и Хорватия, занимая при этом призовые места. В 2019 году секция ASOI SPE SC удостоилась Президентской премии «Student Chapter Excellence Award». В 2017 году данная секция удостоилась премии «Outstanding Student Chapter». Так, из возможностей, которые студентам дает SPE являются посещение других стран, доступ к библиотеке One Petro, насчитывающей более 180 тыс. технических документов, а также налаживание контактов по всему миру.

С целью выявления проблем и перспектив развития секции ASOI SPE SC в АГНИ, разработки мер популяризации и совершенствования деятельности секции в АГНИ авторами данной работы было проведено социологическое исследование методом интервьюирования среди активных членов сообщества. В качестве задач было: выявление мнений информантов о мотивах участия в ASOI SPE SC; определение роли ASOI SPE SC в жизни опрашиваемых; выявление проблем, с которыми сталкиваются участники ASOI SPE SC; определение мнений исследуемых о мерах совершенствования организации деятельности ASOI SPE SC.

В результате исследования мотивов участия в ASOI SPE SC, были выявлены следующие: доступ к научно-методической базе по профилю подготовки, возможность установления контактов и расширения межличностных связей с профессиональным сообществом, возможность общения с интересными людьми и знакомства с разными культурами.

Так, студент 2 курса магистратуры характеризует роль ASOI SPE SC в его жизни: «Для меня, это доступ к информации в техническом плане, то есть это все новинки технической сферы, последние

ГБОУ ВО АГНИ

технологии, прорывные открытия в нефтегазовой отрасли. SPE – это общество интересных людей, которые встречаются на различных мероприятиях SPE, делятся информацией из уст в уста, и налаживают контакты».

Другой магистрант 2 курса отмечает, что для него «SPE – это люди, которые занимаются не только наукой, но и ведут активную жизнь. Это проведение мероприятий, интеллектуальных игр в рамках конференций, встреч с интересными людьми. Это очень крутая команда, с которой я подружился. Именно эта команда и стала моим мотивом, почему я пришел в SPE. На данный момент у меня большое количество друзей по всему миру, с которыми я познакомился именно благодаря SPE».

В результате интервью были выявлены представления активистов секции о причинах снижения количества участников ASOI SPE SC.

«Думаю, студенты, которые пишут научные работы, боятся активности, которую нужно будет проявлять на постоянной основе после написания научной работы. Некоторая часть из них считает, что SPE занимает слишком много времени» (из интервью студента 3 курса ЭМФ).

«Считаю, что причиной того, что ежегодное количество студентов нашей секции не увеличивается, связано с тем, что в нашем институте очень много досугово-развлекательных мероприятий для студентов, которые более привлекательны для них, поскольку дают положительный результат сразу. Наука в этом плане сложнее – нужно найти и выбрать тему, проработать, дождаться конференции, выступить и только после получить результат, который не всегда положительный (в плане призовых мест). Путь к результату очень длинный и не совсем ясный с начала. Поэтому, думаю у студентов, нет какого-то стремления и мотивации к написанию научных работ и участия в подобного рода секциях» (из интервью студента 4 курса НГФ).

Подытожив полученные в результате интервьюирования ответы относительно факторов снижения численности участников ASOI SPE SC, нежелания студентов младших курсов участвовать в его деятельности была выявлена следующая структура условий, препятствующих вовлеченности в ASOI SPE SC, способствующих снижению его востребованности у студентов:

- слабая базовая подготовка студентов младших курсов, отсутствие у них знаний и умений в написании научно-исследовательской работы;
- неудовлетворительная работа секции по информированию студентов о ASOI SPE SC, её достижениях, возможностях, условиях деятельности;
- преобладание у студентов мотивации к досугово-развлекательной деятельности в силу «более быстрого и лёгкого результата в сравнении с научной деятельностью»;

ГБОУ ВО АГПУ

- недостаточная заинтересованность преподавателей в оказании методологической помощи в подготовке научной работы участников ASOI SPE SC.

В интервью информантами были предложены меры по популяризации деятельности ASOI SPE SC среди студентов АГНИ.

«Я считаю что, для увеличения роста членов нашей секции, среди 1-2 курсов нужно искать студентов, имеющих высокий средний балл, и среди них можно найти амбициозных студентов, которые хотят развиваться, их и надо приглашать в секцию» (из интервью студента 4 курса ФЭиГД).

«Из-за того, что преподавателям в силу большой нагрузки зачастую некогда помогать в написании научной работы, так как это требует значительного времени, на мой взгляд, нужно их стимулировать, либо финансово, либо уменьшая учебную нагрузку» (из интервью студента 3 курса ЭМФ).

Исходя из результатов исследования, целесообразными мерами по вовлечению студентов АГНИ в ASOI SPE SC являются следующие:

1) регулярное информирование студентов АГНИ (начиная с 1 курса) о деятельности ASOI SPE SC, достижениях, возможностях, которые даёт участие в ASOI SPE SC, посредством социальных сетей, официального сайта АГНИ, публикаций о достижениях активистов, организации встреч студентов с активистами секции ASOI SPE SC в АГНИ;
2) привлечение спонсоров из числа организаций, являющихся ключевыми работодателями выпускников АГНИ, с целью финансовой помощи участия студентов в международных конференциях;
3) стимулирование преподавателей, оказывающих методологическую и экспертную помощь студентам в подготовке их научных работ, исследовательской деятельности (финансовое, снижением аудиторной нагрузки).

В заключении необходимо отметить, что только реализация системного подхода к совершенствованию деятельности ASOI SPE SC позволит активизировать участие студентов АГНИ в данной организации, повысит её востребованность у студентов, тем самым будет способствовать формированию высококвалифицированного специалиста, максимально полной реализации его личностного и социального потенциала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сайт SPE: [Электронный ресурс]. - URL: http://rca.spe.org/ru/about/ (дата обращения: 02.08.2019).
2. Сайт SPE: [Электронный ресурс]. - URL: http://membershipbuilder.spe.org/roster (дата обращения: 08.08.2019).

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 79

ВЛИЯНИЕ ФИЗИЧЕСКОЙ КУЛЬТУРЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРУДА НЕФТЯНИКОВ

THE INFLUENCE OF PHYSICAL CULTURE ON THE EFFICIENCY OF OIL WORKERS

Т.А. Нуриахметов, Р.В. Медведев
(Timur A. Nuriahmetov, Roman V. Medvedev)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – ст. преподаватель кафедры ФиСП М.К. Болгарова

В данной работе будет рассмотрена связь эффективности труда человека и физической культуры. Отмечена необходимость занятий спортом в современных условиях жизни человека. Показано понятие нейромедиаторов и их влияние на здоровье человека. Затрагиваются вопросы организации правильного питания человека.

In this paper we will consider how the effectiveness of human labor and physical culture are related. Why it is necessary to work out, what it will give you. We'll find out about meaning of neurotransmitters, how they affect on a person. And also why you need to monitor your diet.

Ключевые слова: *эффективность труда, физическая культура, спорт, питание, нейромедиаторы.*

Key words: *effectiveness of labor, physical culture, sport, diet, neurotransmitters.*

Приходя домой с работы, вы чувствуете сильную усталость, становитесь менее внимательным и более раздражительным? Это один из признаков того, что вы мало времени уделяете своему телу. Большую часть работы в нефтегазовом промысле можно назвать «ручной», так как она опирается на человеческую силу и выносливость. Из-за этого работники могут думать, что тренировать свое тело не нужно, ведь оно и так получает физическую нагрузку на работе. Но это большая ошибка, потому что, если вы не занимаетесь теми частями тела, которыми работаете больше всего, то вы можете их травмировать. Регулярные тренировки, не только не вызовут у вас еще больше усталости, а как раз наоборот, вы почувствуете, как работа становится легче, и вы ее выполняете намного эффективнее.

Если вы регулярно тренируетесь, то вы понимаете, что есть множество преимуществ помимо потери веса, красивого тела и пребывания в форме. Физические упражнения и трудовая эффективность (производительность труда) идут рука об руку друг с другом. Будучи продуктивным и внимательным на рабочем месте, это может помочь вам найти работу как можно быстрее и продвинуться вверх по карьерной лестнице. Если вы не тренируетесь регулярно, вы

ГБОУ ВО АГНИ

можете поставить под угрозу не только своё здоровье, но и свою работу или целый коллектив. Ежедневные упражнения позволяют очень сильно повысить эффективность труда, вы будете более внимательны и всегда полны энергии.

Один из способов, при помощи которого вы можете повысить свою продуктивность, - это повышение внимательности. Во время тренировок увеличивается приток крови к мозгу, что повышает вашу концентрацию и вы всегда будете готовы взяться за новую работу.

Имея больше энергии, вы будете чувствовать себя бодрым на работе. Будучи на пике продуктивности вам гарантированно, что вы выполняете свою работу правильно и на максимум своих возможностей. Если у вас не так много времени на кардио тренировки каждый день, специалисты рекомендуют внести небольшие изменения в ежедневный график. Например, отказаться от транспорта в угоду большего времени препровождения пешком, езду на лифте от этажа к этажу заменить поднятием по лестнице. Ищите как можно больше способов осуществлять небольшие тренировки в свободное время и ваша производительность труда повысится.

Занятие спортом с осуществлением нагрузки на части тела, которые вы используете во время работы поможет избежать травм в будущем.

Приходя домой с работы, вас может ожидать работа по дому или занятия со своими детьми по школе. Вот вы уже вымотаны как морально, так и физически. Но все же вам стоит взять себя в руки и пойти на вечернюю тренировку. Зачем это делать? Потому что после тренировки вы будете чувствовать себя бодрым, помолодевшим и по-настоящему преображенным.

Многие люди замечают, что физические упражнения напрямую связаны с мозгом, но как? Что создает такое резкое улучшение настроения, психического здоровья, памяти после тренировки?

Проще говоря, это изменение в биохимии мозга, которые происходят в конце тренировки. Человеческий мозг состоит из клеток, называемых нейронами – их около 100 миллиардов – которые передают химические сигналы между собой и позволяют познавать мир как внутри себя, так и вокруг себя. Эти сигналы, называемые нейромедиаторами, отвечают за то, как вы себя чувствуете, как думаете и как себя ведете. Два из таких нейромедиаторов отвечают за то почему вы себя так хорошо чувствуете, когда тренируетесь – это эндорфины и серотонин.

Если вы проводите тренировку на выносливость, от поездки на велосипеде или пробежки на беговой дорожке, то ваш мозг будет высвобождать эндорфины, нейромедиаторы, ответственные за то, что некоторые называют «эйфорией бегуна». Это то приятное ощущение, которые вы получаете после физических упражнений. Но почему эндорфины заставляют нас купаться в лучах удовольствия, когда наше сердце бьется с такой скорость, что оно вот-вот вырвется наружу?

ГБОУВО АГМУ

Эндорфины являются чем-то вроде внутренним болеутоляющим средством организма. Поэтому вместо боли человек чувствует удовольствие.

Серотонин в свою очередь является нейромедиатором, отвечающим за настроение человека, известный как «химическое счастье», потому что он заставляет нас чувствовать себя очень хорошо. Но в отличие от эндорфина, который блокирует боль для получения удовольствия, серотонин сам по себе способствует получению удовольствия. Многие исследования показали, что депрессивные заболевания появляются у человека из-за нехватки серотонина. Именно поэтому, когда выписывают очередные антидепрессанты, и человек их употребляет, они накачивают серотонин в головной мозг. Однако существует нефармакологический способ вызвать выработку серотонина. Исследования показывают, что физические упражнения увеличивают выработку серотонина. Из чего следует, чем чаще вы занимаетесь физической активностью, тем меньше шанс впасть в депрессию. Самой частой причиной депрессии являются стресс или конфликты на работе. Когда вы способны справиться с возникшей стрессовой ситуацией и конструктивно решить конфликт, который мог произойти у вас с коллегами, - это приведет к улучшению отношений с ними.

Занятия регулярными физическими упражнениями, которые включают в себя силовую ходьбу, бег, поднятие тяжестей, плавание или бег трусцой, могут помочь снизить риск развития определенных видов заболеваний. Это означает меньше больничных дней на работе. Также увеличивается иммунитет, а с ним и снижается риски заболевания гриппом или простудой. Физические упражнения снижают риск развития сахарного диабета 2 типа, ожирения, гипертонии и болезней сердца — все это может повлиять на эффективность труда.

Также важно помнить о питании. Ваш организм работает круглосуточно, даже когда вы спите. Это означает, что он нуждается в постоянной подаче топлива. Это «топливо» происходит от продуктов, которые вы едите каждый день – и то, что в этом топливе оказывает влияние на ваш организм. Проще говоря, что вы едите напрямую влияет на структуру и функцию вашего организма, в конечном счете на ваше настроение и эффективность туда.

Организм можно сравнить с дорогим автомобилем, он будет работать намного лучше, когда получает только премиум-топливо. Употребление в пищу высококачественных продуктов, содержащих большое количество витаминов, благоприятно оказывает на ваш организм, восполняя недостаток витаминов и повышая иммунитет, тем самым уменьшая риск заболевания.

Объектами профессиональной деятельности инженеров в нефтегазовом промысле являются производственные и технологические процессы, автоматизированные системы, средства технологического

ГБОУ ВО АГНИ

оснащения, контроля, диагностика основного и вспомогательных производств, их программное и техническое обеспечение, а также методы, способы и средства их проектирования, изготовления, отладки, производственных испытаний и научного исследования в различных отраслях промысла.

Для достижения высокой эффективности труда очень важны такие физические качества как: выносливость, быстрота, ловкость, сила. К психофизическим можно отнести: аккуратность, ответственность, усидчивость, креативность, целеустремленность, инициативность.

Для выполнения успешной профессиональной деятельности с высоким КПД, работникам в нефтегазовой отрасли необходимо в свободное время заниматься общей физической подготовкой на базе легкой атлетики, силовой гимнастикой, специализированные профессиональные упражнения, имитирующие трудовые операции, занятие ритмической гимнастикой.

Для деятелей трудового направления, особенно важно уделить большое внимание укреплению спины, плеч рук и ног. Для других же работников, которые выполняют операторскую работу, нужно часто проводить зрительную гимнастику, для укрепления глаз, больше ходить пешком и заниматься укреплением спины, чтобы развить устойчивость к гиподинамии и уменьшить вероятность искривления позвоночника.

Таким образом занятие спортом напрямую влияет на вашу эффективность труда, а также на ваше настроение и внимательность. Уделяя необходимый минимум вашему телу, вы оказываете благоприятное воздействие на ваш мозг, что в свою очередь вызывает выработку эндорфинов и серотонина, которые заряжают вас хорошим настроением. Если вы начнете следить за своим питанием, это так же положительно скажется на вашем организме, а как следствие и трудовой эффективности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гончаров Л. Методика тренировок и питания «Размер/Квартал», за 60 минут. - 2018.

2. Москалева К.А. Нефтяная промышленность России / Москалева К.А., Прокудина А.Г., Желвакова Н.С., Пономарев С.В. // Молодой ученый. - 2017. - №22. – С. 282-285.

3. Гришина Ю.И. Общая физическая подготовка. Знать и уметь. - 2014.

4. Физиологические технологии повышения работоспособности в физической культуре и спорте: учебное пособие / Составители И.Н. Калинина, С.Ю. Калинин. — Омск: Сибирский государственный университет физической культуры и спорта, 2014. — 110 с.

5. https://www.acefitness.org/education-and-resources/ lifestyle/blog/7116/ your-brain-on-exercise-the-neuroscience-behind-a-good-workout.

ГБОУ ВО АГНИ

6. https://www.psychologytoday.com/ca/blog/the-athletes-way/201904/morning-exercise-may-improve-decision-making-during-the-day.
7. https://www.health.harvard.edu/blog/nutritional-psychiatry-your-brain-on-food-201511168626.

УДК 316

ПРИНЦИП АДАПТИВНОСТИ СОВРЕМЕННОЙ ФИЗИЧЕСКОЙ КУЛЬТУРЕ В ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЯХ

THE ADAPTIVITY PRINCIPLE OF MODERN PHYSICAL CULTURE IN HIGHER EDUCATION

А.Ю. Перчугов, Г.А. Камалиева
(Alexander Y. Perchugov, Galina A. Kamalieva)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – заведующий кафедрой ФИСП Г.А. Камалиева

В статье рассматривается вопрос подготовки студентов-нефтяников по дисциплине «Физическая культура и спорт», а также применение индивидуального подхода в отношении студентов, имеющих проблем со здоровьем.

The article discusses the issue of training oil students in the discipline «Physical Culture and Sport», as well as the application of an individual approach to students with health problems.

Ключевые слова: физическая культура, студент, здоровье, высшее учебное заведение.

