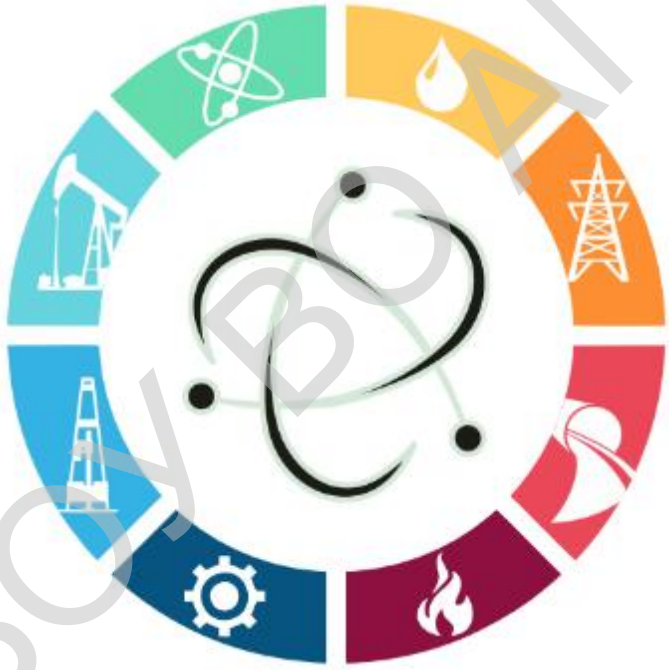
ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «АЛЬМЕТЬЕВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»

Сборник материалов
V Международной научно-практической конференции

ДОСТИЖЕНИЯ, ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Том II



ГБОУ ВО АГНИ

12 ноября 2020 г.
г. Альметьевск

УДК 001

Сборник материалов V Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». Т.2. – Альметьевск: АГНИ, 2020. – 304 с.

Ответственный редактор: Бобровский И.Н. - к.т.н.

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

Сборник включает материалы международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли», проходившей 12 ноября 2020 года в Альметьевске. В сборник вошли секционные доклады по направлениям «Транспорт и хранение нефти и газа», «Электротехнические комплексы и системы объектов нефтегазовой промышленности: тенденции, развитие, инновации», «Геология, прикладные и фундаментальные исследования нефти и газа», «Автоматизация технологических процессов в нефтегазовой отрасли».

ГБОУ ВО АГНИ

© ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», 2020

СЕКЦИЯ 4. ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

М.М. Алиев, М.М. Байбурова, З.Ф. Исмагилова
Выбор оптимального критерия прочности для расчета НДС магистрального трубопровода 8

М.М. Алиев, З.Ф. Исмагилова, М.М. Байбурова
Исследования эксплуатационной надежности МГ «Оренбург-Заинск» методами статического и циклического загружения 11

М.М. Байбурова, Н.Н. Бурмистрова
Механическое соединение трубопроводов 16

А.Ф. Батталов, А.А. Курбангалеев, Ф.Х. Тазюков
Моделирование течения газа в канале, содержащем узел учета 19

Н.Н. Бурмистрова
Бестраншейная технология восстановления трубопроводов 24

Н.Н. Бурмистрова
Система защитного покрытия трубопровода на подводных переходах 26

С.А. Васинкин
Способ совмещения инженерной и биоинженерной защиты трубопроводов от эрозионных и оползневых процессов 28

М.С. Рагимова, Г.И. Намазова
Некоторые особенности поведения материалов в сварных соединениях 30

Л.Р. Сафина, Ю.А. Баимова
Скомканный графен для транспортировки водородного топлива 34

Е.А. Созонтова, Т.А. Хуснуллина, М.Н. Попова
Диагностическое обследования магистрального нефтепровода «Киенгоп-Набережные Челны», участок лупинг 22-206 37

З.М. Суфьянова, О.В. Смородова
Композитные трубопроводы: перспективное направление развития магистральных трубопроводных сетей 40

В.Е. Чанчина, С.О. Гапоненко, А.Е. Кондратьев
Математическое моделирование процесса возбуждения вирационно-диагностических колебаний в стенках нефгазопровода 44

Р.З. Шакурова, С.О. Гапоненко, А.Е. Кондратьев
Контроль технического состояния нефтегазопровода путем возбуждения диагностических вибрационных колебаний в его стенках 48

СЕКЦИЯ 5. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ: ТЕНДЕНЦИИ, РАЗВИТИЕ, ИННОВАЦИИ

В.Р. Басенко, М.Ф. Низамиев, И.В. Ившин, О.В. Владимиров
Измерение параметров вибрации силового трансформатора электрической подстанции узла кустовой насосной станции с помощью контрольно-измерительного комплекса на основе лазерного виброметра 55

Е.И. Грачева, А.Н. Горлов, Е.В. Михайлова, Д. Блохин
Процесс старения контактных соединений электротехнического оборудования на объектах нефтегазовой промышленности 59

ГБОУ ВО АГНИ

Е.И. Грачева, А.Н. Горлов, З.М. Шакурова, Р.Д. Блохин
Оценка возможных погрешностей вычисления потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях нефтегазовых объектов 64
Е.И. Грачева, А.Н. Горлов, З.М. Шакурова, Р.Д. Блохин
Расчетное определение потерь электроэнергии в низковольтных сетях нефтегазовых предприятий 69
О.А. Гаврина, М.Т. Плиева, Г.Я. Абаев, И.А. Гаврин
Построение селективной релейной защиты от однофазных замыканий на землю 75
О.А. Гаврина, З.Э. Хамикоев, Н.Ф. Суме Энонгеме, И.А. Гаврин
Прогнозирование электропотребления на предприятиях нефтегазовой отрасли 80
Я.М. Гайфулина, О.В. Смородова, Н.А. Лисовский
Перспективы водородной энергетики 84
Я.М. Гайфулина, О.В. Смородова
Генерация водорода для энергетических установок 88
А.Р. Гарифуллина, А.Н. Якунин
Анализ способов утилизации рекуперируемой электроэнергии в частотно-регулируемом электроприводе станка-качалки 92
Р.В. Клюев, О.А. Гаврина, М.М. Хузмиев, Э.С. Лысоконь
Статистический анализ удельного электропотребления процесса добычи руды на металлургических комбинатах 95
О.И. Кравченко, А.Е. Савенко
Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии как инструмент энергетической экономии на нефтегазовом предприятии 101
Г.Г. Муравьев
Исследование и анализ кабельных линий, применяемых в нефтегазодобывающей промышленности 105
П.П. Муханова
Исследование низковольтных коммутационных аппаратов для электротехнических комплексов нефтегазодобывающей промышленности 108
С.В. Петровский
Диагностика уровня электромагнитных помех посредством интеллектуально-информационных систем 113
М.Т. Плиева, Т.Т. Гудиев, А.А. Кокоев, С.А. Марзоев
Повышение качества и надежности электроснабжения за счет внедрения цифровой трансформации 118
Д.Э. Пронина
Анализ влияния воздушных линий электропередач, обеспечивающих работу предприятий нефтегазового комплекса России 125
Е.В. Рюмин
Технологии машинного обучения в управлении электроснабжением 130
А.Е. Савенко, Д.А. Жербин
Гашение механических колебаний в электротехнических комплексах на нефтеперевозящих судах 134
А.Е. Савенко, П.С. Савенко
Совершенствование системы управления автономных электротехнических комплексов на объектах нефтегазовой промышленности 138
Т.В. Табачникова, А.В. Гарафутдинов, Е.Ю. Корчажкина
Анализ количества переключений привода РПН силового трансформатора промысловой подстанции с учётом дискретизации по времени и уровню напряжения 144

ГБОУ ВО АГНИ

Т.В. Табачникова, А.В. Юмалин, Л.В. Швецкова
Мониторинг ключевых режимных параметров и техническое диагностирование электроснабжения нефтяной скважины 151
Е.В. Тумаева, А.А. Хамзин
Исследование применения активных фильтрокомпенсирующих устройств на предприятиях нефтехимии и нефтепереработки 157

СЕКЦИЯ 6. ГЕОЛОГИЯ, ПРИКЛАДНЫЕ И ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

З.А. Абдулмежидова, Л.Ш. Махмудова, Ж.Т. Хадисова, Х.Х. Ахмадова
Исследование процесса концентрирования гудронов водой для получения битумных вяжущих 164

А.А. Арсеньев, С.Р. Бембель
Особенности гидрогеологического строения Курганской области 168

Х.Х. Ахмадова, Л.Ш. Махмудова, Ж.Т. Хадисова, З.А. Абдулмежидова
Активация бентонитовых глин для осушки природного газа 171
Х.Х. Ахмадова, Ж.Т. Хадисова, Л.Ш. Махмудова, Э.У. Идрисова, М.А. Мусаева
Проблемы переработки изношенных автомобильных шин 177
М.Р. Байрамов, В.М. Фарзалиев, Г.М. Мехтиева, Г.М. Алиева, М.А. Агаева
Синтез пропаргиловых эфиров алкенилфенолов и исследование их в качестве ингибиторов коррозии и антимикробных присадок к смазочно-охлаждающим жидкостям 183
И.И. Босиков, Р.В. Клюев
Оценка емкостно-фильтрационных свойств пород коллекторов аптского горизонта 185

Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, И.В. Валиуллин, И.Р. Раупов
Влияние глинистости коллектора на оптические свойства добываемой нефти ... 190
С.Р. Гизатуллина, Э.Р. Зинатуллина, А.С. Петрук, Э.Р. Султанова
Горно-геологические условия для проводки скважин на примере месторождения Х 195
Р.Х. Гильманова, А.А.Махмутов
Использование аналитического способа вычисления уровня зеркала чистой воды при трехмерном геолого-гидродинамическом моделировании 198
Н.К. Двояшкин
Возможности метода ЯМР при исследовании механизма кристаллизации высокомолекулярных компонентов нефти при транспорте и хранении 203

Г.А. Зейналов
Корреляционный анализ нефтяных систем Куринской межгорной впадины 207
Г.Г. Мамедова
Плоско-параллельные стационарные движения несжимаемых нефтей в однородном полосообразном пласте по различным законам фильтрации 213
Г.М. Мехтиева, М.Р. Байрамов, М.А. Агаева, М.А. Джавадов
Исследование пиридиниевых солей алкенилфенолов в качестве ингибиторов сероводородной коррозии и биоцидов при нефтедобыче 219

Г.М. Мехтиева, М.Р. Байрамов, Г.М. Гасанова, П.Ш. Азизова, Н.А. Вализадэ
Синтез гетероциклических соединений на основе 2-пропенилфенола 221

ГБОУ ВО АГНИ

Г.М. Мехтиева, М.Р. Байрамов, Ш.Дж. Кулиева, М.А. Агаева, Г.М. Гасанова
Исследование процессов тройной конденсации 4-(1-метил-1-диметоксифосфорилэтил)фенола с формальдегидом и фенолом и структурирования синтезированных соолигомеров 222
Е.С. Милей, С.Р. Бембель
Поиски и прогноз участков нефтегазоносности на основе тектоно-седиментационного анализа 223
М.Л. Михеев, А.И. Саттаров, А.Г. Гайван, С.В. Горшенина
Аппаратно-программный комплекс каротажа в процессе бурения производства ООО «ТНГ-Групп» и интерпретация его результатов 226
С.С. Нагимуллина, А.Х. Новикова, Н.К. Двояшкин
Исследования молекулярной подвижности нефти Ямашинского месторождения в модельном пористом коллекторе методом градиентного ЯМР 232
О.В. Петрова, Н.К. Двояшкин
Краткая технологическая эффективность первичных и повторных ГРП на березовской площади Ромашкинского месторождения 235
А.А. Пономарев
Оценка влияния нефтегазогенерационных процессов на коллекторские свойства нефтематеринских отложений с использованием компьютерной рентгеновской микротомографии 239

СЕКЦИЯ 7. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.И. Ахметов
Информационно-аналитическая Система автоматизированного определения вязкости ГСМ по методу Стокса 244
К.Л. Горшкова
Прогнозирование и планирование технического обслуживания насосных агрегатов 249

Е.Б. Думлер, Р.И. Вахитова
Design of the automated machine systems of multinomenclature production 253
E.R. Enikeeva, E.A. Gilyazieva
About software-implemented emergency protection system with selective processing of logical information 257

Р.Н. Зарипова, Н.Н. Алаева
Об измерении производительности скважин 261
Р.Р. Махмибуллин, Н.В. Абдулкина
Разработка и внедрение регулятора давления в систему поддержания пластового давления 265
В.Е. Попадько, Д.В. Спорягин, Р.Л. Барашкин, В.В. Южанин
Сравнительный анализ баз данных для системы мониторинга контуров регулирования 270

Н.Р. Рахимов, А.Р. Султанов, Л.Г. Янсубаев
Оптоэлектронные датчики для контроля технологических параметров нефти 276

И.И. Ризатдинов
Методы измерения дебита скважин 279

Diana A. Saracheva, Roza I. Vakhitova, Renat R. Khaidarov
Calculation of a jet pump in the ansys software package 283

ГБОУ ВО АГНИ

Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова, К.Р. Уразаков, Е.Б. Думлер, Г.Т. Космбаева
Моделирование перепадов давлений в погружном электроцентробежном насосе 288

Д.Н. Сигачев, Н.В. Абдулкина
Исследование работы матричного преобразователя частоты 292

Д.Ю. Темников
Оптимизация работы автоматизированного склада с использованием нейронной сети 298

Л.Г. Тугашова
Прогнозирование производства и потребления топливно-энергетических ресурсов 301

ГБОУ ВО АГНИ

СЕКЦИЯ 4. ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.692

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО КРИТЕРИЯ ПРОЧНОСТИ ДЛЯ РАСЧЕТА НДС МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

SELECTION OF THE OPTIMAL STRENGTH CRITERION FOR CALCULATING THE STRESS-STRAIN STATE OF A MAIN PIPELINE

М.М. Алиев, М.М. Байбурова, З.Ф. Исмагилова
(Mihrali M. Aliev, Minsaria M. Baiburova, Zylfia F.Ismagilova)
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»
(Almetyevsk State Oil Institute)

Для оценки прочности материала труб используются различные теории прочности. Применение гипотез прочности избавляет от необходимости проведения огромного количества экспериментов. Авторами предлагается для расчета напряженного состояния трубопровода использовать критерий прочности, имеющий наиболее удобную математическую запись

Various strength theories are used to assess the strength of pipe material. The use of strength hypotheses eliminates the need for a huge number of experiments. The authors propose to use the strength criterion, which has the most convenient mathematical notation, to calculate the stress state of a pipeline.

Ключевые слова: *напряженное деформированное состояние, магистральный трубопровод, толщина стенок труб, безмоментная теория оболочек*

Key words*: stress-strain state, main pipeline, pipe wall thickness, momentless theory of shells*

Магистральные трубопроводы прокладываются на обширной территории, характеризующейся большим разнообразием климатических, почвенных, гидрогеологических и других условий, и находятся под влиянием различных силовых воздействий, которые в той или иной степени влияют на их прочность и устойчивость. Эти воздействия в ряде случаев имеют большое значение в общей проблеме обеспечения надежности трубопроводов.

Одним из основных силовых воздействий, влияющих на прочность магистральных трубопроводов, является внутреннее давление, на основе которого определяется толщина стенок труб. Однако расчет трубопроводов на воздействие одного только внутреннего давления недостаточен для обеспечения прочности и устойчивости трубопроводов.

Под воздействием внутреннего давления в трубах возникают кольцевые растягивающие напряжения, которые рассчитывают по безмоментной теории тонкостенных цилиндрических оболочек,

ГБОУ ВО АГНИ

пренебрегая изменением радиальных напряжений по толщине трубы и начальным несовершенством формы поперечного сечения. Хотя вследствие овальности труб наряду с кольцевыми растягивающими напряжениями и возникают изгибные напряжения, но их в расчетах по предельным состояниям не учитывают.

Внутреннее давление в трубопроводе вызывает не только кольцевые напряжения, но и продольные. Продольные напряжения зависят от очертания оси трубопровода и взаимодействия его с окружающей средой. Так, при прямолинейной оси трубопровода и отсутствии поперечных и продольных его перемещений продольные осевые напряжения равны примерно 30 % кольцевых. При непрямолинейной оси трубопровода продольные осевые напряжения зависят от перемещений трубопровода, которые определяются взаимодействием его со средой (грунтом, опорами). При этом продольные осевые напряжения могут достигать 50 % кольцевых.

Деформации грунта, влияющие на напряженно-деформированное состояние трубопровода, могут быть связаны с перемещением грунта в результате горных разработок в районе прокладки трубопровода, а также с колебаниями грунта.

Таким образом, конструктивное решение трубопровода как строительной конструкции выбирается с учетом всех возможных воздействий для принятой схемы прокладки трубопровода.

Магистральные трубопроводы рассчитываются по методу предельных состояний, заключающегося в том, что рассматривается такое напряженное состояние трубопровода, при котором дальнейшая его эксплуатация невозможна. Определение предельного состояния трубопровода и причин его снижения является непростой задачей, поэтому необходимо, чтобы используемый метод расчетов был как можно более удобным.

В работе [1] доказано, что критерии прочности К.В. Захарова и И.И. Гольденблата – В.А. Копнова совпадают. Сравним упомянутые критерии на примере прочностного расчета трубы, испытывающей длительное напряженное состояние. Произведем расчеты на основе критерия К.В. Захарова, затем сравним полученные результаты с результатами, полученными И.И. Гольденблатом – В.А. Копновым и приведенными в [2].

Для этого рассмотрим критерий длительной прочности И.И. Гольденблата – В.А. Копнова в следующем виде [3]:

$$\Pi_{11}\sigma_{11} + \Pi_{22}\sigma_{22} + \sqrt{\Pi_{1111}\sigma_{11}^2 + \Pi_{2222}\sigma_{22}^2 + 2\Pi_{1122}\sigma_{11}\sigma_{22}} = \frac{a + b e^{-\lambda t_*^{k}}}{n}.$$

где Π_{11}, Π_{22} - - постоянные коэффициенты, определяющие прочность материалов при различных условиях загружения; t_* - долговечность; n - коэффициент запаса прочности; a, b, λ, k - коэффициенты.

Критерий прочности К.В. Захарова [3] преобразуем следующим образом:

$$\bar{\kappa}_1 \sigma_1^2 + \bar{\kappa}_2 \sigma_2^2 + \bar{\kappa}_3 \sigma_1 \sigma_2 + \bar{\kappa}_4 \sigma_1 + \bar{\kappa}_5 \sigma_2 = 1. \qquad (1)$$

Критерий (1) запишем в следующем виде, учитывая следующие значения главных напряжений

$$\sigma_1 = \frac{pR}{\delta}, \qquad \sigma_2 = \frac{pR}{2\delta},$$

$$\bar{\kappa}_1 \left(\frac{pR}{\delta}\right)^2 + \frac{\bar{\kappa}_2}{4}\left(\frac{pR}{\delta}\right)^2 + \frac{\bar{\kappa}_3}{2}\left(\frac{pR}{\delta}\right)^2 + \bar{\kappa}_4 \frac{pR}{\delta} + \bar{\kappa}_5 \frac{pR}{2\delta} = \frac{\alpha + \beta e^{-\lambda t^{-k}}}{n}; \qquad (2)$$

Правая часть равенства заменена на основании полученных экспериментальных данных, доказывающих связь между пределами кратковременной и длительной прочности:

$$\sigma_в(t_*) = \sigma_в(t_0)\left(\alpha + \beta e^{-\lambda t_*^{-k}}\right).$$

Обозначая через

$$z = R/\delta; \qquad \frac{\alpha + \beta e^{-\lambda t^{-k}}}{n} = \bar{n};$$

запишем (2) в следующем виде:

$$\bar{\kappa}_1 p^2 z^2 + \frac{\bar{\kappa}_2}{4} p^2 z^2 + \frac{\bar{\kappa}_3}{2} p^2 z^2 + \bar{\kappa}_4 pz + \frac{\bar{\kappa}_5}{2} pz = \bar{n};$$

Сравнив результаты расчетов, полученных по различным критериям, убеждаемся, что они совпадают. Таким образом, учитывая, что авторами в предыдущих работах доказано совпадение используемых критериев, для расчета напряженного состояния трубопровода можно использовать любой из этих критериев.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев М.М., Байбурова М.М. // Критерии кратковременной прочности анизотропных материалов и применение их для решения задач предельного равновесия / М.М. Алиев, М.М. Байбурова // Вестник Самарского Государственного университета. Естественнонаучная серия. 2007. №6 (56) -С. 22-29.

2. Гольденблат И.И. Длительная прочность в машиностроении / И.И. Гольденблат, В.Л. Бажанов, В.А. Копнов; М., «Машиностроение», 1977.

3. Захаров К.В. Критерий прочности для слоистых пластмасс / К.В. Захаров; «Пластмассы», №8, с. 61-67, 1961.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 621.643.622.32

ИССЛЕДОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МГ «ОРЕНБУРГ-ЗАИНСК» МЕТОДАМИ СТАТИЧЕСКОГО И ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАГРУЖЕНИЯ

STUDIES OF THE OPERATIONAL RELIABILITY OF THE ORENBURG-ZAINSK GAS PIPELINE BY THE METHODS OF STATIC AND CYCLIC LOADING

М.М. Алиев, З.Ф. Исмагилова, М.М. Байбурова
(Mihrali M. Aliev, Zylfia F. Ismagilova, Minsaria M. Baiburova)
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»
(Almetyevsk State Oil Institute)

В работе исследуется работоспособность магистрального газопровода «Оренбург-Заинск», находящегося в эксплуатации с 1971 года и имеющего различные дефекты общего характера. Для определения несущей способности, с помощью которой оценивалась работоспособность газопровода, были проведены гидравлические испытания фрагментов труб в виде образцов-катушек. Испытанные образцы-катушки имели три разновидности: фрагмент трубы с внутренним вздутием и расслоением, фрагмент трубы с невидимыми дефектами и фрагмент трубы из аварийного запаса. Для одного образца было проведено циклическое испытание по разработанной авторами методике.

The paper investigates the performance of the Orenburg-Zainsk gas pipeline, which has been in operation since 1971 and has various general defects. To determine the bearing capacity, with the help of which the operability of the gas pipeline was assessed, hydraulic tests of pipe fragments in the form of coil samples were carried out. The tested coil samples were of three types: a pipe fragment with internal bulging and delamination, a pipe fragment with invisible defects, and a pipe fragment from an emergency stock. For one sample, a cyclic test was carried out according to the technique developed by the authors.

Ключевые слова: *газопровод, коррозия, надежность, расслоение, циклическая нагрузка, предел прочности*

Keywords: *gas pipeline, corrosion, reliability, stratification, cyclic load, ultimate strength*

ПРОВОДНИ

Магистральный газопровод «Оренбург-Заинск», был введен в эксплуатацию в сентябре 1971 года. По газопроводу «Оренбург-Заинск» на Заинскую ГРЭС транспортируются газы регенерации с установок очистки газа от 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 низколегированной стали с содержанием углерода 0,18…0,20%, с пределом прочности не ниже

520 МПа, пределом текучести не ниже 300 МПа и ударной вязкостью 500 кДж/м^2 при температуре минус 40^{0}С. Трубы выполнены из нормализованного листа.

Основные проектные характеристики рассматриваемого участка: проектное давление 4,6 МПа; рабочее давление 3,4 МПа; диаметр трубопровода 1020 мм; толщина стенки 14-16 мм.

В 2016 году была проведена комплексная дефектоскопия участка магистрального газопровода на 376-479,6 км. При проведении комплексной дефектоскопии газопровода на участке было выявлено 2264 различных широко известных видов дефектов [1]. Особого внимания вызвали дефекты в виде расслоений и вздутий с различными геометрическими формами и размерами, которые были обнаружены при внутритрубной дефектоскопии и гидравлическом испытании полноразмерной трубы с доведением ее до разрушения.

Причины образования расслоений и вздутий в газопроводе

Причину появления таких вздутий и расслоений можно объяснить условием эксплуатации газопровода на начальной стадии транспортировки, когда добытый газ в сыром виде подавался непосредственно в газопровод. Резкое изменение давления газа (от 12-13 МПа до рабочего) привело к понижению температуры газа и изменению напряженного состояния материала труб. Температурный скачок между внутренней и наружной поверхностью трубы доходил до 60^{0}С, что привело к расслоению структуры стали трубы и потере устойчивости с внутренней стороны по схеме (рисунок 1).

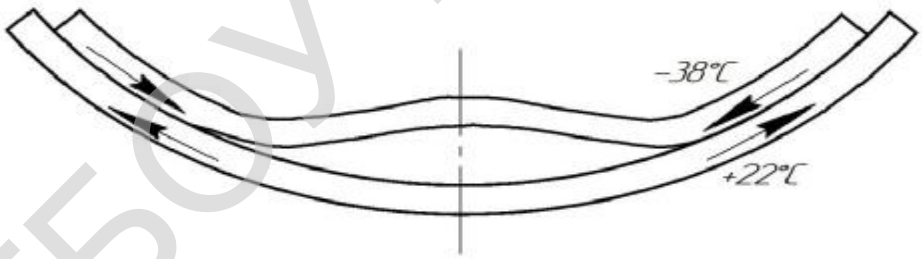


Рисунок 1 - Схема потери устойчивости стенки трубы

Для оценки несущей способности участков газопровода, имеющих указанные дефекты, можно рассмотреть расчетную схему в виде купола, закрепленного на податливом опорном кольце. За опорное кольцо следует принимать сечение купола, соответствующее начальной точке расслоения.

Целью принятия выбранной расчетной схемы является определение расчетным путем внутреннего давления, приводящего к схлопыванию вздутий и исчерпанию несущей способности трубопровода.

После формовки на кромкогибочном и трубоформовочном прессах труба имеет недостаточную округлость ее стенки, а также диаметр трубы

ГБОУ ВО АГНИ

на 0,5-1,5% меньше требуемого. Для достижения необходимого диаметра и получения максимальной округлости трубы применяют технологическую операцию экспандирования. Как показывают расчеты [2-4] максимальные окружные напряжения в стенке трубы только от экспандирования для трубы диаметром 1420 мм с пределом текучести 500 МПа превышают предел текучести металла. Для этой трубы максимальная сумма остаточных напряжений после трубоформовочного пресса и экстремальных окружных напряжений при экспандировании внутри трубы равна 1,524$\sigma_в$, где $\sigma_в$ – предел прочности. На внутренней и внешней поверхностях той же трубы максимальные окружные напряжения соответственно равны 1,254$\sigma_в$ и 0,437 $\sigma_в$, то есть максимальные касательные напряжения внутри стенки трубы и на ее внутренней поверхности становятся больше 0,5$\sigma_т$, так как согласно критерию Сен-Венана-Треска τ_{max}=0,5(1,254 - 0,437) $\sigma_в$. По этой причине на внутренних поверхностях стенок таких труб могут образовываться дефекты в виде микротрещин и микрорасслоения металла.

Условия образования вздутия во внутренней полости трубопровода

После образования микрорасслоения в теле трубы при нормальных условиях эксплуатации, сопровождающихся небольшими скачками температуры по толщине стенки трубы, рабочее давление способствовало бы закрытию этих трещин. Однако перекачиваемый сырой газ после редуцирования при входе в газопровод резко снижает температуру, скачок изменения которого примерно равен 60°С. Температурные напряжения в кольцевом направлении также имеют скачок, величину которого можно определить по формуле [5]

$$\sigma_t = \frac{E\alpha\Delta T}{3(1-\nu)(r_2-r_1)}\left[3\tau_1 - \frac{2(r_2^3 - r_1^3)}{r_2^2 - r_1^2}\right], \quad (1)$$

где E – модуль упругости стали; $E = 2{,}1 \cdot 10^5$ МПа;

α – коэффициент температурного расширения стали, $\alpha = 1{,}25 \cdot 10^{-5}\ 1/°\text{C}$;

ν – коэффициент Пуассона, для стали $\nu = 0{,}3$;

r_1, r_2 – внутренний и наружный радиусы трубы соответственно.

Несмотря на то, что формула (1) справедлива для толстостенных труб, при резком снижении температуры внутри трубы, ее можно применять и для тонкостенных. Отклонение составляет не более 15%.

Учитывая условия образования расслоений при изготовлении трубы, причиной образования вздутия может оказаться сжимающее напряжение σ_{t1}.

Принимая участок внутреннего сечения трубы как полосу, критическое напряжение для потери ее устойчивости можем определить по формуле [5]

$$\sigma_{кр} = k\frac{E}{12(1-\nu^2)}\left(\frac{t}{a}\right)^2, \quad (2)$$

ГБОУВО АГНИ

где t – толщина расслоения, $t = 7$ мм;

ν – коэффициент Пуассона, для стали $\nu = 0{,}3$;

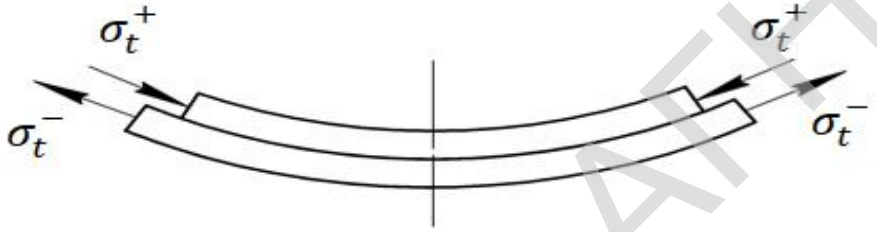
E – модуль упругости стали, $E = 2{,}1 \cdot 10^5$ МПа;

k – коэффициент, зависящий от длины и ширины вздутия, при $\frac{b}{a} = 2, k = 10$.

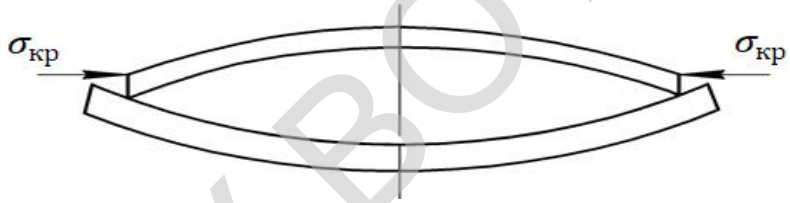
Проведя расчеты, выясняем, что температурное напряжение $\sigma_{t1} = -105$ МПа способно образовывать вздутие. При этом предполагается, что внутреннее эксплуатационное давление в период образования вздутия воспринимается внешними слоями трубопровода вплоть до плоскостей микрослоистости, образованных в процессе изготовления трубы.

Схемы последовательности образования и схлопывания вздутий

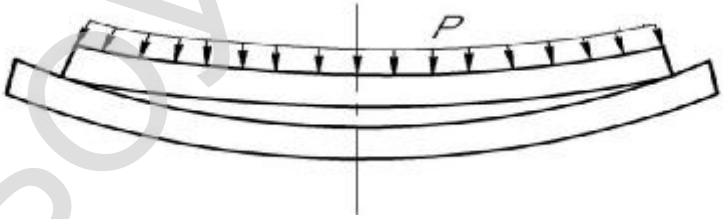
а) Действие температурных напряжений



б) Образование внутренних вздутий



в) Схлопывание вздутий путем повышения внутреннего давления



Изменение предела прочности стали по времени.

Сталь трубопровода на участках начала расслоения после появления вздутий теряет определенную часть первоначальной прочности. Точное определение начала разрушения является достаточно сложной задачей. Для решения этой задачи можно изготовить образцы, вырезанные из тех участков, которые имеют образования вздутия. Испытание этих образцов позволит выявить долю ослабленной прочности.

Определение несущей способности трубопровода с внутренним расслоением и образованием вздутий, которые встречаются в рассматриваемом нами случае можно путем гидравлических испытаний катушек, вырезанных из участков с такими дефектами. Также можно

ГБОУ ВО АГНИ

производить испытание катушек без видимых подобных дефектов. Дальнейшее сравнение результатов способно косвенно определить предел прочности стали труб с расслоениями.

Для определения несущей способности, с помощью которой оценивалась работоспособность газопровода, были проведены гидравлические испытания фрагментов труб в виде образцов-катушек. Испытанные образцы-катушки имели три разновидности и показали соответствующие результаты:

- фрагмент трубы из аварийного запаса показал давление разрушения равное 16,8 МПа, с соответствующим пределом прочности 560 МПа, при 570 МПа по сертификату;
- фрагмент трубы с невидимыми дефектами показал давление равное 13,2 МПа, с соответствующим пределом прочности 440 МПа. Снижение прочности за период составляет эксплуатации 23%;
- фрагмент трубы с внутренним коррозионным расслоением показал давление 9,6 МПа, с соответствующим пределом прочности 320 МПа. Снижение составляет 56% от 570 МПа.

Для изучения поведения выявленных дефектов в последующем периоде эксплуатации газопровода проведен ряд испытаний дефектной трубы методом циклического загружения. Для этого была изготовлена катушка из трубы с дефектом внутренней полости. На испытуемой катушке была установлена на безопасном расстоянии дополнительная трубопроводная система с манометром и краном.

Давление вначале поднимали с помощью гидравлического насоса до 6 МПа, через 24 часа его снижали до 5 МПа, далее еще через 24 часа снижали до 4 МПа и т.д. Давление снижалось на 1 МПа до тех пор, пока давление не упадет до нуля.

На следующем этапе давление поднимали 7 МПа и схема испытания повторялась. Далее давление поднимали до 8 МПа и 9 МПа. Разрушение образца произошло при давлении 9,5 МПа.

Таким образом, циклическое загружение по изложенной схеме не влияло на несущую способность образца.

Выводы

1. В результате гидравлического испытания трех образцов-катушек определены давления разрушения металла и оценены пределы прочности материала труб.
2. Согласно разработанной методике проведены циклические испытания образца – катушки имеющей внутреннее расслоение.
3. В соответствии с принятыми расчетными схемами определены напряжения, соответствующие образованию вздутия и давления, соответствующие схлопыванию этих вздутий.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Митрофанов А.В., Гафаров Н.А., Киченко Б.В., Резвых А.И., Полозов В.А. Анализ причин и характера коррозионных повреждений в начальный период эксплуатации магистрального газопровода// НТЖ ВНИИОЭНГа. Защита от коррозии и охрана окружающей среды.1996, №10, с.2-11.

2. Шинкин В.Н., Коликов А.П., Мокроусов В.И. Расчет максимальных напряжений в стенке трубы при экспандировании с учетом остаточных напряжений заготовки после турбоформовочного пресса SMS Meer// Производство проката, 2012, №7, с.25-29.

3. Шиманский Ю.А. Справочник по строительной механике корабля.Т.2– Л.: Судпромгиз, 1958. – С 251-252.

4. Алиев М.М., Кантюков Р.Р., Мустафин Ф.М., Ульшина К.Ф. Оценка несущей способности двух магистральных газопроводов после длительной эксплуатации испытанием на разрывную нагрузку. Газовая промышленность, 2015, №12, с.56-59.

5. Жемочкин Б.Н. Теория упругости/ Б.Н. Жемочкин – Москва: Изд-во литературы по строительству и архитектуре, 1957. – 257 с.

УДК 622.692

МЕХАНИЧЕСКОЕ СОЕДИНЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

MECHANICAL CONNECTION OF PIPELINES

М.М. Байбурова, Н.Н. Бурмистрова

(Minsaria M. Baiburova, Nataliya N. Burmistrova)

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

(Almetevsk State Oil Institute)

Рассматривается конусно-раструбное соединение - технология строительства трубопроводов без применения сварки.