Key words: physical education, student, health, higher education institution.

Как известно, в рамках последних лет, средний уровень здоровья в России, в целом, продолжает «стагнировать». Это означает, что всё больше и больше людей в молодом возрасте начинают испытывать трудности со здоровьем. Нефтяная отрасль, в виду того, что добыча сырья происходит порой в довольно неприветливых климатических условиях, имеет довольно высокий требования к своим сотрудникам, относительно их состояния здоровья. Это в первую очередь связано с экономическими предубеждениями: мало найдется компаний, которые согласятся принимать к себе на работу человека, с явно выраженными проблемами со здоровьем, затрудняющие и снижающие его работоспособность, вместо другого полностью здорового сотрудника, по крайней мере, пока не испытывающего проблем со здоровьем. Сразу стоит оговориться, что сами по себе проблемы, которые испытывает юное поколение, не столь критичны и опасны, чтобы сразу непрекословно схоронить чью-то карьеру. Однако, у всех этих проблем имеется одна общая особенность: все они являются развивающимися

ГБОУ ВО АГНИ

со временем, и, если не предпринимать элементарных мер по их избежание, позже это может сильно ограничить, а иногда даже и пресечь, амбиции многих молодых студентов, то есть будущих работников. Во избежание подобных казусов, на кафедре физической и специальной подготовки АГНИ весь учебный план базируется на обязательной адаптивности занятий по физической культуре. В чём это выражается? Как это осуществляется? Какие даёт результаты?

Начнём по порядку, ни для кого, не секрет, время учебной деятельности студента является одним из самых насыщенных и перегруженных отрезков его жизни. Простыми посещениями пар и лекций в этой жизни ещё никто ничего не добился, чтобы показать свои таланты и способности и, таким образом заинтересовать собой потенциального работодателя, приходиться работать по полной: быть социально активным, развитым, а значит и во многом осведомлённым, самостоятельно изучать дополнительный материал, участвовать в научных форумах, секциях, всевозможных конференциях, где приходиться «выжимать» себя и высказываться по полной. Такая постоянная загруженность выбивает человека со спокойного графика жизни, влияет на его ухудшение здоровья. Думаю, вы понимаете к чему я клоню, активная социальная жизнь — это не только хорошо, порой это реальная одна большая, огромная предпосылка к введению адаптивной нагрузки во время учёбы.

Как известно, на данный момент в АГНИ все студенты предварительно делятся на три физкультурные группы: основная, подготовительная и специальная. Перед тем, как учащихся допустят к занятиям им необходимо пройти обследования специальной врачебно-консультационной комиссии по своему заболеванию, если такое имеется, после чего студенту выписывается соответствующая справка с печатью главврача, на основе которой преподаватели делают вывод, в какую группу определять данного, отдельно взятого, студента.

Планировка занятий у разных групп различна, хотя, некоторые сходства иногда наблюдаются. Так, например, и у основной и у подготовительной группы занятия проводятся в общих помещениях: в спортивном и гимнастическом залах, неодинаковость заключается лишь в том, что для представителей подготовительной группы вводятся некоторые ограничения, запрещающие им выполнять противопоказанные для них упражнения и сдачи нормативов. Наибольшее различие возникает между основной и специальной группой. Студенты последней не принимают участие в занятиях в спортивном зале, вместо этого они ограничиваются комплексом специальных индивидуально составленных для каждого студента в отдельности, упражнений, которые проводятся только в гимнастическом зале. Представители специальной группы не сдают спортивных нормативов, вместо этого они занимаются интеллектуальной деятельностью, исследуя причины своего заболевания, и излагая свои

ГБОУ ВО АГНИ

мысли в рефератах, которые заменяют для них нормативы и являются критерием выставления зачёта в конце учебного семестра.

Такое, на первый взгляд не примечательное групповое деление, даёт свои результаты. На практике, это снижает нагрузку не только как на каждого, отдельно взятого студента, (к примеру, учащийся, имеющий проблемы с сердечно-мышечным аппаратом, больше не подвергается отрицательным для него нагрузкам, в основной группе) но и на весь преподавательский состав в целом (из-за деления на группы, число студентов на одного преподавателя сокращается, что таким образом облегчает его работу и даёт возможность найти более лучший, обособленный, подход для одного студента).

Подводя итог, можно сказать, что адаптивное деление на группы, при занятиях физической культурой является неотъемлемой частью физической программы в каждом высшем учебном заведении. Подобная практика помогает намного легче и корректней работать с каждым, отдельно взятым студентом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Корпоративная социальная ответственность. Новая философия бизнеса: учебное пособие. – М.: Внешэкономбанк, 2011. – 56 с.

2. Кодекс корпоративной культуры ОАО «Татнефть»/ http://lutr.tatneft.ru/biblioteka/kodeks-korporativnoy-kulturi-oao-tatneft/. - Режим доступа: свободный (Дата обращения 14.09.2017).

УДК 15

СКЕПТИЦИЗМ В ПОВЕДЕНИИ СОВРЕМЕННОГО ЧЕЛОВЕКА

SKEPTICISM IN THE BEHAVIOR OF THE MODERN MAN

К.Р. Рамазанов

(Kamil R. Ramazanov)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель – доцент кафедры ГОиС А.А. Багаутдинов

Возникнув из человеческой склонности ставить под сомнение достоверность любого утверждения, прежде чем принять его, скептицизм на протяжении веков принимал различные формы. Он может проявляться как в обычной жизненной позиции, так и в философских позициях. Философские взгляды обычно классифицируются как скептические, когда они включают выдвижение некоторой степени сомнения относительно утверждений, которые в других местах принимаются как само собой разумеющееся. По самой своей природе скептицизм является неудовлетворительным конечным результатом.

ГБОУ ВО АГНИ

Будет ли он в конечном счете принят или отвергнут, таким образом, зависит в значительной степени от общего мировоззрения человека. Во всяком случае, скептицизм сыграл незаменимую роль катализатора в истории философии.

Having arisen from a human tendency to question the validity of any statement, before accepting it, skepticism took various forms over the centuries. It can manifest itself both in an ordinary life position and in philosophical positions. Philosophical views are usually classified as skeptical when they include raising some degree of doubt about statements that are taken for granted elsewhere. By its very nature, skepticism is an unsatisfactory end result. Whether he will ultimately be accepted or rejected, thus, depends to a large extent on the overall worldview of the person. In any case, skepticism has played an indispensable catalyst role in the history of philosophy.

Ключевые слова: *скептицизм, сомнение, скептические взгляды, отрицание.*

Key words: *skepticism, doubt, skeptical views, denial.*

Корни скептицизма почти так же глубоки, как корни самой философии. Слово «скептицизм» происходит от древнегреческого слова «скептикос» (σκεπτικός), прилагательного, означающего «вопрошающий» или «сомневающийся». Сегодня это слово стало означать своего рода крайнее или разрушительное сомнение, которое отрицает существование предмета, с которым связан скептик [1].

Например, если я скептически отношусь к НЛО, я сомневаюсь в их существовании и подвергаю сомнению любые доказательства, которые кто-то предлагает в пользу их существования. Используемый таким образом скептицизм является локальным или ограниченным конкретным предметом.

Напротив, существует также возможность быть глобальным скептиком. Глобальный скептик не просто сомневается в том, имеет ли смысл определенная предметная область, например, изучение НЛО или астрология, он также сомневается в существовании знаний или даже доказательств в более общем смысле. Наиболее распространенной формой глобального скептицизма является скептицизм в отношении знания, или свидетельств о внешнем мире, мире за пределами наших чувств. Однако можно также быть скептиком и в отношении других умов или морали. В каждом случае глобальный скептик сомневается в том, что могут существовать какие-либо убедительные доказательства, способные подкрепить знания о внешнем мире, или другие умы, или моральные суждения.

Как известно, философы склонны рассматривать глобальный скептицизм как вызов, который необходимо победить. Однако, даже если глобальные скептические аргументы переигрывают сомнительный, вопрошающий импульс, который характеризует скептицизм, все еще есть место для тех видов вызовов догматизму, которые представляют

ГБОУ ВО АГНИ

собой скептицизм. Однако уроки скептицизма следует применять очень осторожно.

Например, рост ложных новостей и демагогии может свидетельствовать о том, что скептическое послание автора вопроса, это то, что должно применяться без оговорок. Однако широко распространенная неспособность общественности понять научные темы, такие как глобальное потепление, генетически модифицированные организмы или ядерная энергия, не говоря уже о форме Земли, предполагает, что это не слепой скептицизм, который требуется в современном сетевом обществе, а скорее научный скептицизм.

Разновидности скептицизма

Философские взгляды обычно классифицируются как скептические, когда они включают выдвижение некоторой степени сомнения относительно утверждений, которые в других местах принимаются как само собой разумеющееся. Разновидности скептицизма можно различать двумя основными способами, в зависимости от направленности и степени сомнения [2].

Что касается первых, то скептические взгляды, как правило, имеют эпистемологическую форму, поскольку они сосредоточены на эпистемическом статусе определенных убеждений. Например, одна общая разновидность скептицизма касается наших представлений о прошлом и утверждает, что таким представлениям недостает позитивного эпистемического статуса, что они не оправданы, или не рациональны, или не могут составлять знание (а возможно, и все три). Там, где скептицизм не имеет такого эпистемологического фокуса, он имеет тенденцию быть онтологическим, заключающимся в том, что он направлен на убеждения о существовании некой якобы проблематичной сущности, такой как личность или Бог. Здесь целью скептицизма является не столько мнимое знание этих сущностей (хотя это тоже может быть так), сколько утверждение, что они вообще существуют.

Что касается последних, то можно различать скептические взгляды, которые являются либо локальными, либо радикальными. Местные разновидности скептицизма будут касаться только верований в определенный конкретный предмет, таких как вера в абстрактные объекты или выводы индуктивных аргументов. Поскольку онтологические разновидности скептицизма обычно имеют дело с существованием определенных видов сущностей, они обычно (хотя и не всегда) и имеют эту локальную форму. Напротив, радикальные формы скептицизма поражают большинство наших убеждений и, таким образом, представляют собой, по крайней мере потенциально, самый насущный философский вызов [3].

Возможно, неудивительно, что местом для обсуждения скептицизма, как правило, были радикальные эпистемологические разновидности скептицизма, и это, безусловно, тенденция, которая

ГБОУ ВО АГМУ

продолжилась в современных дискуссиях. Например, в исторической дискуссии двумя наиболее влиятельными формами скептицизма, возможно, были радикальный эпистемологический скептицизм классических Пирроновских скептиков и картезианская форма радикального эпистемологического скептицизма, которую Декарт рассматривает в своих размышлениях. Первый состоит из различных скептических методов, которые противостоят любым основаниям, предлагаемым для Веры, с основаниями для сомнения (или, по крайней мере, неверия), которые, по крайней мере, столь же убедительны. Поскольку ни одно убеждение не является более разумным, чем его отрицание, Пирроновские скептики пришли к выводу, что человек должен скептически относиться к большинству (если не ко всем) своим убеждениям. Картезианский скептицизм приходит к аналогичному выводу, хотя на этот раз путем выделения через использование скептических гипотез, что мы не можем быть уверены ни в одной (или, по крайней мере, едва ли) из наших убеждений и поэтому должны отступить к скептицизму. Грубо говоря, скептическая гипотеза является ошибкой, которая несовместима с тем знанием, которое мы приписываем себе, но которая также субъективно неотличима от нормальных обстоятельств (или, по крайней мере, от того, что мы принимаем за нормальные обстоятельства), например, что мы можем в настоящее время переживать очень яркий сон. Поскольку такие сценарии субъективно неотличимы от нормальных обстоятельств, картезианский скептицизм состоит в том, чтобы сказать, что мы не можем знать, что они ложны и что это угрожает определенности наших убеждений.

То, что является общим для обоих этих исторических подходов и продолжает жить в современном обсуждении скептицизма, это основная концепция скептицизма, опирающаяся на полностью интуитивное и теоретическое понимание наших эпистемических концепций. В этом смысле она имеет вид парадокса - ряд вполне правдоподобных и интуитивных утверждений, которые в совокупности приводят к интеллектуально разрушительному выводу [4].

Учение, по которому окончательно не получается судить об истинности познания и не может быть получена объективная характеристика действительности, носит название агностицизма.

Данный термин введён английским естествоиспытателем Гексли в 1869. Но, несмотря на это, позиции агностицизма проявляются уже в античной философии, в частности у Протагора, софистов. Из-за обнаруженных тогда изменчивости знания и несовершенств, и возникли первые формы агностицизма. Например, уже на ранних стадиях развития философии было предложено множество вариантов возникновения мира, каждая из которых опиралась на свой набор первоначальных открытий, суждений, но ни один из вариантов не обладал достаточной логической убедительностью. Осознание этого

ГБОУ ВО АГПА

факта привело к порождению скептицизма, крайней формой которого явился агностицизм - принципиальное отрицание возможности проникновения разума в подлинную суть вещей.

Возникающие сомнения в возможности достижения достоверного знания раскрывает гносеологический скептицизм. Он принимал все большее распространение во времена Нового времени. Но с развитием науки, будучи учением об абсолютности сомнения, скептицизм ослабил свои позиции, т.к. наука обладает огромнейшим объемом достоверного знания.

Со временем произошли изменения, которые в настоящее время представляют скептицизм в форме научного исследовательского скептицизма. Он представляет собой позиции, выражающей сомнение в достоверности любых знаний, предлагаемых вне соответствующих критериев.

Скептицизм в современном мире дает науке мощные инструменты критицизма, которые стимулируют возникновение новых идей и рост знания.

Современный скептицизм

Современный скептицизм – это направление действий. Хотя истина на данный момент нам и недоступна из-за наших бездействий и страхов, то мы должны приклонить наши недуги и получить какую-либо возможность добиться истины. Чтобы это случилось, нужно принять жизнь как возможность развития и вместилище уникального опыта.

Каждый человек видит мир по-иному. Это зависит от наших индивидуальных особенностей, например, воспитания, возраста, пола, национальности, социального положения и прочих биографических моментов. Поэтому, в силу этих различий, всего лишь один человек не может познать всю истину. С одной стороны, это плохо, так как из-за этого мы лишены универсального знания, но с другой – хорошо, поскольку мы можем использовать разные точки зрения, если же сможем их сопоставлять. А для этого нужно чтобы была свобода получения, выражения и распространения различных форм опыта.

Если рассматривать современный скептицизм как учение о смысле человеческой жизни, то он будет включать в себя:

1. Учение о конечной цели всякой деятельности.
2. Учение об условиях достижения этой цели.
3. Основанное на первых двух пунктах учение об оптимальной стратегии поведения.

Конечной целью в здесь будет являться возможность познания этой цели. Человек не может в достаточной степени судить уверенно и однозначно о том, что должно быть его конечной целью (наилучшим достигнутым результатом его действий). Поэтому он должен пытаться достичь такой степени развития, чтобы познать свою цель.

Условием достижения целей является принцип причинности, по которому можно выяснить, как между собой связаны все события в

ГБОУ ВО АГНИ

мире, а также наши действия и их результаты. Согласно скептическому учению, мы пока не можем уверенно и однозначно судить о том, к каким именно результатам должны приводить те или иные усилия [5]. Поэтому, достижение конечной скептической цели будет происходить в условиях неопределенности.

Из сказанного будут вытекать следующие требования к своему поведению:

1. Человек должен развиваться всесторонне, чтобы узнать для себя то, чего он не знает из-за своего несовершенства.
2. Человек должен совершенствоваться осторожно, т.е. относиться к себе и изучаемым им точкам зрения критично и внимательно, т.к. трудно предугадать к каким результатам могут привести различные меры и методы достижения желаемого.

ЛИТЕРАТУРА

1. Скептицизм. [Электронный ресурс]. - URL: https://plato.stanford.edu/entries/skepticism/ (дата обращения: 05.09.2019).
2. Ричард Х. Попкин. Скептицизм. [Электронный ресурс]. - URL: https://www.britannica.com/topic/skepticism (дата обращения: 05.09.2019).
3. Джозеф Шибер. Что такое скептицизм? [Электронный ресурс]. URL: https://www.philosophynews.com/post/2018/03/23/What-is-Skepti-cism.aspx (дата обращения: 06.09.2019).
4. Современный Скептицизм. [Электронный ресурс]. - URL: https://www.iep.utm.edu/skepcont/ (дата обращения: 07.09.2019).
5. Скептицизм. [Электронный ресурс]. - URL: https://www.newworld-encyclopedia.org/entry/Skepticism (дата обращения: 07.09.2019).