A cone-bell connection is considered - a technology for the construction of pipelines without the use of welding.

***Ключевые слова**: механическое соединение, трубопровод, надежность стыка*

***Key words:** mechanical connection, pipeline, interface reliability*

Развитие нефтегазовой отрасли требует постоянной работы по совершенствованию трубопроводных систем, являющихся наиболее эффективным видом транспорта углеводородного сырья и продуктов его переработки. Эта задача особенно актуальна в свете осуществляемых в России ряда крупнейших нефте- и газопроводных проектов. Качество проведения сварочных работ наряду с другими влияющими факторами

ГБОУВО АГНИ

является основой дальнейшей безопасной эксплуатации трубопроводной транспортной системы и ее экономической эффективности

Система механического соединения труб и калибровочное оборудование компании «БАТЛЕР», широко применяются при монтаже трубопроводов различного назначения.

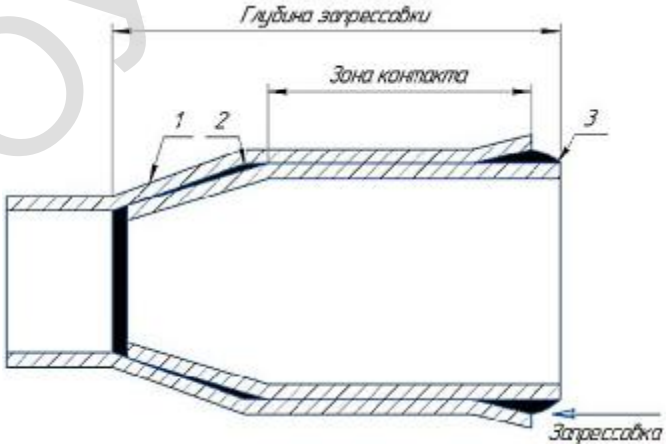
При разработке технологии скоростного строительства особое внимание уделено соединению труб с защитным внутренним покрытием, так как место стыковки является особо уязвимым при применении традиционных методов строительства. По трубопроводам, построенным по данной технологии, транспортируются разные продукты, начиная от нефти и природного газа, заканчивая сжатым паром.

Основное преимущество данного метода – сокращение сроков строительства трубопроводов без потери качества. Особенно это относится к районам добычи, расположенных в регионах, где короткое лето, болотистые грунты и вечная мерзлота не позволяют терять времени при строительстве трубопроводов.

Для решения этих вопросов предлагается строительство трубопроводов различного назначения при помощи уникального метода скоростного строительства на установке «БАТЛЕР» 8-12HD с использованием механического соединения SURE-LOCK (конусно-раструбное соединение).

- Диаметр монтируемых трубопроводов 89-325 мм.
- Производственная мощность – до 100 км в год.

Данная технология используется ведущими нефтегазовыми компаниями при строительстве на объектах Республики Коми, Западной Сибири, Башкортостана, Татарстана и Пермского края при этом с ее помощью смонтированы уже тысячи километров трубопроводов.



1 – раструб; 2 – эпоксидная смола; 3 – конус

Рисунок 1 - Конусно-раструбное соединение труб

Принцип технологии заключается в том, что трубы, предварительно подготовленные в заводских условиях (конус – раструб), впрессовываются одна в другую (Рис. 1). На концах стальных плетей

ГБОУ ВО АГНИ

могут устанавливаться втулки с антикоррозионным покрытием, которые защищают трубу от электрохимической коррозии.

Комплект системы высокоскоростного строительного оборудования SURE-LOCK компании «БАТЛЕР» состоит из агрегата и мобильной маслостанции высокого давления на дизельном (полевой вариант) приводе.

Агрегат (мобильный гидромеханический пресс) производит монтаж - герметичную впрессовку конусной секции подготовленных труб в раструбную на месте строительства. Перед соединением на края трубы наносится эпоксидный герметик. Герметик не связан с прочностью стыка, а служит гарантией полной герметичности и создаёт коррозийно-устойчивую среду внутри стыка, что особенно важно в случае соединения труб с внутренним покрытием. Получаемый в результате соединения стык, равнопрочен основному металлу трубы и защищён от коррозии.

В рабочем положении сборочный агрегат подвешивается на стрелу трубоукладчика, чем обеспечивается его продвижение по трубопроводу во время строительства. Скорость полевой сборки в среднем составляет до 1 км за 8 часовую смену, в зависимости от диаметра монтируемого трубопровода, рельефа местности, подготовки персонала и погодных условий.

Применение системы механических соединений «БАТЛЕР» обладает следующими достоинствами:

- Увеличение скорости строительства трубопроводов в 3-5 раз в зависимости от диаметра трубы.
- Повышенная надежность стыка
- Экологическая чистота и безопасность строительства.
- Возможность строительства в любых погодных условиях.
- Использование меньшего числа персонала, занятого на прокладке трубопровода.

Использование системы «БАТЛЕР» может стать незаменимым средством для выполнения программ обновления парка трубопроводов, нефтяных и газовых промыслов. Простота использования, надёжность, всепогодность, скорость, экологическая чистота и экономичность - основные качества системы.

ПБУВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Мустафин Ф.М. Сварка трубопроводов- М.: Недра, 2002-348 с.

2. Байбурова М.М., Газизова Г.И., Бурмистрова Н.Н. Перспективный метод диагностики магистрального трубопровода / Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2018г., Т.XVII - с. 122-126.

3. Байбурова М.М., Бурмистрова Н.Н. Сварка стыков магистральных трубопроводов / Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы Международной научно-практической конференции, АГНИ, 2018 - С. 312-315.

УДК 621.521

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ГАЗА В КАНАЛЕ, СОДЕРЖАЩЕМ УЗЕЛ УЧЕТА

MATHEMATICAL SIMULATION OF GAS FLOW THROUGH ORIFICE METER

А.Ф. Батталов, А.А. Курбангалеев, Ф.Х. Тазюков
(Andrei F. Battalov, Artur A. Kurbangaleev, Faruk Kh. Tazyukov)
ООО «Газпром трансгаз Казань»

В работе представлены результаты моделирования плоского ламинарного режима течения газа в канале, содержащем сужающее устройство в виде диафрагмы. Приводятся результаты прогнозирования поведения потока при течении через прямоугольную диафрагму, являющуюся одним из основных элементов расходомера.

The paper presents the results of modeling a planar laminar gas flow in a channel containing a restricting device in the form of a diaphragm. The results of predicting the flow behavior when flowing through - a rectangular orifice plate, which is an element of the flow meter. The results of simulation are presented as a velocity and a pressure profiles.

Ключевые слова: *течение газа, диафрагма, численное моделирование*

Keywords: *gas flow, contraction, numerical simulation*

Расход газа, протекающего в трубопроводе, может определяться различными способами. В Справочниках и стандартах для инженерно-технических работников, занимающихся разработкой и эксплуатацией приборов: расходомеров переменного перепада давления, переменного уровня, тахометрических расходомеров и счетчиков содержится достаточно информации о способах для измерения расхода и количества жидкости, газа, пара и многофазных веществ, а также справочники содержат теоретические основы, описание и анализ работы подобных промышленных приборов. Один из наиболее распространённых в нефтяной и химической промышленности методов, основан на измерении перепада давления при течении вещества (газа или жидкости) через сужающее устройство, организованное в виде диафрагмы [1-3]. Этот метод основан на измерении перепада давления при течении вещества через элемент расходомера – сужающее устройство, называемого диафрагмой. Диафрагма представляет из себя тонкий диск, с круглым отверстием, с осью расположения вдоль оси трубы. При течении газа или жидкости через диафрагму происходит резкое падение давления. В дальнейшем, в результате измерения разности давлений до и после диафрагмы, путем пересчета, определяют расход газа. (рисунок 1). Диафрагмы устанавливаются в трубах диаметром, как правило, не менее 50 мм. Диафрагмы, используемые в методе измерения расхода по перепаду давления, изготавливаются и устанавливаются в

ГБУ РО АГНИ

соответствии с нормативными документами – государственными стандартами, где даются четкие рекомендации, по размерам труб, диафрагм и режимах работы.

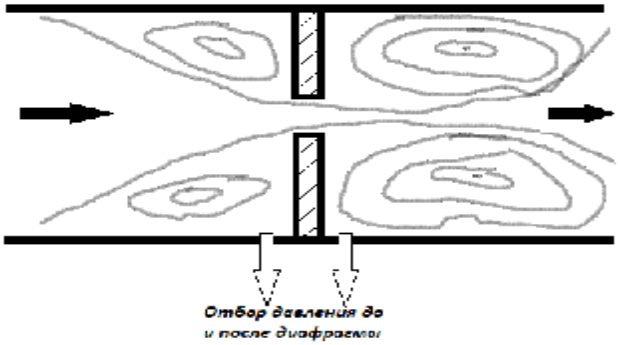


Рисунок 1 - Течения газа через диафрагму и отбор давления

Одним из основных преимуществ данного метода измерения расхода является наличие огромного накопленного теоретического и практического материала. Однако его использование требует выполнения определенных условий. А именно:

1) движение потока газа до и после диафрагмы должно иметь четко выраженный режим течения;
2) поток полностью заполняет всё сечение трубы;
3) внутри трубы и на диафрагме не должны образовываться осадочные отложения и другие загрязнения.

Преимуществом диафрагмы является их относительная простота и низкая себестоимость. Варьируя отношение внутреннего диаметра диафрагмы d к внутреннему диаметру трубы D (d/D), можно обеспечить требуемый диапазон по перепаду давления в достаточно широком диапазоне скоростей потока.

Тем не менее, диафрагмы обладают и весьма серьезными недостатками. К таким недостаткам можно отнести [1, 4, 5]:

1) высокая погрешность измерения, связанная с возникновением застойных зон и скоплением в них осадков;
2) значительные потери давления;
3) невозможность измерения давления в потоке, в районе оси симметрии трубы. Отбор давления для измерений возможно производить только по кольцевой части трубы;

Моделирование подобных задач производились многими авторами. Например, в статье [6] отражены результаты численного моделирования гидродинамики для расходомера с отверстием в трубопроводе. Жидкость, пропускаемая через расходомер – вода, режим турбулентный. Результаты моделирования отражают характерные зоны струйного течения в зоне диафрагмы, названного авторами ядром, установлено наличие зоны рециркуляции, присоединения и сдвигового слоя потока после отверстия-диафрагмы. Авторы утверждают, что их результаты хорошо согласуются с опубликованными данными многих

ГБОУ ВО АГНИ

других исследователей по структуре потока, профилям скорости и давлению. В работе [7] авторы выполнили сравнение экспериментальных, теоретических результатов и результатов своего численного моделирования падения давления в узле учета газа содержащем диафрагму. Проведено сравнение результатов эксперимента и моделирования по результатам реального эксперимента.

Были также проведены численные исследования с диафрагмами - расходомерами с щелевым отверстием, они были разработаны в попытке улучшить характеристики стандартного расходомера с отверстием [7].

Целью настоящей работы является исследование структуры ламинарного изотермического течения в плоском горизонтальном канале с учетом наличия тонкой диафрагмы, а также определение распределения давления в осевом и радиальном направлениях и профиля скорости на некотором расстоянии от диафрагмы.

Математическая постановка задачи

Рассматривается ламинарное изотермическое течение модельного газа с заданными свойствами [8,9]. При моделировании течения газа в двумерной постановке считается, что одна из компонент скорости равна нулю, например *w* = 0

$$\begin{cases} \dfrac{\partial u}{\partial x} + \dfrac{\partial v}{\partial y} = 0 \\ \rho\left[\dfrac{\partial u}{\partial t} + u\dfrac{\partial u}{\partial x} + v\dfrac{\partial u}{\partial y}\right] = -\dfrac{\partial p}{\partial x} + \mu\left[\dfrac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \dfrac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \dfrac{\partial^2 u}{\partial z^2}\right] \\ \rho\left[\dfrac{\partial v}{\partial t} + u\dfrac{\partial v}{\partial x} + v\dfrac{\partial v}{\partial y}\right] = -\dfrac{\partial p}{\partial y} + \mu\left[\dfrac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \dfrac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \dfrac{\partial^2 v}{\partial z^2}\right] \end{cases}$$

где ρ – плотность газа; μ – динамическая вязкость; *p* – давление.

В работе приняты следующие значения физических характеристик модельного газа:

плотность газа $\rho = 1\text{кг}/\text{м}^3$,

динамическая вязкость газа $\mu = 1{,}1 * 10^{-5}$ Па $*$ с.

На рис.2 показано геометрическое представление части канала с диафрагмой. В работе используются фиксированные геометрические размеры канала. Длина его равна 3,76 м, поперечный размер равен 0,15 м, диафрагма толщиной 0.01м, высотой 0.0375 м.

Начальные и граничные условия

В используемой математической модели в качестве начальных и граничных условий принято:

- начальные условия *t* = 0: *u* = 0, *v* = 0, что означает, что движение начинается из состояния покоя;
- во входном сечении канала задаются значения компонент скорости потока и физические свойства газа;
- на стенках канала *y* = ±*H* ставится условие «*прилипания»;*

ГБОУ ВО АГНИ

- в выходном сечении задаются т.н. «мягкие» граничные условия установившегося течения – распределение первых производных гидродинамических параметров типа $\partial u / \partial x = 0$, $v = 0$.

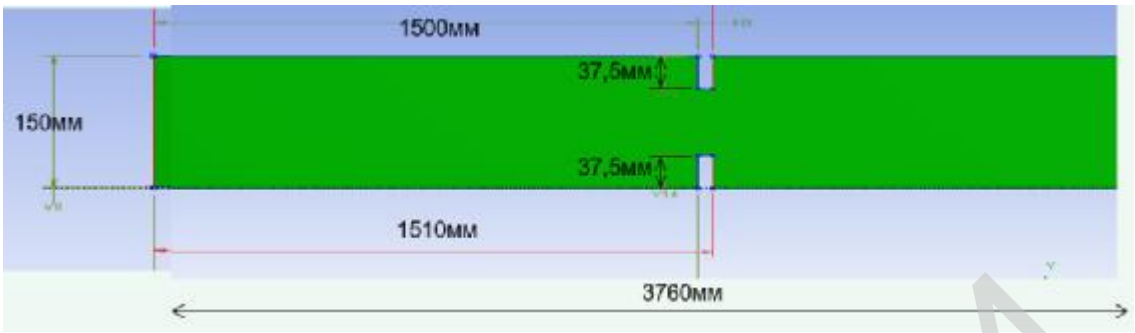


Рисунок 2 - Область течения газа по трубчатому каналу с диафрагмой

Реализация поставленной математической задачи производилась численно методом контрольных объемов.

Результаты моделирования

В данной работе рассматриваются два варианта задачи, отличающиеся в постановочной части друг от друга только значением скорости на входе в канал. В первом варианте горизонтальная компонента скорости течения газа на входе в канал задана равной 0,01 м/с. Число Рейнольдса, при такой скорости будет равной $Re = 136{,}36$. Во втором варианте скорость потока газа на входе в канал задавалась равной 0,02 м/с. Число Рейнольдса, в этом случае, равнялось $Re = 272{,}73$.

Моделирование при $Re = 136{,}36$

На рисунке 3 представлены линии тока.

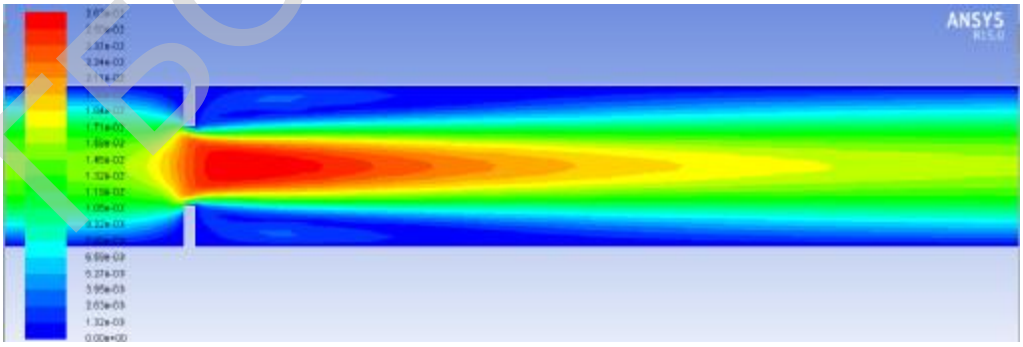


Рисунок 3 - Линии тока

Анализируя картину линий тока этого варианта, можно сделать вывод о том, что течение газа имеет ярко выраженную осесимметричную структуру (ось симметрии течения совпадает с осью трубы канала). В этом случае отбор давления можно производить как на нижней, так и на верхней стенках. И результат будет одинаковым.

ГБОУ ВО АГНИ

Как показали численные эксперименты, при увеличении скорости входного потока произошла потеря осевой симметрии течения газа.

Результат моделирования представлен на рис.4. Анализ результатов моделирования показывает, что структура течения в этом случае изменилась.

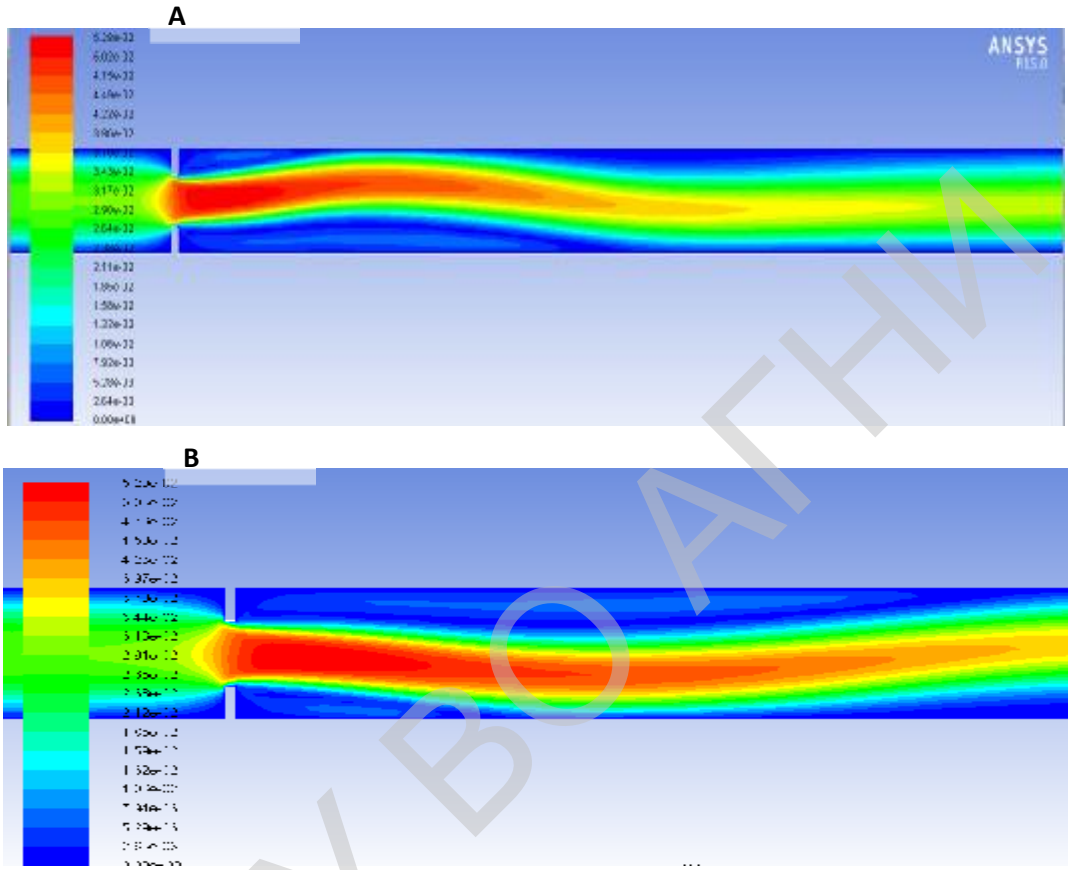


Рисунок 4 - Линии тока (рис. А и рис. В)

Из рисунка 4 следует, что течение за диафрагмой, в этом случае, становится не осесимметричным.

На основании данных исследований можно сделать следующие выводы:

- моделирование ламинарного течения потока газа через тонкую диафрагму в двумерной постановке показало, что в этом случае возможна потеря симметрии потока, что не позволяет однозначно выбирать место отбора давления;
- измерения перепада давления, произведенное на нижней и верхней стенке канала будут различаться, что является следствием потери симметрии потока газа. Значения отбора давлений будут каждый раз носить случайный характер. Данный факт не позволяет использовать диафрагму для определения расхода газа, в этом случае для этой задачи нужны дополнительные глубокие исследования.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Чухарева Н.В. Определение количественных характеристик нефти и газа в системе магистральных трубопроводов: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, В.А. Поляков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 311 с.

2. ГОСТ 8.586.1–2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов помощью стандартных сужающих устройств. Ч. 1. Принцип измерений и общие требования. – М.: Стандартинформ, 2007. – 55 с.

3. ГОСТ 8.586.2–2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов помощью стандартных сужающих устройств. Ч. 2. Диафрагмы. Технические требования. – М.: Стандартинформ, 2007. – 48 с.

4. Studzinski W. and Bowen J. White Paper on Dynamic Effects on Orifice Measurement, Washington D.C., American Petroleum Institute, 1997.(Справочник)

5. Benedict, R. P., 1980, Fundamentals of Pipe Flow, Wiley–Interscience, New York. (Справочник)

6. Shan F, Liu Z, Liu W and Tsuji Y 2016 Effects of the orifice to pipe diameter ratio on orifice flows Chemical Engineering Science 152 497-506(статья)

7. S. H. Kim and J. Yoon, "Comparison of Turbulence Models for Simulation of Flow around an Orifice Flowmeter", Transactions of the Korean Nuclear Society Autumn Meeting, Gyeongju, Korea, November 2-3, 2006. (статья)

8. *Kurbangaleev A.A. Algorithm for 3D modeling of the process of mixing liquids in tubular channels. (Works of Academenergo. - publication of the Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences). 2017. 2. Pp. 34–47. (Russian).*

9. *Kurbangaleev A.A. Method of 3D modeling of the process of mixing Newtonian fluids in tubular channels of diffuser-confused type. (International Scientific Research Journal - Publishing. Yekaterinburg). 2016. №12 (54). Part 5. December. Pp. 16–21. (Russian).*

УДК 622.692

БЕСТРАНШЕЙНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

TRENCHLESS PIPELINE RESTORATION TECHNOLOGY

Н.Н. Бурмистрова

(Nataliya N. Burmistrova)

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

(Almetevsk State Oil Institute)

В данной работе рассматривается технология ремонта подземных трубопроводных систем.

This paper discusses the technology of repair of underground pipeline systems.

ГБОУ ВО АГНИ

***Ключевые слова**: подземный трубопровод, бестраншейный ремонт, долговечность*

***Key words:** underground pipeline, trenchless pipe repair, durability*

Распространенные способы ремонта трубопроводов в полной мере не отвечают современным требованиям: необходимому уровню конструктивной надежности и защите окружающей среды [1; 2].

Одним из решений данных задач в трубопроводной системе является применение инновационных методов бестраншейной прокладки-использование гибкого высоконапорного трубопровода (рукава).

Рукав обладает высокой гибкостью и малым весом, имея при этом более высокую прочность и устойчивость материала к истиранию, чем у стальной трубы. Эти свойства достигаются только благодаря использованию арамидных нитей (кевлар), бесшовному переплетению нитей этого волокна и многокомпонентному покрытию (внутри оно подбирается по отношению к транспортируемым средам, а снаружи — к истиранию). Нити обладают самой высокой прочностью на разрыв по отношению к весу из всех доступных волокон.

Благоприятное соотношение прочности и веса их означает, что повсюду, где вес играет решающую роль, строительные элементы из них обеспечивают необходимую прочность и, в то же время, во много раз легче элементов из других материалов. Рукав не склеивается со старой трубой и является самонесущей конструкцией в кольцевом пространстве.

Преимущества бестраншейной техники санации трубопроводов:

- высокое качество и высокая допустимая нагрузка (ремонт труб, гарантирующий длительный срок службы минимум 50 лет; высокие устойчивость к истиранию и прочность на разрез; рукав не подвергается коррозии; устойчивость к температурам до 50 ^{0}C);
- высокая гибкость (втягивание возможно и через дуговые участки до 30°);
- высокие технические характеристики (рабочее давление 4 МПа; низкое сопротивление потоку благодаря незначительной гидравлической шероховатости);
- экономия времени и средств (сокращение земляных работ до минимума; огромная финансовая экономия за счёт минимальных строительных работ);
- безопасность для окружающей среды (никакого уничтожения зелёных насаждений и растительности; не является помехой железнодорожному или судоходному движению).

Данная технология используется на некоторых объектах крупных нефтегазовых компаний.

Таким образом, данная технология представляет собой не только недорогую альтернативу открытому способу санации, но и высококачественный метод обновления трубопроводов.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов/. – М.: "Полимергаз", 2003.

2. РД 153-39.4-067-04. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов.

УДК 622.692

СИСТЕМА ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДА НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ

SYSTEM REPAIR OF PIPELINE PROTECTIVE COATING AT UNDERWATER CROSSINGS

Н.Н. Бурмистрова

(Nataliya N. Burmistrova)

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

(Almetyevsk State Oil Institute)

В работе рассматривается проблема ремонта защитного покрытия трубопровода на подводных переходах. Предлагается система подводных антикоррозионных материалов и технология для ремонта изоляции под водой.

The article deals with the problem of repairing the protective coating of the pipeline at underwater crossings. A system of underwater anticorrosive materials and technology for repairing insulation under water is proposed.

Ключевые слова: *подводный переход, наружная поверхность трубы, антикоррозионное покрытие*

Key words: *underwater crossing, outer surface of the pipe, anti-corrosion coating*

Статистика показывает, что на подводных переходах трубопроводов отказы происходят чаще, чем на магистральных нефте-, газопроводах примерно в 1,3 раза. Именно по этой причине к безопасности и надежности подводных переходов предъявляются повышенные требования, а также уделяется огромное внимание обеспечению его стабильно безаварийной работоспособности.

Известно, что в процессе эксплуатации, непрерывно находясь под нагрузкой и отрицательным воздействием окружающей среды, трубопроводы «стареют». Основной причиной разрушения труб являются коррозионные процессы, возникающие из-за разрушения наружного изоляционного покрытия.

Решить проблему восстановления изоляции и защиты от коррозии подводных трубопроводов позволила трехступенчатая система

ГБОУ ВО АГНИ

изоляции, включающая грунтовку-промер S 105, петролатумную ленту и защитный кожух.

Система включает 3 компонента, каждый из которых, выполняет определенную функцию. Праймер, наносимый на очищенную поверхность, останавливает возможный процесс коррозии, а также участки питинговой коррозии, глубиной до 2 мм. Лента также обеспечивает антикоррозионную защиту металла благодаря наличию ингибиторов коррозии, а также создает первый слой механической защиты. Кожух позволяет обеспечить максимально возможную степень защиты от механических повреждений, воздействия ультрафиолетовых лучей и обрастаний.

Система блокирует доступ кислорода и воды к металлу, предотвращая развитие коррозионных процессов.

В отличие от защитных систем, где наносятся только петролатумные ленты и не применяются праймер и кожух, антикоррозионная трехступенчатая система защиты обеспечивает более эффективную защиту от коррозии и механических повреждений. В таблице 1 приведены характеристики защитных систем.

Таблица 1- Сравнительная характеристика антикоррозионных систем

Свойства	Ед. изм.	Трехступенчатая система			Sekisui 870	CHEMI-TECH
		праймер	лента	кожух		
Толщина	мм	0,5	1,3	2,0	1,1	0,5-1,0 (1 слой)
Ширина	мм		300	от D_y трубы 1000	200	-
Длина	м	10	1000	10	-	-
Прочность при ударе	Дж	-	-	52,0	-	13-14
Температура нанесения	C^0	от 0 до 35	от 0 до 35	от -70 до +70	от +2 до +30	от +5 до +25
Температура эксплуатации	C^o	от -40 до +45	от -40 до +45	от -70 до +70	до +50	до +65
Диэлектрическая сплошность	кВ/мм		12		-	5
Площадь отслаивания покрытия, при 20С, не более	$см^2$	1,2	-	-	-	1,5
Сопротивление пенетрации, при 20С, не более	мм	-	-	0,07	-	-

Данный вид антикоррозионного покрытия имеет ряд основных преимуществ:

-эффективную долгосрочную защиту от коррозии;

-возможность нанесения под водой;

-быстроту и легкость установки;

ГБОУ ВО АГНИ

-устойчивость к механическим повреждениям;
-безопасность для окружающей среды;
-цельный защитный кожух;
-защиту от биологических обрастаний.

Таким образом, данная система позволит решить проблему восстановления изоляции и защиты от коррозии подводных трубопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
2. Байбурова М.М. Перспективный метод диагностики магистрального трубопровода: / М.М. Байбурова, Г.И. Газизова, Н.Н. Бурмистрова // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института - Альметьевск: АГНИ, 2018. Т.XVII - с.122-126.
3. Иванов, В. А. Организационно-производственные мероприятия по строительству и капитальному ремонту магистральных трубопроводов [Электронный ресурс]: учебное пособие / В. А. Иванов, А. В. Рябков. — Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. — 80 с.

УДК 622.691.4:620.197

СПОСОБ СОВМЕЩЕНИЯ ИНЖЕНЕРНОЙ И БИОИНЖЕНЕРНОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ЭРОЗИОННЫХ И ОПОЛЗНЕВЫХ ПРОЦЕССОВ

METHOD FOR COMBINING ENGINEERING AND BIOENGINEERING PROTECTION OF PIPELINES FROM EROSION AND LANDSLIDE PROCESSES

С.А. Васинкин
(Sergey A. Vasinkin)
ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»
(National University of Oil and Gas «Gubkin University»)

Целью работы является разработка противоэрозионного комплекса для предотвращений аварий на участках магистральных трубопроводов.

С помощью данного комплекса можно, прежде всего, предотвратить оползневые и эрозионные процессы на склонах горных и предгорных ландшафтов, возникающих по мере эксплуатации почвы на склоновых транспортных коммуникационных участках.

The purpose of this work is to develop an anti-erosion complex for preventing accidents on sections of main pipelines.

With this complex, it is possible, first, to prevent landslides, erosion processes on the slopes of mountain, and foothill landscapes that occur as the soil is used on slope transport and communication sections.

ГБОУВО АГНИ

Ключевые слова: *эрозия, оползень, трубопровод*
Key words*: Erosion, landslide, pipeline*

В данной концепции, способ снижения или устранения негативных воздействий, определенных эрозионных и оползневых процессов реализован с помощью комбинации инженерного и биоинженерного способа. Инженерный способ представляет собой прокладку на эксплуатационный участок многофункциональных строительных конструкции – геомодулей. Геомодуль представляет собой железобетонную конструкцию в прямоугольном виде с некоторыми особенностями строения. Геомодуль состоит из шипов (созданных для фиксации геомодуля к почве), технологических окон (для посадки в них многолетних растений), полуколец (для связи с другими геомодулями) и отверстии для крепления к почве анкерами. Шипованное покрытие и анкерное соединение созданное в геомодуле позволяет удерживать верхний слой горных пород за счёт веса самого геомодуля тем самым повышая эффективность использования корней многолетних растений, посаженных в специальные технологические отверстия. Крепление геомодуля в виде полукольца позволяет соединять через канат несколько геомодулей для увеличения зоны защиты склонного участка, увеличения общей массы нагрузки на склонный участок и перемещения геомоудулей по этому участку.

Биоинженерный способ заключается в посадке многолетних трав с обширной и плодородной корневой системой, которая крепко срастается с почвой тем самым закрепляя и верхний и нижний слой эксплуатационного участка подверженного оползневым изменениям.

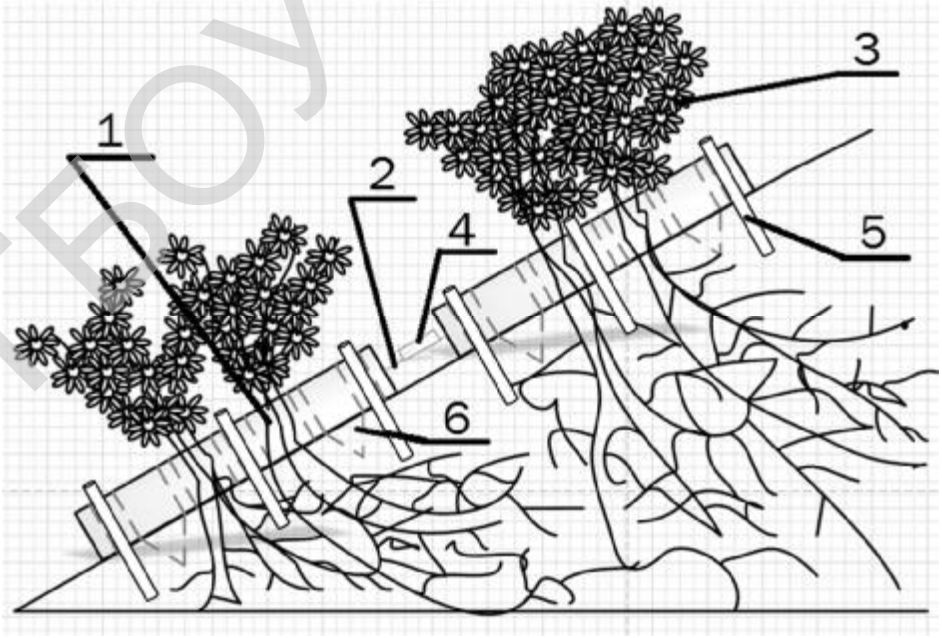


Рисунок 1 – Схема работы противоэрозионно-оползневого комплекса: 1 – технологические окна для посадки растений; 2 – канат; 3 – многолетние растения; 4 – талреп; 5 – анкер; 6 – шип;

ГБОУ ВО АГНИ

Технический результат представленный в данной концепции состоит в повышении эффективности и надежности защиты откоса от оползневых процессов и эрозии почвы за счёт тандемной работы инженерного и биоинженерного способа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алперин, И.Е. Укрепление берегов судоходных каналов, рек и водохранилищ / И.Е. Алперин, Л.С. Быков, В.Б. Гуревич. – Москва: Транспорт, 1973. - 216 с. – Текст: непосредственный;

2. Кривицкий С.В. Биоинженерная защита берега водоема / С.В. Кривицкий. – Текст: непосредственный // Экология и промышленность России. – 2007. – №1. – С.4-6;

3. Лаврентьев А.Е. Разработка методов предотвращения эрозии грунта на трассах трубопроводов: 05.15.13: автореф. дис. … канд. техн. наук / А.Е. Лаврентьев; – Уфа, 1992. – Текст: непосредственный.

УДК 621.791.46

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПОВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ В СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ

SOME SPECIAL FEATURES OF THE BEHAVIOR OF THE MATERIALS IN WELDED JOINTS

М.С. Рагимова, Г.И. Намазова
(M.S. Ragimova, G.I. Namazova)
Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности
Azerbaijan State Oil and Industry University

В статье рассматривается одной из широко применяемых технологий соединения полиэтиленовых труб является сварка при помощи деталей с закладными нагревателями, которая заключается в расплавлении полиэтилена на соединяемых поверхностях детали и труб за счет тепла, выделяемого при протекании электрического тока по заложенному в деталь электрическому нагревателю, и последующем естественном охлаждении сварного соединения.