УДК 656.09

АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ СТОИМОСТИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА АВТОМОБИЛЕЙ

ANALYSIS OF VEHICLE LIFECYCLE COSTING TOOLS

А.В. Рахимова
(Alsu V. Rakhimova)
Университет Британской Колумбии
(University of British Columbia)

Статья анализирует широко используемые в Северной Америке модели, оценивающие стоимость жизненного цикла автомобилей, приводит примеры часто используемых метрик и логику подсчётов. Анализ подтверждает важность сравнения и капитальных, и эксплуатационных расходов для экономического обоснования приобретения электромобилей.

ГБОУ ВО АГНИ

The article performs a best practice research and an overview of available vehicle lifecycle costing tools in North America, examples of tool metrics, and calculation approaches. Analysis highlights the importance of comparing both upfront and running costs of vehicles while building a business case in favor of electric vehicles.

Ключевые слова: *Электромобиль, Анализ закупок, Расчет стоимости жизненного цикла автомобилей, Экологичный транспорт.*

Key words: *Electric vehicle, Procurement analysis, Lifecycle costing analysis of vehicles, Green transportation.*

An electric vehicle or EV is the type of vehicle that contains a rechargeable battery that powers an electric motor for propulsion, instead of an internal combustion engine. The battery can be recharged by plugging into the electricity grid. There are several types of EVs, according to Natural resources Canada: Battery Electric Vehicles (BEV) that run entirely on electricity, and Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEV) that use both an electric motor with battery and an internal combustion engine that can be used parallelly or separately (*EV101, 2019*).

The EV market in BC has been growing rapidly over the last 10 years. FleetCarma 2018 sales report indicates that electric vehicle sales increased 158% by the end of September of 2018 compared to the same time the previous year. There was a total of nearly 35,000 EVs sold in Canada by the third quarter of 2018 of which 17,700 were PHEVs and 16,700 were BEVs. This represents 8.3% of total car sales in the third quarter of 2018 compared to 2.8% by Q3 in 2017. The reasons behind such an increase can be attributed to market maturity with more competitive EV models appearing in the market and growing consumer trust in EV technology.

Ontario, Quebec, and British Columbia experienced the greatest increase in EV sales in Canada. Notably, BC shows the highest EV adoption rates – 5.4% in 2018 compared to 5.0% in 2017 – even though BC's population as of 2018 was 4.8 million, which is significantly smaller than both Quebec (8 million) and Ontario (14 million). Nevertheless, the share of EVs in Canada is still small compared to other developed countries (e.g. Norway (39.2%) and Sweden (6.2%)). (*Schmidt, E, 2019*)

Though EVs have a strong competitive advantage in terms of their lower ecological impact and overall driving experience compared to Internal Combustion Engine Vehicles (ICEVs), there are still concerns about the economic costs associated with purchasing EVs. These concerns can be addressed by providing the complex analysis of all the economic costs and benefits associated with EVs over their lifecycle.

The first stage of economic analysis should develop a costs breakdown. Though it is commonly known that the EVs have higher capital costs than majority of ICEVs due to high battery costs, there is a whole range of costs that should be considered. The majority of peer-reviewed research articles

ГБОУ ВО АГНИ

tend to agree on the following cost structure (*Argu C, 2016 Natural Resources Canada, 2019*):

- Acquisition costs (including vehicle costs, charger costs, government invectives and taxes)
- Operating costs (including energy consumption costs, scheduled and unscheduled maintenance, battery or tire replacement, insurance)
- Disposal costs (including resale value)

Lifecycle vehicle costs also depend on the vehicle utilization (the number of trips, trips longevity, road quality, etc.) and market conditions (inflation, energy prices, taxes and incentives). Therefore, all the market projections should explicitly specify these usage parameters and preferably conduct sensitivity analysis under different market scenarios.

The second stage of economic analysis should consistently apply the developed approach to all vehicles. Different researchers sometimes do not consider all the parameters due to the lack of data or non-relevance to their case. Such inconsistencies in approach might become the reason for biased conclusions about economic advantage of some EVs.

The third stage of economic analysis should consider the economic side of such «non-financial» aspects of using vehicles such as ecological and infrastructural impacts.

To conclude, it is crucial for fleets to have a complex understanding of all the associated costs and benefits in order to have a full picture of EVs financial performance compared to ICEVs.

Fleets are the best candidates for EVs adoption. The main reasons for that are the availability of funding to cover the significant capital costs of EVs and charging infrastructure, as well as the access to data on usage patterns, including kilometers driven during the day, which allows for a scheduled charging strategy.

Fleets should be strategic in their adoption of EVs. The effectiveness of EV adoption in fleets depends on a number of parameters like availability of chargers, availability of suitable models, and the cost competitiveness between EVs and ICEVs. The latter parameter is very important to explore because EVs typically reveal cost savings over their lifecycle rather than upfront.

Lifecycle Costing Tool (LCTs), which are designed to reflect all fleet management needs, can assist in analyzing fleet operations and allows fleet managers to derive the optimal time for replacement to optimize fleet costs. Moreover, LCTs can help fleet to monitor and adjust budgets, help with investment analysis, and maintenance strategy evaluation.

Literature review

This literature review summarizes key components and lessons learned from other organizations' LCTs. The research is based on fleet organizations' business cases and available tools and includes their brief overview and logic of the tool, fleet staff feedback on the tool (when available), and conclusions.

ТЕОУВО АТНИ

The review focuses on Canadian business cases since they apply costing tools that work with the same economic, environmental, and legal circumstances and therefore are most applicable. However, this review also explores several cases from the United States as they are more advanced in their EV adoption and have substantial experience working with EV fleets.

The City of Seattle has a population of 724,700 (2017) and its fleet is made up of 4,000 vehicles, 87 of which were BEVs by the time of 2015. The fleet used cost of ownership analysis to demonstrate that, despite high upfront costs relative to ICEVs, BEVs were more cost effective in terms of operational costs in the long run, even without government EV incentives. As a result, by 2018, the overall fleet size has increased to 4,150 vehicles with over 200 PHEVs. According to Philip Saunders, Green Fleet Program Manager, the City of Seattle has designed its internal tool based on actual fleet data and included maintenance, electricity, fuel costs, salvage, etc. The tool was developed in collaboration with the states of New York, California and Oregon, which provided their tools as a template. The tool calculates the total cost of ownership of their actual vehicles that are up for replacement in comparison with more sustainable options over a 10-year lifecycle. The data for the tool was collected using telematics devices and the costing tool is updated based on current fleet features and staff needs. The Tool does not account for the costs of building the new gas/charging stations since they are considered a sunk cost. After the total costs are calculated, fleet managers choose more sustainable vehicles only if their lifecycle costs are within 10% above the cost of traditional vehicles. The data on fuel costs and environmental impact is taken from the U.S. Department of Energy (*Durkan J, 2008; Pratt A., 2019*).

Fraser Basin Council (FBC) is a charitable non-profit society that focuses on climate change and air quality, watersheds and water resources, and local sustainability and resilience in the Fraser Basin and across BC. FBC also curates the BC Fleet Champions program, which has worked with 12 fleets in BC, helping them to electrify their fleet. The program initiators, in collaboration with FleetCarma consulting agency, analyzed 12 fleets from British Columbia for two years using telematics devices. As a result of their analysis, they recommended a combined total of 148 EVs to fleet managers, translating to about 61% of their total fleets, and calculated total potential cost of ownership reduction would be $3 million CAD. The program has started another cycle and continues working with other fleets (*E3 Fleet, 2019*).

As a part of its support of municipalities' green fleet initiatives, FBC collaborates with Atlas Policy Fleet Procurement Analysis Tool (further – Atlas Policy Tool). This is a complex lifecycle costing tool that can compare two light-duty vehicles' economical and environmental costs. It is updated quarterly and has its own user guide. The tool authors and FBC collaborated to create a Canadian version of the tool that uses Canadian data on fuel, electric costs, etc. (*Atlas Public Policy, 2019*).

The tool uses the following types of inputs for making calculations:

- Market Inputs (the price of energy is adjusted automatically depending on the entered location), Vehicle Inputs (mileage, insurance costs, fuel economy, etc.)
- Vehicle Procurement Inputs (number of vehicles, vehicle prices, ownership structure, pricing approach, incentives or discounts)
- EV Infrastructure Inputs (if installation of EV charging stations is needed)

The output presents a dashboard report that includes a procurement summary with nominal cost per distance traveled and procurement details: a breakdown of the major cost categories for both procurements and the total net present value (NPV) cost, which incorporates the time value of money

The tool also summarizes the environmental impact calculations and allows the user to conduct sensitivity analyses on up to four user inputs.

Since Atlas policy tool authors do not track the tool's use, it is difficult to assess the fleet manager’s feedback. However, according to author, the tool is in high demand since they receive many inquiries about it and the tool ranks high in search engine results. Nevertheless, the tool accounts for a variety of different types of costs and provides visuals for a better understanding of costs savings on a kilometer basis. However, since it is not applicable for medium- and heavy-duty vehicles, FBC is working on their own internal LCT for these types of vehicles, which will be available in 2019.

Advantages of the tool are that the tool authors frequently update its database with main background information about vehicles (sources include Natural Resources Canada, GH Genius, etc.). The tool offers a complex approach to lifecycle cost (LCC) comparison including various cost categories. The tool provides visual comparison of total costs and dynamic comparative visuals. It also has additional features like sensitivity analysis, and environmental impact analysis.

Major drawback of the tool is that it is inflexible: excluding some costs parameters, adding new cost parameters, or adding comparison of three or more vehicles is very likely to break the macros coding of the tool. The tool calculations are based on market average data, not actual fleet data. It allows for comparison of only two vehicles at the same time.

The Fraser Valley Regional District (FVRD), with a population size of 295,900 people (2016) and fleet size of 25 vehicles (2015), signed onto the West Coast Electric Fleets initiative and committed to electrify at least 10% of their fleet.

In order to meet these requirements, FVRD conducted analysis of their fleet with help of E3 and collected trip data of their fleet using FleetCarma telematics devices. FVRD analyzed trip data of their fleet from October 2013 to August 2014 and concluded that 73% of all trips taken were less than 100 km. Since the average range of EVs is about 100 km, FVRD discovered the high potential for EV procurements. FVRD calculated five different scenarios of new vehicles usage based on differing estimates in service life, annual mileage, and energy prices over time.

TRUY BO ANH

As a result, the two out of five vehicles purchased by FVRD in 2015 were EVs (Nissan Leaf and Mitsubishi i-MiEV).

In order to derive the economic and environmental impact of EV adoption, FVRD developed a simple Excel-based LCT where it included depreciation, energy costs, maintenance (the average of different municipalities), capital costs, manufacturer's retail costs, resale value, insurance, incentives, etc.

Using this tool, FVRD specialists determined that purchasing EVs would save fuel and maintenance costs over the 10-year lifespan (not including incentives). Therefore, the tool proved to be effective in 2015. However, according to FVRD specialists, the tool has not been updated since. Moreover, they have not used the tool strategically for long term fleet management – currently, they replace vehicles as needed and prioritize EVs where possible. Currently, FVRD has four EVs in their fleet.

FVRD costing tool is very easy to use and modify. It proved to be effective in real life circumstances. Moreover, it is based on Canadian data.

The tool has the following drawbacks: it is based on non-updated information; it does not have the breakdown of maintenance costs; does not account for government incentives (partial funding of EV); All the parameters should be typed manually (no built-in options); it does not have visualization (*FVRD, 2015*).

Alternative Fuels Data Center's (AFDC) Vehicle Cost Calculator was developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL) and the U.S. Department of Energy (DOE). It is a high-level screening web calculator comparing total ownership costs and GHG emissions for different types of vehicles, including ICEVs and EVs on the market. Although the model is specifically made for individual users who consider purchasing a vehicle, the model's logic might be a useful template for fleet procurement.

The tool allows users to choose several vehicles at the same time (features include model year, make, and model in the field «Choose vehicles to compare»). The calculator then automatically retrieves official city and highway fuel economy data as well as purchasing price and energy (gasoline, electricity, etc.) price, which can be changed by the user. The prices are based on a national average, as reported in the quarterly Alternative Fuel Price Report. Then the user is offered to enter his/her average car usage behavior («Tell us how you use your car» field).

Key cost categories used in the calculation include vehicles fuel use costs (energy price x fuel use x annual km driven), maintenance and tires (source - study by the American Automobile Association (AAA)), insurance, license, and registration, vehicle purchase cost (assumption that 90% of the price is payed out using five-year loan at 6% interest).

As a result, the tool provides the table and graph (field «Results») that demonstrate NPV (sum of discounted TOC over the usage cycle), Annual Fuel Use (gal), Annual Electricity Use (kWh), Annual Fuel/Electricity Cost

ТЕПЛОЕ ВО АТЕНИ

(USD), Annual Operating Cost (USD), Cost Per Mile (USD/mile), Annual Emissions (lbs CO2).

Since NREL does not collect user data and does not store data from user inputs, it cannot provide information on feedback about the tool. According to the tool developers, majority of users that have contacted the Technical Response Service regarding the AFDC Vehicle Cost Calculator are based in the United States. Users include private individuals as well as individuals affiliated with academic or educational institutions, industry associations, private businesses, and state governments (*U.S. Department of Energy, 2019*).

ЛИТЕРАТУРА

1. Argu C. «Finding the Business Case for EVs in Public Fleets». West Coast Electric Fleet. February 29, 2016. http://www.westcoastelectricfleets.com/wp-content/uploads/2016/03/Full-Slide-Deck-Feb-29-Compressed.pdf (accessed May 8, 2019).

2. Atlas Public Policy. Fleet Procurement Analysis Tool. June 2019: https://atlaspolicy.com/rand/fleet-procurement-analysis-tool/ (accessed June 20, 2019).

3. Durkan J. «Executive order». City of Seattle, September 24, 2008: http://durkan.seattle.gov/wp-content/uploads/2018/09/09.24.18-Fleet-EO.pdf (accessed June 10, 2019).

4. E3 Fleet. Fraser Basin Council: https://www.fraserbasin.bc.ca/ccaq_e3_fleet.html (accessed June 5, 2019).

5. EV101. Plug In BC. https://pluginbc.ca/ev101/ (accessed May 2, 2019).

6. Fraser Valley Regional District (FVRD). Fraser Valley Regional District electric vehicle business case. 2015. http://www.westcoastelectricfleets.com/wp-content/uploads/2016/01/FVRD-Electric-Vehicle-Business-Case-Nov-2015.pdf (accessed May 24, 2019).

7. Natural Resources Canada. Buying an electric vehicle. https://www.nrcan.gc.ca/energy/efficiency/transportation/21034 (accessed May 7, 2019).

8. Pratt A. «Fleet electrification». Fleet Management Division, City of Seattle. https://www.seattle.gov/documents/Departments/FAS/FleetManagement/Fleet-Electrification.pdf (accessed May 18, 2019).

9. Schmidt, E. «Electric Vehicle Sales Update Q3 2018, Canada». Fleetcarma. 2018: https://www.fleetcarma.com/electric-vehicles-sales-update-q3-2018-canada/ (accessed May 20, 2019).

10. U.S. Department of Energy. Alternative Fuels Data Center, Vehicle cost calculator. https://afdc.energy.gov/calc/ (accessed May 9, 2019).

ГБОУ ВО АГМУ

УДК 159.944.3

ПРОБЛЕМА ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ВЫГОРАНИЯ

PROBLEM OF OPPOSITION OF PROFESSIONAL BURNING

А.Т. Сайфутдиярова
(Alsu T. Saifutdiyarova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.ф.н., доцент кафедры ГОиС А.А. Багаутдинов

Профессиональное выгорание это - субъектно-личностный дезадаптационный синдром, который проявляется в нарушении оптимального функционирования личности как субъекта деятельности. Оно возникает постепенно вследствие кумулятивного эффекта негативных последствий профессиональных и организационных стрессов, кризисов, экзистенциального разочарования от нереализованных ожиданий, дисбаланса в ресурсном обеспечении субъекта труда.

Burnout is a subjective-personality maladaptation syndrome, which manifests itself in a violation of the optimal functioning of the individual as a subject of activity. This happens gradually, causing negative consequences of professional and organizational stresses, crises, existential disappointment from unfulfilled expectations, imbalance in the resource representative of labor.

Ключевые слова: *профессиональное выгорание, дисбаланс, ресурс, ресурсное обеспечение, развитие.*

Key words: *burnout, imbalance, resource, resource support, development.*

В аналогии с прототипом многоцелевого представления человека В.А. Ганзена все психические явления могут быть представлены в системе четырех координат человека как субъекта жизни - пространство, время, энергия и информация. Характеристики пространства и времени отражаются субъектом в зависимости от его жизненных установок, умений, положений, его функциональность протекает в определенно установленных пространственных и временных пределах. Энерго-информационные возможности актуализируются и формируются в субъективной и практической функционировании благодаря координируемой субъектной инициативности - физической, когнитивно-смысловой, эмоционально-аффективной, мотивационно-волевой [1].