С ростом протяженности полиэтиленовых трубопроводов крайне важным становится решение проблемы их оперативного ремонта при аварийных ситуациях в зимний период в северных регионах. Актуальной проблемой является разработка методов и средств оперативной сварки полиэтиленовых труб соединительными деталями с закладными нагревателями в зимних условиях без строительства отапливаемых укрытий.

The article considers one of the widely used technologies for connecting polyethylene pipes is welding using parts with embedded heaters, which consists in the melting of polyethylene on the connected surfaces of the part and pipes due to the heat generated by

ГБОУ ВО АГНИ

the flow of electric current through the electric heater embedded in the part, and subsequent natural cooling the weld.

With the increase in the length of polyethylene pipelines, it becomes extremely important to solve the problem of their prompt repair in emergency situations during the winter period in the northern regions. An urgent problem is the development of methods and tools for the operational welding of polyethylene pipes with connecting parts with embedded heaters in winter conditions without the construction of heated shelters.

Ключевые слова: *электросварная муфта, прочность сварного соединения, контроль качества сварного соединения. полиэтиленовый трубопровод, сварка при отрицательных температурах*

Key words: *electric-welded coupling, strength of the welded joint, quality control of the welded joint. polyethylene pipe, welding at low temperatures*

В статье рассматривается повышение качества сварных соединений деталей с большой разницей толщин на основе теоретических и экспериментальных исследований условий и процесса их соединения и разработки новых способов и технологических процессов сварки.

Известно, что коррозионностойкие аустенитные стали и титановые сплавы обладают плохой свариваемостью. Дополнительные трудности возникают при необходимости соединить конструктивные элементы, изготовленные из этих разнородных материалов, из-за существенных различий их теплофизических свойств. В этом случае с целью получения прочного соединения целесообразно использовать промежуточные пластины для создания плавного перехода от одного материала к другому при их расплавлении, а также снижения вероятности появления трещин в зонах термического влияния. Традиционно используют в качестве промежуточных прослоек сплавы на основе Cu, Ag и Ni. Особенно эффективно применение переходных вставок при использовании высококонцентрированных источников энергии – лазера и электронного луча.

Сварка трением с перемешиванием является перспективным способом соединения металлов, демонстрирующим определенные преимущества в сравнении с традиционными методами сварки. Данный метод широко применяется для сварки алюминиевых сплавов, используемых в авиастроении, кораблестроении и аэрокосмической промышленности. В связи с тем, что такие материалы подвергаются термомеханическим воздействиям с различными скоростями нагружения, актуальной проблемой является изучение динамического деформационного поведения алюминиевых сплавов в зоне сварного шва.

Сварка, также как и другие технологические процессы в машиностроении и строительстве (литье, обработка давлением, резание, термическая обработка), вызывает возникновение в деталях и частях сооружений остаточных напряжений. Причиной этого являются

ГБОУ ВО АГНИ

неодинаковые линейные или объемные деформации соседних объемов металла.

Электромуфтовая сварка при температурах воздуха ниже нормативных заключается в обеспечении в области сварного соединения регламентированной температуры путем предварительного подогрева области сварки с помощью нагревательной спирали самой муфты. После предварительного подогрева для достижения более однородного температурного поля муфта и труба выдерживаются в течение расчетного времени. Для поддержания необходимого темпа охлаждения муфта вместе с трубой укрываются теплоизоляционным материалом. Для определения продолжительностей предварительного подогрева, выравнивания, толщины теплоизоляции, мощности источника тепла при подогреве целесообразно использование методов математического моделирования.

В работе [1,2] была рассмотрена задача определения динамики температурного поля при электромуфтовой сварке в осесимметричной постановке. Согласно расчетам, при низких температурах окружающего воздуха размер оплавленной зоны уменьшается, что свидетельствует о меньшем объеме полученного расплава, следствием которого будет недостаточное давление свариваемых поверхностей, более интенсивная кристаллизация и формирование мелкой структуры материала сварного шва и т.д., приводящие к низкому значению прочности соединения. Результаты расчета показывают необходимость проведения предварительного подогрева при сварке полиэтиленовых труб при низких температурах окружающего воздуха. Расчетами также установлена необходимость использования теплоизоляции на стадии охлаждения сварного соединения. Вычислительными экспериментами установлено, что, варьируя технологическими параметрами электромуфтовой сварки полиэтиленовых труб (подаваемое в нагревательный элемент напряжение для подогрева, продолжительности подогрева и выравнивания, толщина теплоизоляции при охлаждении), можно обеспечить динамику температурного поля при низких температурах близкую характерным для сварки при допустимых температурах воздуха. При различных технологических операциях различны и причины, приводящие к неоднородным объемным деформациям, т.е. причины, вызывающие появление остаточных напряжений. В сварочном процессе такими причинами являются: температурный цикл сварки, неоднородные структурные превращения в металле шва и в зонах термического влияния и, наконец, изменение растворимости газов, окружающих сварной шов.

Особенно важно определять прочность соединения, полученного при отрицательных температурах окружающего воздуха. В связи с этим была разработана методика определения прочности муфтового сварного соединения на основе сварки по намеченным областям [3, 4]. При проведении испытаний стыковых сварных соединений на растяжение согласно методам, указанным в, образцы, как правило, разрушаются по

ГБОУ ВО АГИИ

основному материалу трубы, а не по сварному шву. При испытаниях же образцов муфтовых соединений на отслаивание, особенно, при диаметрах менее 90 мм разрыв происходит по месту приложения нагрузки на муфте или по материалу трубы. В связи с этим, разработан метод, позволяющий получить сравнительные прочностные характеристики самого сварного соединения. Метод осуществляется следующим образом. Для исследуемого сварного стыкового соединения полиэтиленовой трубы заранее изготавливаются шаблоны из тонкого материала с низкой теплопроводностью, препятствующего свариванию торцов трубы, так, чтобы в вырезанных образцах-лопатках площади сваренных участков были равными друг к другу, а по величине равными или не большими, чем сечение рабочей части основного материала образца-лопатки. В процессе сварки после удаления нагревательного инструмента во время технологической паузы вставлялся шаблон. Охлаждение сварного соединения во время осадки происходит с шаблоном. Так как наименьшей прочностью обладает область сварного соединения, топри условии равенства поперечного сечения образца-лопатки и стыка сварки разрушение происходит по стыку сварного соединения. Испытания производились при различных режимах сварки и окружающего воздуха (с предварительным подогревом и без). Как видно по результатам, значения максимального напряжения муфтовых сварных соединений, произведенных при низких температурах с предварительным подогревом, выше значений максимального напряжения сварных соединений, полученных при комнатной температуре и принизких температурах без подогрева.

Таким образом, по результатам испытаний установлена высокая эффективность применения разработанной технологии муфтовой сварки с предварительным подогревом при низких температурах.

В заключение необходимо отметить, что отличительной особенностью рассмотренного в данной работе метода сварки полиэтиленовых газопроводов при помощи электросварных муфт является возможность сварочных работ при температурах ниже нормативных, что позволит проводить работы в любое время года.

ЛИТЕРАТУРА

1. Общемашиностроительные укрупненные нормативы времени на ручную дуговую сварку. – М.: Экономика, 1990. – 135 с.

2. Лазарсон Э.В., Путина А.С. и.др. Совершенствование методики расчета норм времени на сварочные работы / Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – с. 250–256.

3. Лазарсон Э.В. Методика укрупненного нормирования трудозатрат на изготовление сварных конструкций // Сварочное производство. – 2013. – № 6. – С. 46–48.

ГГТУ ВО АГТИ

4. Герасимов А.И., Ботвин Г.В., Данзанова Е.В. Методы определения прочности сварного соединения полимерных труб. Технические науки. – 2013. – № 1. – С. 64-76.

УДК 539.3

СКОМКАННЫЙ ГРАФЕН ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА

CRUMPLED GRAPHENE FOR HYDROGEN FUEL TRANSPORTATION

Л.Р. Сафина[1], Ю.А. Баимова[2]

(Liliya R. Safina[1], Julia A. Baimova[2])

[1]ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», [2]Институт проблем сверхпластичности металлов РАН

([1]Ufa State Petroleum Technological University, [2]Institute for Metals Superplasticity Problems, Russian Academy of Sciences)

В настоящей работе методом молекулярной динамики рассматривается скомканный графен для транспортировки водородного топлива. Показано, что поры скомканного графена могут использоваться как емкости для хранения атомов водорода, при этом гидростатическое сжатие является эффективным способом удержания водорода внутри структуры.

In the present work, crumpled graphene for transporting hydrogen fuel is considered by the molecular dynamics method. It has been shown that the pores of crumpled graphene can be used as containers for storing hydrogen atoms, while hydrostatic compression is an effective way of retaining hydrogen inside the structure.

Ключевые слова: *скомканный графен, водородная энергетика, хранение водорода, молекулярная динамика*

Key words*: crumpled graphene, hydrogen technology, hydrogen storage, molecular dynamics*

Нанотехнология - быстро развивающаяся отрасль науки, особенно если рассматривать новые углеродные наноструктуры. Недавно различные научные группы предложили экологически чистые и эффективные методы получения трехмерной системы свернутых чешуек графена, связанных силами Ван-дер-Ваальса [1, 2, 3]. Такой материал получил название скомканный графен. Одно из важных направлений в исследовании – это применение новых углеродных материалов для транспортировки и хранения водородного топлива. К настоящему времени известны разнообразные углеродные носители для обратимой сорбции водорода, к которым относится и скомканный графен [4-7]. Это высокопористый материал с высокой удельной поверхностью, обладающий химической инертностью и высокой прочностью и т.п.

ГБОУ ВО АГНИ

В связи с этим данная работа посвящена атомистическому моделированию процесса разводораживания скомканного графена в зависимости от степени сжимающей деформации.

Пример структуры скомканного графена представлен на рисунке 1. Единичный элемент трехмерной структуры – свернутая чешуйка графена (N_C = 616), полученная в результате вырезания атомных рядов из углеродной нанотрубки. Атомы водорода (N_H = 371) покрытые свернутыми чешуйками графена транслируется как 3 × 3 × 3 вдоль осей *x*, *y* и *z* случайным образом. Ячейка моделирования в общей системе включает 26649 атомов. В работе рассматриваются две температуры – 77 К и 300 К. С одной стороны, известно, что максимальная сорбционная емкость по водороду может быть достигнута при 77 К для различных углеродных структур [8]. С другой стороны, 300 К также является характерной комнатной температурой, при которой может начаться дегидрирование. Структуры рассматриваются при плотности 1 г/см^3, поскольку только при этом значении структурные элементы начинают взаимодействовать.

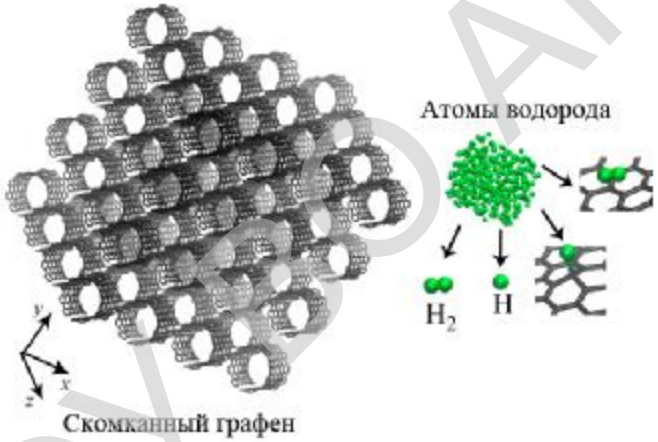


Рисунок 1 – Начальная структура скомканного графена и атомы водорода. Для атомов водорода представлены все возможные типы взаимодействия с листом графена

Все расчеты проводились с помощью свободно распространяемого пакета моделирования LAMMPS с встроенным межатомным потенциалом AIREBO [9], который хорошо воспроизводит свойства различных углерод-водородных структур. Во всех случаях применяются периодические граничные условия.

Нужно отметить, что изначально в структуру вводятся только атомы водорода. После нескольких первых шагов моделирования атомы водорода H в основном превращаются в молекулы водорода H_2. И атомы водорода, и молекулы водорода могут быть присоединены к графену посредством химического или Ван-дер-Ваальсовского притяжения. Все структурные конфигурации представлены на рисунке 1. На рисунке 2а представлена зависимость объемной плотности накопленного водорода от времени деформации ε = 0 и ε = 0.4 для двух температур *T* = 77 K и

T = 300 K. Как видно, после выдержки в течение 2 пс при 77 К или 300 К увеличение деформации от 0 до 0.4 приводит к увеличению объемной плотности накопления водорода. В отличие от 300 К, при 77 К даже выдержка в течение 20 пс приводит к значительному увеличению объемной емкости. Это можно объяснить возникающими силами Ван-дер-Ваальса между молекулами водорода и чешуйками графена. В ходе исследования было замечено, что H_2 занимает все пустые места внутри пор графена и некоторые молекулы водорода прикрепляются к обратной стороне чешуйки графена. Поскольку силы Ван-дер-Ваальса легко разрушаются тепловыми колебаниями, такое поведение наблюдается только при низких температурах 77-200 К.

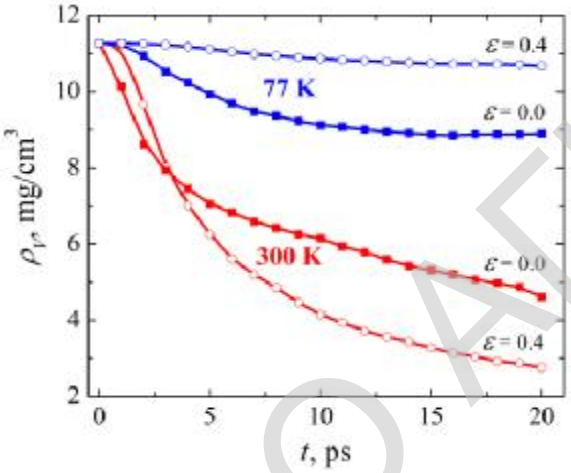


Рисунок 2 – Зависимость объемной плотности накопленного водорода от времени при двух значениях деформации ε = 0 и ε = 0.4 для двух температур *T* = 77 K и T = 300 K.

Работа показывает, что способность скомканного графена накапливать водород может быть максимизирована за счет снижения температуры и увеличения приложенного гидростатического давления. Полученные результаты могут существенно обогатить понимание возможности использования функциональных материалов на основе графена для хранения и транспортировки водородного топлива.

ЛИТЕРАТУРА

1. Xiao L., Damien J., Luo J., Jang H.D., Huang J. and He Z. Crumpled graphene particles for microbial fuel cell electrodes. Journal of Power Sources, 2012. V. 208. P. 187-192.

2. Tang Z., Li X., Sun T., Shen S., Huixin X. and Yang J. Porous crumpled graphene with hierarchical pore structure and high surface utilization efficiency for supercapacitor. Microporous and Mesoporous Materials, 2018. V. 27. P.40-43.

3. Zhang L., Zhang F., Yang X., Long G., Wu Y., Zhang T., Leng K., Huang Y., Ma Y., Yu A. and Chen Y. Porous 3D graphene-based bulk materials with exceptional high surface area and excellent conductivity for supercapacitors. Scientic Reports, 2013. V. 3.

ГБОУ ВО АГНИ

4. Katin K.P., Prudkovskiy V.S., Maslov M.M. Chemisorption of hydrogen atoms and hydroxyl groups on stretched graphene: A coupled QM/QM study. Physics Letters A, 2017. V. 381(33). P. 2686-2690.
5. Krylova K. A., Safina L. R. Hydrostatic compression as the way of property improvement of crumpled graphene: atomistic simulation // Journal of Physics: Conference Series, 2020. V. 1435. P. 012064.
6. Krylova K.A., Baimova J.A., Mulyukov R. R. Effect of deformation on dehydrogenation mechanisms of crumpled graphene: molecular dynamics simulation. Letters on Materials, 2019. V. 9(1). P. 81-85.
7. Safina L.R., Baimova J.A., Krylova K.A., Murzaev R.T., Mulyukov R.R. Simulation of metal-graphene composites by molecular dynamics: a review // Letters on Materials, 2020. V. 10(3). P. 351-360.
8. Baburin I. A., Klechikov A., Mercier G., Talyzin A. and Seifert G. Hydrogen adsorption by perforated graphene. International Journal of Hydrogen Energy, 2015. V. 40. P. 6594-6599
9. Stuart S.J., Tutein A.B., Harrison J.A. A reactive potential for hydrocarbons with intermolecular interactions. J. Chem. Phys, 2000. V. 112. P. 6472-6486.

УДК 622

ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА «КИЕНГОП-НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ», УЧАСТОК ЛУПИНГ 22-206

DIAGNOSTIC SURVEYS OF THE KIENGOP-NABEREZHNYE CHELNY OIL PIPELINE, LUPING AREA 22-206

Е.А. Созонтова, Т.А. Хуснуллина, М.Н. Попова
(Ekaterina A. Sozontova, Tatyana A. Khusnullina, Marina N. Popova)
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»
(Almetevsk State Oil Institute)

В статье представлены повреждения магистрального нефтепровода на основании технической диагностики. Выявлены дефекты, показаны примеры скан-образцов со смещением в поперечном шве.

The article presents damage to the main oil pipeline on the basis of technical in-line diagnostics. Defects are revealed, examples of scan samples with displacement in the transverse seam are shown.

Ключевые слова: *нефтепровод, коррозия, поперечный шов, смещение*

Key words: *oil pipeline, corrosion, transverse seam, displacement*

Роль магистральных нефтепроводов в системе нефтегазовой отрасли чрезвычайно высока. Они являются основными и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на

ГБОУ ВО АГНИ

нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. Для эффективной работы магистральных трубопроводов, а также предотвращения аварийных ситуаций следует производить диагностическое обследование, предназначенное для контроля технического состояния участка трубопровода.

За основу исследований были приняты результаты технической диагностики, выполненной АО «Транснефть-Прикамье» Удмуртское РНУ на примере магистрального нефтепровода «Киенгоп - Набережные Челны». Общая протяженность данного нефтепровода составляет 256 км. Рабочая среда - нефть. Нефтепровод состоит из бесшовных труб диаметром 530 мм, с толщиной стенки трубы 8 мм.

Проводились следующие работы:

1) профилеметрия, осуществляющая регистрацию кольцевых сварных швов, конструктивных элементов трубопровода, определяется его проходимость для последующей диагностики магнитными или ультразвуковыми инспекционными приборами.

2) дефектоскопия, для обнаружения дефектов в изделиях из различных металлических и неметаллических материалов методами неразрушающего контроля (нарушения сплошности или однородности структуры, зоны коррозионного поражения, отклонения хим. состава и размеров).

Дефекты сварных соединений имеют технологическое происхождение и возникают при выполнении монтажных работ.

Все виды дефектов швов подразделяют на три группы:

- наружные, к основным из которых относятся: трещины, подрезы, наплывы, кратеры;

- внутренние, среди которых чаще всего встречаются: пористость, непровары и посторонние включения;

- сквозные — трещины, прожоги.

Причинами возникновения дефектов могут быть различные обстоятельства: низкое качество свариваемого металла, неисправное или некачественное оборудование, неверный выбор сварочных материалов, нарушение технологии сварки или неправильный выбор режима, недостаточная квалификация сварщика.

По результатам были выявлены следующие дефекты: вмятина, ПОПШ со смещением кромок, с несплавлением, представленные в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 - Параметры дефекта, обнаруженного ВИП:

№	Параметры дефекта	Результаты по ВИП	Результаты по ДДК
1	Описание дефекта	Вмятина, ПОПШ с деф.шва	Вмятина, ПОПШ с смещением кромок, с несплавлением
2	Тип (нар., вн., ст.)	Внешний дефект	Наружный дефект
3	Длина, мм	135	120

ГБОУ ВО АГНИ

4	Ширина, мм	204	205
5	Глубина, мм	7,8	5,4
6	Глубина, %	1,5	1,02
7	Угловое положение, град.	352(333-17)	350(339-23)
8	Угловое положение, час	11:44(11:06-0:34)	11:40(11:18-0:46)
9	Толщина стенки, мм.	7,9	7,8

Рисунок 1 – снимок трубной секций №103870 с зоной обследования дефекта

Анализ полученных данных показал, что дальнейшая эксплуатация трубопровода возможна, при условии проведения восстановительных работ. Предполагается нанесение на стальные трубы усиленного внешнего антикоррозионного покрытия на основе органических и неорганических материалов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хуснуллина Т.А., Попова М.Н. Нанесение антикоррозионного покрытия на внутреннюю изоляцию стыков трубы на примере ОАО «Сургутнефтегаз»/ Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы Международной научно-практической конференции, АГНИ, 2018. С. 353-354.

2. Исмагилова З.Ф., Созонтова Е.А. Диагностическое обследование нефтегазопроводов на примере промысловых трубопроводов Западной Сибири/ Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института, АГНИ, 2019, С.27-30.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 621.643.053

КОМПОЗИТНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ: ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СЕТЕЙ

COMPOSITE PIPELINES: A PROMISING DIRECTION FOR THE DEVELOPMENT OF TRUNK PIPELINE NETWORKS

З.М. Суфьянова, О.В. Смородова
(Zulkhiza M. Sufyanova, Olga V. Smorodova)
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
(Ufa State Petroleum Technological University)

Магистральные и промысловые трубопроводы представляют собой технические системы, разрушение которых вызывают экологические катастрофы и приводят к человеческим жертвам. Вследствие этого, можно заметить что монтаж, ремонт, реконструкция и эксплуатация трубопроводов требуют особенного внимания с точки зрения безопасности. Продлить срок безопасной службы нефтепроводных сетей – одна из важнейших задач в современном мире на нефтяных площадках.

Main and field pipelines are technical devices, the destruction of which can cause environmental disasters and lead to human casualties. Thus, installation, repair, reconstruction and operation of pipelines require special attention from the point of view of safety. One of the most important tasks is to extend the safe service life of oil pipeline systems.

Ключевые слова: *магистральные трубопроводы, коррозия, дефекты труб, композитные материалы, композитные муфты*

Keyword: *main pipelines, corrosion, pipe defects, composite materials, composite couplings*

Несмотря на то, что нормативный срок службы магистральных трубопроводов превышает 30 лет, технологическая наследственность и сложные условия эксплуатации (влияние коррозионной среды, смещение грунта, строительные работы и др.) способствуют накоплению повреждений в стенке трубы задолго до истечения нормативного срока службы

По данным ОАО «АК Транснефть» [1], основными причинами утечки нефти из трубопровода представлены на рисунке 1.

ГБОУ ВО АГНИ

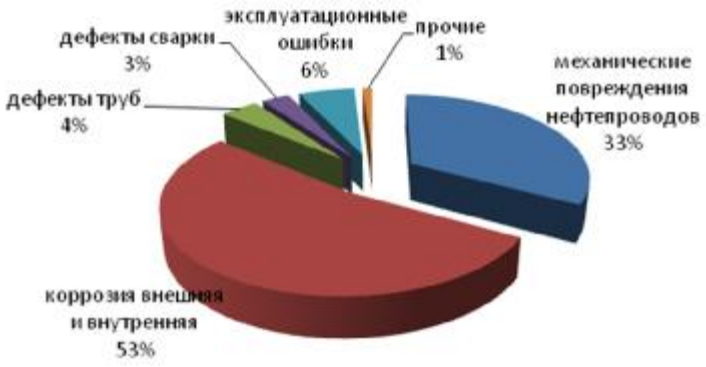


Рисунок 1 – Основные причины утечки нефти из трубопровода

На рисунке 2 показано процентное соотношение происхождения основных дефектов.

Рисунок 2 – Классификация дефектов трубопроводов

Существенная роль коррозии в преждевременном разрушении трубопроводов выделена в большинстве исследований и аналитических отчетов. Для южных регионов России характерна общая коррозия металла стенки, для северных районов — коррозионное растрескивание под напряжением.

Ремонт участков трубопроводов, имеющих локальные коррозионно-механические повреждения, может осуществляться с использованием конструктивно-технологических решений, реализуемых либо с помощью сварки, либо с применением высокопрочных неметаллических материалов. В настоящее время самым популярным является применение композитных материалов. Композитные материалы применяются в сфере транспортных трубопроводов уже более 20 лет при текущих ремонтах и для усиления участков стенки трубопроводов, ослабленных воздействием коррозии.

Композиционные материалы (КМ) – многосоставные материалы, обычно состоящие из пластичной матричной основы, с распределенными в ней армирующими волокнами или дисперсными частицами. На рисунке 3 представлена конструкция композитного материала.

ГБОУ ВО АГНИ

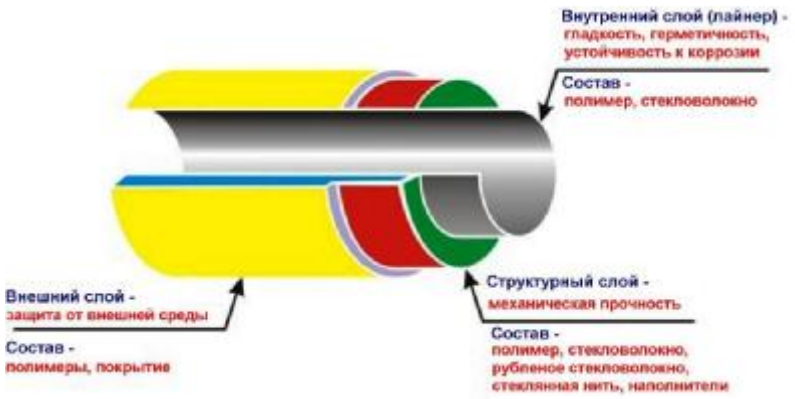


Рисунок 3 – Конструкция композитного материла

Принцип устранения дефектов трубопроводов с помощью композитных материалов состоит в перераспределении кольцевых нагрузок в стенке трубы, посредством перенесения их на волокно (в отвержденном состоянии). Равномерный перенос напряжений, осуществляется специальными эпоксидными составами — праймерами. Несмотря на то, что сталь будет подвержена пластической деформации, степень последней будет ограничена наружным слоем композитного материала, имеющего много больший предел прочности, что обеспечит безопасность эксплуатации трубопровода при максимально допустимом рабочем давлении.

Стандартный и эффективный метод ремонта с применением композитных материалов предусматривает использование трехкомпонентной системы, включающей армирующую волокнистую ткань, связующее вещество для сцепления композитного материала с трубой и каждым последующим витком ткани и наносимый на зону дефекта состав (праймер), имеющий высокую прочность при сжатии (для передачи нагрузки) [2].

Рынок композитных материалов и технологий в последние годы активно развивается, причем темпы роста объема отечественного композитного рынка значительно выше, чем мирового. Ежегодный темп прироста российского рынка композитов составляет примерно 20 %. Основными секторами мировой экономики, потребляющими композитные материалы, являются строительная индустрия (более 3,5 млн т/год), транспортное машиностроение (около 3 млн т/год), энергетика и электроника (около 1,7 млн т/год) [3].

Сфера применения композитных материалов в качестве средства ремонта трубопроводов и различных несущих конструкций достаточно широка. Данная технология может решать, в частности, следующие задачи:

- ремонт внутренних и внешних дефектов;
- устранение изгибов;
- ремонт сварных швов;
- устранение последствий механических повреждений;
- коррозия в местах установки опор трубопроводов;

ГБОУ ВО АГНИ

• устранение заводских дефектов;
• ремонт в условиях высокой температуры трубопровода;
• ремонт при отрицательных температурах.

Также одним из решений дефекта магистрального трубопровода является применение композитной муфты. Композитная муфта — это современное технологичное средство для ремонта трубопроводов и соединительных деталей трубопроводов (СДТ) с геометрией любой сложности (отводы, переходы, тройники, крестовины и т.п.). На рисунке 4 представлена конструкция композитной муфты.

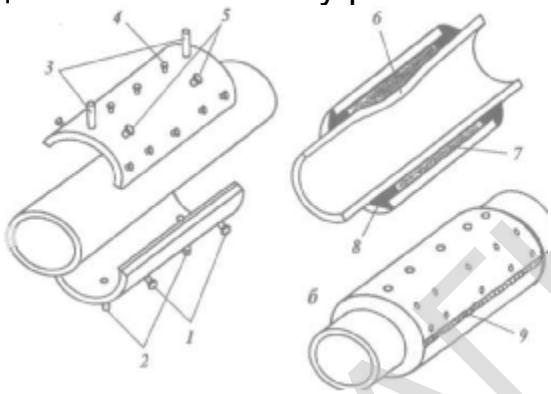


Рисунок 4 – а) – Конструкция композитной муфты КМТ;
б) – отремонтированный участок трубы, готовый к повторной изоляции:
1,5 – установочные болты; 2,3 – вводые и выходные патрубки соотвественно; 4 – контрольные болты; 6 – отремонтированное повреждение; 7 – композитный состав; 8 – герметик;
9 – продольный сварной шов, с помощью которого муфта собирается на месте из двух полумуфт

Нанесение возможно как на прямые участки, так и на геометрически сложные (отводы, тройники, крестовины и т.п.), при этом не требуется использование специального оборудования, а сам процесс намотки ткани можно осуществлять силами двух человек (на малых диаметрах даже одного). При ее использовании сокращается количество простоев, которые влекут колоссальные издержки, сохраняется целостность систем и установок предприятий, увеличивается срок эксплуатации основных фондов, достигается значительная экономия материалов, вырабатываемых продуктов наибольшую выгоду от использования композитных муфт можно получить, применяя их в превентивном порядке, не допуская развития дефекта на проблемном участке до сквозного. Таким образом, исключается сама возможность появления утечки и необходимость ликвидировать ее, что, в свою очередь, снижает риск простоя оборудования и повышает эффективность и безопасность производства. Наконец к весомым преимуществам можно отнести и ее промышленную и экологическую безопасность [4].

Выводы

1. Установлено, что магистральные нефтепроводы, находящиеся в долголетнем периоде эксплуатации, подвержены разрушению с

ГБОУВО АГНИ

повышенной частотой. Как правило, основной причиной аварий является коррозионное разрушение трубопроводов.

2. Наиболее перспективным материалом для изготовления нефтепроводных труб является многослойный композитный материал. Основным его достоинством является абсолютная независимость от коррозионных разрушений и минимальная гидравлическая шероховатость. Совокупный учет всех достоинств композитных трубопроводов позволяет достигнуть практически 3-кратного преимущества над стальными аналогами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Булавинцева А.Д. Динамика аварий по причиненному ущербу на линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» / А.Д. Булавинцева, П.М. Мазуркин. – Современные наукоемкие технологии. – 2011. – № 4. – С. 64-67.

2. Воробьев И.Н. Преимущество применения композитных материалов при ремонте трубопроводов / И.Н. ВОРОБЬЕВ. – Экспозиция нефть газ. – 2013. – № 5. – С. 47-52.

3. Малышкина А.В. Перспективы применения строительных композитных конструкций / А.В. Малышкина, А.П. Смирнов. – Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 5-8.

4. Композитно-муфтовая технология ремонта магистральных трубопроводов (КМТ) [Электронный ресурс]: https://docplayer.ru/48234425-Kompozitno-muftovaya-tehnologiya-remonta-magistralnyh-truboprovodov-kmt.html

УДК 620.164.3

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВОЗБУЖДЕНИЯ ВИРАЦИОННО-ДИАГНОСТИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ В СТЕНКАХ НЕФГАЗОПРОВОДА

MODAL ANALYSIS OF LOW-FREQUENCY DIAGNOSTIC VIBRATION-ACOUSTIC VIBRATIONS OF PIPELINES

В.Е. Чанчина, С.О. Гапоненко, А.Е. Кондратьев
(V.E. Chanchina, S.O. Gaponenko, A.E. Kondratiev)
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
(Kazan state power engineering university)

Предложен модальный анализ собственных колебаний полиэтиленовых трубопроводов, на основе которого проведено исследование колебаний в программном комплексе ANSYS.

ГБОУ ВО АГНИ

Представлены результаты модального анализа для полиэтиленовых труб при схеме укладки с наклонными стенками и различном грунте.

A modal analysis of natural vibrations of polyethylene pipelines is proposed, on the basis of which the study of vibrations in the ANSYS software package is carried out. The results of modal analysis are presented for polyethylene pipes with a layout with inclined walls and various soils.

***Ключевые слова**: надёжность, трубопровод, модальный анализ, собственные колебания*

***Key words:** reliability, pipeline, modal analysis, natural vibrations*

Известно много способов технической диагностики трубопроводов, одним из которых является метод колебаний. В объекте контроля возбуждаются вибрационные колебания и производится анализ их параметров в некотором удалении от точки возбуждения. Наиболее информативными являются собственные колебания, частота которых зависит от параметров объекта контроля.

Задача усложняется, когда объект контроля оказывается под внешним воздействием, способным влиять на частоту собственных колебаний. В частности, для трубопроводов таким воздействием может оказаться влияние грунта при бесканальной укладке. В этом случае происходит изменение параметров собственных колебаний, что загрубляет, а зачастую просто искажает результаты вибрационного контроля.

Различные виды грунта по-разному влияют на изменение частоты собственных колебаний трубопровода. Целью работы является анализ влияния грунтов различного типа на параметры собственных колебаний трубопровода.

Для расчета было выбрано 2 полиэтиленовых трубы с характеристиками: 180х4,4; 250х6,2. Параметры соответствуют требованиям ГОСТа 18599-2001 «Трубы напорные из полиэтилена» [1].

По условиям моделирования трубопровод закреплен с двух сторон на расстоянии 0,22L, где L – длина трубопровода.

Диаметр трубопровода равен 180 мм, толщина стенки трубы - 4,4 мм. Расчетный трубопровод укладывается в траншею с наклонными стенками, заложение откоса на плоское основание на глубине 2,5 м в песчаном грунте (Г-I). Удельный вес грунта 16,7 кН/м3 и модуль деформации грунта 1,1 МПа.

Принципы математического моделирования воздействия внешней нагрузки на трубопроводы

Для построения математической модели произведено определение степени воздействия грунта на трубопровод вследствие вертикального и бокового давления грунта на полиэтиленовый трубопровод [2-3].

ГБОУ ВО АГНИ

На основании полученных данных определяется давление, кН/м2, оказываемое грунтом на трубопровод (1):

$$q = \frac{Q_{ЭКВ}}{D_H}, \quad (1)$$

где $Q_{экв}$ - расчетная линейная приведенная эквивалентная нагрузка, кН/м.

Расчеты производились в универсальной программной системе конечно-элементного анализа ANSYS, которая является довольно популярной у специалистов в сфере автоматизированных инженерных расчётов [4-8].

В качестве исходных данных принимались параметры полиэтиленовых трубопроводов и двух типов грунтов, в частности, были выбраны две наиболее распространенные на территории России категории грунтов, представленные в таблице 1.

Таблица 1 - Категории рассматриваемого грунта

Категория грунта	Наименование грунта	q, кН/м^3	
		355х8,7	630х15,4
Г-I	Пески гравелистые, крупные и средней крупности	48,9908462	48,7741223
Г-VI	Глины тяжелые	58,9495442	58,8673744

Результаты расчетов частот собственных колебаний различных трубопроводов, без учета влияния грунта и с его учетом, представлены в таблице 2. В них показаны собственные частоты v[Гц] (моды с 1 по 100) различных типоразмеров трубопроводов без воздействия грунта (графа «-») и под воздействием грунтов типа Г-I и Г-VI.

Таблица 2 - Полученные результаты собственных частот трубопровода

Мода	Трубопровод метровый					
	180х4,4			250х6,2		
	-	Г-I	Г-VI	-	Г-I	Г-VI
1	5	6	7	8	9	10
Частота, Гц						
1	50,137	48,768	48,461	26,533	25,463	25,208
2	119	114,88	113,97	69,424	63,89	62,588
…						
61	1448,5	1445,6	1445	1164,6	1160,6	1159,7
62	1457,2	1456,2	1456	1170	1166	1165,2
63	1482,2	1480,1	1479,7	1180	1174,7	1173,8
64	1492	1489,1	1488,6	1200,6	1199,8	1199,6

ГБОУ ВО АГНИ

…						
99	2038,9	2032,5	2031,3	1636,3	1634,3	1633,8
100	2051,5	2049,1	2048,5	1641,6	1639,5	1639

Анализ полученных результатов показал, что частоты собственных колебаний свободных трубопроводов (без воздействия грунта) и заглубленных (с воздействием грунта) изменяются в сторону уменьшения значения, при этом более плотный грунт оказывает большее влияние [9-10].

Заключение

В работе был произведен модальный анализ собственных колебаний полиэтиленовых трубопроводов, как без учета давления грунта, так и с учетом вертикального и бокового давления различных грунтов. Расчеты проводились в программном комплексе ANSYS.

В результате аналитических исследований влияния грунтов различного вида на изменение собственной частоты трубопроводов 2 типов, было определено, что грунт оказывает влияние на изменение частот собственных колебаний, при этом наименьшее значение частот достигается при укладке коммуникации в грунт типа Г-VI (глины тяжелые), что объясняется его вязкостью и пластичностью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия = Polyethylenepressurepipes. Specifications: межгосударственный стандарт ГОСТ 18599-2001: взамен ГОСТ 18599-83: введен 2003-01-01 / Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. - Москва: Стандартинформ, 2008. - III, 34.

2. Одельский, Э.Х. Гидравлический расчет трубопроводов разного назначения / Э.Х. Одельский. - М.: ЁЁ Медиа, 2013. - 476 с.

3. Викулин П.Д. Гидравлика и аэродинамика систем водоснабжения и водоотведения [Текст] : учебник для обучающихся по направлениям подготовки 08.03.01 «Строительство», 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств», 27.03.04 «Управление в технологических системах», 20.03.01 «Техносферная безопасность» (№ 06 от 29.08.2017 г.) / П. Д. Викулин, В. Б. Викулина ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Национальный исследовательский Московский государственный строительный университет. - Москва: Изд-во МИСИ-МГТУ, 2018. - 386, [8] с.; ISBN 978-5-7264-1873-5: 150 экз.

4. Руководство по программе Ansys / CFX, версия 13.0 - 2010.

5. В.А. Бруяка, В. Фокин, Е.А. Солдусова, Н.А.Глазунова, И. Адеянов Инженерный анализ в ANSYS Workbench [Инженерный анализ в ANSYS Workbench]. Самара: СГТУ, 2010. 271. с.

ГОУ ВО АГНИ

6. В.В. Гриб [и др.]; под общ.ред. В.В. Гриба. Диагностические модели изменения технического состояния механических систем // Московский автомобильно-дорожный ин-т (Гос. технический ун-т). - Москва: МАДИ(ГТУ), 2007.
7. С.О. Гапоненко, А.Е. Кондратьев. Перспективные методы и методики поиска скрытых каналов, полостей и трубопроводов виброакустическим методом // Вестник Северо-Кавказского федерального университета, №2(47), 2015, стр. 9-13.
8. С.О. Гапоненко, А.Е. Кондратьев. Модельная установка для разработки способа определения местоположения скрытых трубопроводов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, №7-8, 2014, 123-129.
9. С.О. Гапоненко. Акустико-резонансный информационно-измерительный комплекс и методика контроля местоположения заглубленных трубопроводов: автореферат дис. кандидата технических наук / Казан.гос. энергет. ун-т. Казань, 2017. – 22 с.
10. С.О. Гапоненко, А.А. Ибадов, А.Е. Кондратьев, А.Ф. Нигматулина. Математическое моделирование колебаний упругой оболочки при внешнем воздействии на примере трубопровода // Материалы IX Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи - 2018». В 3-х томах, Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2018. – С. 265-268.

УДК 620.19

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДА ПУТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ВИБРАЦИОННЫХ КОЛЕБАНИЙ В ЕГО СТЕНКАХ

MONITORING THE CONDITION OF OIL AND GAS PIPELINE BY EXCITING DIAGNOSTIC OSCILLATIONS IN ITS WALLS

Р.З. Шакурова, С.О. Гапоненко, А.Е. Кондратьев
(Rozalina Z. Shakurova, Sergey O. Gaponenko, Alexander E. Kondratiev)
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
(Kazan State Power Engineering University)

В статье рассматриваются вопросы, связанные с техническим диагностированием нефтегазопроводов. Основное внимание уделено инерциальному возбуждению низкочастотных вибрационных колебаний в стенке нефтегазопровода с помощью разработанного устройства. Приведены результаты экспериментальных исследований.

The article deals with issues related to the technical diagnostics of oil and gas pipelines. The main attention is paid to the inertial excitation of low-frequency diagnostic

ГБОУ ВО АГНИ

oscillations in the pipeline wall using the developed device. The results of experimental studies are presented.

Ключевые слова: *диагностика, инерциальный резонатор, возбуждение колебаний, спектр колебаний*

Key words*: diagnostics, inertial resonator, oscillation excitation, vibration spectrum*

В настоящее время проблема износа нефтегазопроводов стоит очень остро. Износ нефтегазопроводных сетей приводит к высокой аварийности и потере энергоресурсов в процессе транспортировки. Кроме того, подобные аварии несут за собой большие материальные затраты, значительный вред экологии, а порой и человеческие жертвы [1].

В целях обеспечения безопасной и бесперебойной эксплуатации трубопроводов периодически проводят техническое обследование. Регулярные проверки позволяют определить соответствие трубопроводных систем требованиям промышленной безопасности, а также своевременно обнаружить и устранить неисправности, дефекты или коррозию, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации.

Техническое диагностирование трубопроводов подразумевает обследование трубопровода на наличие различного рода дефектов как наружных, так и внутренних [2]. Для этого применяют методы ультразвуковой диагностики, теледиагностики и т.д. Однако данные методы имеют определенные недостатки. Одни позволяют производить диагностику только металлических трубопроводов, другие обладают слабой избирательностью, особенно при наличии большого количества различных коммуникаций, третьи сложны в реализации. Поэтому для проведения полноценного обследования применяют сразу несколько наиболее подходящих из них, но такой подход усложняет процесс диагностирования и увеличивает его сроки и стоимость [3].

Для решения данной проблемы была разработана универсальная методика и устройство для поиска различных дефектов трубопроводов. Суть методики состоит в возбуждении диагностических низкочастотных вибрационных колебаний в стенке трубопровода с помощью инерциального резонатора с последующей регистрацией колебаний с помощью чувствительного элемента и анализом полученных спектров.

Возбуждение колебаний осуществляется с помощью стенда, схема которого представлена на рисунке 1.

ГБОУ ВО АГНИ

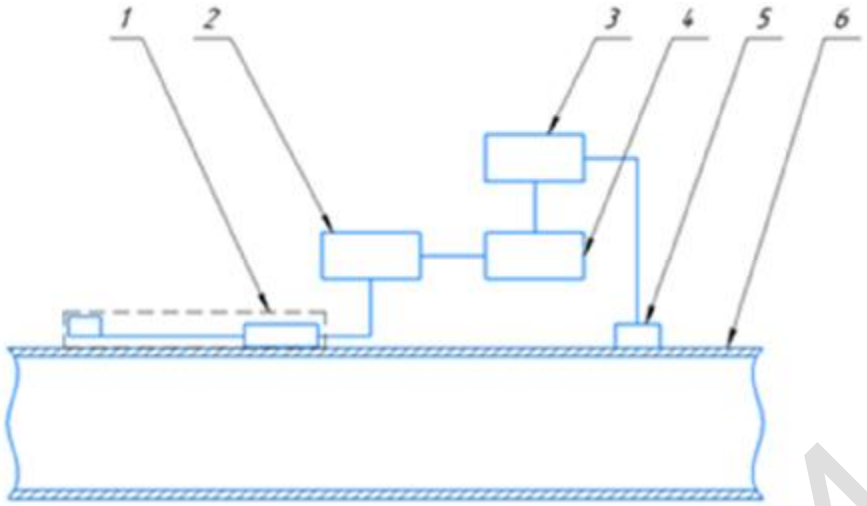


Рисунок 1 – Стенд для возбуждения диагностических вибрационных низкочастотных колебаний: 1 – инерциальный резонатор; 2 – регулятор частоты вращения; 3 – аналого-цифровой преобразователь (АЦП); 4 – персональный компьютер; 5 – чувствительный элемент; 6 – трубопровод

Основным элементом данного стенда является инерциальный резонатор, позволяющий генерировать в стенке исследуемого объекта диагностические низкочастотные вибрационные колебания [4].

На стенку трубопровода 6 устанавливают инерциальный резонатор 1 и чувствительный элемент 5. Из персонального компьютера 4 подаётся сигнал на регулятор частоты вращения 2, который приводит в действие инерциальный резонатор 1, состоящий из электропривода и закреплённого на его валу эксцентрика, при вращении которого возникают инерционные силы, реализующие вибрационное воздействие на стенки трубопровода 6. Чувствительный элемент 5 измеряет параметры колебаний стенок трубопровода, сигнал от него направляется через аналого-цифровой преобразователь 3 в персональный компьютер 4 для регистрации возбуждаемых инерциальным резонатором колебаний стенок трубопровода и дальнейшего анализа их параметров.

При этом обеспечивается возможность варьирования частоты вращения эксцентрика посредством электропривода с числовым программным управлением, состоящим из персонального компьютера, регулятора частоты вращения и инерциального резонатора.

Таким образом, анализируя параметры возбуждаемых инерциальным резонатором колебаний стенок трубопровода, регистрируемых чувствительным элементом, можно выявлять и локализовать дефекты, т.е. определять техническое состояние трубопровода [5].

Для контроля вибрационного воздействия на исследуемый трубопровод, а также для сбора, хранения и обработки сигналов, поступающих с микрофона, в среде LabVIEW [6] была разработана программа для ЭВМ «Condition monitoring system». На рисунке 2

РЕПОЗИТОРИЙ ГГТУ

представлена панель программы «Генерация», в которой можно контролировать и регулировать частоту вращения инерциального резонатора. На рисунке 3 представлена панель программы «Регистрация», в которой происходит регистрация сигналов с микрофона и преобразование этих сигналов в спектр для дальнейшего анализа [7].

Рисунок 2 – Панель «Генерация»

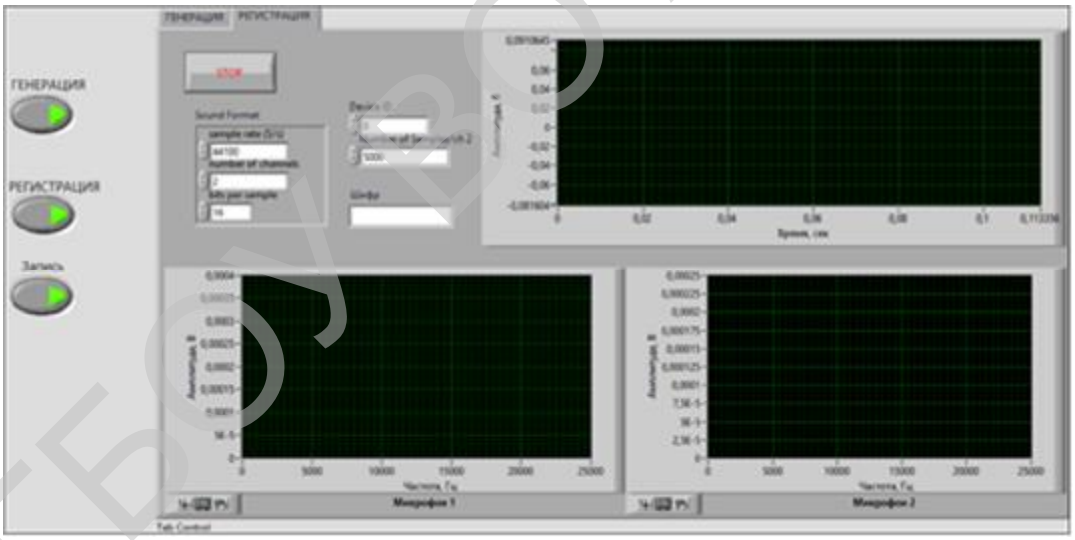


Рисунок 3 – Панель «Регистрация»

Экспериментальные исследования

Экспериментальные исследования проводились на стеклопластиковой бездефектной трубе. В нефтегазовой отрасли наибольшее применение нашли именно трубы из стеклопластика.

У исследуемого трубопровода размерами 400х72х4 имеются разные собственные частоты колебаний, найденные аналитически в программном комплексе ANSYS [8] с помощью модального анализа. Для проведения экспериментальных исследований была выбрана наиболее явная частота, равная 864 Гц, при которой наблюдалась максимальная амплитуда сигнала.

ГБОУВО АГНИ

Для возбуждения колебаний использовался инерциальный резонатор. Для регистрации колебаний использовался пьезоэлектрический датчик, сигнал от которого поступал в персональный компьютер через аналого-цифровой преобразователь. Анализ и обработка колебаний производились в программе «Condition monitoring system».

На рисунке 4 представлена фотография экспериментальной установки.

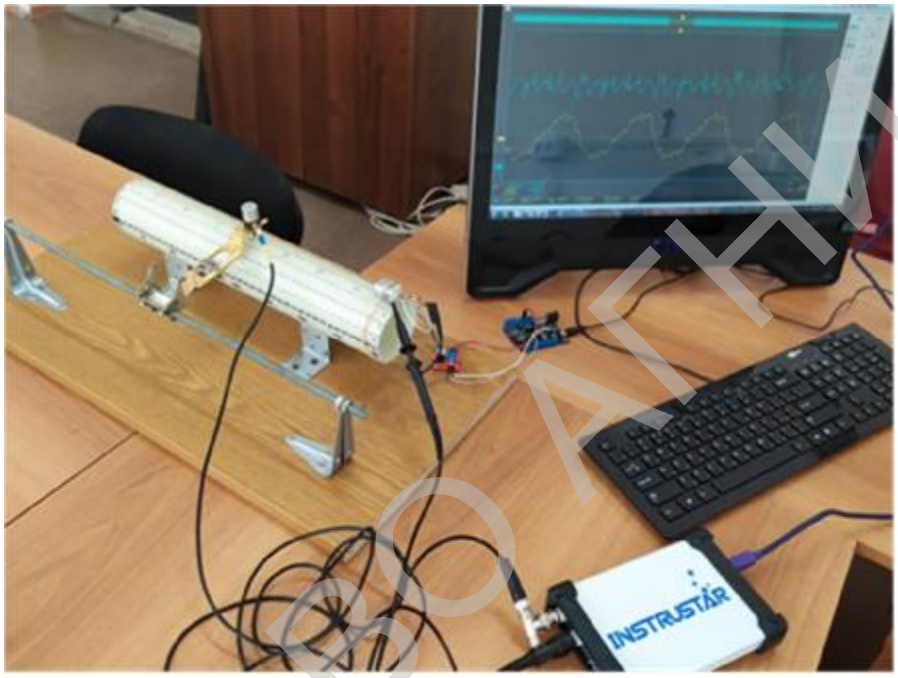


Рисунок 4 – Экспериментальная установка с трубой из стеклопластика

Были проведены многократные экспериментальные измерения с изменением точек возбуждения и точек съема колебаний, в разных точках трубопровода, при соблюдении правила: расстояние между инерциальным резонатором и пьезодатчиком было одинаковым и равнялось длине волны генерируемого сигнала.

В процессе экспериментальных исследований генерировался опорный сигнал в 860 Гц, далее с помощью пьезоэлектрического датчика, расположенного на расстоянии, равном 1 длине волны, регистрировался выходной сигнал.

На рисунке 5 изображен спектр опорного сигнала колебаний стеклопластиковой трубы 400х72х4.

На спектре по оси ОХ показана частота сигнала в герцах (Гц), по оси ОУ амплитуда сигнала в вольтах (В).

ГБОУ ВО АГНИ

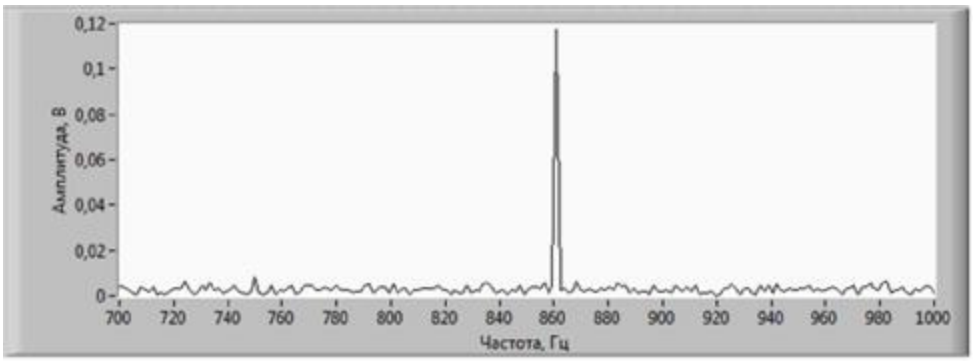


Рисунок 5 – Спектр опорного сигнала колебаний стеклопластиковой трубы

На рисунке 6 изображен спектр выходного сигнала колебаний стеклопластиковой трубы, регистрируемого пьезодатчиком.

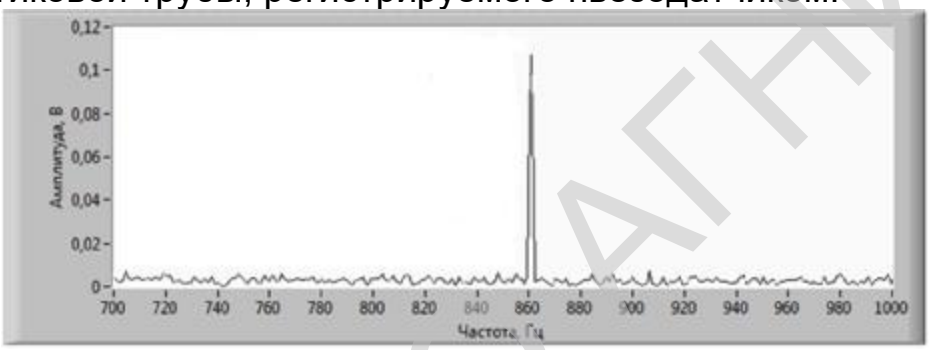


Рисунок 6 – Спектр выходного сигнала колебаний стеклопластиковой трубы.

Из спектров видно, что частоты опорного и выходного сигналов одинаковы, но при этом происходит диссипация колебательной энергии за счёт прохождения через стенку бездефектного трубопровода. Известно, что любое нарушение структуры материала (несплошность, трещина и пр.), характеризуемое как дефект, приводит к увеличению степени рассеивания колебательной энергии, соответственно выходной сигнал, регистрируемый пьезодатчиком, будет заметно слабее опорного, генерируемого инерциальным резонатором. По степени ослабления сигнала можно судить не только о наличии дефекта, но также и о его размерах.

Заключение

В работе была предложена методика оценки технического состояния трубопроводов, представлено устройство инерциального возбуждения колебаний в стенке исследуемого объекта. В работе представлены результаты экспериментальных исследований на трубопроводе из стеклопластика размерами 400х72х4, которые показали, что амплитуда сигнала на бездефектном трубопроводе меняется незначительно. Происходит процесс нормального рассеивания колебательной энергии за счет её прохождения через твердое тело, однако, учитывая, что любой дефект является изменением структуры

ГБОУ ВО АГНИ

материала, соответственно коэффициент рассеивания колебательной энергии в месте дефекта будет больше, что приведет к ослаблению сигнала, регистрируемого пьезодатчиком. Предлагаемая методика является основой создания нового измерительно-диагностического комплекса для вибрационного контроля трубопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гапоненко, С.О. Акустико-резонансный информационно-измерительный комплекс и методика контроля местоположения заглубленных трубопроводов: автореферат дис. кандидата технических наук / Казан. гос. энергет. ун-т. Казань, 2017. – 22 с.

2. Шакурова Р.З., Гапоненко С.О. Повышение надёжности работы энергетических систем путем определения технического состояния трубопроводов // Материалы XIV Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения». – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2019.

3. Гапоненко С.О., Шакурова Р.З. Повышение эффективности энергетических систем и систем транспортировки энергоносителя с использованием методов математического моделирования // Материалы XXIV международной молодежной научной конференции «ТУПОЛЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ (школа молодых ученых)». – Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2019.

4. Способ инерциального возбуждения механических колебаний в упругой оболочке // Патент России № 2705515 от 07.11.2019. / Гапоненко С.О., Кондратьев А.Е., Шакурова Р.З.

5. Гапоненко С.О., Шакурова Р.З. Совершенствование методики контроля технического состояния оборудования энергетических систем и комплексов // Материалы XXIV международной молодежной научной конференции «ТУПОЛЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ (школа молодых ученых)». – Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2019.

6. Кудрин А.В. Использование программной среды LabVIEW для автоматизации проведения физических экспериментов. Электронное учебно-методическое пособие. – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2014.

7. Condition monitoring system // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2019618374 от 01.07.2019. / Гапоненко С.О., Шакурова Р.З., Кондратьев А.Е., Тазитдинов Р.Р.

8. ANSYS. Практическое руководство: учебное пособие / А. П. Евдокимов; Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования Московской области Технологический университет. – Королёв: МГОТУ, 2017. – 141 с.

ГБОУ ВО АГИИ

СЕКЦИЯ 5. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ: ТЕНДЕНЦИИ, РАЗВИТИЕ, ИННОВАЦИИ

УДК 621.314

ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ВИБРАЦИИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ УЗЛА КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ С ПОМОЩЬЮ КОНТРОЛЬНО–ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ ЛАЗЕРНОГО ВИБРОМЕТРА

MEASUREMENT OF VIBRATION PARAMETERS OF THE POWER TRANSFORMER OF THE ELECTRIC SUBSTATION OF THE UNIT OF THE BRUSH PUMPING STATION USING THE CONTROL - MEASURING COMPLEX BASED ON A LASER VIBROMETER

В.Р. Басенко, М.Ф. Низамиев, И.В. Ившин, О.В. Владимиров
(V. R.Basenko, M.F.Nizamiev, I.V. Ivshin, O. V.Vladimirov)
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
(FSBEI HE Kazan State Power Engineering University)

В статье приведены результаты измерений параметров вибрации силового трансформатора электрической подстанции класса напряжения 35/6 кВ. Измерения получены за счет созданного контрольно–измерительного комплекса (КИК) на основе лазерного виброметра. Измерения проведены для каждой фазы силового трансформатора ТМН 6300 35/6 кВ и представлены в виде спектра изменения амплитуды колебаний во времени.

The article presents the results of measurements of vibration parameters of a power transformer of an electrical substation of a voltage class of 35/6 kV. The measurements were obtained by means of the created control and measuring complex (CMC) based on a laser vibrometer. The measurements were carried out for each phase of the TMN 6300 35/6 kV power transformer and are presented as a spectrum of changes in the amplitude of oscillations over time.

Ключевые слова: *контрольно – измерительный комплекс, лазерный виброметр, силовой трансформатор, контроль технического состояния*

Key words*: control and measuring complex, laser vibrometer, power transformer, technical condition control*

В нефтегазовой отрасли наиболее распространёнными потребителями электрической энергии являются приводы станков – качалок, рабочим напряжением которых является уровень 6 кВ или 10 кВ. Соответственно, наиболее распространенными электрическими подстанциями в нефтегазовой отрасли являются подстанции класса

ПГУ ВО АГН

110/10(6) кВ и 35/10(6) кВ. Поэтому в парке трансформаторов нефтедобывающей отрасли преобладают трансформаторы вышеперечисленных классов напряжений. Данные трансформаторы относят к классу силового электротехнического оборудования высокого напряжения.

Силовой трансформатор является самым ответственным и дорогостоящим элементом электрической подстанции. Поэтому контроль технического состояния силовых трансформаторов является одной из приоритетных задач современной диагностики электротехнического оборудования. Одним из наиболее информативных и современных методов контроля и диагностики технического состояния силовых трансформаторов является виброакустический метод. Данный метод позволяет оценивать техническое состояние силового трансформатора по его параметрам вибрации.

На сегодняшний день виброакустические методы контроля подразделяются на 2 подгруппы: контактные и бесконтактные. Ввиду необходимости проведения диагностики во время эксплуатации трансформаторов, большую актуальность приобретают бесконтактные виброакустические методы контроля технического состояния.

Для осуществления контроля параметров вибрации силового трансформатора разработан КИК на основе лазерного виброметра. Данный комплекс состоит из лазерного доплеровского виброметра и программного обеспечения на основе LabVIEW [3]. Схема КИК приведена на рисунке 1.

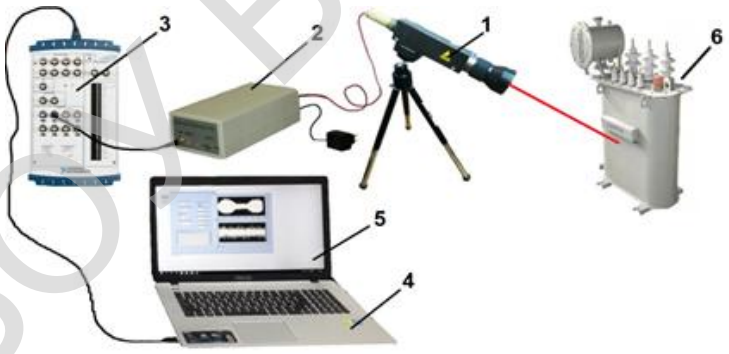


Рисунок 1 - Схема контрольно-измерительного комплекса: 1 – лазерный виброметр; 2 – согласующее устройство; 3 – многофункциональный модуль ввода-вывода; 4 – персональный компьютер; 5 – программное обеспечение; 6 – силовой трансформатор

С помощью данного комплекса были проведены измерения вибрации силового трансформатора ТМН 6300 35/6 кВ. Измерения проводились на баке трансформатора. Для измерения были выбраны точки на баке трансформатора, соответствующие верхней и нижней границе обмоток каждой из фаз трансформатора. По данным информативным точкам, по известной методике [5], определяется состояние активной части трансформатора, а именно магнитопровода и обмоток. Схема с точками измерений приведена на рисунке 2.

ГБОУ ВО АГНИ

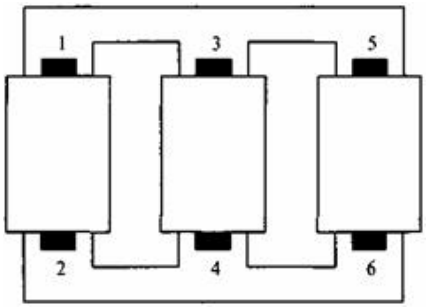


Рисунок 2 - Схема месторасположения точек измерений параметров вибрации трансформатора ТМН 6300 35/6 кВ

Измеряемый трансформатор был одним из элементов двухтрансформаторной подстанции, питающей узел одной из кустовых насосных станций нефтедобывающей отрасли республики Татарстан.

Полученные экспериментальные данные приведены ниже на рисунках 3-8.

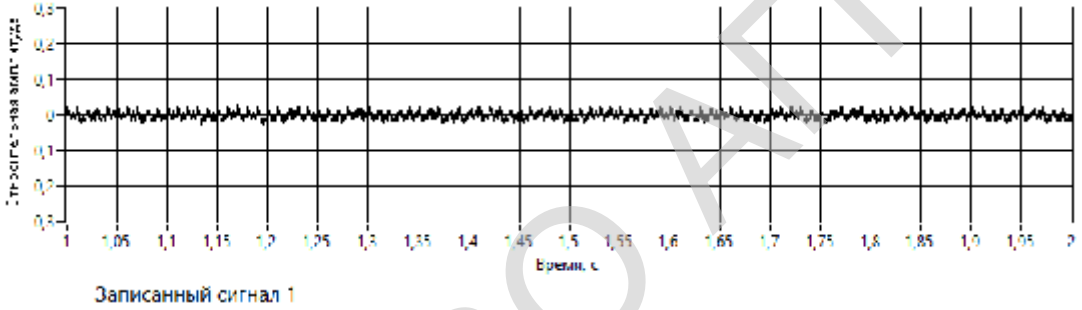


Рисунок 3 – Фаза А точка 1

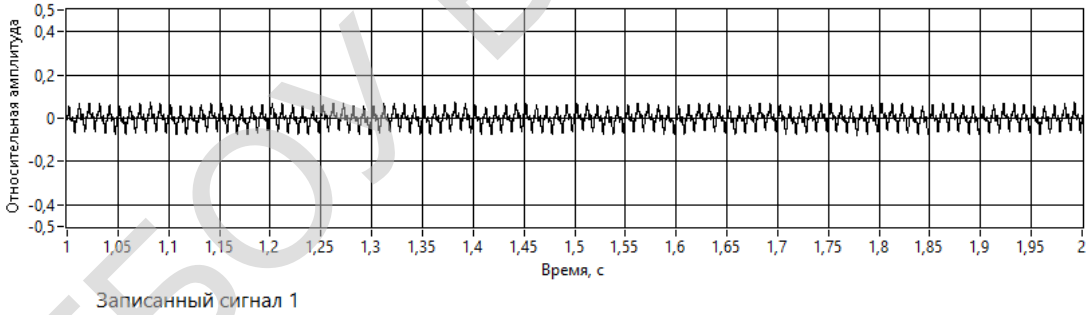


Рисунок 4 – Фаза А точка 2

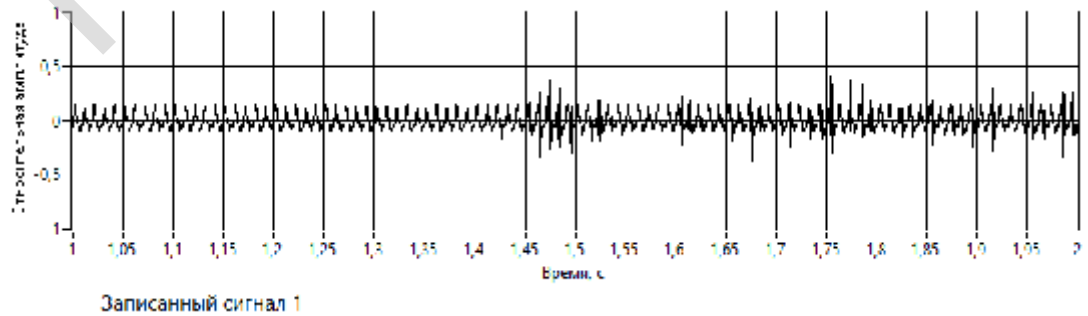


Рисунок 5 – Фаза В точка 3

ГБОУ ВО АГНИ

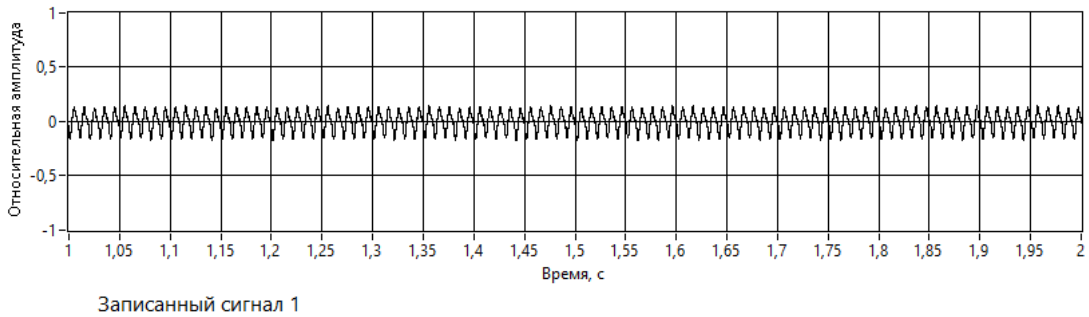


Рисунок 6 – Фаза В точка 4

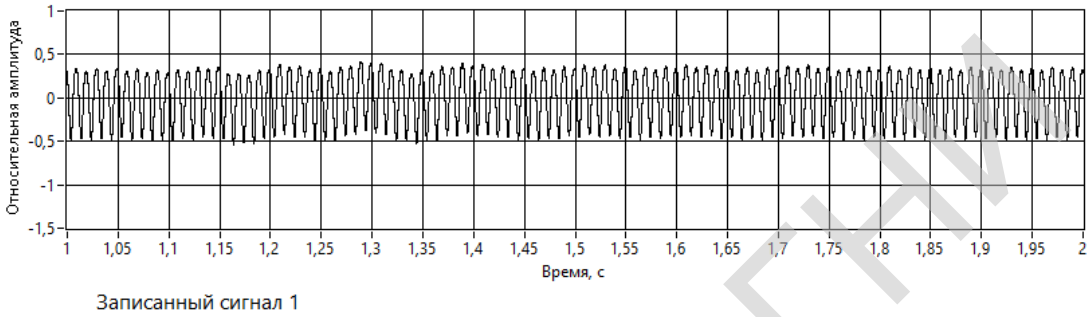


Рисунок 7 – Фаза С точка 5

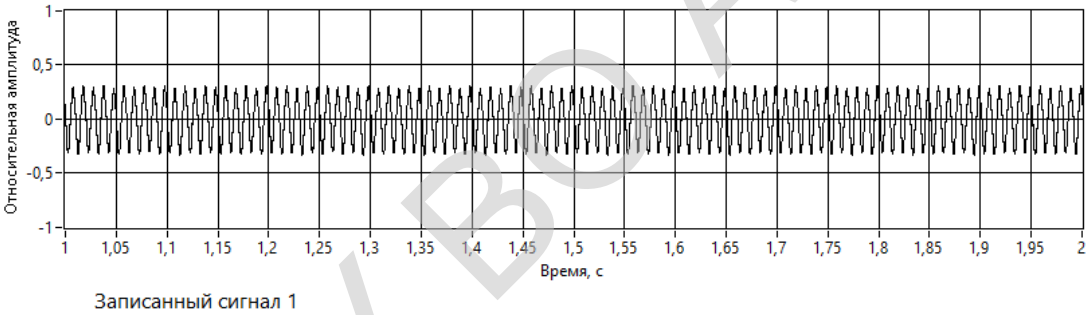


Рисунок 8 – Фаза С точка 6

На рисунках представлена относительная амплитуда колебаний для каждой фазы трансформатора ТМН 6300 35/6 кВ. Время сигналов выбрано в диапазоне от 1 с до 2 с для более детального рассмотрения сигнала.

Исходя из полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

- все сигналы имеют синусоидальную форму, что характерно для природы токовых колебаний;
- сигналы во всех точках имеют приблизительно равную частоту колебаний;
- наибольшей амплитудой колебаний была характерна для фазы С, что может говорить о наличии несимметрии в сторону данной фазы или о возможности наличия дефекта в данном месте активной части измеряемого трансформатора.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Измерительно-диагностический комплекс для диагностики энергетических установок / М.Ф. Низамиев, И.В. Ившин, О.В. Владимиров, Ю.В. Ваньков // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2014. – №3-4. – С. 108-113.