Пространство и время являются объективными формами психического явления, информация и энергия - объективными условиями его динамики совершенствования или стагнации. Расклад

ГБОУ ВО АГНИ

сведений форм и условий обусловливает природу и своеобразность психических процессов и состояний человека.

Профессиональное выгорание как психологическое явление субъективно проявляется в виде энерго-информационной неуравновешенности между предвидениями и действительностью переживаний эмоционально-мотивационного «опустошения», отрицательных расположений к объектам и субъектам профессионального функционирования, в повышении скептических ожиданий относительно положительного подкрепления за достижения инициативной работы, в неудовлетворённости работой в компании, утрате весомости и смыслов «сверх-усилий» в воплощаемой активности и других показателях роста энтропии как информационной обтекаемости, беспорядка [2].

На базе синтеза достижений собственных многолетних изучений и классификации эмпирических действительностей, представленных разными учеными, вид развития профессионального выгорания преподносится как понижение резервного снабжения ввиду потери инициативности разных степеней психической регуляции субъекта профессионального функционирования.

Действие профессионального выгорания имеет фазовую движение от небольшой выраженности «неравновесных», неудобных положений до постоянных дисфункциональных положений, отражающих сбой механизмов психической регуляции. Дисфункциональные состояния сопровождаются неблагоприятными эмоциями, обусловливают фиксирование негативных установок касательно работы, защитные стили совладающего образа действия, несоблюдение эмпатичности и социальной перцепции. В плане психоэмоционального дискомфорта и потери ценностно-смысловых ориентиров формируется недовольствоь организационной обстановкой, сотрудниками, сокращается трудовое побуждение и как следствие продвижения профессиональных и личностных упадков, увеличивающих расстройство психологической регуляции и личностный распад [3].

В строении профессионального выгорания как достигнутого единого признака субъекта труда тонизируются регрессивные психологические обороны и неконструктивныая манера совладания со сложными обстоятельствами, скептические предвкушения условно утвердительного обоснования или вознаграждения эффекта деятельности. Крайнее проявление профессионального выгорания демонстрируется в профессионально-личностных деформациях, затрагивающих различные области жизненного процесса человека, выходящие за границы профессионально-трудовой деятельности. Большая стадия выгорания выражается в преобразованиях свойства и строении профессиональном деле, в неизменных положениях уменьшенной производительности и рабочей инициативности, в критических установках ко всему, что связано с реализацией

ГБОУ ВО АГНИ

профессионально-ролевых обязательств, фиксируется в атрибутах индивида и перемещается на поступки в обстоятельствах за пределами трудовых связей [4].

Таким образом, выражая суть «выгорания», необходимо отметить, что это несогласие основательного взаимодействия субъекта и специальности. Профессиональное выгорание считается как многоуровневое просвещение, содержащее в себе чувствительные, мотивационные, ценностно-смысловые, познавательные, нравственные, телесные нарушения.

Сопротивление профессиональному выгоранию достижимо через объединительное регулирование и самоуправления резервным снабжением исправной практики. В конструкцию «выгодным основанием препятствования профессиональному выгоранию» личности входят:

• фонды профессионально-личностного совершенствования;

• резервы хранения безопасного жизнедеятельности;

•средства прохождения кадровых, координационных затруднений и активно-информационных недостатков [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Анцыферова, Л.И. К психологии личности как развивающейся системы / Л.И. Анцыферова // Психология формирования и развития личности. - М.: Наука, 1991. - С. 3-18.

2. Бодров, В.А. Психологический стресс: развитие и преодоление/ В.А. Бодров. - М.: ПЕРСЭ, 2006. - 528 с.

3. Виданова, Ю.И. Психическое выгорание в процессе профессионализации административных работников / Ю.И. Виданова // Вестн. С.-Петерб. ун-та. Сер. 6. Философия. Политология. Социология. Психология. Право. Международные отношения. - 2007. - Вып. 4. - С. 364-369.

4. Белинская, Е.Н. Совладание как социально-психологическая проблема / Е.Н. Белинская // Психологические исследования: электрон. науч. журн. - 2009. - № 1(3). [Электронный ресурс]. - URL: http: psystu. ru.

5. Водопьянова Н.Е. Ресурсное обеспечение противодействия профессиональному выгоранию субъектов труда: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора психологических наук [Электронный ресурс]. - URL: https://disser.spbu.ru/disser2/148/aftoreferat/Vodopyanova_avtoreferat.

ПДУ ВО АГПИ

УДК 304.2

КОНФЛИКТОЛОГИЧЕСКАЯ КУЛЬТУРА БУДУЩЕГО СПЕЦИАЛИСТА И СПОСОБЫ ЕЁ ФОРМИРОВАНИЯ

CONFLICTOLOGICAL CULTURE OF THE FUTURE EXPERT AND THE WAYS OF ITS FORMATION

Д.Н. Сафиюллина
(Dinara N. Safiyullina)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk state oil Institute)
Научный руководитель – к.социол.н., доцент Э.А. Иванова

Данная статья посвящена проблеме формирования конфликтологической культуры личности будущего специалиста. В работе рассматривается влияние образовательных институтов на формирование данной культуры, обосновывается целесообразность системного подхода к формированию и развитию конфликтологической культуры с использованием активных методов в процессе обучения в высшем учебном заведении.

This article is devoted to the problem of formation of conflictological culture of the future specialist. The paper considers the influence of educational institutions on the formation of this culture, substantiates the feasibility of a systematic approach to the formation and development of conflict culture using active methods in the process of learning in higher education.

Ключевые слова: *конфликт, конфликтологическая культура личности, конфликтологическая культура специалиста, формирование конфликтологической культуры, системный подход, активные методы.*

Key words: *conflict, conflictological culture of the personality, conflictological culture of the modern specialist, system approach, active learning methods.*

Конфликты - неотъемлемый атрибут любого общества. Конфликт – это наиболее острый способ разрешения значимых общественных противоречий, возникающих в процессе социального взаимодействия сторон, межличностных и межгрупповых столкновений в организациях всех типов [1]. Современный социум отличается тем, что в нем увеличивается многообразие социальных контактов, повышается их частота и интенсивность. В силу этого современное общество характеризуется более высоким уровнем конфликтогенности. Современный человек на протяжении жизни многократно становится участником, а порой и инициатором конфликтов в разных областях взаимодействия. В контексте рассмотрения данной проблемы, важное значение имеет профессионально-трудовая деятельность, подготовка и осуществление которой занимает большую часть жизни современного

ГБОУ ВО АГНИ

человека. Реализуя трудовую деятельность, человек сталкивается со множеством трудностей, обусловленных спецификой организации труда, его стимулирования и необходимостью взаимодействовать с представителями разных психотипов, культур, социальных, образовательных статусов. Зачастую это приводит к конфликтам. Как показали исследования разных сфер профессиональной деятельности, идеи, согласно которым необходимо избегать конфликтных ситуации либо полностью ликвидировать их источники, оказались непродуктивными и нереализуемыми в полной мере [2]. Поэтому у современного специалиста любой отрасли необходимо формирование такого сознания, в основе которого будет понимание, что конфликтом можно и нужно управлять. Это предполагает не только эффективное регулирование существующих конфликтов, но и профилактику деструктивных конфликтов. Согласно исследованиям, неуправляемый конфликт оказывает негативные последствия на продуктивность профессиональной деятельности (в результате профессиональных конфликтов теряется 15% рабочего времени, производительность труда сокращается на 16%) [3]. Поэтому компетентный специалист любой области должен обладать конфликтологической культурой, которая предполагает не только знания о способах поведения в конфликтных ситуациях и стратегиях урегулирования конфликтов (такие как уклонение, приспособление, соперничество, компромисс, сотрудничество), но и умения и навыки конструктивного их использования на основе учета множества факторов, вызывающих конкретный конфликт, то есть уметь эффективно взаимодействовать в разных ситуациях профессиональной деятельности, в том числе в экстремальных условиях.

В литературе, посвящённой данной проблеме, дифференцируют понятия «конфликтологическая культура личности» и «конфликтологическая культура специалиста». Конфликтологическая культура личности заключается в стремлении (потребности, желании) и умении человека предупреждать и разрешать разные социальные конфликты. Конфликтологическая культура специалиста предполагает усвоение и применение в трудовой деятельности особых профессионально ориентированных знаний, необходимых для оптимального управления конфликтами обусловленными особенностями профессии. Следовательно, профессионально - прикладная специфика конфликтологической культуры специалиста отличает этот феномен от конфликтологической культуры личности [3].

Формирование конфликтологической культуры специалиста, по мнению автора данной работы, невозможно отделить от процессов становления и развития конфликтологической культуры личности, поскольку первое входит в последнюю как важная составная часть. Особую роль в формировании основ конфликтологической культуры отводится агентам первичной социализации, прежде всего, родителям,

ГБОУ ВО АГПИ

учителям [4]. Важным инструментом формирования и развития данной культуры является институт образования: дошкольные учреждения, школа и профессиональные образовательные учреждения. В рамках высшего образования формирование и развитие конфликтологической культуры приобретает особую важность, поскольку обучающиеся к этому времени приобретают определенные навыки социальных взаимодействий, большую осознанность и ответственность за свои действия, имеют возможность применять знания, получаемые в результате изучения разных дисциплин. Вместе с тем автор солидарен с теми учеными, которые обосновывают непродуктивность традиционного подхода к овладению обучающимися данными знаниями и умениями, аргументируют целесообразность системного подхода к формированию конфликтологической культуры специалиста, в целом конфликтологической культуры личности. В этой связи представляет интерес концепция контекстного подхода, предложенная А.А. Вербицким, согласно которой в процессе обучения необходимо последовательное включение студентов в учебную, профессиональную и учебно-профессиональную деятельность, в ходе которых реализуются три обучающие модели: семиотическая, имитационная и социальная. Они обеспечивают овладение как предметным, так и социальным содержанием изучаемого курса.

Семиотическая обучающая модель в рамках данного подхода включает в себя теоретическую информацию в форме лекционного материала, традиционных учебных задач и заданий.

Имитационная модель предполагает моделирование различных ситуаций будущей профессиональной деятельности, которые требуют анализа и принятия решений на основе теоретической информации. Такая модель включает в себя методы дискуссий, ролевых и деловых игр, в рамках которых проигрываются способы решения конфликтных ситуаций, например в управлении персоналом.

Социальная обучающая модель, согласно данному походу, реализуется путем выполнения предлагаемых нестандартных заданий, требующих разработки предложений по разрешению конкретной сложной проблемной ситуации [5]. Эта модель предполагает работу в интерактивных группах посредством активных методов проведения занятий: разбор и решение конкретных конфликтных ситуаций в разных сферах (решение кейсовых задач в разных сферах социального взаимодействия: в семье, в трудовой, общественной деятельности). Данное обучение приводит к формированию не только профессиональной, но и социальной компетентности будущего специалиста. Такие задачи нередко разбираются студентами АГНИ на занятиях по психологии, политологии, социологии, менеджменту, управлению персоналом и ряда других дисциплин.

Главное условие формирования конфликтологической культуры у студентов – его личная активность, заинтересованное участие в

ГБОУ ВО АГНИ

становлении себя как специалиста и члена общества. Конфликтологическая культура неразрывно связана с формированием толерантности, которая предполагает уважение к разнообразию различных культур, цивилизаций и народов, готовность к пониманию и сотрудничеству с людьми, различающимися по внешности, языку, убеждениям, обычаям и верованиям, и включающая в себя толерантное сознание и толерантное поведение [6]. В свою очередь, толерантное сознание и толерантное поведение невозможно без эмпатии, проявляющейся в сочувствии, сопереживании, способности понять внутренний мир другого человека, умении постичь его эмоциональное состояние.

Систематическое использование активных методов обучения в процессе профессиональной подготовки в вузе будет способствовать развитию эмпатических качеств, толерантного сознания студентов, формированию у будущих специалистов конфликтологической культуры, что позволит им эффективно преодолевать сложные коммуникативные и стрессовые ситуации, оптимизировать процесс профессионального становления, повысить эффективность трудовой деятельности, более полно самореализоваться в разных сферах жизни.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Лукин Ю.Ф. Конфликтология: управление конфликтами: учебник для вузов. - М.: Академический Проект; Гаудеамус, 2007. — 799 с.*
2. *Сорокина, Е.Г. Конфликтология в социальной работе: Учебник для бакалавров / Е.Г. Сорокина, М.В. Вдовина. - М.: Дашков и К, 2016. - 284 с.*
3. *Самсонова Н.В. Конфликтологическая культура и технология ее образования: монография. — Калининград: Изд-во КГУ, 2002. — 308 с.*
4. *Болгарина В. Культурологический подход как императив управления школой. Болгарина // Образование и управление. — 2003. — Т. 6, № 3. — С. 29-34.*
5. *Вербицкий А.А. Компетентностный подход и теория контекстного обучения. - М.: ИЦ ПКПС, 2004. – С. 84.*
6. *Борытко Н.М. Введение в педагогику толерантности: учеб. пособие для ст-тов пед. вузов / Н.М. Борытко, И.А. Соловцова, А.М. Байбаков; под ред. Н.М. Борытко. — Волгоград: Изд-во ВГИПК РО, 2006. — 80 с.*

ГБОУ ВО АГПУ

УДК 331.104

АКТУАЛЬНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ СУЩЕСТВУЮЩИХ ФОРМ ОРГАНИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ МОЛОДЫХ РАБОТНИКОВ ГРУППЫ «ТАТНЕФТЬ»

RELEVANCE AND EFFICIENCY OF THE EXISTING FORMS OF ORGANIZATION OF EVENTS FOR YOUNG WORKERS OF THE TATNEFT GROUP

И.С. Смирнов, В.В. Столбова, Н.И. Шмидт
(I.S. Smirnov, V.V. Stolbova, Natalia I. Schmidt)
Альметьевский государственный нефтяной институт
Публичное акционерное общество «Татнефть»
(Almetyevsk State Oil Institute, Public Joint-Stock Company TATNEFT)

В настоящее время тема поддержки и развития молодого поколения является достаточно актуальной. Совершенствование молодежной политики является неотъемлемой частью развития каждой организации.

В данной статье рассматриваются вопросы актуальности мероприятий компаний, направленных на развитие молодежной политики в России. Анализируя данные исследования, можно выявить цели, приоритеты, инструменты и влияние корпоративной политики в отношении молодежи.

Currently, the topic of support and development of the young generation is quite relevant. Improving youth policy is an integral part of the development of each organization.

This article discusses the relevance of company events aimed at developing youth policy in Russia. By analyzing the research data, it is possible to identify goals, priorities, tools and the impact of corporate policy on youth.

Ключевые слова: *Молодежная политика, мероприятие, корпоративная культура.*

Key words: *Youth policy, event, corporate culture.*

ПАО «Татнефть» одна из крупнейших российских нефтяных компаний, которая связывает свое будущее с молодыми специалистами, готовыми вложить в Компанию свои силы, способность и устремления. Поэтому важный элемент – Политики управления персоналом Компании – работа с молодежью, которая является неотъемлемой частью корпоративной культуры.

Целью молодежной политики является создание условий для обучения, возможностей и опыта, которые позволяют молодым людям развивать знания, навыки и компетенции.

ГБОУ ВО АГПИ

Это позволяет молодым людям быть субъектами демократии, интегрироваться в общество и, в частности, играть активную роль как в гражданском обществе, так и на рынке труда.

Молодежная организация ПАО «Татнефть» сегодня объединяет всех молодых работников Компании и нефтесервисных предприятий в возрасте до 33 лет и насчитывает более 24 600 молодых работников, что составляет 31% от общей численности работников предприятий группы Татнефть нефтесервисных предприятий (рисунок 1).

Рисунок 1 – Количественный состав Молодежной организации

Все они активно участвуют не только в производственной, научно-технической, но и социально-общественной жизни компании, города и Республики в целом.

Естественным желанием молодых работников является успешная карьера, однако необходимо понимать, что карьерному росту должен предшествовать рост профессиональный и личностный. И в компании для этого созданы все условия. К примеру, раскрыть свой творческий потенциал позволяет широкий спектр культмассовых мероприятий, направленных на его развитие.

На основе анализа эффективности мероприятий, проводимых молодежными комитетами Компании Татнефть, можно сделать выводы о том, что в каждом структурном подразделении сформировалась своя культурная среда. Формирование «собственной» культурной среды обусловлено территориальной удаленностью и малой осведомленностью части структурных подразделений.