2. Измерительно-диагностический комплекс для контроля технического состояния электротехнического оборудования / М.Ф. Низамиев, И.В. Ившин, В.В. Максимов, Ф.Ф. Билалов // Электрика. – 2015. - №6. – С.18-25

3. Анализ вибрационных сигналов силового трансформатора с применением лазерного измерительно-диагностического комплекса / В.Р. Басенко, М.Ф. Низамиев // «ЭНЕРГИЯ-2020» - Пятнадцатая всероссийская (седьмая международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. – 2020. – Сборник материалов конференции, том №3 – С.26

4. Петрухин В.В. Основы вибродиагностики и средства измерения вибрации: учебное пособие / В.В. Петрухин, С.В. Петрухин – Москва: Инфра-Инженерия, 2010. – 176 с

5. https://dimrus.ru/vesta.html [электронный ресурс]. - (Дата обращения 01.10.2020 г.)

6. Прыгунов А.И. Вибрационная динамика машин и виброакустическая диагностика / А.И. Прыгунов, А.Н. Папуша // Вестник МГТУ. – 1998. - том 1 №1. – С. 21-27.

УДК 621.31:622.276

ПРОЦЕСС СТАРЕНИЯ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ASSESSMENT OF RELIABILITY PARAMETERS OF CONTACT CONNECTIONS THERMAL DIAGNOSTIC DATA AT THE FACILITIES OF THE OIL AND GAS INDUSTRY

Е.И. Грачева, А.Н. Горлов, Е.В. Михайлова, Д. Блохин
(E.I. Gracheva, A.N. Gorlov, E.V. Mikhailova, R.D. Blokhin)
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», ФГБОУ ВО «Юго-Западный государственный университет»
(Kazan State Power Engineering University, Southwestern State University)

В статье представлен анализ процесса старения контактных соединений электротехнического оборудования, на примере высоковольтных аппаратных зажимов, дефекты которых являются самыми распространёнными. Получены аналитические и графические зависимости основных показателей.

ГБОУ ВО АГНИ

Публикация выполнена при финансовой поддержке государственного задания Министерства высшего образования и науки Российской Федерации, проект № 0851-2020-0032 «Исследование алгоритмов, моделей и методов повышения эффективности функционирования сложных технических систем».

The article presents an analysis of the aging process of contact connections of electrotechnical equipment, using the example of high-voltage hardware clamps, whose defects are the most common. Analytical and graphical dependences of the main indicators are obtained

The publication was carried out with the financial support of the state assignment of the Ministry of Higher Education and Science of the Russian Federation, project No. 0851-2020-0032 "Research of algorithms, models and methods for improving the efficiency of complex technical systems.

Ключевые слова: *старение, отказ, дефект*

Key words*: thermal imaging diagnostics, failure rate, probability of failure-free operate*

Для решения вопроса о скорости развития образовавшихся дефектов контактных соединений необходимо учесть динамику развития процесса их старения со временем на реальном оборудовании на нескольких нефтегазодобывающих предприятиях. Это позволит, по мнению автора работы [1], дать научно-обоснованные экспертные оценки и рекомендации о сроках ремонта, плановых и, если необходимо, внеочередных тепловизионных обследованиях.

Данная задача решалась на примере высоковольтных аппаратных зажимов, дефекты которых являются самыми распространёнными. К примеру, для анализа процесса старения контактных соединений были выбраны типичные представители ВЧ-заградителей, которые имели дефекты соединений в период 2008-2019 гг. Данные тепловизионных обследований получены при различных значениях температуры окружающей среды, тока нагрузки и других факторов, для их сравнения производился перерасчёт превышения температуры с помощью формул, рекомендуемых нормативными документами, а также по разработанной автором программе приведения данных тепловизионного контроля к единому критерию [2].

На рис. 1 приведены примеры изменения превышения температуры на аппаратных зажимах отдельных ВЧ-заградителей. Идентичное изменение температуры характерно для контактов на другом оборудовании (рис. 2.), в том числе контактов, выполненных опрессовкой, а также болтовых соединениях. Характеристика имеет два выраженных участка: в течение первых месяцев (5-10 мес.) его температура изменяется незначительно, резкий рост температуры начинается через 12-15 мес. после образования дефекта. Замечено, что на прессованных контактах наблюдается тенденция к ускоренному росту температуры, но

ГБОУ ВО АГНИ

интенсивный рост превышения температуры также начинается не менее чем через 10-11 мес.

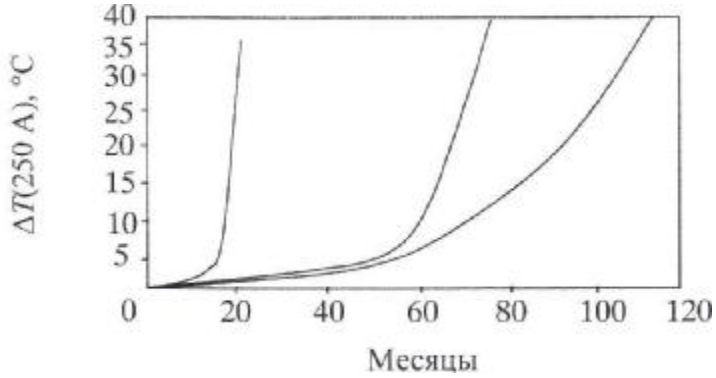


Рисунок 1 - Изменение превышения температуры на различных КС

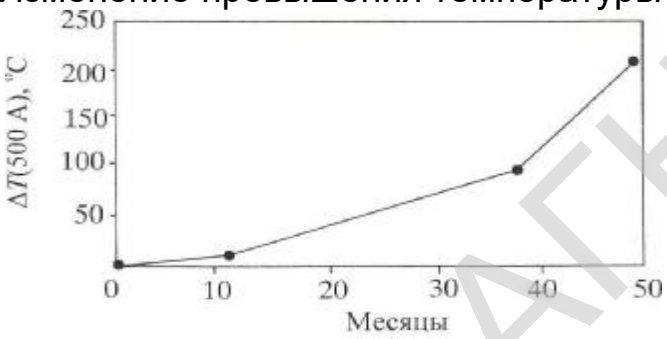


Рисунок 2 - Изменение превышения температуры на аппаратном зажиме разъединителя линии

В работе [1] проведён анализ значений превышения температуры контактных соединений, регистрируемого на 15-ти заградителях ВЗ-1000 (см. рис. 3). Вероятность регистрации дефекта в период до 10 мес. составляет 6 %, в период до 12 мес. - 47 %, до 15 мес. - 66 %, наконец в период до 3 лет все нарушенные контакты могут быть обнаружены.

Учитывая идентичность аппаратных зажимов на оборудовании одного класса, авторами разработана методика статистического анализа данных тепловизионного контроля на одинаковых объектах [3,4,5].

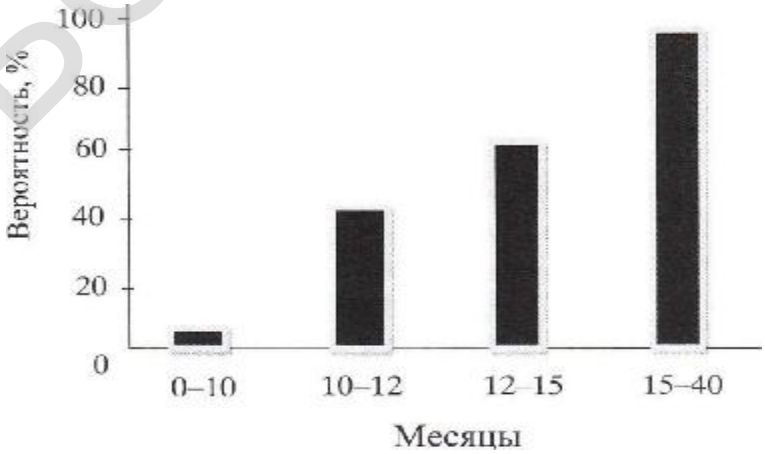


Рисунок 3 - Вероятность обнаружения нарушенного контакта со временем

На рисунке 4. приведены обобщенные данные, характеризующие максимальную скорость старения контактных соединений аппаратных

ГБОУВО АГНИ

зажимов ВЧ-заградителей различного типа. Видно, что характеристики идентичны: максимальный рост превышения температуры не ранее чем через 10 месяцев после окончания грозового сезона.

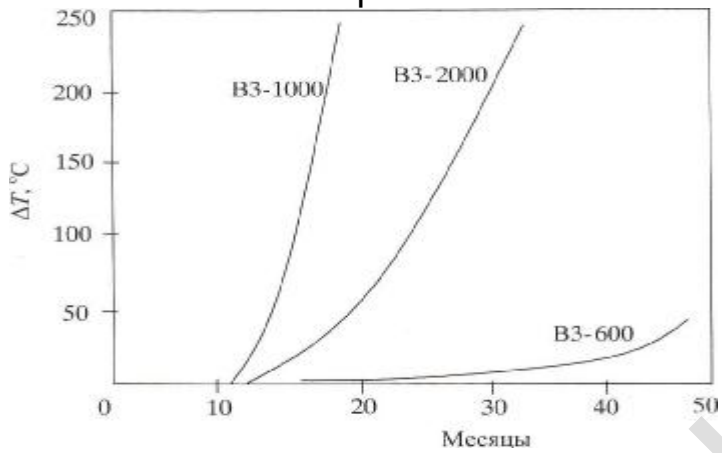


Рисунок 4 - Обобщённые зависимости максимальной скорости старения аппаратных зажимов на ВЧ-заградителях

Процесс старения дефектных контактных соединений характеризуется рядом особенностей, которые невозможно описать без понимания физической природы старения рассматриваемых объектов диагностики. Для математического описания процесса старения авторы исследований [4-5] воспользовались научными данными, описывающими процесс старения многоамперных электрических соединений [6]. Установлено, что электрическое сопротивление $R_{пер}$ соединений определяется многочисленными факторами. Характер воздействия каждого фактора достаточно изучен, поэтому обычно выделяются наиболее существенные факторы, которые определяют скорость старения дефектного контактного соединения.

Несмотря на многообразие действующих факторов, работоспособность большинства контактных соединений остаётся неизменной на протяжении многих лет, а образование дефекта на конкретном контактом соединении является вероятностным процессом и может быть связанно с перегревом соединений, изменением его микроструктуры, контактного нажатия и т.п., и, вследствие этого, инициированием начата роста оксидных плёнок непосредственно в области электрического контакта между контактирующими поверхностями.

Считается, что именно с этого момента старение дефекта осуществляется в соответствии с закономерностями развития оксидных плёнок со временем. В связи с данным предположением в работе [1] рассмотрены особенности развития оксидных плёнок и влияния нагрева контактного соединения на этот процесс.

Согласно предположению [6] контактная граница имеет однородные характеристики по всей поверхности контакта, оксидная плёнка и диффундирующий слой между элементами контакта имеет кольцевую форму, плёнка растет вследствие диффузии в радиальном направлении.

ГБОУВО АГНИ

Контактное сопротивление со временем изменяется и в рамках диффузионной модели обусловлено проникновением плёнки окислов в зону контакта за счёт диффузии атома оксида в кристаллической решетке металла. Согласно модели, через время t после развития дефекта переходное сопротивление будет определяться соотношениями [6]

$$\frac{R_{\text{пер}}(t)}{R_{\text{пер}}(0)} = \frac{a_0}{[a_0 - x(t)]}; x(t) = (2Dt)^{1/2}; \quad D(t) = D_0 exp\left[-\frac{U}{kT}\right];$$

$$\frac{R_{\text{пер}(t)}}{R_{\text{пер}(0)}} = 1/\left\{\left(\frac{(2Dt)^{\frac{1}{2}}}{a_0}\right) exp\left(-\frac{U}{kT}\right)\right\} \quad (1)$$

где $R_{пер}(t)$/ $R_{пер}(0)$ - сопротивления в момент времени t и t = 0; a_0 - радиус металлического пятна касания в момент времени t = 0; x(t) - глубина диффузионного проникновения плёнки окисла в зону пятна касания через время t; Dt - постоянная; к - газовая постоянная.

На рис. 5 приведены результаты расчёта по выражению (1) при физических параметрах, характерных для контактов из алюминиевых сплавов и меди.

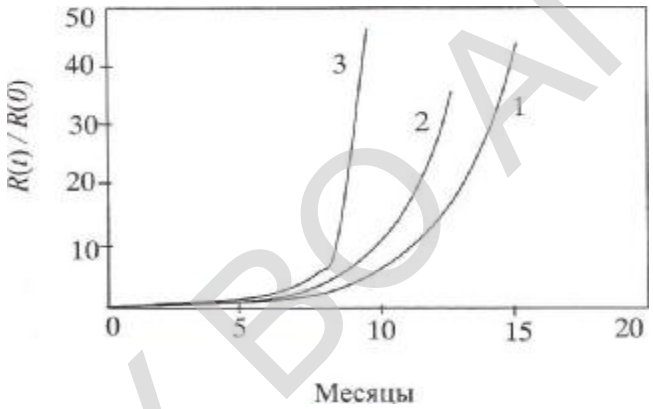


Рисунок 5 - Расчётные значения R(t) / R (0) (без учёта нагрева контакта)

В нормативных документах по тепловизионной диагностике предлагаются различные эмпирические сроки плановых обследований, а также практические критерии оценки технического состояния, сроки и категории ремонта того или иного соединения. Данные критерии, определённые на основе личного опыта экспертов, являются субъективными и не могут решить задачи, требуемые, например, ГОСТ 10432-82, где особо выделяются требования к надёжности: для оценки надёжности контактных соединений устанавливается, как указывалось, гамма-процентный ресурс, нижнее значение которого должно обеспечить работу устройств в соответствии с требованиями стандартов.

Проведенные исследования позволяют использовать данные результаты с целью корректировки сроков проведения планово-предупредительных ремонтов и своевременной замены низковольтного оборудования для повышения эффективности его эксплуатации.

Публикация выполнена при финансовой поддержке государственного задания Министерства высшего образования и науки Российской Федерации, проект № 0851-2020-0032 «Исследование

ГБОУ ВО АГНИ

алгоритмов, моделей и методов повышения эффективности функционирования сложных технических систем».

ЛИТЕРАТУРА

1. Власов А.Б. Прогнозирование долговечности контактных соединений по данным тепловизионной диагностики / А.Б. Власов // Электротехника. - 2018. - № 12.
2. Власов А.Б. Обработка и анализ тепловизионного контроля / А.Б. Власов // Электротехника. - 2018. - № 7.
3. Власов А.Б. Оценка параметров надёжности контактных соединений по данным тепловизионного контроля / А.Б. Власов, А.В. Джура // Электротехника. - 2019. - № 6.
4. Власов А.Б. Результаты многолетнего использования тепловизора для контроля состояния электрооборудования в Колэнерго / А.Б. Власов, А.В. Джура // Электрические станции. - 2006. - № 8.
5. Еленин Г.Г. Нанотехнологии, наноматериалы, наноустройства. — [Электронный ресурс] — Режим доступа: http://spkurdyumov.ru/mathmethods/nanotexnologii-nanomaterialy-nanoustrojstva/ (Дата обращения: 05.09.2019)

УДК 621.3.017:665.6/.7

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ ПОГРЕШНОСТЕЙ ВЫЧИСЛЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

ESTIMATION OF POSSIBLE ERRORS IN CALCULATING POWER LOSSES IN ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS OF OIL AND GAS FACILITIES

Е.И. Грачева, А.Н. Горлов, З.М. Шакурова, Р.Д. Блохин
(E.I. Gracheva, A.N. Gorlov, Z.M. Shakurova, R. D. Blokhin)
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», **ФГБОУ ВО «Юго-Западный государственный университет»**
(Kazan State Power Engineering University, Southwestern State University)

В предлагаемой работе рассматриваются вопросы анализа возможных погрешностей расчетов величины потерь электрической энергии в распределительных сетях объектов нефтегазовой промышленности.

Проведены исследования величины погрешностей от неучета нагревания проводников и неучета вида графика нагрузки потребителей.

Выявлены основные факторы, учет которых необходим при вычислении потерь. Показано, что для снижения погрешности расчетов, необходимо учитывать сопротивления контактов электрических

ГБОУВО АГИИ

аппаратов низкого напряжения, нагревание проводников линий распределительных сетей, а также вид графика нагрузки.

This paper deals with the analysis of possible errors in calculating the amount of electrical energy losses in the distribution networks of oil and gas industry facilities. The study of the magnitude of errors from the failure to take into account the heating of conductors and the failure to take into account the type of load schedule of consumers. The main factors that need to be taken into account when calculating losses are identified. It is shown that to reduce the calculation error, it is necessary to take into account the contact resistances of low-voltage electrical devices, heating of the conductors of distribution network lines, and the type of load graph.

Gratitudes

The publication was supported by the state task of the Ministry of higher education and science of the Russian Federation, project No. 0851-2020-0032 "Research of algorithms, models and methods for improving the efficiency of complex technical systems".

Ключевые слова: *электрические сети, потери электроэнергии, нагревание проводников, графики нагрузки, погрешности расчетов*

Key words: *Stromnetze, Stromverluste, leiterheizung, lastdiagramme, fehlerberechnungen*

В настоящее время в электротехнических комплексах нефтегазовой промышленности значительное внимание уделяется учету расхода электроэнергии. Анализируются и корректируются и тарифы, составляются электробалансы электропотребления с тем, чтобы выявить очаги наибольших потерь.

В современных условиях существует тенденция выявления определения наиболее влияющих факторов на уровень потерь. Предлагаемая работа посвящена оценке возможных погрешностей при расчетном определении потерь в распределительных сетях

Для анализа нагревания проводников в распределительных сетях нефтяной насосной станции рассмотрим пример с параметрами нагрузки: мощность электроприемника равна 60 кВт. Сечение проводов линии 50мм^2 с $I_д$ = 10 А, r_{20} = 0,59 Ом/км.

Постоянная времени нагревания для проводников при этом равна 18 мин. График нагрузки потребителя от времени показан на рисунке 1, а график зависимости сопротивлений и потерь мощности от времени показан на рисунке 2. Сопротивление автомата, установленного на линии, равно 2,34 мОм, а предохранителя 0,53 мОм.

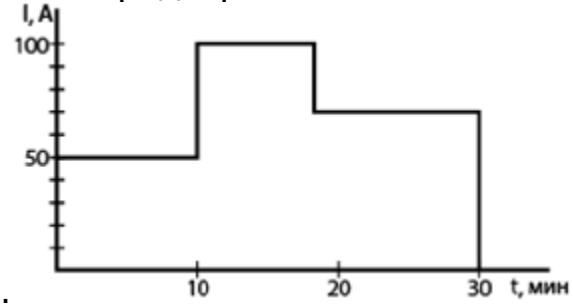


Рисунок 1 - Графики нагрузки потребителя нефтенасосной станции

ГБОУ ВО АГНИ

Проиллюстрируем расчетами и графиками (рисунок 2) изменение потерь мощности на графике нагрузки.

Для рассматриваемого примера требуется учет нагревания проводников в случае соразмерности временного промежутка с постоянным временем нагревания.

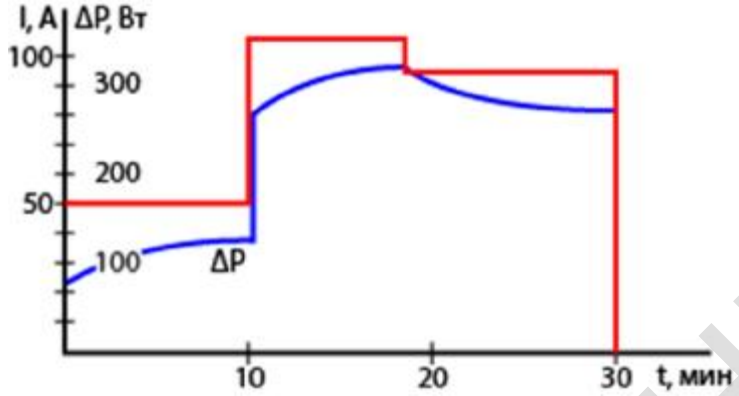


Рисунок 2 - Графические зависимости потерь мощности линии с учетом нагревания проводов

Покажем влияние на потери вида графика нагрузки. На рисунке 3а показан график для неизменной нагрузки в течение 18 мин, а на рис. 3б показан график среднеквадратического тока для потребителя рисунка 3а. На рисунке 3 даны зависимости изменения потерь мощности ΔР за время 95 минут. Потери в соответствии с графиками нагрузок потребителей рис. 3а, 3б равны Δ*W*=211 Вт·ч, Δ*W*=193 Вт·ч, соответственно.

Погрешность определения потерь электроэнергии по среднеквадратичному току равна11% по сравнению с потерями, рассчитанными по реальному графику нагрузки.

С учетом вышеприведенных исследований оценим возможную погрешность расчета потерь распределительной нефтенасосной станции.

При расчете потерь с использованием исходным данных о длине линии, изменяющихся в пределах от -5 до +8%, получается, что в среднем значение потерь оказывается завышенным на величину систематической составляющей

$$\delta_c = (-5+8)/2 = 1{,}5\%.$$

Вычитая систематическую погрешность из обеих границ, получаем симметричные границы ±6,5%, относящиеся к расчетной величине потерь ΔW_p

$$DW_p = DW \times K_к = DW \frac{1}{1{,}015} = 0{,}98\,DW ,$$

где

$$K_к = \frac{1}{1+\frac{d_c}{100}} .$$

ГБОУ ВО АГНИ

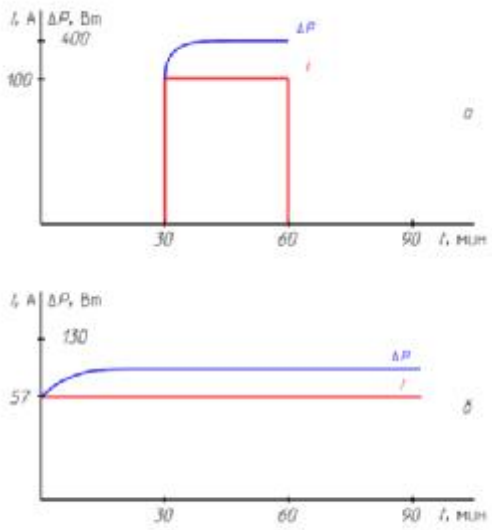


Рисунок 3 - Графики изменения потерь мощности и тока линии распределительной сети нефтенасосной станции

Среднеквадратическая погрешность не зависит от систематической

$$D=\frac{d_+ - (- d_-)}{6}$$

и составит

$$D = \frac{6{,}5 - (-6{,}5)}{6} = 2{,}17\% .$$

Аналогично определяются погрешности от других составляющих (таблица 1).

Таблица 1 - Значения составляющих погрешностей

Фактор, определяющий погрешность	Границы погрешности, %	Симметричные границы, %	Расчетная величина потерь, ΔW_p	Среднеквадратическая погрешность, %
Неточность определения длины линии	-5…+8	±6,5	0,97Δ*W*	2,15
Неучет сопротивлений контактных соединений	-10…0	±5,0	0,97Δ*W*	1,66
Изменение температуры окружающей среды	-10…+10		0,90Δ*W*	3,33
Неучет точного вида графика нагрузки	-11…0	±5,0	0,97Δ*W*	1,66
Суммарная погрешность	-9…+9		0,85Δ*W*	2,33

ГБОУ ВО АГНИ

Выводы

Отсутствие достоверной информации о параметрах элементов распределительных сетей низкого напряжения и неучет факторов, определяющих эти параметры, ведет к погрешностям при оценке уровня потерь электроэнергии. Проведенный анализ эксплуатационных параметров электрооборудования распределительной сети показал необходимость учета основных факторов для повышения точности расчетов потерь. Целесообразным является учет таких факторов, как нагревание линий распределительных сетей, сопротивления контактных аппаратов и вида графика нагрузки потребителей.

Благодарности

Публикация выполнена при финансовой поддержке государственного задания Министерства высшего образования и науки Российской Федерации, проект № 0851-2020-0032 «Исследование алгоритмов, моделей и методов повышения эффективности функционирования сложных технических систем».

ЛИТЕРАТУРА

1. *Федотов А.И., Грачева Е.И., Наумов О.В. Оценка технического состояния контактных соединений низковольтных коммутационных аппаратов по данным тепловизионного контроля// Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2005. – №9-10. С. 86-92.*
2. *Кобленц М.Г. Исследование электрической износоустойчивости силовых контактов контакторов при работе в повторно-кратковременном режиме// Сб. Электрические контакты. –М.: Госэнергоиздат, –1962. С.59-71.*
3. *Буткевич Г.В., Егоров Е.Г. Дуговые процессы при коммутации электрических цепей. – М.: Высш. шк., 1987. – 232 с.*
4. *Егоров Е.Г. Испытания и исследования низковольтных коммутационных электрических аппаратов. – Чебоксары: Чуваш. ун-т, 2000. – 448 с.*
5. *ГОСТ 10434-82. Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические условия (с изменениями №1, 2, 3). – Введ. 1983–01–01. – М.: Изд-во стандартов, 2007. – 21 с.*
6. *РД 34.45-51.300-97. Объемы и нормы испытаний электрооборудования. М.: НЦ ЭНАС, 2008. – 256 с.*
7. *ГОСТ 403-73. Аппараты электрические на напряжение до 1000В. Допустимые температуры нагрева частей аппаратов. – Введ. 1974–01–01. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 6 с.*
8. *Грачева Е.И., Шакурова З.М., Абдуллазянов Р.Э. Сравнительный анализ наиболее распространенных детерминированных методов определения потерь электроэнергии в цеховых сетях // Проблемы энергетики. - 2019. - № 5. – с.87-96.*

ГБОУ ВО АГНИ

9. Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М. Анализ и оценка экономии электроэнергии в системах внутризаводского электроснабжения // Проблемы энергетики. - 2020. - № 2. – с.65-74.
10. Конюхова Е.А., Киреева Э.А. Надежность промышленных предприятий. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 92 с.

УДК 621.3.017:665.6/.7

РАСЧЕТНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В НИЗКОВОЛЬТНЫХ СЕТЯХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

CALCULATED DETERMINATION OF POWER LOSSES IN LOW-VOLTAGE NETWORKS OF OIL AND GAS ENTERPRISES

Е.И. Грачева, А.Н. Горлов, З.М. Шакурова, Р.Д. Блохин
(E.I. Gracheva, A.N. Gorlov, Z.M. Shakurova, R. D. Blokhin)
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», ФГБОУ ВО «Юго-Западный государственный университет»
(Kazan State Power Engineering University, Southwestern State University)

В работе представлено исследование величин потерь электроэнергии в электрической сети низкого напряжения нефтяной насосной станции. В связи с наблюдающимся в настоящее время увеличением стоимости электроэнергии возникает задача повышения точности оценки уровня потерь электроэнергии в низковольтных сетях. в статье проведен расчетный анализ влияния на расчетное определение потерь электроэнергии таких параметров электрооборудования, как сопротивлении контактных соединений электрических низковольтных аппаратов, вида графика нагрузки потребителей и температуры окружающей среды.

Результаты вычислений подтвердили необходимость учета вышеперечисленных параметров, что позволит повысить достоверность расчетного определения потерь электроэнергии и снизит погрешность применяемых методик. При этом учет основных факторов, влияющих на уровень потерь электроэнергии, позволит эффективно внедрять мероприятия по энергосбережению и повышать качество эксплуатации нефтегазодобывающих комплексов.

The paper presents a study of the values of electricity losses in the low-voltage electric network of an oil pumping station. Due to the current increase in the cost of electricity, the task of improving the accuracy of estimating the level of electricity losses in low-voltage networks arises. the article presents a computational analysis of the influence of such parameters of electrical equipment as the resistance of contact connections of electric low-voltage devices, the type of consumer load graph and the ambient temperature on the calculated determination of power losses.

The results of calculations confirmed the need to take into account the above parameters, which will increase the reliability of the calculated determination of power losses

ГБОУ ВО АГИУ

and reduce the error of the methods used. At the same time, taking into account the main factors that affect the level of electricity losses will make it possible to effectively implement energy saving measures and improve the quality of operation of oil and gas production complexes.

Gratitudes

The publication was supported by the state task of the Ministry of higher education and science of the Russian Federation, project No. 0851-2020-0032 "Research of algorithms, models and methods for improving the efficiency of complex technical systems".

Ключевые слова: *потери электроэнергии, низковольтные сети, электрические аппараты, нагрев проводников, графики нагрузки*

Key words: *power losses, low-voltage networks, electrical devices, heating of conductors, load curves*

ГБОУ ВО АГНИ

В настоящее время электротехнические комплексы нефтегазовой промышленности Российской Федерации интенсивно развиваются. В связи с ростом стоимости электроэнергии возрастают и ужесточаются требования к точности определения и учета потерь электроэнергии в электрических сетях низкого напряжения таких объектов. Поэтому возникает задача разработки методик, повышающих достоверность расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях низкого напряжения.

Как известно, в общем виде потери электроэнергии ΔWв отдельной линии трехфазной сети могут быть представлены выражением

$$\Delta W = \int_0^T 3ri^2(t)\,dt\ , \qquad (1)$$

где T – расчетный интервал времени потерь; r – эквивалентное сопротивление линии; $i(t)$ – мгновенное значение тока линии в момент времени t, определяется по экспериментальному или расчетному графику нагрузки линии, либо по одной из многочисленных методик расчета электрических нагрузок.

Величины i и r являются переменными, зависящими от целого ряда факторов.

Сопротивление линии R, с учетом нагрева проводников и с учетом сопротивлений контактных соединений коммутационных аппаратов, установленных на линии, может быть представлено как

$$R = r_{20} l\,[1+\alpha(\theta - 20)] + \sum_1^n r_n\ , \qquad (2)$$

где r_{20} – удельное электрическое сопротивление жилы при 20 ºС, мОм/м; l – длина линии, определяется по плану прокладки с учетом того, что провода и кабели прокладываются «змейкой», а не внатяжку, чтобы скомпенсировать монтажные и температурные удлинения линии, м; α – температурный коэффициент увеличения сопротивления материала провода линии, равный 0,00385 1/ºС; θ – температура жилы провода, зависящая от токовой нагрузки линии и от температуры окружающей

среды, ºС; $\sum_{1}^{n} r_n$ – сумма сопротивлений контактных соединений, в том числе и коммутационных аппаратов на линии, мОм.

Проанализируем на примере возможную точность определения потерь ЭЭ в линии сети нефтяной насосной станции (рис. 1).

Рисунок 1 - Линия сети нефтяной насосной станции:
П – предохранитель; АВ – автоматический выключатель; Л – линия 0,4 кВ, длиной 20 метров в соответствии с планом сети, выполненная проводом марки АПВ 2,5мм^2; ЭП – электроприемник мощностью 10 кВт, работающий при cosφ = 0,8

Погрешность определения длины линии по плану прокладки δ_1, обусловленная погрешностью средств измерения, составляет приблизительно ±5%. Погрешность определения длины с учетом прокладки линии «змейкой» δ_2 составляет +2 ÷ +3%.

Определение погрешности расчета потерь электроэнергии в проводах от неточных данных нагрузочных графиков нельзя рассматривать отдельно без учета нагрева проводов. Нагрузочные графики, как известно, характеризуются средним значением тока за расчетный период, среднеквадратичным значением потребляемого тока, максимальным значением потребляемого тока и т.д.

Суточный график нагрузки показан на рис. 2.

Определим потери электроэнергии в линии по среднеквадратичному значению тока нагрузки. Сопротивление линии найдем с учетом сопротивлений контактных соединений коммутационных аппаратов и с учетом нагрева проводников линии. Сопротивление контактных соединений автоматического выключателя АВ (с $I_н$ = 25 А) составит 14 мОм, а предохранителя П – 8 мОм.

Допустимая температура жилы провода АПВ с поливинилхлоридной изоляцией равна 70 °С. Постоянная времени нагрева проводов с алюминиевой жилой сечением 2,5 мм^2 составит 2 мин. Проведем расчеты интегрирования потерь электроэнергии на интервалах графика для различных значений температуры окружающей среды. Примем эти

ГБОУ ВО АГНИ

значения равными 5, 20, 35 °С. Удельное сопротивление линии сечением 2,5мм^2 составляет 11,75 Ом/км при t_0=20 °С. На рис. 3 показаны графики изменения токов и сопротивлений линии, а на рис.4 – графики изменения потерь мощности.

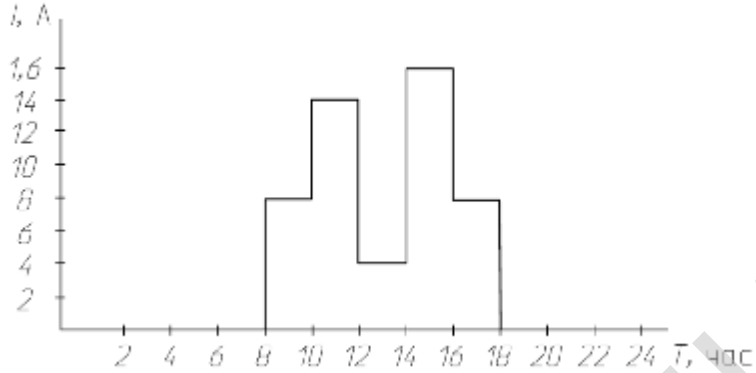


Рисунок 2 - Суточный график нагрузки линии сети нефтяной насосной станции

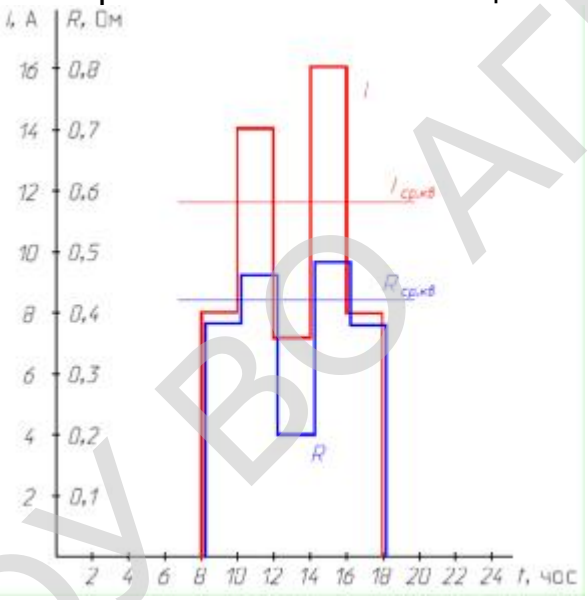


Рисунок 3 - Графики токов и сопротивлений линии сети нефтяной насосной станции

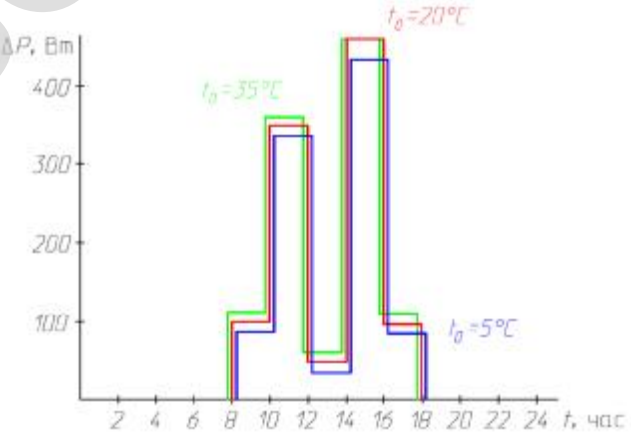


Рисунок 4 - Графики изменения потерь мощности линии цеховой сети в зависимости от различных значений температуры окружающей среды t_0 = 20 °С

ГБОУ ВО АГНИ

Сопротивление линии изменяется практически скачком, оставаясь постоянным на интервалах графика, так как постоянная времени нагрева проводников, равная 2 мин, очень мала по сравнению с расчетными промежутками. Поэтому потери энергии для данной линии можно считать постоянными на интервалах графика нагрузки и кривую нагрева проводов в этом случае не учитывать.

В табл. 1 приводятся значения потерь электроэнергии, рассчитанные по среднеквадратичному току линии для различных температур окружающей среды, а в табл. 2. – значения потерь, полученные суммированием по интервалам графика нагрузки.

Таблица 1 - Значения потерь электроэнергии, рассчитанные по среднеквадратичному значению тока

Температура окружающей среды, °С	Средне-квадратичный ток линии, А	Сопротивление линии, Ом	Потери электроэнергии, Вт·ч
5	11	0,274	980
20	11	0,3284	1016
35	11	0,294	1052

Таблица 2 - Значения потерь электроэнергии, рассчитанные на интервалах графика нагрузки

Метод расчета	Температура окружающей среды, °С	Потери электроэнергии на интервалах графика					
		$\Delta W_{8\text{-}10}$, кВт·ч	$\Delta W_{10\text{-}12}$, кВт·ч	$\Delta W_{12\text{-}14}$, кВт·ч	$\Delta W_{14\text{-}16}$, кВт·ч	$\Delta W_{16\text{-}18}$, кВт·ч	ΔW_{Σ}, кВт·ч
Интегрированный по интервалам	5	101	342	25	455	101	1024
	20	105	346	26	458	105	1040
	35	117	356	27	466	117	1083

Таким образом, погрешность расчета потерь электроэнергии, обусловленная неучетом температуры окружающей среды, в нашем случае составляет ±10%. Следовательно, в расчетах требуется отражать фактор влияния температуры окружающей среды.

Проведенные исследования показали, что для повышения точности оценки уровня потерь электроэнергии в электрических сетях низкого напряжения нефтегазовых предприятий, необходим учет таких параметров оборудования, как сопротивления контактных соединений

ГБОУ ВО АГНИ

низковольтных электрических аппаратов, установленных на линиях схемы, вид графика нагрузки потребителей и температуры окружающей среды. Учет вышеперечисленных параметров оборудования позволит снизить погрешность расчетного определения потерь электроэнергии и эффективно внедрять мероприятия по энергосбережению в электротехнических комплексах нефтегазодобывающей промышленности.

Благодарности

Публикация выполнена при финансовой поддержке государственного задания Министерства высшего образования и науки Российской Федерации, проект № 0851-2020-0032 «Исследование алгоритмов, моделей и методов повышения эффективности функционирования сложных технических систем».

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года/ Приложение к журналу «Энергетическая политика». – М.: ГУ ИЭС, 2010. – 184 с.

2. Федоров А.А., Рихстейн Э.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1981. – 360 с.

3. Электрические системы и сети/ Н.В. Буслова, В.Н. Винославский, Т.И. Денисенко. – Киев: Вища школа, 1986. – 584 с.

4. Трунковский Л.Е. Электрические сети промышленных предприятий. – 2-е изд., перераб. и. доп. – М.: Энергоиздат, 1991. – 128 с.

5. Чунихин А.А. Электрические аппараты: общий курс. Учебник для вузов. – 4-е изд., стер. – М.: Альянс, 2013. – 720 с.

6. Шевченко В.В., Грачева Е.И. К расчету потерь электроэнергии в цеховых сетях// Промэнергетика. – 1996. – №7, С. 27-28.

7. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов/ Ю.С. Железко. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 456 с.

8. Грачева Е.И., Наумов О.В. Потери электроэнергии и эффективность функционирования оборудования цеховых сетей. – Монография – М.: РУСАЙНС, 2017. – 168 с.

9. Грачева Е.И., Шакурова З.М., Абдуллазянов Р.Э. Сравнительный анализ наиболее распространенных детерминированных методов определения потерь электроэнергии в цеховых сетях // Проблемы энергетики. - 2019. - № 5. – с.87-96.

10. Грачева Е.И. Обработка статистической информации с целью выявления законов изменения параметров оборудования цеховых сетей [Текст] / Е.И. Грачева, О.В. Наумов Р.Р. Садыков // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2016. - № 2. – с. 34-43.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 621.311

ПОСТРОЕНИЕ СЕЛЕКТИВНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

CONSTRUCTION OF SELECTIVE RELAY PROTECTION AGAINST SINGLE-PHASE EARTH FAULTS

О.А. Гаврина, М.Т. Плиева, Г.Я. Абаев, И.А. Гаврин
(O.A. Gavrina, M.T. Plieva, I.I. G. Ya. Abaev, I.A. Gavrin)
ФГБОУ ВО «Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет)»
(North-Caucasian Institute of mining and metallurgy)

В статье дана краткая характеристика однофазных замыканий на землю в сети напряжением 35 кВ. Установлено, что применение дугогасящих реакторов с шунтирующими низковольтными резисторами и высоковольтных резисторов заземления нейтрали, позволит автоматизировать процесс поиска поврежденного фидера и снизить аварийность при однофазных замыканиях на землю.

The article provides a brief description of single-phase ground faults in a 35 kV network. It has been established that the use of arc suppression reactors with shunt low-voltage resistors and high-voltage neutral grounding resistors will automate the process of finding a damaged feeder and reduce the accident rate in case of single-phase ground faults.

Ключевые слова: *однофазные замыкания на землю, нейтраль, селективная релейная защита, изоляция*

Key words: *single-phase earth faults, neutral, selective relay protection, isolation*

На сегодняшний день необходимо выполнять ряд мероприятий по отысканию поврежденной линии, это обусловлено тем, что в настоящее время на всех объектах нефтегазовых компаний в сетях 35 кВ для выявления однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) применяется общий контроль состояния изоляции, который основан на непрерывном измерении напряжения нулевой последовательности в контролируемой электрической сети. При этом выявляется лишь факт возникновения замыкания. Данные мероприятия на первоначальном этапе при малом количестве отходящих линий были достаточны, но в связи со строительством объектов на месторождениях, требуемых большой разветвлённости сетей 35 кВ, эти мероприятия являются очень трудоемкими и занимает большой объём времени, что может привести к развитию аварии, в связи с этим на объектах требуется применение защиты, которая будет автоматически определять поврежденный участок.

ГБОУВО «СКГМИ»

Ранее выполнение данной защиты было технически возможно только для класса напряжения 6-10кВ, так как есть возможность установки на отходящую кабельную линию трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП). В связи с этим в настоящее время участок от ячейки до ВЛ выполняется кабельной вставкой, но в сетях 35 кВ выполнение кабельной вставки приведёт к снижению надежности сети. Применение существующих ТТ, собранных по схеме фильтра нулевой последовательности затруднено по причине большого коэффициента трансформации, который определяется величиной тока нагрузки.

Только в связи с развитием микропроцессорных устройств РЗА, которые позволяют одновременно считывать информацию со всех присоединений 35 кВ и в них реализованы более сложные алгоритмы появилась возможность реализации селективной защиты от ОЗЗ для сетей 35 кВ. Для правильного выбора данной защиты, необходимо рассмотреть теоретическую часть возникающих переходных процессов при ОЗЗ для данных сетей.

В данной работе рассматривается способ выполнения селективной защиты от ОЗЗ в сетях 35 кВ с наиболее сложным для построения селективной защиты от ОЗЗ режимом заземления нейтрали - комбинированным. Такой способ заземления нейтрали сети 35 кВ на сегодняшний день применен на нефтегазовых предприятиях.

Можно выделить основы для построения алгоритмов, на которых будет выполнена селективная защита от ОЗЗ для ранее перечисленных объектов: по величине тока первой гармоники, по направлению мощности нулевой последовательности, по высокочастотным составляющим тока нулевой последовательности, используя анализ переходного процесса и использования активной составляющей тока замыкания на землю, создаваемую высокоомным резистором. Дополнительно наличие ДГР позволяет применить метод наложения напряжения пониженной частоты.

Также следует учесть, что способы для построения алгоритма работы данной защиты на каждый объект выбирается индивидуально, в связи с разными параметрами сети. В связи с этим для повышения чувствительности и избирательности рассматриваемой защиты требуется применить комбинированное устройство, сочетающее положительные свойства всех выше перечисленных алгоритмов.

Для выполнения данной задачи были направлены соответствующие запросы в российский компании (рис. 1): ООО НПП «Бреслер», ООО НПП «Микропроцессорные технологии», ООО ВП «НТБЭ», ООО НПП «ЭСТРА», ООО НПП «Релематика», ООО ВП «Процион», ООО «Микро-инжиниринг», ООО «Реактормаш», ООО «Энсонс», ООО НТЦ «Механотроника», ОАО «Электрозавод», ООО НПП «Экра».

По результатам полученных техно-коммерческих предложений, при изучении которых, путем сравнения принципа работы предложенного устройства, сложности в реализации на действующих объектах,

стоимости оборудования, а также возможности комплексного решения задачи определения поврежденного присоединения и управления ДГР было выделено два возможных к реализации предложения.

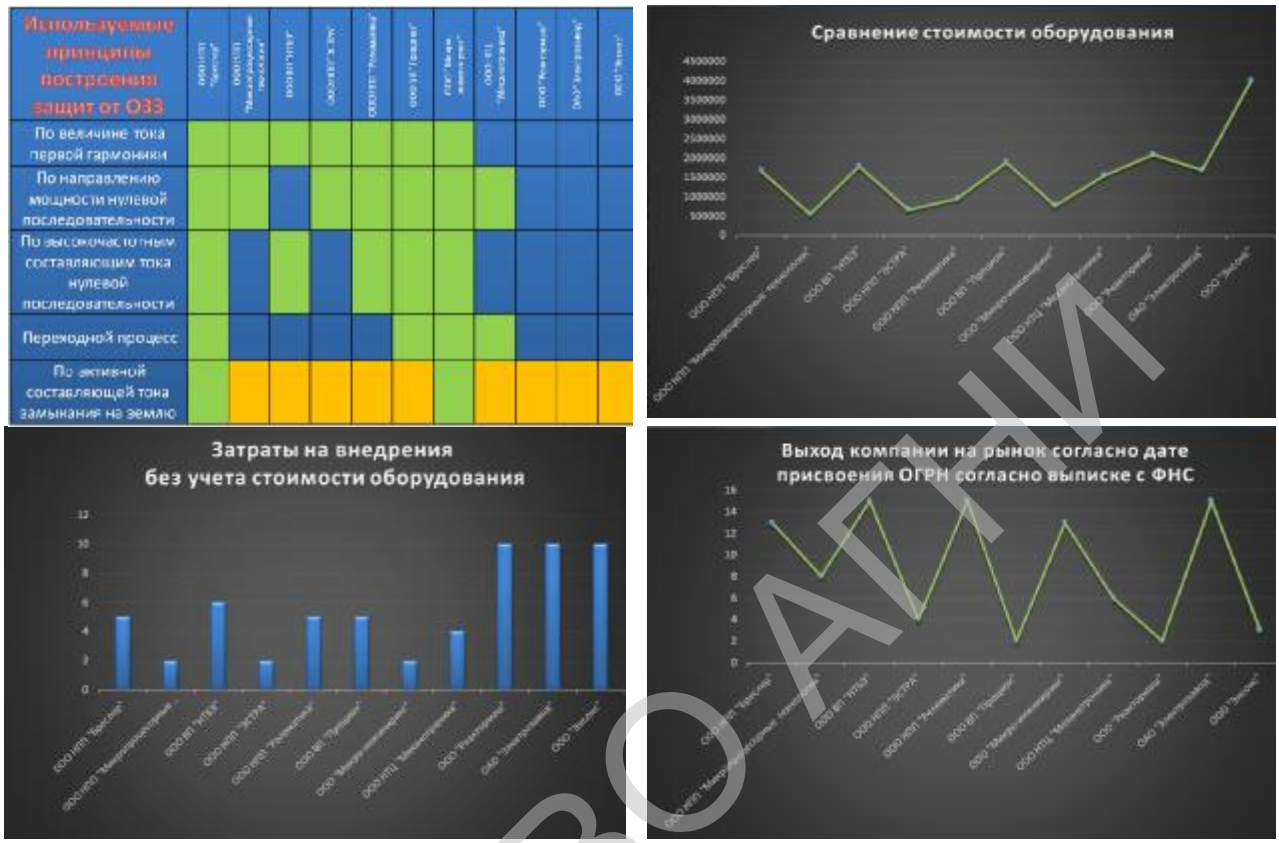


Рисунок 1 - Анализ Российского рынка.

Для объектов, которые находятся в эксплуатации и где используется регулятор автоматической настройки ДГР типа РМК-101 производства ООО «Квант» г. Харьков (Украина) и МИРК-4.1 предлагается следующее техническое решение: выполнить замену данных устройств на регулятор автоматической настройки типа МИРК-5 производства ООО "Микро-инжиниринг" в комбинации с блоком типа ОПФ-МИРК-5. Микроконтроллерный регулятор МИРК-5 в данном техническом решении является контроллером верхнего уровня, а блок ОПФ-МИРК-5 контроллерам нижнего уровня. В нормальном режиме работы сети МИРК-5 настраивает в резонанс ДГР, а при ОЗЗ управляет работой ОПФ-МИРК-5. Подключение блока ОПФ-МИРК осуществляется по интерфейсу CAN, что позволяет не подводить к шкафу управления большое количество проводов от ТТ каждой отходящей линии.

Компания ООО НПП «Бреслер» также предлагает выполнить замену ранее используемой автоматики управления ДГР на автоматику управления ДГР (АУ ДГР) типа Бреслер-0107.0601 совместно с блоком наложения типа Бреслер БН-060, который в свою очередь путем наложения импульса на сигнальную обмотку ДГР производит опрос сети, что способствует более точной резонансной настройки ДГР. Также

ГБОУ ВО АГТУ

совместное использования автоматики управления (АУ) ДГР с блоком наложения напряжения пониженной частоты повысит селективность работы терминала ОПФ Бреслер 0107.081, который предлагается установить в одной панели совместно с АУ ДГР, к которому по каналу связи RS-485 будет передаваться сигнал с параметрами отходящих линий 35 кВ за счет установки в цепи измерения терминала Бреслер 0107.205.

Для обеспечения реализации предлагаемых технических решений произведены необходимые расчеты вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения 35кВ, предложен вариант установки дополнительного оборудования с учётом фактически установленного. Получено согласование о возможности применения данного технического решения от проектного института ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», Екатеринбург.

На перспективу развития сетей 35 кВ предлагается использовать режим компенсированной нейтрали, с использованием ДГР с дополнительной вторичной силовой обмоткой 500В с подключенным низковольтным шунтирующим резистор компании ОАО «Электрозавод» или ООО «Реактормаш», что позволит в сочетании с автоматикой управления ДГР, таких как ООО НПП «Бреслер» или ООО «МИКРО-Инжиниринг» кратковременно увеличить ток ОЗЗ и гарантированно определить поврежденную линию. Для применения данного технического решения на действующих объектах требуется выполнить реконструкцию, которая требует замены действующего силового оборудования, что не является на данных объектах экономически эффективным.

Экономический эффект от внедрения данного технического решения заключается в повышении надежности работы электрических сетей и сокращении затрат на ликвидацию аварийных режимов работы сети, приводящих к разрушению электрооборудования вследствие развития ОЗЗ (при переходе однофазного в двухфазное замыкание на ЛЭП) [1-10].

Выводы: применение в распределительных сетях 35 кВ современного оборудования заземления нейтрали (дугогасящих реакторов с шунтирующими низковольтными резисторами и высоковольтных резисторов заземления нейтрали) и организация селективной релейной защиты от однофазного замыкания на землю позволит автоматизировать процесс поиска поврежденного фидера и снизить аварийность при однофазных замыканиях на землю.

ЛИТЕРАТУРА

1. P. Sudhakar, S. Malaji, B. Sarvesh, “Reducing the impact of DG on distribution networks protection with reverse power relay,” Materials Today: Proceedings, vol. 5, issue 1, part 1, pp. 51-57, 2020.

ГБОУ ВО АГНИ

2. Momesso, W. Bernardes, E. Asada, “Fuzzy adaptive setting for time-current-voltage based overcurrent relays in distribution systems,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 108, pp. 135-144, 2019.
3. Ukil, Y. Yeap, K. Satpathi, “Power systems frequency estimation using amplitude tracking square wave for low-end protective relays,” Measurement, vol. 141, pp. 70-84, 2019.
4. E. Vázquez, A. Zamora-Mendez, M. Arrieta Paternina, L. Trujillo-Guajardo, J. Serna, “Dynamic phasor-driven digital distance relays protection,” Electric Power Systems Research, vol. 184, Article 106316, 2020.
5. M. Eissa, “Developing Busbar protection with new differential characteristics to solve the breakpoint settings of digital commercial relays,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 98, pp. 1-10, 2018.
6. Клюев Р.В., Цомаев С.М., Чехоев З.Р., Гаврина О.А. Расчет дистанционной защиты воздушных линий напряжением 110 кВ // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием (Екатеринбург, 12-16 декабря 2016 г.). Екатеринбург: УрФУ, 2016. С. 295-298.
7. Клюев Р.В., Кусов И.Р., Хадонов А.Т., Берко И.А. Расчет токовой отсечки воздушных линий напряжением 110 кВ // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием (Екатеринбург, 12-16 декабря 2016 г.). Екатеринбург: УрФУ, 2016. С. 162-165.
8. Клюев Р.В., Хабалонов Г.В., Галкина О.Ю. Расчет параметров аварийных режимов при поперечной несимметрии в электрической сети малой гидроэлектростанции // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием (Екатеринбург, 12-16 декабря 2016 г.). Екатеринбург: УрФУ, 2016. С. 678-682.
9. Клюев Р.В., Босиков И.И., Гаврина О.А., Лысоконь Э.С. Повышение эффективности использования электроэнергии на горнодобывающем предприятии // Труды СКГМИ (ГТУ). - 2018. - Вып.25-С.13-19.
10. Klyuev R.V., Fomenko O.A., Gavrina O.A., Sokolov A.A., Sokolova O.A., Plieva M.T., Kabisov A.A., Ikoeva E.Yu. Ensuring the consumer reliability based on retrospective analysis // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering The conference proceedings ETSaP. Volume 663, Number 1. 2019. Tyumen industrial University. 2019. № 012033.

ГБОУ ВО АГИИ

УДК 621.311

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

FORECASTING OF ELECTRIC CONSUMPTION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

О.А. Гаврина, З.Э. Хамикоев, Н.Ф. Суме Энонгеме, И.А. Гаврин
(O.A. Gavrina, Z.E. Khamikoev, I.I. N.F. Summe Enongem, I.A. Gavrin)
ФГБОУ ВО «Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет)»
(North-Caucasian Institute of mining and metallurgy)

В статье приведен расчет формализованных методов прогнозирования на предприятиях нефтегазовой отрасли. Определены доверительные интервалы прогнозируемых величин электропотребления и приведены соответствующие уравнения регрессии.

The article presents the calculation of formalized forecasting methods at the enterprises of the oil and gas industry. The confidence intervals of the predicted values of power consumption are determined and the corresponding regression equations are given.

Ключевые слова: *потребление электроэнергии, метод наименьших квадратов, коэффициенты уравнения регрессии*

Key words: *electricity consumption, least squares method, regression equation coefficients*

Развитие нефтегазовой отрасли является приоритетным направлением развития промышленности в России. В этой отрасли отечественной промышленности особое внимание уделяется вопросам эффективного использования электроэнергии в различных технологических процессах производства.

В статье приведен расчет формализованных методов прогнозирования на предприятиях нефтегазовой отрасли.

В настоящее время в классе формализованных методов прогнозирования достаточно широкое распространение имеет метод наименьших квадратов (МНК).

Применение МНК сводится к нахождению коэффициентов регрессии и расчету прогнозируемых величин по полученному уравнению регрессии. Для уравнения регрессии первой степени вида:

$$y = a \cdot x + b$$

находятся коэффициенты регрессии a и b. Кроме того известны следующие методы: метод коэффициентов темпов роста (МКТР), метод экспоненциального сглаживания, метод вероятностного моделирования и др.

Задача прогноза состоит в определении вида экстраполирующих функций на основе исходных эмпирических данных. Как правило, первым

ГБОУ ВО АГНИ

этапом экстраполяции является выбор оптимального вида функции, описывающей эмпирический ряд.

Вторым этапом является расчет параметров выбранной экстраполяционной функции на один шаг (1 год) вперед. Поэтому для определения и расчета параметров выбранной экстраполяционной функции воспользуемся МНК и МКТР.

Из рассмотренных выше методов прогнозирования наиболее приемлемым для целей краткосрочного прогнозирования на 1 шаг (1 год) вперед является метод наименьших квадратов. Для разработки линейной модели МНК предполагаем:

1. Построение временного ряда, представляющего собой упорядоченный во времени набор величин W и ω;
2. Выбор вида уравнения регрессии для статической модели прогнозируемых величин;
3. Расчет или выбор коэффициентов уравнения регрессии, позволяющих оценить это уравнение;
4. Расчет прогнозируемых значений величин W и ω;
5. Ретроспективную проверку адекватности модели прогноза W и ω.

Ранее было установлено, что расход электроэнергии на добычу имеет распределение по нормальному закону. Уравнение регрессии в данном случае будет иметь вид:

$$W = a1 \cdot T + b1 \quad (1)$$

для удельного расхода

$$\omega = a2 \cdot T + b2 \quad (2)$$

Прогнозирование ведем поквартально. Исходными данными является помесячное потребление электроэнергии и добыча руды в тоннах [1-9].

Результаты расчетов коэффициентов a·и b приведены в таблицах 1 и 2.

Для нахождения прогнозируемой величины W или ω необходимо в формулу (1) или (2) подставить порядковый номер года, на который ведется прогнозирование

$$W(n+1) = a1 \cdot T(n+1) + b1$$

$$\omega(n+1) = a2 \cdot T(n+1) + b2$$

Например, для первого квартала: T(n+1) = 84

$$W(n+1) = W84 = -688772{,}51 \cdot 60967423 = 3110533 \text{ кВт·ч}$$

Таблица 1 - Результаты расчетов коэффициентов a1 и b1

квартал	mW	σW	Rxy	a1	b1
I	4488078	78411	-0,878	-688772,51	60967423
II	3861089	231805	-1,0	-327822	30578582
III	4302056	477498	-0,450	-215055,5	21936607,3
IV	392440	950736	-0,825	-607714,7	53453187,8

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 2 - Результаты расчетов коэффициентов a2 и b2

квартал	mW	σW	Rxy	a2	b2
I	4,61	0,749	-0,775	-0,880	52,17
II	3,98	0,431	-1,00	-0,610	53,69
III	4,35	0,483	-0,600	-0,290	28,18
IV	4,01	0,939	-0,807	-0,587	51,85

ω(n+1) = ω84 = -0,580·84+52,17 = 3,45 кВт·ч

Для оценки результатов расчета прогноза в качестве показателя интенсивности линейной связи использовался коэффициент парной корреляции Rxy.

Рассчитанные значения коэффициента парной корреляции, лежащие в пределах 0,600-0,878, позволяет сделать вывод о тесной корреляционной связи между величинами X и Y. Значимость коэффициента корреляции определяется по формуле:

$$t = \frac{\mathrm{Rxy} \cdot \sqrt{\mathrm{n} - 2}}{\sqrt{1 - \mathrm{Rxy}}}$$

Величина t здесь соответствует t – распределению Стьюдента, поэтому сопоставив величину t с табличным значением tβ можно сделать вывод о значимости коэффициента корреляции.

$$t = \frac{0{,}807 \cdot \sqrt{4-2}}{\sqrt{1-0{,}8072}} = 1{,}93$$

Эта величина t = 1,93 больше табличного tβ = 1,8 при £ = 0,05, следовательно, данный коэффициент статически значим.

Доверительные интервалы прогнозируемых величин и ω сведены в таблицу 3.

Уравнения регрессии и прогнозные значения W и ω сведены в таблицу 4.

Таблица 3 - Доверительные интервалы W и ω

квартал	mW	σW	Доверительные интервалы tβ = 1,96 при £ = 0,05
Расход электроэнергии на добычу W кВт·ч			
I	4488078	78411	4334392 < mWI < 4641763
II	3861089	231805	3406751 < mWII < 4315426
III	4302056	477498	3366159 < mWIII < 5237952
IV	392440	950736	2060997 < mWIV < 5787882
Удельный расход электроэнергии ω кВт/ч			
I	4,61	0,749	3,14 < mWI < 6,07
II	3,98	0,431	3,14 < mWII < 4,82
III	4,35	0,483	3,40 < mWIII < 5,29
IV	4,01	0,939	2,17 < mWIV < 5,85

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 4 - Расчетные значения W и ω

квартал	Уравнение регрессии	Прогнозное значение
	ai·T(n+1)+bi	
Нормальный закон распределения W кВт·ч		
I	-688772,51·T(n+1)+60967423	3110533
II	-327822·T(n+1)+30578582	3041534
III	-215055,5·T(n+1)+21936607,3	3871987
IV	-607714,7·T(n+1)+53453187,8	2405153
Нормальный закон распределения ω кВт/ч		
I	-0,580·T(n+1)+52,17	3,45
II	-0,610·T(n+1)+53,69	2,45
III	-0,290·T(n+1)+28,13	3,77
IV	-0,587·T(n+1)+51,85	2,54

ЛИТЕРАТУРА

1. Klyuev R.V., Fomenko O.A., Gavrina O.A., Sokolov A.A., Sokolova O.A., Plieva M.T., Kabisov A.A., Ikoeva E.Yu. Ensuring the consumer reliability based on retrospective analysis // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering The conference proceedings ETSaP. Volume 663, Number 1. 2019. Tyumen industrial University. 2019. № 012033.

2. E. Cagno, A. Trianni, "Evaluating the barriers to specific industrial energy efficiency measures: an exploratory study in small and medium-sized enterprises," Journal of Cleaner Production, vol. 82, 1 November 2014, pp. 70-83.

3. A. Kluczek, P. Olszewski, "Energy audits in industrial processes," Journal of Cleaner Production, vol. 142, Part 4, 20 January 2017, pp. 3437-3453.

4. J. Henriques, J. Catarino, Motivating towards energy efficiency in small and medium enterprises," Journal of Cleaner Production, vol. 139, 15 December 2016, pp. 42-50.

5. Босиков И.И., Клюев Р.В., Гаврина О.А., Текиев М.В., Лысоконь Э.С. Концепция функционирования единой промышленно-энергетической системы в горных территориях // Известия Кабардино-Балкарского научного центра РАН. 2018. № 6 (86), часть II. С.55-65.

6. Босиков И.И., Клюев Р.В., Гаврина О.А., Кортиев Р.А. Система анализа надежности промышленно-технической системы // Известия Кабардино-Балкарского научного центра РАН. 2018. № 6-2 (86). С. 66-74.

7. Сидоров Д.В., Гаврина О.А., Берко И.А., Галкина О.Ю. Обзор методов построения математических моделей статических режимов для управления непрерывными технологическими процессами // Успехи современной науки и образования. 2016. Т. 4. № 12. С. 9-12.

8. Гаврина О.А., Клюев Р.В., Лысоконь Э.С., Гудиев Т.Т. Анализ потерь электроэнергии в распределительных сетях 6 кв предприятия нефтегазовой отрасли // В сборнике: Достижения, проблемы и

ГБОУ ВО АГНИ

перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы Международной научно-практической конференции. 2018. С. 407-410.
9. Klyuev R.V., Bosikov I.I., Gavrina O.A., Revazov V.Ch., Madaeva M.Z. Rank analysis of higher harmonics voltage spectrum of metallurgy enterprises. Advances in Engineering Research, volume 182. VIII All-Russian Science and Technology Conference "Contemporary Issues of Geology, Geophysics and Geoecology of the North Caucasus" (CIGGG 2018). Atlantis Press. pp. 169-174.

УДК 620.93; 662.769.21

ПЕРСПЕКТИВЫ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

PROSPECTS FOR HYDROGEN ENERGY

Я.М. Гайфулина, О.В.Смородова, Н.А.Лисовский
(Yana M. Gaifulina, Olga V. Smorodova, Nikita A. Lisovskii)
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
(Ufa State Petroleum Technological University)

В настоящее время водородная энергетика набирает стремительные обороты в развитии. Она является прототипом образа будущего, позволяет получить более высокие показатели энергетической эффективности, надежности при одновременном снижении негативного воздействия на окружающую среду.

Hydrogen energy is gaining rapid momentum, it is a prototype of the image of the future, will allow you to get higher indicators of efficiency, reliability and at the same time reduce the harmful impact on the environment.

Ключевые слова: *водородная энергетика, преимущества, энергетическая эффективность*

Key words*: hydrogen energy, advantage, energy efficiency*

Водородная энергетика расширяет границы возможностей техногенного развития современности и начинает играть роль, сопоставимую с той, которую выполняют невозобновляемые источники энергии, занимающие лидирующие позиции - нефть, уголь, газ.

Водород - один из самых распространенных элементов окружающей среды [1]. По своей природе он находится в связанном состоянии с другими элементами, что создает проблему для непосредственного его использования. Разнообразие способов генерации энергии использованием чистого водорода является одним из главных преимуществ водородной энергетики (теплота сгорания 120 МДж/кг против 56 МДж/кг у метана).

К способам выделения химически чистого водорода относятся:

ГБОУ ВО АГНИ

- паровая конверсия метана и природного газа;
- газификация угля;
- электролиз воды;
- пиролиз;
- частичное окисление;
- биотехнологические методы.

Водород как химический элемент достаточно взрывоопасен. Наибольшее количество энергии на единицу массы содержится в соединении водорода и кислорода, что позволяет прогнозировать использование жидкого водорода в космической энергетике. При сжигании в чистом кислороде образуются только высокотемпературное тепло и вода - таким образом, использование водородного топлива достаточно экологично.

В промышленности существует три вида водорода, в зависимости от способа его получения (рисунок 1).

а – источники производства водорода б – современное потребление водорода

Рисунок 1 – Структура мирового производства и потребления водорода

Серый водород. В настоящее время основная добыча водорода происходит за счет паровой конверсии метана (SMR, steam methane reforming) – из природного газа или после газификации угля. Процесс характеризуется невысокой стоимостью, но приводит к эмиссии углекислого газа – 10 кг CO_2 на 1 кг H_2. Поэтому такой водород называют «серым» - в зависимости от сырья (газ или уголь) он либо сопоставим с обычным природным газом, либо в 2,5 раза хуже него по этому показателю. Очевидно, для декарбонизации экономики лучше использовать природный газ, чем «серый» водород – поэтому он не может быть частью водородной экономики будущего.

Голубой водород. Недостатки серого водорода устраняются с помощью технологии улавливания и хранения углекислого газа (CCS – carbon capture and storage). Получены первые положительные экологические заключения в Австралии, что свидетельствует о возможности широкого распространения данной технологии. Особенно актуальным предлагаемое решение представляется для стран с низкоуглеродной экономикой. В мире известны три проекта, в которых

ГБОУ ВО АГМА

интегрированы паровая конверсия метана, а также частичное улавливание, транспорт и хранение CO_2 – это Port Arthur в США, Quest в Канаде и Tomakomai в Японии.

Зелёный водород. Еще один способ получения водорода — электролиз воды [2]. Благодаря данной технологии углеродный газ выделяется в минимальном размере, однако необходимы большие энергетические и финансовые затраты.

На сегодняшний день многие страны реализуют идею о повсеместном внедрении водородной энергетики (Япония, США, Китай, страны ЕС) (рисунок 2). В Мадриде, Риме, Амстердаме, Стокгольме и других европейских столицах активно используется городской автотранспорт на водороде. Электромобиль с водородным двигателем приобрел премьер-министр Японии, а Исландия практически полностью переходит на водородную энергетику: водородные двигатели устанавливаются на катера, автомобили, источниками тепла на водороде отапливаются дома.

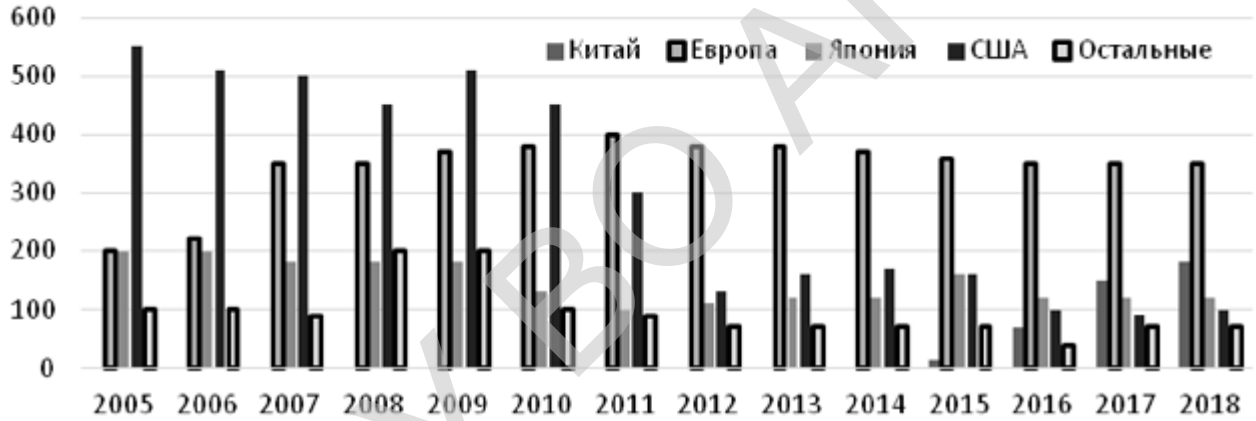


Рисунок 2 – Инвестиции в развитие водородной энергетики (млн $)

Россия традиционно находится в лидерах по поставке ископаемых органических энергоресурсов – нефти и газа [3]. Этот исторический аргумент направления энергетической концепции страны не позволяет экономически обосновать переход на водородную энергетику в обозримом будущем. Месторождений достаточно много, в ходе тектонических изменений в свое время истощенные участки вновь заполняются. В связи с этим аргумент об уменьшении запасов теряет свою актуальность.

Если взглянуть с другой стороны, то в развивающемся мире российская нефть достаточно дорогая, также сейчас ведется активная агитация к разработке экологически чистого топлива. Противоречивы суждения о сооружениях всех энергетических объектов, трубопроводов и общих инженерных сооружений. Существует мнение, что они уже изжили себя и далеко не отвечают требованиям современного мира. В таком случае необходимы реконструкции, нововведения и разработки по

ГБОУВО АГНИ

очистке выбросов устаревших предприятий, а в дальнейшем строительство новых комплексов, соответствующих нормам.

Ещё одним аспектом является экономическая сторона. Вследствие введенных санкции и COVID-19 цены и спрос на нефть и газ упали. Рассматривая добычу органического топлива, было установлено, что сжигать лишние ресурсы гораздо дешевле, чем останавливать полностью производство.