Для выявления наиболее актуальных и эффективных культурно-массовых мероприятий для молодых работников компании было проведено социальное исследование. В анкетировании приняли участие

ГБОУ ВО АГПУ

более 25 структурных подразделений Компании, что составило более 2000 респондентов.

Задачей исследования послужило создание единого типового плана. Часть мероприятий, входящих в единый план, будет строится из пожеланий работников. С этой целью было проведено исследование, в ходе которого выявлен ряд общих черт мероприятий, которые помогают провести их ранжирование по характеру деятельности.

Таким образом, на основании проведенного исследования подготовлен пул мероприятий, которые необходимо актуализировать с учетом современных тенденций, пул мероприятий от которых необходимо отказаться ввиду незаинтересованности молодого поколения в них, а также создание новых форматов мероприятий, которых в Компании ранее не было, которые могли бы создать связь между инновациями и стремлением к росту в профессиональной и карьерной жизни.

ЛИТЕРАТУРА

1. Малышева О.Л. Человеческий капитал и управление адаптацией молодых специалистов в нефтехимическом секторе экономики (на примере ОАО «Татнефть») // Вестник Казанского технологического университета. - 2010. - №9. - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/chelovecheskiy-kapital-i-upravlenie-adaptatsiey-molodyh-spetsialistov-v-neftehimicheskom-sektore-ekonomiki-na-primere-oao-tatneft (дата обращения: 19.09.2019).

2. Официальный сайт ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.tatneft.ru (дата обращения: 19.09.2019).

УДК 811.111

ВНЕДРЕНИЕ ИЗУЧЕНИЯ ИНОСТРАННОГО ЯЗЫКА В РАБОЧЕЕ ПРОСТРАНСТВО

INTRODUCTION OF FOREIGN LANGUAGE LEARNING INTO THE WORKSPACE

А.И. Султанова
(Alina I. Sultanova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.соц.н., доцент Э.А. Иванова

Модели преподавания и обучения английскому языку быстро меняются в связи с появлением и расширением языка. Происходят технологические инновации, все больше профессий требуют

ГБОУ ВО АГНИ

профилированного знания языка. Поэтому появляется необходимость в обучении иностранного языка прямо на работе.

English language teaching and learning models are changing rapidly with the emergence and expansion of the language. There are technological innovations, more and more professions require profiled knowledge of the language. Therefore, there is a need to learn a foreign language directly at work.

Ключевые слова: *обучение, английский.*
Key words: *training, English.*

В условиях глобализации бизнеса, которая характерна для многих стран, в которых мы живем, знания стали одним из главных активов. Язык является необходимым инструментом для доступа к знаниям и участия в них. На большинстве рабочих мест по всему миру коммуникативные компетенции требуются от всех сотрудников на всех иерархических уровнях. Это требует целостного подхода к проблеме коммуникации на рабочем месте, а не изолированного вмешательства в потребности конкретных групп.

Степень, в которой любое правительство поддерживает предоставление иностранного языка на рабочем месте, в идеале должна зависеть от сочетания экономических и социальных аспектов.

Однако многие страны все больше озабочены экономическими обоснованиями, а именно тем, в какой степени экономическая выгода может привести к поддержке такого положения. Таким образом, содействие обеспечению правительства рабочими языками, по всей видимости, будет более успешным, если оно будет увязано с экономическими целями, как это произошло в Соединенном Королевстве в ходе кампании Агентства по базовым навыкам по оказанию политической поддержки и финансированию.

Когда на рабочем месте предлагается иностранный язык для взрослых работников необходимо учитывать ряд факторов:

- в большинстве случаев потребности признаются лишь смутно и интерпретируются как обусловленные дефицитом отдельных работников. Это задача тех, кто проводит анализ потребностей, выявление и описание предполагаемых потребностей и повышение осведомленности руководства и советов работников об этих потребностях;

- внутри рабочей силы, люди на всех уровнях организации, могут иметь специфические коммуникационные проблемы, которые могут быть решены организационно и/или индивидуально;

- многие потребности могут возникнуть в результате организационных дел;

- руководство может иметь конкретные ожидания относительно того, что определенная целевая группа обучения должна достичь в данный момент времени (работодатели, как правило, имеют чрезвычайно высокие, часто нереалистичные ожидания в отношении

ПГУ ВО АГНИ

имеющегося времени и условий обучения. Отдельные учащиеся и группы могут иметь различные представления и ожидания.)

Обучение иностранному языку в рамках подготовки к работе предлагается, как правило, вне рабочего места в учебных заведениях для взрослых.

Метод обучения по сценарию является ключевым в методической и педагогической разработке учебных планов, материалов и тестирования. Он был создан в Германии с момента публикации языковых спецификаций для сертификата Deutsch für den Beruf (немецкий язык для профессиональных целей). Это был основной подход и модель для пересмотра европейских языковых сертификатов в конце 1990-х годов, проведенных группами международных экспертов немецкого Института образования для взрослых (DIE) для девяти европейских языков.

Организация уборки офиса, расшифровка почерка списка доставленных предметов и сообщение о неисправностях машины/изделия являются примерами соответствующих сценариев на рабочем месте. Как актеры на сцене, лица, участвующие в коммуникативной сцене пьесы, состоят из слов и жестов, преследуя транзакционные и реляционные цели. Они обмениваются информацией и в то же время определяют и «конструируют» свои отношения друг с другом. Пьеса понятна постольку, поскольку следует предсказуемому сценарию (последовательности коммуникативных актов), кодифицированному культурными нормами конкретного сообщества. Сценарии являются ключевым инструментом в разработке и проведении анализа коммуникационных потребностей на рабочем месте. Они являются лучшим инструментом, чем языковые функции для определения соответствующих коммуникативных задач конкретного рабочего места и конкретной группы сотрудников/работников. Они также обеспечивают управляемую модель контекстных языковых ситуаций, которая описывает сложность языка, показывая взаимозависимость и взаимодействие различных компонентов с разных уровней языка (лексика, ситуации, дискурсивные стратегии, речевые акты, грамматика и др.) и не просто перечисляя их в отдельных, дискретных ситуациях.

Таким образом, какой бы ни был уровень подготовки английского языка у сотрудника, он сможет обучиться необходимым знаниям в своей сфере деятельности, если руководство будет учитывать его уровень знаний, составит грамотный план для достижения поставленных целей и будет продуктивно совершенствовать их. Руководитель должен понимать, что эффективное изучение иностранного языка сказывается не только на знаниях сотрудников, но и на доход, который он получит в связи с новыми знаниями его работников.

ЛИТЕРАТУРА

1. *https://www.ef.ru/epi/regions/europe/russia/.*

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 378

ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ЗДОРОВЬЕ: РИСКИ И ПРОФИЛАКТИКА

OCCUPATIONAL HEALTH: RISK AND PREVENTION

И.А. Супонькина, З.Г. Шувалова

(I.A. Suponkina, Z.G. SHuvalova)

Альметьевский политехнический техникум

(Almetyevsk Polytechnic College)

В статье рассматриваются вопросы профессионального здоровья людей, занятых в строительстве дорог. Прослеживается их взаимосвязь с ухудшением экологического состояния природы, вызванного строительством и эксплуатацией дорог. Предлагаются возможные меры профилактики заболеваний.

The article deals with the issues of occupational health of people involved in road construction. Possible measures for the prevention of diseases are proposed.

Ключевые слова: *профессиональное здоровье людей, строительство дорог, ухудшением экологического состояния природы, меры профилактики заболеваний.*

Key words: *professional health of people, road construction, environmental degradation, disease prevention measures.*

Развитие нефтяной и газовой промышленности невозможно без строительства дорог. Цель нашей работы - рассмотреть возможные риски для их строителей и негативные стороны воздействия на природу в целом. На строительных площадках во всем мире по оценкам МОТ ежегодно происходит около 60 000 несчастных случаев со смертельным исходом. Это означает, что один несчастный случай со смертельным исходом происходит в этом секторе каждые 10 минут, и около 17 % всех несчастных случаев на рабочем месте со смертельным исходом (один из шести случаев). Профессиональные риски травмирования строительных рабочих связаны со спецификой работы, включая высотные виды работ (падение с крыш, строительных лесов, лестниц и т.д.), земляные работы (обрушение траншей, эксплуатация землеройно-транспортных машин), применение подъемных механизмов (кранов и строительных лебедок), использование электрооборудования и ручных инструментов, а также транспортных средств на строительной площадке.

Создание безопасных условий труда на рабочих местах и организация системного подхода к решению частных вопросов обеспечения безопасности невозможны без проведения оценки профессионального риска. Оценка профессионального риска может стать действенным средством управления уровнем производственного травматизма в строительной отрасли, если критерии и методы оценки

ГБОУ ВО АГНИ

профессиональных рисков будут активно и эффективно использоваться для принятия управленческих решений на уровне строительных организаций.

В последние десятилетия в большинстве регионов России резко осложнились вопросы природопользования, наблюдается ухудшение экологического состояния. В этом направлении ведется определенная работа, разрабатывается концепция намечаемого строительства дорожного объекта. Целью первого этапа проведения ОВОС (оценка влияния на окружающую среду) является информирование общества о намечаемых действиях, которые неизбежно приведут к изменению качества среды обитания людей в зоне влияния дорог. На втором этапе выявляются все потенциально возможные воздействия автомобильной дороги и ее сооружений на окружающую среду с учетом природно-климатических условий придорожной полосы. Важное значение имеют природно-климатические условия и земельные ресурсы, изымаемые под полосу постоянного отвода, а также инженерно-геологические и гидрологические факторы. На основе анализа составляются карты интегральной оценки воздействия на окружающую среду.Опыт показывает, что землеустроительные дела в дорожных организациях редко находятся в должном порядке. Довольно сложные юридические вопросы постоянного и временного отвода, выделения земель для защитных полос, отношения с владельцами смежных угодий требуют знаний земельного права.

При планировании организации строительства следует иметь в виду, что интенсивность воздействий на экосистемы различается по сезонам и погодным условиям, характерным для данного региона. Все виды физических и особенно механических воздействий на почву, растительность, фауну, в зимнее время имеют локальный характер и не дают косвенных последствий, характерных для летнего вегетационного периода. Но из-за отсутствия листвы на деревьях распространяются выбросы отработавших газов.

Действующие установления запрещают любой сброс неочищенных вод в водоемы и водотоки. В первую очередь это требование относится к водам, использованным в технологических процессах, например, промывке щебня или гравия, однако известны случаи претензий со стороны водоохранных органов и при сбросе скоплений ливневых или талых вод, образующихся при неправильном выполнении земляных работ на склонах. На глинистых грунтах в дождливое время это приводило к созданию водоемов по фронту работ, конечно и к переувлажнению грунтов со всеми вытекающими из этого технологическими последствиями. Сброс допускается только после осветления его не менее, чем на 70 %.

В соответствии с ГОСТ 17.1.1.03-78 «Классификация водопользования» в проекте должны содержаться сведения об объектах и целях водопользования, согласованных с органами охраны природы и

ГБОУ ВО АГТУ им

водной охраны условиях пользования водными объектами, попадающими в зону влияния строительства. Требуются сведения о хозяйственно-питьевом, коммунально-бытовом и производственном водообеспечении.

Немало сложных технических проблем возникает и при пересечении водотоков и водоемов. При строительстве мостов строительные площадки должны иметь минимальные размеры. Отметки стройплощадок должны исключать их подтопление в паводок с обеспеченностью 90 %. Ливневой сток должен быть собран и пропущен через специальные очистные сооружения или элементарные отстойники для улавливания хотя бы нефтепродуктов.

Дорожные машины и оборудование должны находиться на объекте только на протяжении периода производства соответствующих работ. Параметры применяемых машин, оборудования, транспортных средств должны соответствовать стандартам и техническим условиям в части выбросов отработавших газов, шума, вибрации. Заправка и смазка узлов самоходных машин, автомобилей должна производиться только в специально отведенных местах, размещаемых за пределами водоохранных зон, защитных лесов.

На территории, временно отведенной для вспомогательных сооружений, следует до застройки выполнять вертикальную планировку с системой поверхностного водоотвода. При размещении стройплощадок в водоохранной зоне, что допускается при строительстве мостов, сбор поверхностного стока и очистка его должны быть предусмотрены проектом. Для перевозки строительных грузов используют существующую дорожную сеть с усилением в необходимых случаях покрытий и искусственных сооружений. Временные объезды при ремонте одежды с переносом движения должны размещаться, как правило, в пределах полосы отвода или резервно-технологической полосы. Устройство временных объездов с грунтовым покрытием допускается только при благоприятных грунтах в сухое время года. При этом необходимо проводить систематическое обеспыливание.

ОВОС - это метод проектной работы, позволяющий выявлять и учитывать последствия намечаемой деятельности. Выполнение обязательных требований необходимо, однако это не гарантирует оптимального, наиболее эффективного и экономичного решения, поскольку нормативами невозможно учесть все разнообразие природных и технических систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. *http://www.bridgeart.ru.*
2. *http://www.complexdoc.ru.*
3. *http://stroy-spravka.ru.*
4. *https://www.fsetan.ru.*
5. *http://www.gks.ru.*

ГБОУ ВО АГПУ

УДК 331.36

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ КУРСА ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА НА ПРИМЕРЕ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

ANALYSIS OF RESULTS OF REMOTE STAFF COURSE
ON THE EXAMPLE OF PJSC «TATNEFT»

А.Б. Тахаутдинова
(Adina B. Takhautdinova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.э.н., доцент О.В. Киселева

В статье приведен анализ данных по прохождению курса сотрудниками компании в разрезе динамики прохождения, структурных подразделений, глав, частных вопросов. Разработаны рекомендации на основе общей аналитики курса и анкеты обратной связи.

The article provides an analysis of the data on the completion of the course by company employees in the context of the dynamics of the course, structural units, chapters, and private issues. Recommendations based on general course analytics and feedback questionnaires have been developed.

Ключевые слова: *дистанционное обучение, структурное подразделение, итоговое тестирование, анкета обратной связи.*

Keywords: *distance learning, structural unit, final testing, feedback questionnaires.*

На современном этапе развития экономических отношений производство предъявляет высокие требования к рабочим кадрам и системе подготовки, переподготовки и повышение квалификации. По оценкам экспертов крупные западные компании тратят порядка 5 % бюджета ежегодно на обучение и развитие персонала.

Актуальным аспектом в организации внутрифирменного обучения на крупнейших предприятиях страны, в частности в ПАО «Татнефть», является предоставление максимального объема качественных, а главное, общедоступных знаний для своих сотрудников. Но не все работники предприятия обладают возможностью воспользоваться этим правом по причине отдаленности места жительства или структурного подразделения, сложности работ и других факторов.

В Компании «Татнефть» внедрена система дистанционного обучения для упрощения получения знаний и формирования компетенций, необходимых для эффективной работы в тактической и стратегической перспективе. Данными процессами занимается Корпоративный университет.

Для создания курса, очистки, анализа и визуализации данных использовались следующие программы: iSpring Suite, RStudio, Power BI,

ГБОУ ВО АГНИ

Excel, PowerPoint. ISpring Suite 8 – современный инструмент для быстрой разработки электронных курсов. Функция выгрузки отчетов по результатам тестирования в формате Excel и интеграция с PowerPoint, послужила важным положительным фактом для проведения аналитики.

Курс был пройден работниками компании в период с 7 по 21 июня 2019 года, основная масса обучающихся приходится на 11-14 июля. Группа обучающихся представлена 18 структурными подразделениями, что составляет 549 человек. Анализу подвергались 459 человек, а именно участники, зарегистрировавшиеся и прошедшие обучение.

В разрезе статуса прохождения курса (рисунок 1) более 85% полностью прошли обучение, 10% не приступали, 2,6% работников проходят обучение и еще не использовали все попытки итогового теста, 1,3% не набрали необходимое количество баллов.

По результатам итогового тестирования в разрезе статуса прохождения в 4 структурных подразделениях заметна часть работников, которая использовала все попытки и не набрала необходимого количества баллов. Данные подразделения под номерами 1,2,3 и 6, можно сказать лишь о том, что данный процент не превышает размер статистической погрешности. Но в 4 структурном подразделении 14% не прошедших тестирование объясняется малым количеством представителей предприятия в составе генеральной совокупности.