Учитывая развитую сеть газодобывающих промыслов, Россия имеет возможность использовать природный газ для развития нового направления, набирающего стремительный оборот во всем мире. Таким образом, наша страна будет выполнять подписанное ранее Парижское соглашение.

Как и у любой другой, у водородной энергетики имеются отрицательные стороны. При добыче существует вероятность взрыва, вследствие повышенной взрывоопасности. При получении должны применяться специальные технологии, малейшее нарушение которых может повлечь за собой возникновение аварийной ситуации с глобальными последствиями.

К сильным сторонам данной отрасли можно отнести чистоту производства. Использование водорода более экономично: автомобили на водородном топливе проезжают в 2-3 раза больше километров, что связано с большим извлечением энергии из меньшего объема топлива.

Выводы

1. Современное развитие производства приводит к высокому негативному воздействию на окружающую природную среду, что вызывает необходимость развития альтернативных источников энергии.
2. Успешное развитие и перспективная доступность водородной энергетики принесет колоссальный подъем развития всего мира: экологически чистое производство и большое высвобождение энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Водородная экономика - путь к низкоуглеродному развитию / Д. Чугунов, Ю. Мельников, Т.Митрова, А. Глаголева. — Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2019. — 62 с.

2. Электролиз, или вода вместо бензина. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.skyzone.ru/tech/meyer_h2.htm.

3. России не хватает стимулов для развития водородной экономики. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ng-ru.turbopages.org/s/ng.ru/energy/2020-04-13/12_7842_hydrogen.html.

ГБОУ ВО АГИУ

УДК 620.93;662.769.21

ГЕНЕРАЦИЯ ВОДОРОДА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

HYDROGEN GENERATION FOR POWER PLANTS

Я.М. Гайфулина, О.В.Смородова
(YanaM. Gaifulina, Olga V. Smorodova)
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
(Ufa State Petroleum Technological University)

Ограниченность органическими ресурсами подводит человечество к широкому использованию атомной энергетики. Благодаря новым разработкам применение находят высокотемпературные модульные гелиевые реакторы.

Limited organic resources lead humanity to the widespread use of nuclear energy. Thanks to new developments, high-temperature modular helium reactors are being used.

Ключевые слова: *водородная энергетика, реактор, перспективы*
Key words*: hydrogen power, reactor, prospects*

Внимания к проблеме увеличения энергопотребления с каждым днем становится больше. Энергетическая стратегия России к 2020 году определяет коммунальное теплоснабжение как наиболее необходимый и топливоёмкий сектор экономики, позволяющий снизить спрос на органическое топливо внутри страны [1].

Перспективным направлением по развитию атомной энергетики является технология высокотемпературных модульных гелиевых реакторов (МГР). Такие реакторы позволяют добиться высоких температур теплоносителя, достигающих порядка 950 °С, что обеспечивает востребованность в различных отраслях промышленности. Сюда же относится набирающая широкую распространенность выработка водорода [2].

Значимый проект, созданный совместно российскими институтами и американской компанией, представляет модульный высокотемпературный гелиевый реактор (МГР) мощностью 600 МВт с тепловыми и газотурбинным преобразователями энергии прямого цикла (ГТ).

В ходе реализации проекта было разработано несколько типов МГР в зависимости от назначения и принципа действия:

— для производства электроэнергии и коммунального теплоснабжения, с преобразованием тепловой энергии активной зоны в электрическую в прямом газотурбинном (ГТ) цикле Брайтона— МГР-100 ГТ (рисунок 1а);

ПБУ ВО АГНИ

а)

б)

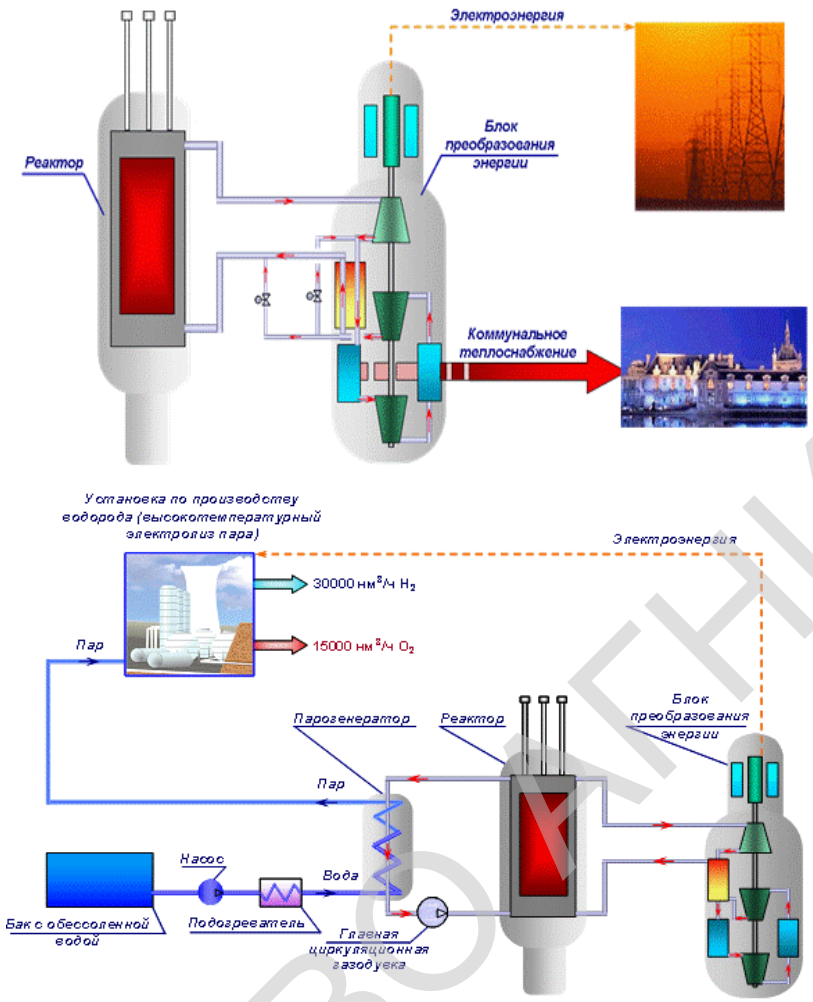


Рисунок 1 - Принципиальная схема МГР-100 ГТ(а), МГР-100 ВЭП (б)

— для производства электроэнергии и водорода методом высокотемпературного электролиза пара (ВЭП) — МГР-100 ВЭП; (рисунок 1б);
— для производства водорода методом паровой конверсии метана (ПКМ) — МГР-100 ПКМ (рисунок 2);

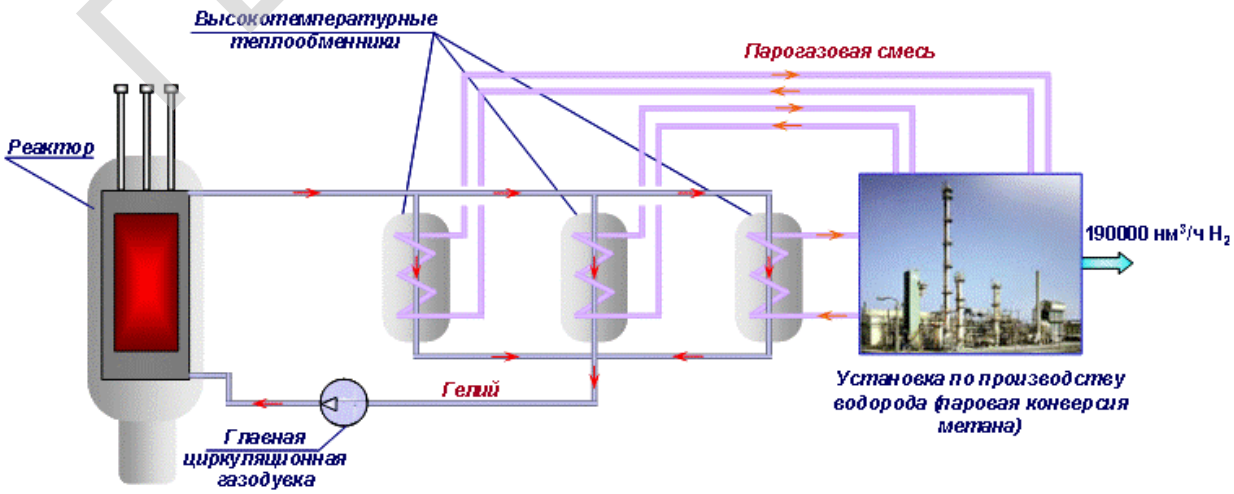


Рисунок 2 - Принципиальная схема МГР-100 ПКМ

ГБОУ ВО АГНИ

— для высокотемпературного теплоснабжения нефтехимического производства (НП) — МГР-100 НП (рисунок 3).

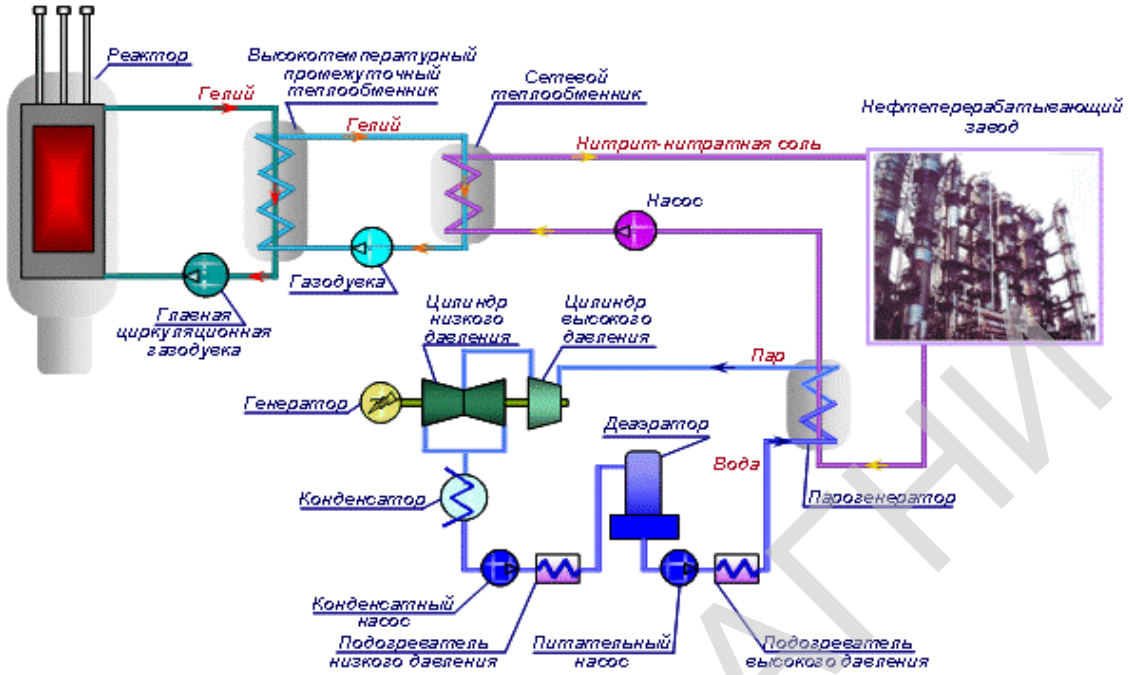


Рисунок 3 - Принципиальная схема МГР-100 НПЗ

Все установки МГР-100 состоят из двух частей: энергетической и технологической. К первой относится энергоблок и газотурбинный блок преобразования энергии (БПЭ), необходимый для выработки электроэнергии. Ко второй - технологическая установка по выработке водорода, а также контуры высокотемпературного теплоснабжения. Мощность реактора одинакова для всех типов и варьируется в зависимости от его назначения и использования [3].

Активная зона реактора состоит из шестигранных призматических тепловыделяющих сборок, обладающих высокой степенью самозащищённости за счет пассивного действия системы. Оно представляет собой самопроизвольный процесс отвода остаточной теплоты из зоны реактора в систему охлаждения шахты реактора в последствии в окружающую среду. Отработанная теплота отвечает нормам выбросов и не подвергает опасности прилегающие территории, население и природу. Теплоносителем выступает гелий. В данных реакторах в качестве топлива используется уран, плутоний, торий, которые достигают состояния глубокого выгорания, благодаря гибкому топливному циклу. За счет чего образовавшийся твэл не может использоваться в дальнейшем. Топливо представляет собой микросферу с многослойной структурой, позволяющей удерживать продукты распада реакции (рисунок 4).

ГБОУ ВО АГНИ

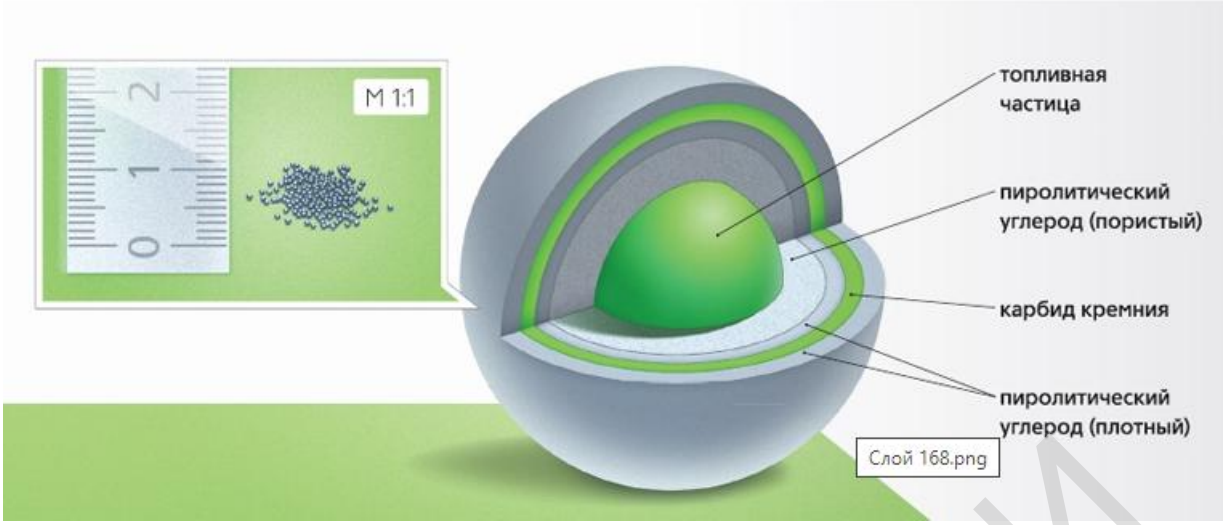


Рисунок 4 – Принципиальное устройство микротвэла

В связи с огромной опасностью и тяжелым опытом Чернобыльской АЭС, последствия которой не до конца устранены в настоящее время, важнейшим критерием является безопасность компоновки и эксплуатации объекта. Из условий безопасности реакторная установка помещена под землю и оборудована защитной оболочкой, способной выдержать внутреннее давление среды до 0,5 МПа (контейнмент). Контейнмент представляет собой монолитные железобетонные блоки большой толщины с высокой герметичностью, позволяющие при аварийной ситуации защитить смежные помещения.

В зависимости от попадания радиоактивных примесей в промышленные продукты устанавливается двух- или трехконтурная схема РУ. Например, для производства водорода паровой конверсией и высокотемпературным электролизом используется двухконтурная схема, так как водяной пар выступает преимущественным теплоносителем.

Внедрение новых технологий обязует изучить их с различных сторон. В использовании реактора существуют ограничивающие факторы:

- продолжительность использования предельных температур теплоносителя;
- высокие требования к газоходам, которые обеспечат минимальные тепловые потери;
- не превышение максимальных выбросов (критерий может контролироваться избыточным давлением во фронте ударной волны);
- использование прочных материалов, не вступающих в реакцию с элементами активной зоны, не подвергающихся воздействию высоких температур.

Выводы:

1. Внедрение новых технологий атомной энергетики, в частности высокотемпературных гелиевых реакторов, позволит частично заменить

ГБОУ ВО АГНИ

ископаемое топливо и получить более высокие показатели энергоэффективности.

2. Производство водорода позволит обеспечить развитие чистой альтернативной энергетики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Водородная экономика - путь к низкоуглеродному развитию / Д. Чугунов, Ю. Мельников, Т. Митрова, А. Глаголева. — Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2019. — 62 с.

2. Столяревский А.Я., Кодочигов Н.Г., Васяев А.В., Головко В.Ф., Ганин М.Е. Применение высокотемпературных модульных гелиевых реакторов для теплоснабжения энергоемких производств // Новости теплоснабжения. – 2011. – №2.

3. Водород в энергетике: учеб. пособие / Р.В. Радченко, А.С. Мокрушин, В.В. Тюльпа. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. — 229 с.

УДК 621.34

АНАЛИЗ СПОСОБОВ УТИЛИЗАЦИИ РЕКУПЕРИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОМ ЭЛЕКТРОПРИВОДЕ СТАНКА-КАЧАЛКИ

ANALYSIS OF METHODS FOR UTILIZATION OF RECOVERED ELECTRICITY IN A FREQUENCY-CONTROLLED ELECTRIC DRIVE OF A ROCKING MACHINE

А.Р. Гарифуллина, А.Н. Якунин

(Alsu R. Garifullina, Anatoly N. Yakunin)

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

(Almetyevsk State Oil Institute)

Организация частотно-регулируемого электропривода предусматривает возможность плавного регулирования скорости вращения вала электродвигателя в широком диапазоне, имея наилучшие показатели по энергозатратам. Однако, несмотря на все их преимущества, они не так широко применяются в качестве приводов станка-качалки, что объясняется, главным образом, дороговизной и частыми нарушениями нормального режима работы, обусловленные появлением в частотном преобразователе режима рекуперации электроэнергии.

The organization of a frequency-controlled electric drive provides for the possibility of smooth control of the speed of rotation of the motor shaft in a wide range, having the best indicators for energy consumption. However, despite all their advantages, they are not so widely used as rocking machine drives, which is mainly due to the high cost and frequent violations of the normal operation mode due to the appearance of the power recovery mode in the frequency converter.

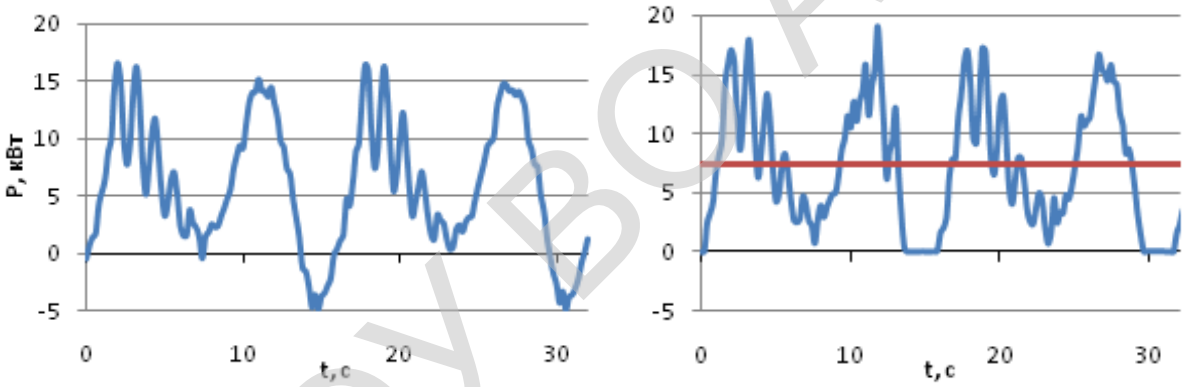
ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *преобразователь частоты, станок-качалка, электроэнергия, асинхронный двигатель, тормозной резистор*

Key words*: frequency converter, machine-rocking chair, electricity, asynchronous motor, braking resistor*

В частотно-регулируемом электроприводе станка-качалки существует проблема утилизации электроэнергии, вырабатываемой в приводе при переходе электродвигателя в генераторный режим. Нагрузочная диаграмма электропривода станка-качалки может содержать отрицательные участки даже при правильном уравновешивании (рисунок 1, а).

Так как обычные преобразователи частоты со звеном постоянного тока не могут передавать электроэнергию в обратном направлении, чаще всего эта проблема решается применением тормозных резисторов, в которых вырабатываемая электроэнергия рассеивается в виде тепла (рисунок 1, б) [1]. Стоимость тормозных резисторов вместе с тормозным прерывателем составляет около половины стоимости самого преобразователя.



а б

Рисунок 1 – Ваттметрограмма станка-качалки (номинальная мощность электродвигателя 18,5 кВт): а – на зажимах электродвигателя, б – на входе ПЧ с тормозным резистором

Другим способом решения этой проблемы является применение преобразователей частоты с рекуперацией, которые имеют в своем составе два комплекта управляемых реверсивных преобразователей на базе транзисторно-диодных модулей и могут передавать электроэнергию в двух направлениях [2]. Стоимость реверсивных преобразователей частоты примерно в три раза больше стоимости обычных преобразователей.

При нынешних ценах и тарифах на электроэнергию и при таком электропотреблении, как на рисунке 1, стоимость потребляемой станком-качалкой электроэнергии за год сопоставима со стоимостью обычного преобразователя частоты. Применение реверсивного преобразователя частоты может оказаться выгодным (срок окупаемости не более пяти лет), если доля возвращаемой в сеть электроэнергии составляет треть от

ГБОУ ВО АГИУ

потребляемой на положительной части нагрузочного цикла. Как показывает исследование около 40 скважин в ПАО «Татнефть», на большинстве скважин доля возвращаемой электроэнергии не превышает 6 %.

Есть также опыт применения программной подстройки частоты для решения этой проблемы [3]. Однако с нашей точки зрения этот метод недопустим для станков-качалок, так как он приводит к увеличению инерционных нагрузок на элементы оборудования станка-качалки.

В связи с этим предлагается рассмотреть альтернативный способ утилизации вырабатываемой в электроприводе станка-качалки электроэнергии с использованием режима динамического торможения. Динамическое торможение асинхронного двигателя осуществляется переключением обмоток статора работающего электродвигателя на источник постоянного напряжения. При этом асинхронный двигатель превращается в электромагнитный тормоз, а механическая энергия, запасенная в массивных частях станка-качалки, преобразуется в электрическую энергию в обмотке ротора и далее в тепловую энергию.

На пути внедрения этого способа возникают некоторые проблемы:

1) допустимая тепловая нагрузка на обмотку ротора;

2) контроль скорости ротора – так как основные энергетические процессы в режиме динамического торможения происходят в роторе, а статор является только индуктором, то обмотки статора не могут нести в себе всей той информации о состоянии машины, которую в обычном двигательном режиме получает от них преобразователь частоты.

Допустимая тепловая нагрузка обмоток обычно определяется максимально допустимой температурой нагрева изоляции. Но так как короткозамкнутая обмотка не имеет изоляции, значит, количество энергии, выделяющейся в обмотке ротора, должно ограничиваться допустимой температурой металла обмоток. Короткозамкнутые обмотки изготавливают из алюминия или сплавов алюминия, у которых температура плавления 640-740°С. Согласно ПУЭ, максимально допустимая температура неизолированных алюминиевых проводников 200°С. В условиях закрытого обдуваемого электродвигателя теплота от ротора передается прежде статору и только затем отдается в окружающую среду. Поэтому энергия, выделяющаяся в машине в режиме динамического торможения, должна ограничиваться максимально допустимой температурой изоляции статора (130-180°С).

Современные преобразователи частоты имеют встроенную функцию динамического торможения, предназначенную для быстрой остановки двигателя [1]. Однако в случае со станком-качалкой полной остановки электродвигателя не требуется, нужно лишь слегка притормозить двигатель, чтобы удержать его в пределах синхронной скорости вращения. Для этого программное обеспечение преобразователя частоты должно включать специальный алгоритм динамического торможения циклического действия.

ПГГУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Белов М.П., Новиков В.А., Рассудов Л.Н. Автоматизированный электропривод типовых производственных механизмов и технологических комплексов: Учебник для вузов. – М.: Академия, 2007.

2. Соколовский Г.Г. Электроприводы переменного тока с частотным регулированием. - М.: Академия, 2006.

3. Ярыш Р.Ф. Исследование режимов работы частотно-регулируемого электропривода станка-качалки / Р.Ф. Ярыш, А.Р. Гарифуллина, Р.И. Гарифуллин, А.Н. Якунин // Проблемы энергетики. - 2018. - Том.20 № 11-12. - С. 56-64.

УДК 621.311

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ РУДЫ НА МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ КОМБИНАТАХ

STATISTICAL ANALYSIS OF SPECIFIC ELECTRIC CONSUMPTION OF ORE MINING PROCESS AT METALLURGICAL PLANTS

Р.В. Клюев, О.А. Гаврина, М.М. Хузмиев, Э.С. Лысоконь

(R.V. Klyuev, O.A. Gavrina, M.M. Khuzmiev, E.S. Lysokon)

ФГБОУ ВО «Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет)»

(North-Caucasian Institute of mining and metallurgy)

В работе исследованы статистические методы расчета и прогнозирования удельного электропотребления комбинатов, на которых осуществляются процессы добычи и обогащения руды. Был определен удельный расход электроэнергии на добычу руды входе анализа информации, которая включает в себя значения месячных расходов электроэнергии и добычи руды. Выполненная проверка подтвердила законы распределения массивов расхода электроэнергии на добычу, бурение, проходку. Также были установлены законы распределения массивов расхода электроэнергии на нарезные работы, отбойку, вторичное дробление.

The paper investigates statistical methods for calculating and predicting the specific power consumption of plants, which carry out the processes of mining and ore dressing. The specific electricity consumption for ore mining was determined by analyzing information, which includes the values of monthly electricity consumption and ore mining. The performed check confirmed the laws of distribution of massifs of electricity consumption for production, drilling, and sinking. Also, laws were established for the distribution of massifs of electricity consumption for cutting work, breaking, secondary crushing.

Ключевые слова: *удельное электропотребление, рудник, добыча руды, статистические параметры массивов*

Key words: *specific power consumption, mine, ore mining, statistical parameters of massifs*

ГБОУ ВО АГНИ

Металлургическая и нефтегазовая промышленность России прочно занимает одно из ведущих мест в мире. В этих отраслях отечественной промышленности в последние годы особое внимание уделяется вопросам эффективного использования электроэнергии в различных технологических переделах производства.

В статье приведен расчет статистических параметров удельного электропотребления на предприятиях металлургической отрасли [1-10].

С каждым годом происходит наращивание производства цинка, свинца, титана, магния, драгоценных металлов, а также вольфрама, молибдена, ниобия и других легирующих элементов.

Для удовлетворения потребности промышленности в вольфраме и молибдене важная роль отводится вольфрамомолибденовым комбинатам, на которых происходит добыча и обогащение руды.

Наиболее энергоемкими на рудниках являются стационарные машины и установки. Потребление энергии стационарным оборудованием достигает 75-80 % и более от всей энергии, потребляемой предприятием. От рационального использования мощности стационарных установок зависит уровень потребления электроэнергии всем предприятием.

При исследовании вопросов электропотребления, нормирования, прогнозирования удельных норм расхода электроэнергии основным математическим аппаратом выступают статические методы.

В исследованиях использованы статические методы определения точечных и интервальных оценок, уравнения регрессии для выявления долгосрочного прогнозирования удельного расхода от времени года.

Значимость того или иного фактора, влияющего на электропотребление, определяется при помощи коэффициента Стьюдента.

При известном виде уравнения линейной регрессии, используя поле корреляции, можно получить среднемесячный, среднесуточный удельный расход электроэнергии в виде:

$$W_{уд} = b + a \cdot Q,$$

где: Q – добыча руды (в месяц, сутки);

a, b – коэффициенты линейного уравнения регрессии.

Зная плановую добычу, можно прогнозировать расход электроэнергии на данный период.

В основу методики положено использование точечного метода Хельвига, при помощи которого формируются два подмножества значений по линейному уравнению регрессии энергетической характеристики. Для подмножества значений рассчитывают средние значения и коэффициенты корреляции, что дает возможность сделать заключение о степени зависимости между параметрами: величиной потребленной электроэнергии и добычей. С целью проверки величины норм расхода рекомендуется воспользоваться методом наименьших квадратов (МНК).

ГБОУ ВО АГНИ

Эффективность принятых норм удельного расхода электроэнергии во многом зависит от глубины прогнозирования и возможности последующей корректировки. При текущем краткосрочном планировании хорошее согласование дают математические методы с учетом данных электропотребления и добычи за 3-5 лет и более. В конце каждого планового периода предусматривается корректировка математической модели с учетом разногласия прогноза и факта.

Математическая модель прогнозирования электропотребления на основе статических методов должна содержать минимальное число характеристик, описывающих объект прогнозирования с достаточной степенью точности, при этом снижаются размерность описания объекта, и упрощается работа с моделью. Соответствие математической модели и объекта прогнозирования устанавливается ретроспективным анализом по промежуточным значениям модели и объекта.

При получении приемлемой точности воспроизведения промежуточных значений математической моделью одним из методов экстраполяции определяется прогноз на соответствующую требованиям глубину.

Научно обоснованное нормирование и прогнозирование удельных норм расхода электроэнергии в условиях интенсификации производства, снижения энергоемкости и непроизводственных потерь электроэнергии, замена старого оборудования новым, более экономичным – все это является важным фактором снижения себестоимости продукции и повышения производительности труда.

При соответствующей тенденции наращивания производства не менее чем в 1,3 раза задачи нормирования и прогнозирования расхода электроэнергии, снижение энергоемкости являются, несомненно важным и актуальным.

Целью расчета является определение статических характеристик основных энергетических параметров, характеризующих работу рудника: месячной добычи, месячного расхода электроэнергии, удельного расхода.

Результаты расчетов используются для научного обоснования прогрессивных удельных норм расхода электроэнергии по руднику на добычу. Определение удельного расхода электроэнергии на добычу базировалось на информации, которая включает в себя месячный расход электроэнергии и месячную добычу руды.

1. Проверка на репрезентативность.

Исходные данные имеются за определенный период, и включают в себя 35-36 значений. При *P=0.95; Б=0,15; V=0,3* проверка на репрезентативность показала, что исходных данных достаточно.

2. Проверка на однородность.

Проверка на однородность велась на кафедре СКГМИ(ГТУ). Проверке на однородность подверглись массивы потребления электроэнергии на

ГБОУ ВО АГНИ

добычу, а также ее составляющие: на нарезные работы, на бурение, на отбойку, на вторичное дробление.

В результате массивы потребления электроэнергии на добычу, на отбойку и на вторичное дробление уменьшились на одно значение по критерию «трех сигм». Были получены однородные массивы по критериям «трех сигм», «двух сигм» и критерию Смирнова. Для дальнейших расчетов принимаем однородные массивы, проверенные по критерию «трех сигм», так как этот критерий является достаточным.

3. Построение гистограмм.

4. Расчет статических параметров массивов.

Для массива расхода электроэнергии на добычу значения коэффициентов асимметрии (*S*) и эксцесса и (*E*) показывают, что массивы потребления электроэнергии (*W)* и удельного расхода электроэнергии (ω) характеризуются распределением с правосторонней скошенностью (*S*>0) и заостренной вершиной (*E* >0).

В таблице 1 приведены статистические параметры выработки руды, тыс.т.; расхода электроэнергии на добычу, кВт·ч; удельного расхода электроэнергии на добычу кВт·ч/т; коэффициенты корреляции; коэффициенты уравнения регрессии.

Таблица 1 - Статические параметры

№ п/п	год/параметр	2016	2017	2018	Итого за 2017-2018
Выработки руды тыс.т.					
1.	m_Q	324,783	327,406	325,331	326,351
2.	σ_Q	17277	13743	12855	15050
3.	S_Q	0.960	0,147	0,451	0,668
4.	E_Q	-0,176	0,0842	-0,965	-0,252
Расхода электроэнергии на добычу, кВт·ч					
5.	m_W	1383563	1472427	1135233	1375362
6.	σ_W	165473	241869	217917	291401
7.	S_W	0,857	-0,588	0,323	0,700
8.	E_W	0,206	-0,545	-1,08	1,32
Удельного расхода электроэнергии на добычу кВт·ч/т					
9.	m_W	4,26	4,51	3,49	4,22
10.	σ_W	0,437	0,764	0,686	0,909
11.	S_W	-0,263	-0,832	0,347	0,600
12.	E_W	-1,06	-0,123	-1,23	1,31
Коэффициенты корреляции					
13.	R_{QW}	0,473	-0,116	-0,397	-0,054

ГБОУ ВО АГНИ

14.	R_{QW}	0,384	-0,341	-0,193	-0,210
Коэффициенты уравнения регрессии					
15.	a_1	4,53	-2,037	-0,067	-0,104
16.	b_1	-86810	2139310	1157111	1409203
17.	a_2	$2{,}23\cdot10^{-7}$	$-1{,}9\cdot10^{-5}$	$-1{,}03\cdot10^{-5}$	$-1{,}27\cdot10^{-5}$
18.	b_2	4,19	10,73	6,85	8,35

Из таблицы 1 видно, что значение математического ожидания колеблется в пределах: для выработки руды (*Q*): от 324783 т. до 327406 т; среднее значение m_Q=326351 т.

- для *W*-от 1135233 до 1472425 кВт·ч; среднее значение m_w=1375362 кВт·ч;
- для ω-от 3,49 до 4,51 кВт·ч/т; среднее значение m_ω=4,22 кВт·ч/т.

Корреляционный анализ показал наличие ненадежной связи между параметрами *Q* и *W*, коэффициент корреляции R_{QW} находится в пределах -0,054 +0,473. Значение коэффициента корреляции для массивов *Q* и *W* находится в пределах -0,193 +0,384, что также указывает на отсутствие статической связи между этими параметрами.

Проверим эти коэффициенты на значимость.

$$t = \frac{R_{xy}\cdot\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-R_{xy^2}}} = \frac{R_{QW}\cdot\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-R_{Q^2\,W}}}$$

$$t = \frac{0.473\cdot\sqrt{12-2}}{\sqrt{1-0.473^2}} = 1.74;\ t_\beta = 1{,}5$$

$t > t_\beta$ следовательно R_{QW} = 0,473 - значим

$$t = \frac{0{,}341\cdot\sqrt{12-2}}{\sqrt{1-0.341^2}} = 1{,}15$$

$t < t_\beta$ следовательно R_{QW} = 0,341 - не значим

$$t = \frac{0{,}054\cdot\sqrt{34-2}}{\sqrt{1-0.054^2}} = 0{,}311$$

$t < t_\beta$ следовательно R_{QW} = 0,054 - не значим

$$t = \frac{0{,}210\cdot\sqrt{34-2}}{\sqrt{1-0.21^2}} = 1{,}23$$

$t < t_\beta$ следовательно R_{QW} = 0,210 – не значим

Дальнейшая проверка не целесообразна, так как остальные коэффициенты меньше рассмотренных.

5. Проверка гипотез о законе распределения.

Все массивы были проверены на нормальный закон распределения подобно массиву {Q}. В результате было получено, что массивы расхода электроэнергии на добычу, на бурение удовлетворяют нормальному закону распределения, удовлетворяет нормальному закону так же выборка {lg w} массива расхода электроэнергии на проходку. Следовательно, выборка {W} удовлетворяет логарифмически нормальному распределению. Проверка подтвердила законы

ГБОУ ВОАНИ

распределения массивов расхода электроэнергии на добычу, бурение, проходку. Также были установлены законы распределения массивов расхода электроэнергии на нарезные работы, отбойку, вторичное дробление. Массивы расхода электроэнергии на нарезные работы и вторичное дробление распределяется по закону Максвелла, а массив расхода электроэнергии на отбойку – по показательному закону.