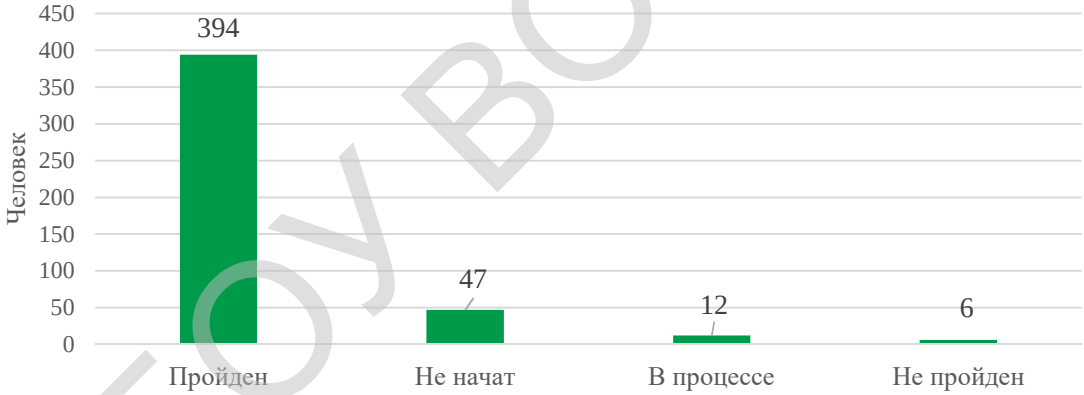


Рисунок 1 - Статус прохождения обучения

Данный курс дистанционного обучения предполагает 6 глав, итоговый тест и анкету обратной связи, в большинстве своем, количество входов в систему от 8 и выше. В свою очередь, количество в 80% случаев сотрудники сдают итоговый тест с первой попытки, что свидетельствует о последовательном изучении материалов курса учащимися и высокой результативности.

Важным аспектом для повышения эффективности обучения является работа над зонами внимания. Одними из таких является определение вопросов, вызвавших наибольшие затруднения и среднее время прохождения каждой главы курса в разрезе предприятий, дней и отдельных сотрудников. Данный анализ возможен за счет интеграции

ГБОУ ВО АГНИ

программы по созданию курса с Excel, а также применению скриптов для обработки вопросов с данными критериями в Rstudio.

Наиболее сложными темами являются следующие: ключевые показатели эффективности процессов, процесс как объект управления и разработка системы процессов предприятия. Присутствует корреляция между сложностью данных глав и длительностью их изучения у всех участников обучения.

Анкеты обратной связи применяются повсеместно и преследуют глобальную цель оценки качества проведенного обучения или тренинга и дальнейшей коррекции программы. Для участника же это возможность в письменном виде изложить свое более откровенное мнение о качестве прошедшего обучения. Результаты оценки удовлетворенности представлены на рисунке 2.

Данные по удовлетворенности качеством материалов, эмоциональностью курса имеют нормальное распределение с хвостом в лево. По оценке собственных знаний обучающихся до и после обучения, а именно распределении оценок от 1-2 баллов до 5-6 по итогу, можно сделать вывод о результативности курса для участников образовательного процесса. Навыки в оценке обучающихся так же имеют положительную динамику.

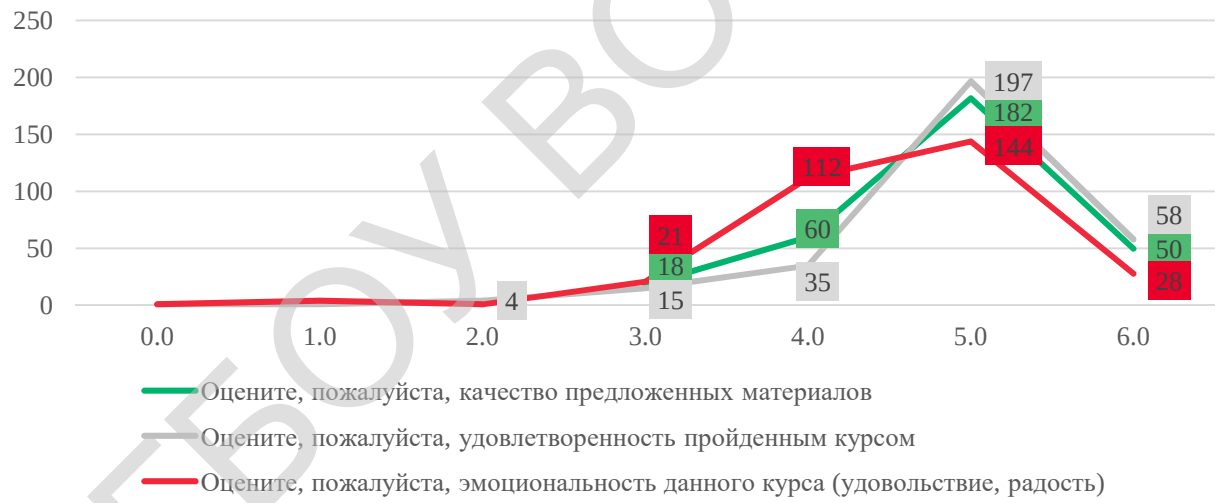


Рисунок 2 – Оценка удовлетворенности процессом обучения

На заключительном этапе анализа результатов курса дистанционного обучения приведены предложения и замечания по процессу обучения, оформлению вопросов, точности формулировок. Они позволят улучшить качество материала, облегчить образовательный процесс, повысить интерес к курсам такого вида, а значит повысить эффективность сотрудников Компании.

Наиболее актуальными рекомендациями являются:

- предоставление постоянного доступа к курсу и возможность скачивания материалов;

ГБОУ ВО АГГИИ

- мультимедийный характер материалов курса, содержащие видеоролики и голосовое сопровождение;

- сокращенный вариант курса в зависимости от направления трудовой деятельности обучающихся.

Таким образом, система дистанционного обучения в рамках корпоративного портала позволяет быстро и эффективно обучать персонал компании, значительно экономя при этом время и средства. В результате внедрения дистанционного обучения в компании сокращаются затраты до 30%, а отдел персонала получает возможность простого и наглядного проведения обучения персонала, и менеджмент компании может более эффективно управлять развитием сотрудников.

ЛИТЕРАТУРА

1. Curland N. Developing indicators of educational performance. Educational Records Bureau, October 1996. – 190 p.

2. Магура М.И., Курбатова М.Б. Организация обучения персонала компании. Библиотека журнала «Управление персоналом», М.: Бизнес-школа «Интел-Синтез», 2004. – 621 с.

3. Моргунов Е.Б. Корпоративный университет как инструмент становления научающейся компании // Управление персоналом. - 2004. - №1-2. – 98 с.

4. Кязимов К.Г. Профессиональное обучение персонала газового хозяйства [Электронный ресурс]: практическое пособие / Кязимов К.Г. — Электрон. текстовые данные. - Саратов: Вузовское образование, 2018. - 111 с. - Режим доступа: http://www.iprbookshop.ru/73625.html. — ЭБС «IPRbooks».

УДК 613

ЗДОРОВЫЙ ОБРАЗ ЖИЗНИ НЕФТЯНИКА-ОПЕРАТОРА

A HEALTHY LIFESTYLE OILMAN OPERATOR

С.С. Ульдюкова, М.К. Болгарова

(Svetlana S. Uldykova, Marina K. Bolgarova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассматривается сущность нефтяной и газовой промышленности, взаимосвязь здорового образа жизни с профессией нефтяника-оператора.

The article examines the essence of the oil and gas industry, the relationship of a healthy lifestyle with the profession of an oil operator.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *здоровый образ жизни, нефтяная и газовая промышленность, нефтяник-оператор, спорт.*
Key words: *healthy lifestyle, oil and gas industry, oil operator, sports.*

Здоровый образ жизни играет важную роль в сфере нефтяной и газовой промышленности. Для начала следует разобраться в чем заключается принцип работы нефтяной и газовой промышленности.

Нефтяная промышленность – отрасль, занимающаяся добычей, переработкой, транспортировкой, складированием и продажей полезного природного ископаемого – нефти и нефтепродуктов. На мировом рынке России нефтяная промышленность занимает одно из первых мест по добыче и переработке нефти. Фундаментальное в формировании нашей страны занимают доходы от добычи и продажи нефти.

Газовая промышленность – самая молодая и быстро развивающаяся отрасль топливной промышленности. Она занимается добычей, транспортировкой, хранением и распределением природного газа. Добыча газа в 2 раза дешевле добычи нефти в 10-15 раз дешевле добычи угля. Исходя из вышесказанного, смело можно сказать, что профессия нефтяник является самой перспективой на сегодняшний день, так как нефть - это часть нашей жизни и жизнедеятельности, и она является неотъемлемой. Благодаря ей мы можем передвигаться, одеваться, создавать и улучшать наш мир. Нефть - это источник нашего существования в современном мире.

Нефтяник - широкое понятие, оно включает в себя целый ряд профессий, от рабочего на нефтепромысле или нефтеперерабатывающем заводе до топ-менеджера глобальной корпорации. Но отдельно стоит все-таки выделить рабочих, поскольку именно их труд лежит в основе всей отрасли. На них возложены различные функции по осуществлению работоспособности каждого элемента.

Труд нефтяника-оператора - тяжёлый, в этой профессии работают только сильные духом люди. Быть сильными им помогает спорт. Спорт - стремление работников вести здоровый образ жизни, так как это объединяет людей, делает из них единый коллектив, дружную команду единомышленников, в которой каждый реализует себя. Для успешной работы нефтяника-оператора важно развитие таких качеств, как сила, общая выносливость, быстрота реакции, смелость, решительность, коммуникабельность, закалённость и хорошая физическая подготовка.

Профессия нефтяник-оператор по-своему сложна. Ежедневно они проделывают огромный труд на работе, проходя несколько сотен километров, ведь скважины расположены в больших расстояниях друг от друга. В помощь им приходят в летнее время велосипед, а в зимнее лыжи или снегоход.

ГБОУ ВО АГНИ

Для поддержания здоровья нефтяников, открываются спортивные центры, делается всё возможное, чтобы они укрепляли свою физическую форму, устраиваются различные соревнования между предприятиями. Так же наш город является велосипедной столицей, проложено 250 километров велодорожек, что способствует укреплению здоровья.

Не последнюю роль играют также престиж и востребованность профессии. Люди, занятыеов нефтедобывающей отрасли, пользуются особым уважением и почетом. А грамотные специалисты, имеющие специальное образование, ценятся на вес золота. Да и выпускники нефтяных институтов всегда имеют отличные возможности для старта в жизни и для построения карьеры. Одним словом, выбирая эту профессию, абитуриент точно не останется за бортом. Кроме того, ему гарантировано трудоустройство, высокая зарплата и, при способностях и желании, блестящая карьера.

Он должен любить свою профессию. Человек, которому нравится делать то, что он делает, может достичь хороших результатов в любой сфере деятельности.

В настоящий момент человечество еще не придумало альтернативную замену нефти и газу. Поэтому пока это не произошло, нефтяники всегда будут востребованы как специалисты, а, соблюдая, здоровый образ жизни, нефтяник-оператор будет успешно справляться с поставленной работой и достигать высоких успехов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Москалева К.А. Нефтяная промышленность России / Москалева К.А., Прокудина А.Г., Желвакова Н.С., Пономарев С.В. // Молодой ученый. - 2017. - №22. - С. 282-285.
2. https://edunews.ru/professii/obzor/inzhenernye/neftyanik.html.
3. http://zapad24.ru/articles/18963-sport-glazami-neftyanikov.html.

УДК 387.147

РОЛЬ УРОВНЯ ФИЗИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ В ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РАБОТНИКОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

THE ROLE OF THE PHYSICAL DEVELOPMENT LEVEL IN THE PROFESSIONAL ACTIVITY OF OIL AND GAS WORKERS

Г.З. Уразбахтина, Н.И. Баранкова
(G.Z. Urazbakhtina, N.I. Barankova)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)

Сегодня подготовка конкурентоспособного специалиста как никогда зависит от уровня его здоровья и умения управлять им. Не секрет, что

ГБОУ ВО АГНИ

специалисты, занятые на предприятиях нефтяной промышленности, зачастую подвергают свое здоровье профессиональному риску. Совокупность физических, химических факторов, физическая и психологическая напряженность труда, работа в суровых климатических условиях могут негативно отражаться на состоянии здоровья работников отрасли.

Today the training of a competitive specialist more than ever depends on his level of health and ability to manage him. It is no secret that specialists employed in the oil industry often put their health at occupational risk. The combination of physical, chemical factors, physical and psychological stress of work, work in severe climatic conditions can negatively affect the health status of workers in the industry.

Ключевые слова: *физическая культура, профессиональная деятельность работника нефтяной отрасли, нагрузка.*

Key words: *physical education, professional activity of an oil worker, load.*

Нефтяники и газовики подвергаются воздействию комплекса неблагоприятных для здоровья факторов, условий труда, бытовой неустроенности и факторов природной среды. Их труд связан с постоянными высокими физическими и нервными перегрузками.

Безусловно, все эти факторы оказывают влияние на работоспособность сотрудников и, как следствие, на производительность труда в целом. Исходя из этого, необходимо поддерживать высокий уровень физического развития работников, контролировать их психологическое состояние и проводить профилактические мероприятия, направленные на поддержание требуемого уровня физического воспитания.

Низкое качество здоровья трудоспособного населения и, прежде всего, сокращение периода активной трудоспособности, рост заболеваемости и инвалидности, а, в конечном итоге и ранней смертности, как от заболеваний, так и от несчастных случаев, отравлений, травм, в том числе в условиях производства, является одной из наиболее насущных проблем Российской Федерации на современном этапе.

Функции физической культуры в условиях 21 века выходят за традиционные рамки формирования физических качеств и обучения двигательным действиям, становясь социальным фактором воспроизводства одного из элементов производительных сил – трудовых резервов.

В современных условиях, когда рынок рабочей силы предъявляет исключительно повышенные требования к профессиональной и в том числе физической подготовке специалистов топливно-энергетического комплекса, создаются дополнительные возможности для совершенствования работы по формированию у работников ценностных ориентаций на деятельность в сфере физической культуры.

ГБОУВО АГНИ

Добыча нефти в современных условиях осуществляется с использованием новых технологий, широким внедрением средств автоматизации, что создает реальные предпосылки для коренного оздоровления условий труда и охраны окружающей среды.

Труд в нефтегазовой отрасли предъявляет повышенные требования к здоровью, физическим и личностным качествам работников. Многие специалисты нефтяной и газовой промышленности работают вахтовым методом и сталкиваются с факторами отрицательного воздействия: климатический контраст районов постоянного проживания и работы, интенсивный труд, сменяющийся длительным периодом отдыха; изменение социального окружения и психологического микроклимата вахтовых коллективов. Такие условия и характер труда специалистов нефтегазового профиля заставляет рассматривать процесс подготовки специалистов как индивидуальный, предъявляя повышенные требования к уровню психофизиологической и физической готовности к профессиональной деятельности.

Решение задач профессионально прикладной физической подготовки возможно только после разработки профессиограммы, которая включает подробное описание условий труда, его характер и специфику. На основании изучения профессиональной деятельности специалистов нефтегазового производства определены приоритетные прикладные физические качества, которые в наибольшей мере необходимы каждой группе специалистов.

Основу физической подготовленности специалиста нефтегазового профиля составляет общая физическая подготовка вкупе с избранным видом спорта (например, бадминтоном), что и служит фундаментом для совершенствования всех функций организма, двигательных качеств, умений, навыков, необходимых в профессиональной деятельности.

Подбор целостного вида спорта для решения задач профессионально-прикладной физической подготовки работников осуществляется по принципу адекватности его психофизиологического воздействия с теми физическими, психическими и специальными качествами, которые предъявляются к профессиям специалистов нефтегазового профиля.

Занятия профессионально важными видами спорта предусматривают положительный перенос умений и навыков вида спорта в профессиональную деятельность специалиста.

Статистически доказано, что здоровый, физически подготовленный человек меньше подвержен случайным и профессиональным травмам в силу хорошей реакции, достаточных скоростно-силовых возможностей.

Ведущими вредными факторами рабочей среды и трудового процесса для работников основных профессий нефтегазовой промышленности являются: тяжесть и напряженность труда, вибрация, шум, неблагоприятный микроклимат, совокупность физических и химических факторов.

ГБОУ ВО АГМА

В настоящее время учеными практиками накоплен опыт по использованию различных средств физической культуры для профилактики возникновения профессиональных заболеваний.

Благодаря физическим упражнениям можно повысить устойчивость организма к различным неблагоприятным факторам (вибрация, укачивание, недостаток кислорода и др.), повысить работоспособность и производительность, предотвратить изнашивание организма вследствие производительных факторов.

Физическая культура на производстве играет огромную роль, имеет высокую эффективность и не требует больших затрат.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Виноградов П.А. Физическая культура и спорт трудящихся / П.А. Виноградов, Ю.В. Окуньков. - М.: Советский спорт, 2015. - 172 с.*
2. *Еникеева Н.А. Общие черты и специфические особенности условий труда в современных нефтехимических производствах // Гигиена труда в нефтехим. пром. – Уфа, 2016. – С. 28-40.*
3. *Косян Е.А. Современный научно-технический прогресс и некоторые задачи гигиены труда // Тр. Азерб. НИИГ и профзаболеваний. – Баку, 2014. – С. 357.*
4. *Кузнецов А.К. Физическая культура в жизни общества. - М., 2015.*

УДК 316.4

ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ СТУДЕНТОВ КАК ИНСТРУМЕНТ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВЕННОГО ОБРАЗОВАНИЯ

RESEARCH OF STUDENTS AS A TOOL TO ENSURE QUALITY EDUCATION

Д.А. Фахрисламова

(D.A. Fahrislamova)

Альметьевский государственный нефтяной институт

(Almetyevsk State Oil Institute)

Научный руководитель – к.социол.н., доцент Э.А. Иванова

В данной статье рассмотрена специфика европейского подхода в образовательном процессе, обоснована важность исследовательской деятельности как значимой составляющей процесса профессиональной и личностной самореализации конкурентоспособных высококвалифицированных специалистов, способных принимать нестандартные решения. Автором аргументирована необходимость активизации научно-исследовательской работы студентов в вузах с целью повышения уровня высшего образования.

This article discusses the specifics of the European approach in the educational process, substantiates the importance of research activity as an important component of the process of professional and personal self-realization of competitive highly qualified

ГБОУВО АГПИ

specialists who are able to make innovative decisions. The author argues the need to intensify the research work of students in universities in order to increase the level of higher education.

Ключевые слова: *Болонский процесс, система высшего образования, научно-исследовательская деятельность, высшая школа.*

Key words: *The Bologna process, higher education system, research activities, higher school.*

Как известно, многие организации в современных условиях хозяйствования столкнулись с рядом проблем, связанных, прежде всего, с недостаточной компетентностью работающих специалистов, что нередко приводит к финансовой нестабильности и возникновению кризиса. Главная причина кроется в том, что выпускники, будущие работники, не подготовлены к постоянно изменяющейся и усложняющейся экономической обстановке в стране. Это вызвано минимальным или формальным присутствием исследовательского элемента в образовательном процессе, что приводит к тому, что далеко не всегда даже работники с высшим естественнонаучным образованием понимают, как получить новейшие научные достижения и как, основываясь на них, формируется научная картина мира. На данный момент общество пытается устранить огромное количество проблем в различных сферах жизни, будь то политика, или экономика. Однако решить их можно только основываясь на результатах постоянных исследований в той или иной области. Таким образом, актуальность данной проблемы заключается в том, что современное информационное общество требует высококвалифицированных специалистов, формированию которых способствует активная исследовательская деятельность, однако в российской системе высшего образования этому инструменту уделяется недостаточное внимание.

В результате социологического исследования в период 2014-2015гг., посвященному выявлению отношения учащейся молодежи Республики Татарстан к качеству образования, респонденты определили причины, снижающие качество образования. Среди факторов негативизации были выделены: 1) изучаемые дисциплины не соответствуют получаемой специальности; 2) неудовлетворительное качество преподавания дисциплин; 3) недостаточность практических занятий; 4) недостаточность теоретических знаний; 5) перегруженность аудиторными занятиями [1].

В 1999 году была принята Болонская декларация, предполагающая сближение систем образования стран Европы с целью создания единого пространства высшего образования и обеспечения успешного трудоустройства выпускников вузов. Реформы Болонского процесса

ГБОУ ВО АГИ

были проведены благодаря переоценке высшего образования и научных исследований для всей Европы, реорганизации и омоложению программы и образования в целом, модернизации обучения на основе научных исследований [2]. Присоединение в 2003 году России к Болонскому процессу даёт новый импульс усовершенствованию высшего профессионального образования, создает условия для активизации исследовательской деятельности студентов, открывает возможности для участия российских вузов в проектах, финансируемых Европейской комиссией, а студентам и преподавателям высших школ - в академических обменах с университетами европейских стран.

Главная задача высшей школы – не формирование человека по заданным стандартам, а помощь в самореализации, в раскрытии и развитии личностного потенциала, в принятии и освоении собственной свободы и ответственности за жизненные выборы. Эксперты утверждают, что из всех существующих систем образования именно европейская наиболее приближенно отвечает современным требованиям, так как страны ЕС постоянно укрепляют интеллектуально-культурную, социальную и техническую базу, внедряют инновации в образование, активно используют исследовательскую деятельность как механизм формирования профессиональных компетенций.

Для выяснения особенности европейского подхода к обучению студентов достаточно сравнить то, как воспринимает исследовательскую деятельность российская школа с видением систем образования в Европе. Так, на Западе, представление университета проявляется во фразе «преподавание-исследование» («teaching-research»). Исследованиями занимается каждое высшее учебное заведение, и это закладывают не только будущим научным деятелям. Уже в средней школе прививается принцип системы образования в Европе о том, что уметь исследовать обязан каждый — врач, политик, журналист, инженер. Студенты из европейских стран должны уметь использовать исследовательские навыки не только в профессии, но и в повседневной жизни.

Научно-исследовательская работа (далее НИР) предусматривает творческую и регулярную деятельность, направленную на наращивание интеллектуального потенциала, включая знания о человеке, культуре и обществе, а также использование новых полученных результатов [3]. Обязательной расходной статьей государств Европы и Азии ежегодно становятся научно-исследовательские работы, при этом расходы Китая на НИР превышает аналогичные расходы по России в 10 раз. Россия по расходам на НИР отстает от Японии в 8 раз, от Германии - в 5 раз, от Великобритании - в 2,5 раза. Россия ежегодно расходует на НИР 10-20 млрд евро, что сопоставимо с уровнем Австрии. Однако эти затраты направленны, в основном, на нужды военно-промышленного комплекса [3].

ГБОУ ВО АГМУ

Подготовка российских студентов к научно-исследовательской деятельности выражена в федеральных государственных образовательных стандартах (ФГОС) и представляется неотъемлемым компонентом модели специалиста высшего профессионального образования. Научная работа обучающихся в высшем учебном заведении способствует выработке профессиональных и творческих качеств современных специалистов, умеющих быстро и эффективно устранять возникающие теоретические и прикладные трудности [5]. Если студент самостоятельно «добывает» знания в процессе обучения, а не получает их в готовом виде, то он будет прилагать усилия поступать аналогичным образом и в своей будущей профессиональной деятельности.

Можно выделить два основных вида научно-исследовательской работы обучающихся: учебная и внеучебная. Учебная НИР предусматривается действующими учебными планами. Научно-исследовательская работа студентов, которая включается в учебный процесс, заключается в написании рефератов, докладов или сообщений, а также выполнении заданий, курсовых и дипломных работ, содержащих элементы НИР. В ходе реализации перечисленных работ обучающийся совершает первые шаги к самостоятельному научному творчеству: учится использовать научную литературу и источники, приобретает умения критического отбора и анализа необходимых материалов. Последовательное ужесточение требований к курсовой работе позволяет повысить навыки студента как исследователя, а написание дипломной работы способствует окончательному усвоению теоретической базы, усваиваемой за период обучения в вузе [6].

Внеучебная НИР выполняется сверх требований, предъявляемых учебными планами, когда обучающийся в свободное время заинтересован в углубленном изучении дисциплины, проявляя тем самым интерес в области ее новейших достижений. Известно, что данная форма научного творчества является максимально эффективной для развития исследовательских и научных навыков обучающихся.

Немаловажным компонентом, способным заинтересовать обучающихся в изучении материала и обогатить их аналитическое и творческое мышление, является участие их в научно-технических конференциях и семинарах разного уровня, в особенности, если на них присутсвуют потенциальные работодатели. Таким образом, студент сделает все возможное, чтобы показать себя с лучшей стороны, и работодатель сможет объективно оценить уровень подготовки будущих кадров. Для активизации научно-исследовательской работы обучающихся требуется расширение практической значимости их работ, предоставление возможности публикации результатов исследований в научных журналах и сборниках научных трудов.

Однако важны не столько теоретические научные доклады, сколько рассмотрение возможных способов решения практических задач,

ГБОУВО АГМА

которых можно добиться, выполняя практико-ориентированные проекты. Данные проекты отличает четко обозначенный с самого начала результат деятельности участников проекта. Причем этот результат обязательно ориентирован на профессиональные интересы самих участников. При подготовке проекта обозначаются его основные цели и задачи, этапы реализации и виды осуществляемой студентами деятельности, результат и критерии его оценки. Особое внимание уделяется организации координационной работы в плане поэтапных обсуждений, корректировки совместных и индивидуальных усилий, в организации презентации полученных результатов и возможных способов их внедрения в практику, организации систематической внешней оценки проекта. Итогом является презентация и защита. Системное использование метода проектов создает основания для поэтапного усложнения деятельности и отслеживания полученных результатов формирования профессиональных компетенций специалиста. Данные методы и формы обучения позволяют развить продуктивность студентов, их независимость в учении, побуждают создание инновационных идей.

На основании анализа публикаций, касающихся мотивации исследовательской деятельности студентов, автор статьи приходит к выводу что необходимы как материальные, так и нематериальные стимулы. К непосредственно материальным поощрениям можно отнести именную стипендию, ежемесячные премии за особые заслуги или же вознаграждения по итогам семестра. В том числе, в случае победы в различных конкурсах, предполагающих получение гранта, часть средств идет на поощрение грантополучателя, к примеру, «У.М.Н.И.К.», рассчитанный на 2 года с финансированием в размере 360 000 рублей. Помимо этого, существуют различные молодежные форумы (например, «Территория смыслов», который в этом году проходит уже в пятый раз), где участникам дается возможность побороться за денежные гранты для реализации своего проекта и дальнейшего его внедрения в производство. Среди немаловажных инструментов побуждения нематериального характера можно выделить пополнение своего портфолио, расширение круга знакомств, оттачивание навыка ораторского мастерства и работы с документацией, рекомендации в различные кадровые резервы, управленческие школы и молодежные организации (региональные молодёжные правительства и парламенты, общественные палаты), не говоря уже о личностном и профессиональном развитии.

В рамках реализации внеучебной исследовательской деятельности в Альметьевском государственном нефтяном институте увеличен объем исследовательской и проектной работы, способствующей формированию творческого и критического мышления у студентов. В вузе действует научно-исследовательский отдел, занимающийся организацией конференций и форумов, таких как «Наука и инновации»,

ГБОУ ВО АГПА

«Молодые нефтяники», кафедральных конференций и других. Далее материалы научных сессий, социологических чтений и конференций публикуются в соответствующих сборниках, которые можно найти, в том числе, на сайте института. Также в АГНИ функционирует студенческое научно-техническое общество (СНТО) – научное объединение студентов, магистрантов, аспирантов, молодых преподавателей, созданное на основе совместной деятельности для защиты общих интересов, содействия работе института по повышению качества подготовки специалистов с высшим профессиональным образованием, а также для развития научно-технического потенциала и подготовки научно-педагогического резерва института. Начиная с 2010 года, особо активные члены СНТО вознаграждаются дипломами и сертификатами, получают гранты и стипендии.

Изучение зарубежного опыта продвижения образовательных программ позволило сделать вывод о необходимости его адаптации, начиная со школьного курса. К примеру, благотворительный фонд ПАО «Татнефть» осуществляет программу «Одаренные дети» с целью поддержки интеллектуально одаренных школьников. Также фонд создает банк данных о своих призерах, который учитывается при отборе абитуриентов-кандидатов в вузы по целевому направлению ПАО «Татнефть». Следует учитывать, что стремление «перекроить» вузы по зарубежному образцу может привести к тому, что каждый университет потеряет свою уникальность и специфику. Поэтому создаются различные программы по внедрению европейского измерения в образовательные системы, например, как программа Jean Monnet, которая направлена на увеличение знаний об этапах европейской интеграции с помощью преподавания, исследований и дебатов на темы, связанные с историей, политикой, экономикой и законодательством Европейского Союза, а также отношениями ЕС с другими регионами мира. Подобного рода площадки необходимо интегрировать и в системе образования нашей республики, ведь только путем коммуникации стран можно добиться создания общего научного пространства [7].

Вышеперечисленные факторы доказывают необходимость интеграции научно-исследовательской деятельности в системы как высшего, так и начального образования, что в ближайшие годы позволит завершить первоначальную фазу формирования европейского ареала высшего образования. Будущее стоит за прогрессивными специалистами, способными проложить новый уникальный вектор развития и рационально использовать ресурсы нашей страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахметова Я.М., Мухаметзянова Л.К., Хизбуллина Р.Р. [Электронный ресурс] // Казанский педагогический журнал. Отношению к образованию у студенческой молодежи. - Казань, 2016. - URL: https://cyberleninka.ru/article/v/otnoshenie-k-obrazovaniyu-u-

ГБОУ ВО АГНИ

studencheskoy-molodezhi-na-materialah-sotsiologicheskogo-issledovaniya-v-respublike-tatarstan (дата обращения: 02.08.19).
2. Аландаров Р.А., Тархановский К.О. [Электронный ресурс]: Финансы: Теория и практика // Сравнительный анализ методологии организации финансирования научно-исследовательских работ на примере Российской Федерации, стран Западной Европы и Азии. – М., 2017. - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-metodologii-organizatsii-finansirovaniyanauchno-issledovatelskih-rabot-na-primere-rossiyskoy-federatsii-stran (дата обращения: 01.08.19).
3. Болонский процесс [Электронный ресурс] // Историческая справка. - URL: https://www.econ.msu.ru/ext/lib/Category/x39/xef/14831/file/%D0%91%.pdf (дата обращения: 28.07.19).
4. Киселев, В.В. Применение интерактивных форм обучения для развития профессионально-деловых качеств курсантов / В.В. Киселев, В.Е. Иванов, И.А. Легкова // Новейшие достижения в науке и образовании: материалы международной научно-практической конференции. – Смоленск, 2016. – С. 133-135.
5. Кузьминская Т.П., Бурова Н.Н. Качество образовательных услуг и его роль в повышении конкурентоспособности ВУЗа // Сборник материалов VI международной конференции «Состояние и перспективы развития сельскохозяйственного машиностроения» 25−26 февраля 2014 г., в рамках XVII Международной агропромышленной выставки «Интерагромаш». - Ростов н/Д, 2014. - С. 458.
6. Лохонова, Г.М. Научно-исследовательская работа студентов вуза как компонент профессиональной подготовки будущих специалистов / Г.М. Лохонова // Личность, семья и общество: вопросы педагогики и психологии: сборник материалов I международной научно-практической конференции. - Часть II. – Новосибирск: СибАК, 2010.
7. Как повысить качество образования в университете? [Электронный ресурс]. - URL: http://news.ifmo.ru/ru/ (дата обращения: 29.07.19).
8. ПАО «Татнефть» - Программа «Одаренные дети» [Электронный ресурс]. - URL: https://www.tatneft.ru/sotsialnaya-politika/blagotvoritelniy-fond-tatneft/programma-odarennie-deti/.

ГБОУ ВО АГМУ

УДК 929.52

СОЦИАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА В ИСТОРИИ, ЛИТЕРАТУРЕ И СУДЬБЕ МОЕЙ СЕМЬИ

SOCIAL ASPECTS OF THE DEVELOPMENT OF RAILWAY TRANSPORT IN HISTORY, LITERATURE AND THE FATE OF MY FAMILY

А. Хуббатуллин, З.Г. Шувалова
(A. Hubbatullin, Z. Shuvalova)
Альметьевский политехнический техникум
(Almetyevsk Polytechnic College)

В статье рассматривается история развития железнодорожного транспорта в мире, России, Татарстане. В качестве примера приводятся факты из жизни членов семьи автора, которые внесли свой вклад.

The article discusses the history of the development of rail transport in the world, Russia, Tatarstan. As an example, the facts from the life of the family members of the author who have contributed.

Ключевые слова: *железнодорожный транспорт, история, развитие, Россия, Татарстан.*

Key words: *the development, of rail transport, in the world, Russia, Tatarstan.*

Актуальность проблемы в дефиците транспортных средств, используемых для перевозок пассажиров и грузов в нашей стране, что обусловлено ростом промышленных и сельскохозяйственных мощностей в свете новых исторических событий в мире.

Объект исследования- железнодорожный транспорт как одно из эффективных транспортных средств.

Предмет исследования - железные дороги в истории мировой цивилизации в общем, в Альметьевском районе, в частности.

Цель исследования - оценка роли железнодорожного транспорта в истории мировой цивилизации.

Методы исследования - знакомство с имеющейся научной и художественной литературой, в которой отражена данная тема, изучение истории семей Валиахметовых и Хуббатуллиных, анкетирование, наблюдения.

Анализ ситуации. Желание путешествовать было присуще человечеству с момента зарождения. Первые путешественники странствовали пешком. Затем начали пользоваться гужевым транспортом. Передвижения отнимали много времени и здоровья. Люди подвергались нападениям со стороны разбойников, испытывали дискомфорт. Мешали тяжелые климатические условия, отсутствие возможности соблюдать гигиенические нормы. Потом появились ямы (отсюда слово ямщик) - почтовые станции, где путешественники меняли

ГБОУ ВО АГПИ

лошадей. Их описал А.С.Пушкин в повести «Станционный смотритель». Недобрую службу сыграло отсутствие хорошо налаженной службы перевозок в судьбе А.С. Грибоедова. Он возглавлял дипломатическую службу в Тегеране. Менталитет страны требовал, появления на приеме с подношениями. Подарки от царского правительства застряли в пути. Англичане же задабривали правительство Персии щедрыми подношениями, поэтому во время джихада их не тронули, а против русской дипломатической миссии яростно ополчились. Грибоедова жестоко убили. Его жена не перенесла сильного потрясения, и ребенок родился мертвым. Многочисленные обозы с подарками пришли в Тегеран намного позже и выглядели, по меньшей мере, кощунственно. Пережил драму из-за дорог и герой комедии Грибоедова «Горе от ума». Путешествие за границу отняло у него три года. За это время его возлюбленная Софья Фамусова полюбила ничтожного Молчалина. М.Ю.Лермонтов рос болезненным ребенком. Его каждый год вывозили на Кавказ. Их сопровождал целый обоз. Эффект от лечения оказывался ничтожным, потому что изнуряли долгие дороги. Все это нашло отражение в его произведениях. В дороге заболел и едва не умер пленный мальчик из поэмы «Мцыри». Он не смог достичь Отчизны и так и не произнес «священных слов отец и мать». В Тамани чуть не погиб от рук контрабандистов Печорин. Пытаясь догнать Веру, он загнал коня и потерял ее навсегда. Возвращаясь из Персии, умер в цвете лет. Много времени, сил и здоровья отнимали дороги и у Н.В.Гоголя. Диалог о колесе, которое либо доедет, либо нет до другого города взят из жизни.

Такая ситуация была до появления железнодорожного транспорта. В середине 18 века в Европе появилось машинное производство, начали развиваться крупные промышленные предприятия. Тогда Томас Ньюкомен в 1712 году усовершенствовал паровой атмосферный двигатель. Спустя 50 лет И.И.Ползунов изобрел паровой двигатель для подачи воздуха в плавильные печи. Чуть позже Уатт строит свою первую действующую паровую машину. Её устанавливают на пароходы и поезда. Жозеф Кюньо изобрел первую паровую повозку для передвижения тяжёлых орудий. Первый рельсовый путь мастерили из дерева. В XVIII веке их вытеснили железные рельсовые дороги. Первый паровоз был построен в 1804 году Ричардом Тревитиком. Джорджа Стефенсона добился, чтобы рельсы делали из железа. Первая в мире железная дорога общего пользования с паровой тягой была построена в Англии Джорджем Стефенсоном в 1825 году — между Стоктоном и Дарлингтоном.

В России создание железных дорог замыслили в начале XIX в. при Павле I. В 1809 году был создан военный Институт корпуса путей сообщения. Но народ сопротивлялся, считая, что будет нанесён существенный вред развитию сельского хозяйства и здоровью пассажиров. Так, странница Феклуша из пьесы «Гроза» А.Н. Островского называла паровозы «геенной огненной». В 1837 году была построена

ГБОУ ВО АГМУ

Царскосельская железная дорога. Затем — строительство в 1851 г. двухпутной железной дороги Санкт-Петербург — Москва, которое описал Некрасов в стихотворении «Железная дорога», а в 1862 г. Дороги Санкт-Петербург — Варшава. Железная дорога позволила соединить всю страну сетью железных дорог. Создала рабочие места. Строительство «николаевских» железных дорог дало возможность трудоустроиться переселенцам, способствовала интенсивному развитию экономики, науки, культуры. В настоящее время общая протяженность электрических железных дорог во всем мире достигла 200 тыс. км. Это один из самых доступных и эффективных видов транспорта

В жизнь моей семьи прочно вошли железные дороги в начале XX века. Они работали в ООО «Промтранс-А» машинистами, диспетчерами. Их общий стаж 175 лет. ООО «Промтранс-А» начало свою деятельность в конце 2005 года в качестве правопреемника ООО «Промтранс», который был основан в 1961 году на базе транспортных цехов промышленных предприятий города. С начала своего основания перевозки осуществлялись тремя паровозами и была всего одна станция - Альметьевск.

Общая протяженность подъездных путей предприятия составляла всего 18 км. Перевозки грузов осуществлялись паровозами серии «ЭМ» и «СО». В 1964 году предприятие получило и впервые освоило первый тепловоз серии ТЭ-3. Предприятие основано в центре нефтяного края, значимость его и объемы работ увеличивались с каждым годом. К 1968 году предприятие полностью перешло на тепловозную тягу. В 1969 году хозяйственным способом была произведена реконструкция существовавшего здания депо, в результате которой помещение депо было расширено, удлинена смотровая канава, изготовлено и приобретено необходимое оборудование.

На предприятии был выполнен первый профилактический ремонт тепловозов своими силами, что позволило ликвидировать потери, связанные с перегонкой локомотивов сначала в депо ст. Куйбышев, потом- Бугульма. Предприятие развивалось, увеличивалось количество станций. К станции Альметьевск добавились станции: Промышленная, Нижняя Мактама. В 1973 году коллектив своими силами построил и ввел в эксплуатацию приемоотправочные пути, протяженностью 1250 метров. В результате перерабатывающая способность станции «Альметьевск» увеличилась почти в два раза. В 90-е годы коллектив впервые собрал и уложил в железнодорожный путь 16 тысяч железобетонных шпал. Пятьдесят лет стабильной работы доказали высокий профессионализм и трудоспособность специалистов и рабочих, мощный производственный потенциал. Сегодня «Промтранс-А» находится на пороге нового этапа развития и имеет хорошую базу для выполнения производственных задач. К этому событию была причастна и моя семья. Один из моих дедов работал на строительстве железной

ГБОУ ВО АГПУ

дороги в Монголии, укрепляя дружбу народов во имя мира. Как видим, значение железных дорог огромно.

ЛИТЕРАТУРА

1. Промтранс-А. Вместе к новым вершинам. - Ссылки: http://jdlit.narod.ru/ubjd1.rar.

УДК 331.108

ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННОЙ СИСТЕМЫ НАСТАВНИЧЕСТВА В ГРУППЕ «ТАТНЕФТЬ»

INTRODUCTION OF THE MODERN MENTURE SYSTEM IN THE TATNEFT GROUP

Э.А. Ямалетдинов
(Elnaz A. Yamaletdinov)
Альметьевский государственный нефтяной институт
(Almetyevsk State Oil Institute)
Научный руководитель – к.соц.н., доцент Э.А. Иванова

В статье рассматривается процесс внедрения современной системы наставничества в группе «Татнефть». Предложено разработать систему наставничества в Группе «Татнефть», включающую: организационную структуру системы наставничества; функциональную модель системы наставничества; требования к наставникам; систему отбора наставников; формирование базы наставников; программу подготовки и развития наставников; систему мотивации наставников.

The article discusses the process of implementing a modern mentoring system in the Tatneft group. It is proposed to develop a mentoring system in Tatneft Group, including: the organizational structure of the mentoring system; functional model of the mentoring system; requirements for mentors; mentor selection system; formation of a mentor base; mentor training and development program; mentor motivation system.

Ключевые слова: *наставничество, молодые специалисты, адаптация, управление персоналом.*

Keywords: *mentoring, young specialists, adaptation, personnel management.*

Приоритетом кадровой политики современных производственных организаций в России является привлечение работников востребованных специальностей и молодых кадров. Ставку на молодёжь сделали и крупнейшие нефтегазовые организации в РФ: ПАО «Татнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром», ПАО «АК «Транснефть», ПАО «НК «Роснефть», определившие молодёжь долгосрочным активом нефтегазовых компаний.

ГБОУ ВО АГНИ

Наставничество является важным фактором оптимизации адаптационных процессов, сокращая длительность приспособления новых работников к организации и предотвращая текучесть кадров. Помимо успешного завершения адаптации работника, это выражается в подготовке квалифицированных кадров, повышении уровня организационной культуры и ответственности работников, расширении их полномочий, подготовке руководящих кадров, установке персонала на обучение и развитие.

Система наставничества поможет добиться таких результатов, как:

· оказание помощи сотрудникам (стажерам) в их профессиональном становлении;

· повышение профессионального уровня и навыков всех без исключения сотрудников, вовлеченных в систему наставничества, включая самого наставника;

· снижение риска профессионального выгорания ключевых наиболее опытных сотрудников, носителей знаний, навыков и системы корпоративных ценностей;

· предоставление опытным сотрудникам возможностей для карьерного роста как в горизонтальном, так и вертикальном направлении;

· повышение экономической эффективности системы подготовки персонала;

· укрепление командного духа, повышение лояльности.

Актуальность темы обусловлена отсутствием системной работы по наставничеству в Компании, которая сказывается на медленном развитии и повышении профессиональных и управленческих компетенций. С целью обеспечения человеческим капиталом реализации всех аспектов Миссии Группы «Татнефть», и, как следствие, повышения лояльности персонала развития общекорпоративных и общепрофессиональных компетенций, было проведено анкетирование работников Группы «Татнефть» о необходимости внедрения системы наставничества.

В анкетировании приняли участие 7731 работник Группы «Татнефть», из них 54,6 % опрошенных – мужчины, а 45,4 % - женщины.

Группировка категорий работников, принявших участие в опросе представлена на рисунке 1.

ГБОУ ВО АГНИ

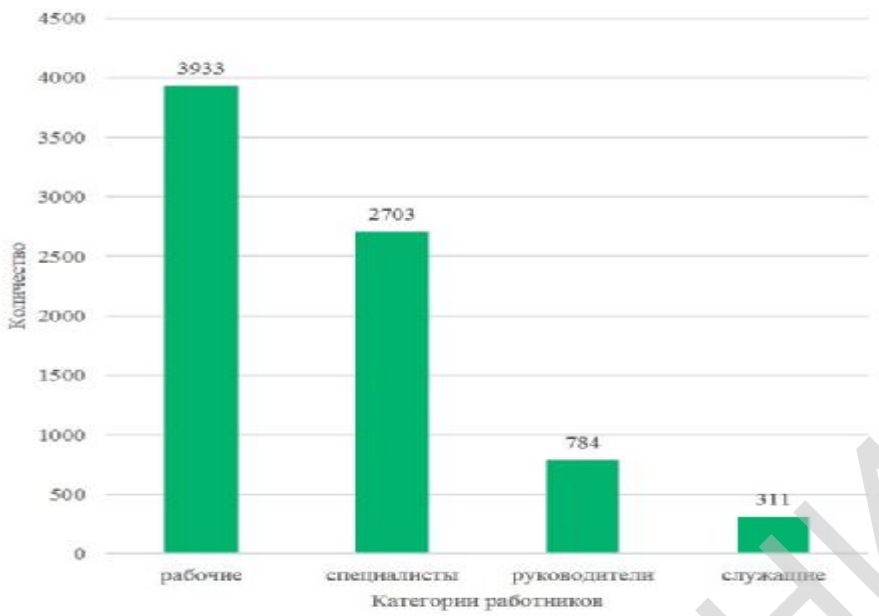


Рисунок 1 – Группировка категорий работников, принявших участие в опросе

Результаты по вопросу «Нужна ли система наставничества?», представлены на рисунке 2.

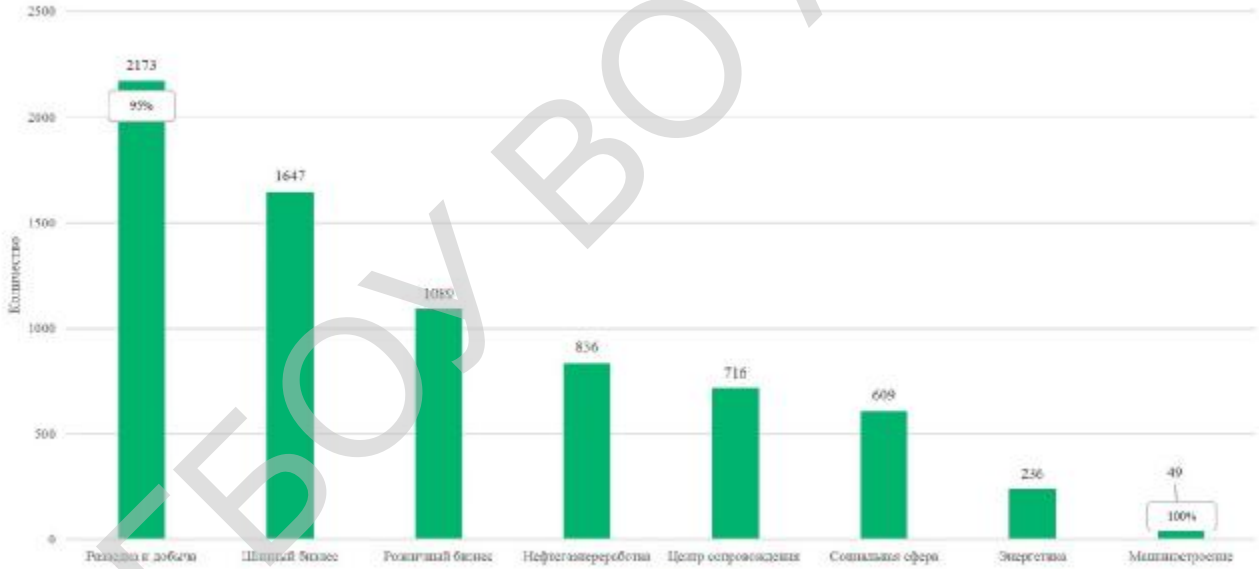


Рисунок 2 - Результаты по вопросу «Нужна ли система наставничества?»

Результаты опроса о необходимости внедрения современной системы наставничества представлены на рисунке 3.

ГБОУ ВО АГНИ

	Ответили положительно, %
Система наставничества необходима в компании «Татнефть»	96,03
Готовность **поддержки опрашиваемыми** внедрения системы наставничества	93,42
Знакомы с понятием «Наставничество»	92,7
Нужно осуществлять **доплату** наставникам	87,3
Каждый руководитель любого уровня должен выполнять роль наставника	77,8
Мнение работника должно учитываться при выборе наставника (58,2 % респондента не могли выбрать наставника лично)	62
В ходе профессиональной деятельности **был закреплен** наставник (70,3 % респондента удовлетворены своим наставником)	58,8

Рисунок 3 – Результаты опроса о необходимости внедрения современной системы наставничества

Таким образом, результаты опроса показали необходимость внедрения современной системы наставничества. Эффективность проекта наставничества в организации обеспечит неформальный подход и понимание объективных реалий – существующий на сегодняшний день разрыв между поколениями специалистов, устранить который и призвана
система наставничества.

Внедрение проекта наставничества будет проходить в несколько этапов: определение целей и задач наставничества; проектирование оптимальной системы наставничества и ее внедрение; контроль и оценка эффективности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вирина И.В. Формирование и развитие конкурентоспособности молодых специалистов на рынке труда: автореферат дис. канд. экон. наук. - М., 2007. – 24 с.

2. Джиоева Ф.А. Новая ступень развития HR-менеджмента нефтегазовых компаний: Наставничество как эффективная форма развития персонала: Раздел коллективной монографии. Монография / Джиоева Ф.А. и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – 317 с. – С.183-198.

3. Джиоева Ф.А. Система наставничества как инновационный вектор развития экономики труда // Сборник статей по материалам круглого стола «Российский рынок труда глазами молодых учёных» 13 октября 2012 г. VII Фестиваль науки МГУ имени М.В. Ломоносова. – М., 2013. – С. 258-268.

ГБОУ ВО АГНИ

ГБОУ ВО АГНИ

Подписано в печать 01.12.2019 г.
Формат 60×84/16
Печать RISO Объем 55,5 ус.печ.л.
Тираж 300 экз. Заказ № 243

ГБОУ ВО «АЛЬМЕТЬЕВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»
УЧЕБНАЯ ТИПОГРАФИЯ
423452, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2
Тел.: 8 (8553) 31-01-09
E-mail: typographi_agni@mail.ru