ЛИТЕРАТУРА

1. J. Fresner, F. Morea, C. Krenn, J. Aranda Uson, F. Tomasi, "Energy efficiency in small and medium enterprises: Lessons learned from 280 energy audits across Europe," Journal of Cleaner Production, vol. 142, Part 4, 20 January 2017, pp. 1650-1660.

2. T. Anisimova, "Analysis of the Reasons of the Low Interest of Russian Enterprises in Applying the Energy Management System, Procedia Economics and Finance," vol. 23, 2015, pp. 111-117.

3. A. Kluczek, P. Olszewski, "Energy audits in industrial processes," Journal of Cleaner Production, vol. 142, Part 4, 20 January 2017, pp. 3437-3453.

4. J. Henriques, J. Catarino, Motivating towards energy efficiency in small and medium enterprises," Journal of Cleaner Production, vol. 139, 15 December 2016, pp. 42-50.

5. Босиков И.И., Клюев Р.В., Гаврина О.А., Текиев М.В., Лысоконь Э.С. Концепция функционирования единой промышленно-энергетической системы в горных территориях // Известия Кабардино-Балкарского научного центра РАН. 2018. № 6 (86), часть II. С.55-65.

6. Босиков И.И., Клюев Р.В., Гаврина О.А., Кортиев Р.А. Система анализа надежности промышленно-технической системы // Известия Кабардино-Балкарского научного центра РАН. 2018. № 6-2 (86). С. 66-74.

7. Сидоров Д.В., Гаврина О.А., Берко И.А., Галкина О.Ю. Обзор методов построения математических моделей статических режимов для управления непрерывными технологическими процессами // Успехи современной науки и образования. 2016. Т. 4. № 12. С. 9-12.

8. Гаврина О.А., Клюев Р.В., Лысоконь Э.С., Гудиев Т.Т. Анализ потерь электроэнергии в распределительных сетях 6 кв предприятия нефтегазовой отрасли // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы Международной научно-практической конференции. 2018. С. 407-410.

9. Klyuev R.V., Bosikov I.I., Gavrina O.A., Revazov V.Ch., Madaeva M.Z. Rank analysis of higher harmonics voltage spectrum of metallurgy enterprises. Advances in Engineering Research, volume 182. VIII All-Russian Science and Technology Conference "Contemporary Issues of Geology, Geophysics and Geoecology of the North Caucasus" (CIGGG 2018). Atlantis Press. pp. 169-174.

10. Клюев Р.В., Котова О.А., Гаврина О.А. Результаты эффективного управления единой промышленно-энергетической системой в горных

ГБОУ ВО АГНИ

территориях // Сборник Материалов XXXVII сессии семинара «КИБЕРНЕТИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ» по тематике «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ» 13-16 октября 2015 г. Новочеркасск 2016. С. 9-12.

УДК 621.313

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КАК ИНСТРУМЕНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭКОНОМИИ НА НЕФТЕГАЗОВОМ ПРЕДПРИЯТИИ

AUTOMATED SYSTEM OF COMMERCIAL METERING OF ELECTRICITY AS A TOOL OF ENERGY SAVING IN OIL AND GAS ENTERPRISE

О.И. Кравченко, А.Е. Савенко
(Oksana Kravchenko, Aleksandr Savenko)
ФГБОУ ВО «Керченский государственный морской технологический университет»
(Kerch State Maritime Technological University)

Рассмотрена работа автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии на примере нефтегазового предприятия. Описано влияние системы на экономию электроэнергии. Показано, что энергосбережение является неотъемлемой частью антикризисной программы или способом получения дополнительного конкурентного преимущества.

The work of an automated system for commercial metering of electricity is considered on the example of an oil and gas enterprise. The influence of the system on energy saving is described. It is shown that energy saving becomes a part of the anti-crisis program or a way to gain additional competitive advantage.

Ключевые слова: *система учета, энергосбережение, экономическая эффективность*

Key words: *accounting system, energy saving, economic efficiency*

На данный момент в России все чаще крупные предприятия разрабатывают энергосберегающие мероприятия, переходя от рассуждений о них к их осуществлению [2]. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) и технического учета (АСТУЭ) являются одними из главных инструментов энергосбережения во всех сферах деятельности нашей страны и инструментом экономии для крупных предприятий [1]. На одних предприятиях энергосбережение становится частью антикризисной программы, на других - способом получения дополнительного конкурентного преимущества. Зачастую программа энергосбережения предприятий разрабатывается по

ГБОУ ВО АГНИ

результатам энергетического обследования производства, позволяющего разработать систему энергосберегающих мероприятий и оценить их экономическую эффективность.

На данный момент ведущее место по добыче, хранению и транспортировке природного газа в Крыму занимает Государственное унитарное предприятие Республики Крым «Черноморнефтегаз». Также есть множество мелких предприятий занимающихся поставкой нефтепродуктов. Энергосбережение в случае нефтегазовых предприятий может выступать в роли мероприятий, обеспечивающих надежность и безопасность хранения и транспортировки нефтепродуктов и природного газа.

Программа энергосбережения состоит из различных мероприятий, как малозатратных (срок окупаемости до года), так и высокозатратных (срок окупаемости более 2-3 лет). Важно отметить, что энергосбережение требует крупных финансовых вложений. Зачастую энергосбережение рассматривается как одно из направлений инвестиционной деятельности предприятия. Даже реализация малозатратных энергосберегающих способов, например, организационных действий, позволяющих снизить издержки за счет оптимизации договоров на энергоснабжение, мероприятий по оптимизации режима работы производства, позволяющих снизить расходы на энергоресурсы без снижения энергопотребления, требует вложений на создание автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ). Специалисты по энергосбережению знают, что один только факт внедрения АСКУЭ не дает снижения затрат на энергоресурсы. Однако, как измерительный инструмент, АСКУЭ является необходимой основой для разработки и реализации системы энергосберегающих действий. Именно энергосберегающие мероприятия, осуществление которых становится возможным с внедрением АСКУЭ, дают прямой экономический эффект [3].

Рассмотрим основы снижения затрат на электроэнергию, которые возможны с внедрением автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии. Как известно, существует расчетный (коммерческий - АСКУЭ) учет, по которому предприятия рассчитываются с компанией поставщиком электроэнергии, и контрольный (технический - АСТУЭ) учет электроэнергии, который позволяет отслеживать неполадки в системе учета. Соответственно их так и разделяют на системы коммерческого и технического учета.

Внедрение системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) позволяет осуществить следующие энергосберегающие мероприятия:

1) переход расчета на почасовой тариф, который является более выгодным;

2) увеличение точности учета электроэнергии и снижение риска штрафов;

3) оптимизация режима работы производства.

ГБОУ ВО АГИУ

Так, в период трехзонового тарифа, тариф за 1 кВт потребленной электроэнергии колебался от 4,2 руб. до 5-6 руб. При внедрении АСКУЭ эти цифры упали в среднем от 2,5 руб. до 3,4 руб. за 1 кВт потребленной электроэнергии [1].

В таблице 1 приведены результаты расчета стоимости потребленной электроэнергии при работе АСКУЭ.

В таблице 2 приведены результаты расчета стоимости потребленной электроэнергии без введенной АСКУЭ, рассчитанные по утвержденным плановым часам пиковой нагрузки для 2020 года, для территорий, отнесенных и не отнесенных к ценовым зонам оптового рынка электрической энергии и мощности. Расчет производился указанным методом, так как при выходе на оптовый энергетический рынок за неимением автоматизированной системы учета предприятия должны производить расчет согласно определенным на весь год пиковым часам нагрузки.

Если сравнить показатели, то можно точно сказать, что при внедрении АСКУЭ стоимостью около 4 млн. рублей в три этапа, система на нефтегазодобывающем предприятии окупает себя за один-два месяца (таблица 3).

Таблица 1- Стоимость электроэнергии

Месяц	Потребленная электроэнергия за месяц, кВт	Значение макс. мощности в пиковые часы, кВт	Стоимость за потребленную электроэнергию, руб. без НДС	Стоимость за макс. мощность, руб. без НДС	ВСЕГО
Январь	3 710 001,00	4 485,00	6 761 364,97	2 429 456,54	9 190 821,51
Февраль	4 018 545,00	4 027,00	8 232 720,90	3 588 851,57	11 821 572,47
Март	3 816 416,00	2 862,00	7 471 424,35	2 611 147,47	10 082 571,82
Апрель	2 677 092,00	1 878,00	4 743 301,19	1 857 675,35	6 600 976,54
Май	1 237 565,00	771,00	1 814 548,51	757 360,88	2 571 909,39

Таблица 2- Стоимость электроэнергии без внедрения АСКУЭ

Месяц	Значение макс. мощности в пиковые часы, кВт	Стоимость за потребленную электроэнергию, руб. без НДС	Стоимость за макс. мощность, руб. без НДС	ВСЕГО
Январь	15 588,24	8 002 524,42	12 954 285,47	20 956 809,89
Февраль	19 227,49	8 974 996,10	17 135 485,62	26 110 481,72
Март	14 347,43	8 222 829,97	13 089 885,35	21 312 715,32
Апрель	24 787,89	4 875 442,12	24 519 621,96	29 395 064,08
Май	7 279,79	1 873 657,03	7 151 013,32	9 024 670,35

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 3 - Разница в стоимости за потребленную электроэнергию

Месяц	Стоимость эл.энергии с АСКУЭ, руб.	Стоимость эл.энергии без АСКУЭ, руб.	Разница между стоимостью электроэнергии, руб.
Январь	9 190 821,51	20 956 809,89	11 765 988,38
Февраль	11 821 572,47	26 110 481,72	14 288 909,25
Март	10 082 571,82	21 312 715,32	11 230 143,50
Апрель	6 600 976,54	29 395 064,08	22 794 087,54
Май	2 571 909,39	9 024 670,35	6 452 760,96

Внедрение технического учета (АСТУЭ) для внутренних потребителей предприятия создает дополнительные возможности по снижению издержек на электроэнергию за счет оптимизации режима работы производства. В рамках энергетического обследования и для ежегодной подачи декларации по энергосбережению, предприятие разрабатывает энергопаспорт и мероприятия по энергосбережению. В паспорте указываются все входящие источники питания, потребители электроэнергии и их характеристики, информация об измерительных комплексах электроэнергии для расчета допустимого значения небаланса приема и распределения электроэнергии в контролируемой зоне. Согласно производственного плана, определяется задействованное электрооборудование предприятия, используемое в технологическом и вспомогательных процессах, производится расчет распределения расхода электроэнергии по группам оборудования и контролируемым зонам [1].

По итогам расчета для уменьшения непроизводительных затрат происходит изменение суточного профиля потребления электроэнергии - осуществляется оптимизация режима работы предприятия под используемые почасовые тарифы.

Нами рассмотрены энергосберегающие мероприятия, дающие экономический эффект, но при этом не учитывался факт экономии электроэнергии предприятием. Энергетическое обследование, как правило, позволяет своевременно выявлять утечки энергии при поломке или выходе из строя не только точек учета, но и электрооборудования, запитанного от них, что зачастую является дополнительным источником затрат электроэнергии, составляющие до 10 % экономии потребляемой мощности предприятия. Поэтому, лежащий в основе мероприятий по оптимизации управления производством АСКУЭ является одним из самых актуальных (малозатратных) инструментов по решению проблем энергосбережения и улучшению технико-экономических показателей, влияющих на конкурентоспособность предприятия.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Программное обеспечение ЭНФОРС АСКУЭ БП. Руководство пользователя / ООО «ЭНФОРС» - Воронеж 2015. – С. 10-15.

2. Гуртовцев А.Л. Избранные работы по АСКУЭ- (1981-2009). Авторизированный сборник опубликованных статей / Интернет-издание – Минск, 2018. – С 19-25.

3. Н.М. Гришагина, Э.Г. Гарайшина Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии/ Вестник казанского технологического университета. - Казань, 2013 - Том 16 № 12 - С. 297–299.

УДК 621.311.1

ИССЛЕДОВАНИЕ И АНАЛИЗ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

RESEARCH AND ANALYSIS OF CABLE LINES USED IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Г.Г. Муравьев
(Gleb G. Muravjev)
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
(Kazan State Power Engineering University)

Цель исследования – определить эксплуатационные характеристики кабельных линий, применяемых в нефтегазодобывающей промышленности. В статье рассмотрены технические параметры кабельных линий, в зависимости от температуры нагрева, материала жил и изоляции, типа прокладки и уровня напряжения.

The purpose of the study is to determine the operational characteristics of cable lines used in the oil and gas industry. The article discusses the technical parameters of cable lines, depending on the heating temperature, core material and insulation, type of laying and voltage level.

Ключевые слова: *кабельная линия, электроснабжение, нефтегазодобывающая промышленность, эксплуатационные характеристики*

Key words: *cable line, power supply, oil and gas industry, operational characteristics*

Любые промышленные изделия, включая кабельную и проводную продукцию для энергетики, принято классифицировать и описывать строго по определённым критериям, которые называют техническими характеристиками. Они позволяют оптимально выбрать конкретную

ГОУ ВО АГНИ

модель из большого разнообразия имеющихся изделий, обеспечить ее длительную и бесперебойную работу.

Для кабельных линий (КЛ) хочется выделить эксплуатационные параметры в зависимости от температуры нагрева, материала жил и изоляции, типа прокладки и уровня напряжения.

Нефтегазодобывающая промышленность (НГДП) является одной из самых энергопотребляющих отраслей нашей страны, следовательно, требует внедрения инновационных решений

Важным компонентом СЭС является линия электропередачи (ЛЭП). Говоря о повышении надежности электроснабжения потребителей НГДП, следует вести речь об эксплуатации кабельных линий, так как они снижают фактор внешнего взаимодействия с токоведущей жилой.

Рассмотрим особенности и недостатки КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена, поливинилхлорида и бумаги. Для наглядности воспользуемся графиками зависимости длительного допустимого тока и длительно допустимой температуры нагрева токопроводящих жил кабеля.

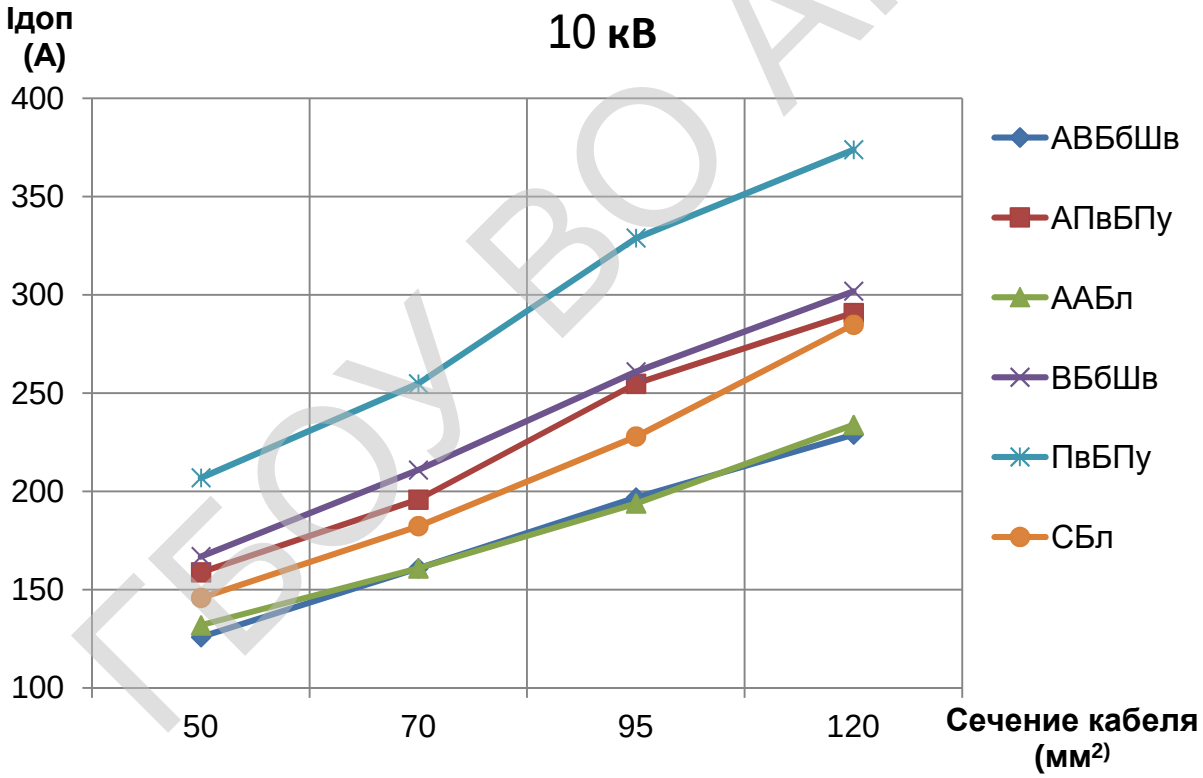


Рисунок 1 – Зависимость величины длительно-допустимого тока от сечения и изоляции КЛ 10кВ

ГБОУ ВО АГНИ

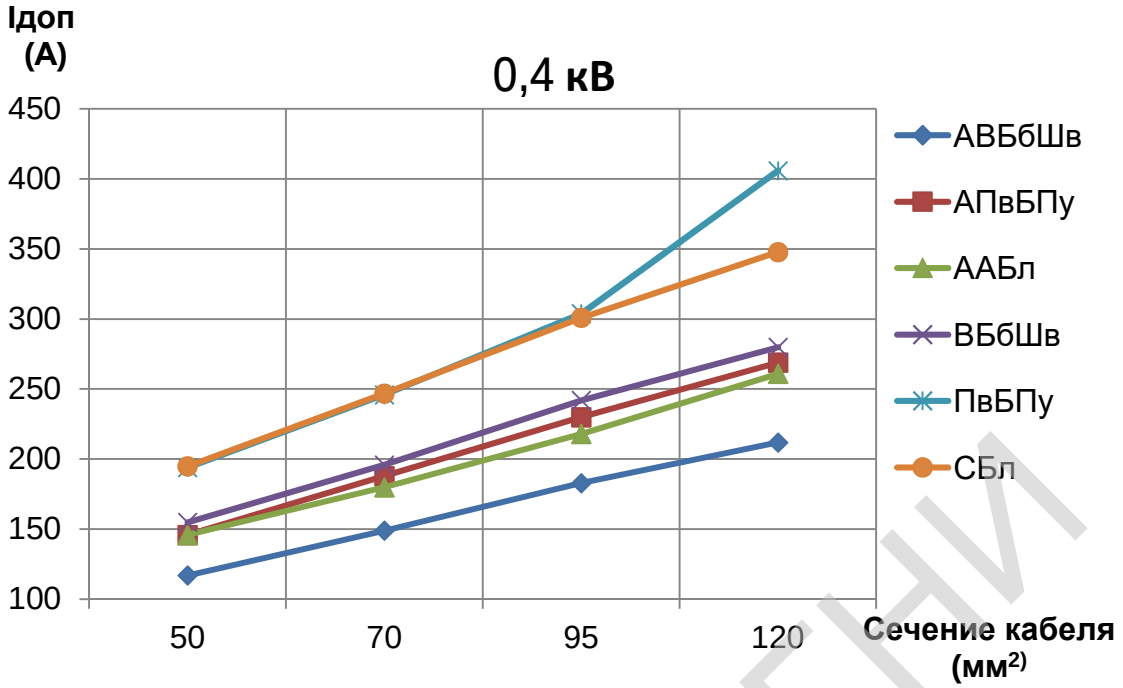


Рисунок 2 – Зависимость величины длительно-допустимого тока от сечения и изоляции КЛ 0,4кВ

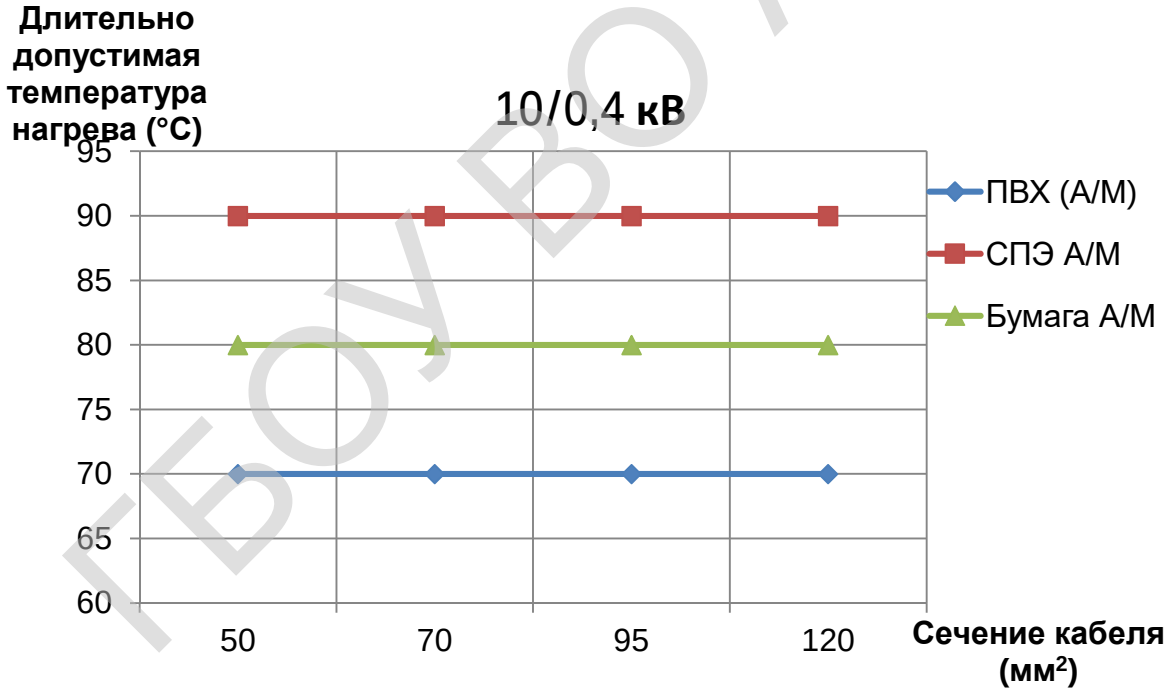


Рисунок 3 – Зависимость величины длительно допустимой температуры нагрева КЛ от сечения кабеля и типа изоляции

В статье исследованы КЛ с медными и алюминиевыми токоведущими жилами. Хочется отметить, что цена на оборудование варьируется в зависимости от завода-изготовителя. Данные были взяты с сайта поиска кабельной продукции, обладающим информативной базой данных о наличие продукта на рынке.

ГБОУ ВО АГНИ

Таким образом, на основании вышеизложенного материала следует, что применение в кабельной технике изоляционных материалов с улучшенными свойствами позволяет существенно повысить надежность электроснабжения потребителей НГДП комплекса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кабельно-поисковая система [Электронный ресурс] // URL: http://www/k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyie/s-bumajnoi-izolyaciei/aabl-1kv/ (дата обращения: 27.09.2020).

2. Ключникова А.Ю. Кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена // Известия ТулГУ. Технические науки. 2019. №11. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/kabelnye-linii-s-izolyatsiey-iz-sshitogo-polietilena (дата обращения: 28.09.2020).

3. Булатова В. М. Сравнительный анализ эксплуатационных характеристик современных высоковольтных кабелей // Вестник Казанского технологического университета. 2012. №19. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-ekspluatatsionnyh-harakteristik-sovremennyh-vysokovolnyh-kabeley (дата обращения: 27.09.2020).

4. *Грачёв А.С. О повышении надежности кабельных линий распределительных сетей 10 кВ агропромышленного комплекса // Вестник Марийского государственного университета. 2011. №6. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/o-povyshenii-nadezhnosti-kabelnyh-liniy-raspredelitelnyh-setey-10-kv-agropromyshlennogo-kompleksa (дата обращения: 28.09.2020).*

УДК 621.316

ИССЛЕДОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНЫХ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

STUDY OF LOW-VOLTAGE SWITCHING DEVICES FOR ELECTRICAL COMPLEXES OF THE OIL AND GAS INDUSTRY

П.П. Муханова
(Polina P. Mukhanova)
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
(FSBEI HE Kazan State Power Engineering University)

Цель исследования – рассмотреть отечественных и зарубежных производителей автоматических выключателей и контакторов, применяемых в нефтегазодобывающей промышленности, сравнить их по номинальному току, коммутационной износостойкости и стоимости.

ГБОУ ВО АГНИ

The purpose of the research is to consider domestic and foreign manufacturers of circuit breakers and contactors used in the oil and gas industry, to compare them in terms of rated current, switching durability and cost.

Ключевые слова: *автоматические выключатели, контакторы, нефтегазовый комплекс, электрические двигатели*

Keywords: *circuit breaker, contactor, oil and gas complex, electric motors*

Нефтегазовый комплекс включает предприятия по добыче, первичной обработке, прокачке по трубопроводам, переработке и распределению нефтегазовых продуктов. Технологические процессы этого комплекса осуществляются на основе электрической энергии. Между приемниками и источниками электрической энергии находятся устройства преобразований, коммутаций и распределения электрической энергии.

Низковольтные коммутационные аппараты являются одним из основных средств электрификации и автоматизации промышленного производства и технологических процессов. Практически вся электроэнергия (после возможных ее преобразований) распределяется и доводится непосредственно до потребителя с помощью низковольтных аппаратов. Коммутационные аппараты предназначены для формирования схем питания электроприемников, выполнения защитных функций при аварийных ситуациях. Таким образом, низковольтные аппараты являются важнейшей частью практически всех объектов электроснабжения промышленности и быта. В связи с этим предъявляются соответствующие требования к их характеристикам и качеству.

В данной работе рассмотрим зарубежные и отечественные фирмы-производители автоматических выключателей, сравним модели с аналогичными характеристиками по ценовой категории.

Таблица 1 – Автоматические выключатели зарубежных заводов-изготовителей

Производитель	Модель	Номинальный ток, I_n, А	Мех./ эл. износостойкость, циклов	Стоимость, руб.
Schneider electric	C60H-DC	6; 10; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63;	10000/4000	2704-3986
Legrand	TX³ 6000	6; 10; 13; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	10000/4000	264-471
ABB	S201M	0,5; 1; 1,6; 2; 3; 4; 6; 8; 10; 13; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100	20000/10000	2051-3343
CHINT	DZ47-60	1-6; 10; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	10000/4000	181-208

ГБОУ ВО АГНИ

Таблица 2 - Отечественные автоматические выключатели

Производитель	Модель	Номинальный ток, I_n, n	Мех./ эл. износостойкость, циклов	Стоимость, руб.
Контактор	ВА47-063Про	1; 2; 3; 4; 6; 10; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	10000/4000	365-559
IEK	ВА47-29	0,5; 1; 1,6; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 13; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	20000/6000	116-208
DEKraft	ВА-101	1; 2; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 13; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	25000/6000	119-161

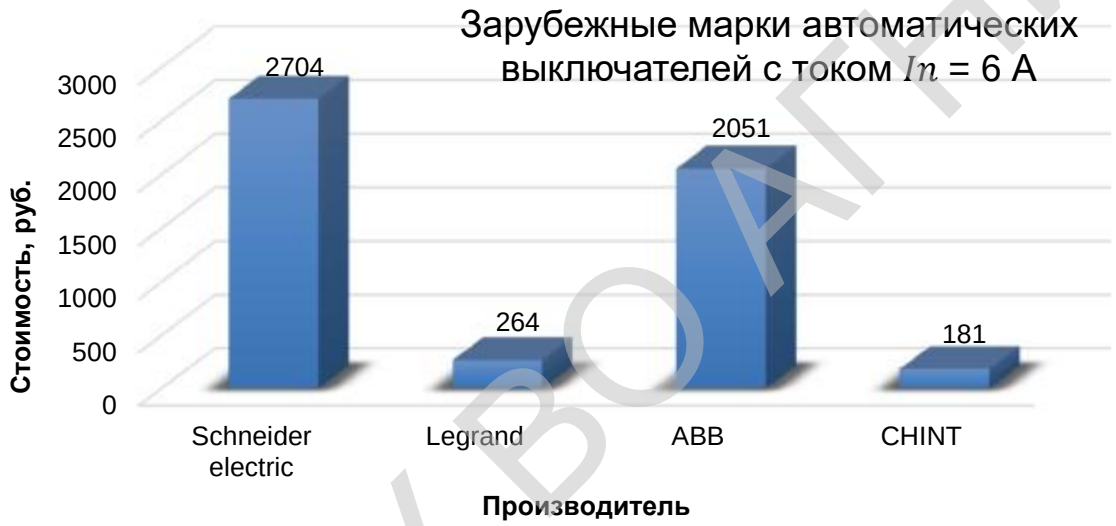


Рисунок 1 - Автоматические выключатели зарубежных заводов-изготовителей

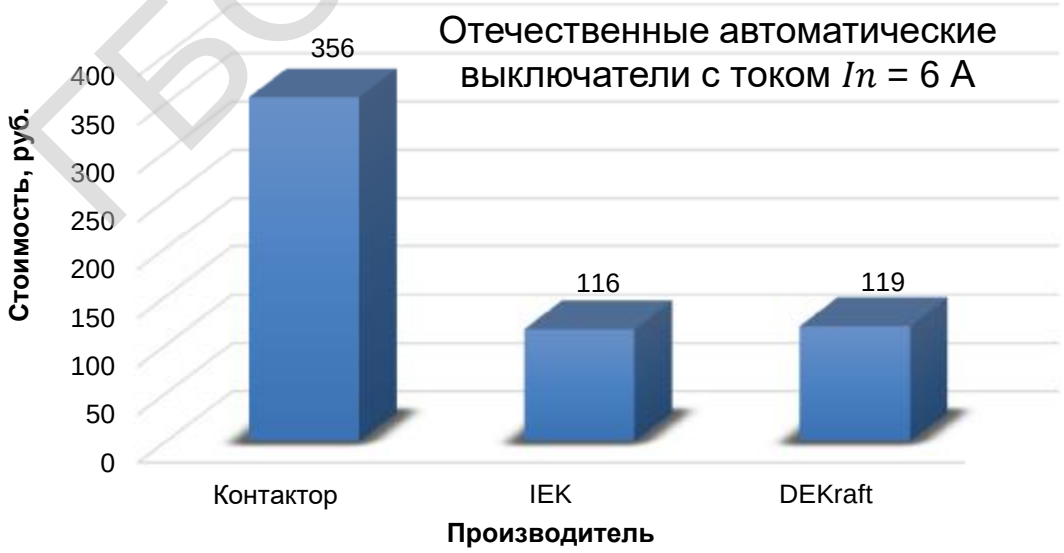


Рисунок 2 –Отечественные автоматические выключатели

ГБОУ ВО АГНИ

Щит станции управления с дополнительным блоком для аппарата защиты, в котором устанавливается автоматический выключатель в соответствии с техническими характеристиками двигателя. Например, такие автоматические выключатели, как Schneider electric, Legrand, ABB, DEKraft, IEK и т.д. с номинальным током $I_{\text{ном}} = 6$ А.

Теперь рассмотрим отечественные и зарубежные контакторы, сравним их стоимости и характеристики.

Таблица 3 - Контакторы отечественные

Производитель	Модель	Номинальный ток, I_n, А	Мех./ эл. износостойкость, циклов	Стоимость, руб.
EKF PROxima	КМ-16 (КМ-63)	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	1000000/ 15000	1006-2053
КЭАЗ	ПМЛ-1100 (ПМЛ-4100)	10; 25; 63	1000000/Х	615-2572
DEKraft	КМ-103 9А (КМ-103 65А)	9; 12; 18; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 95	10000000/Х	570-2340

Таблица 4 - Контакторы зарубежные

Производитель	Модель	Номинальный ток, I_n, А	Мех./ эл. износостойкость, циклов	Стоимость, руб.
CHINT	NXC-06 (NXC-65)	6; 9; 12; 16; 18; 25; 32; 40; 50; 65	9000000/ 1000000	743-3381
Legrand	CX3 16 A (CX3 63 A)	4; 16; 25; 40; 63	500000/100000	2494-2633
Schneider electric	ICT16A (ICT63A)	16; 25; 40; 63	1000000/100000	3402-15974

Отечественные контакторы с током In = 63 А

Рисунок 3 – Отечественные контакторы

ГБОУ ВО АГНИ

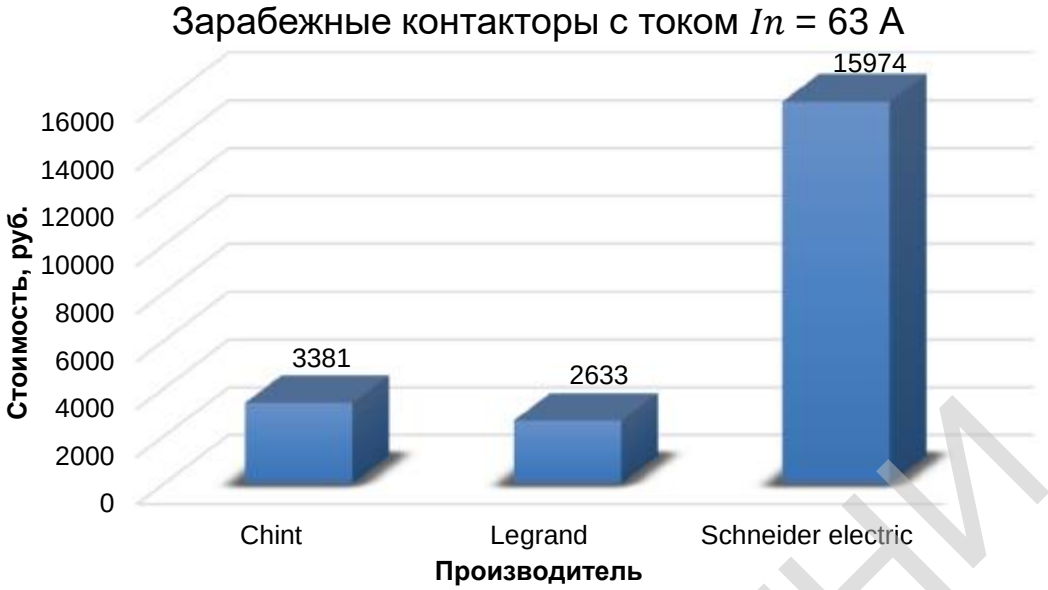


Рисунок 4 – Контакторы зарубежных заводов-изготовителей

Для станков-качалок в нефтегазодобывающей промышленности могут использоваться, например, электродвигатели серии АИР. В цепях управления при этом могут быть установлены контакторы рассматриваемых фирм заводов-изготовителей: EKFPROxima, КЭАЗ, Schneider electric, Legrand.

В результате исследования технических характеристик низковольтных коммутационных аппаратов установлено, что автоматические выключатели, имеющие наибольшую стоимость, наряду с этим обладают лучшей механической и электрической износостойкостью. Например, выключатель ABB марки S201M имеет механическую износостойкость 20000 циклов, тогда как выключатель CHINT марки DZ47-60 ограничивается 10000 циклов. Стоимость S201M на 8,8 % выше стоимости DZ47-60, а механическая износостойкость S201M, в свою очередь, превышает износостойкость DZ47-60 на 50 %. Та же тенденция наблюдается и при сравнении контакторов заводов-изготовителей LEGRAND и CHINT. Таким образом, мы видим, что разница в цене вполне оправдана.

ЛИТЕРАТУРА

1. Грачёва Е.И. Анализ параметрической надёжности электрических контактов: монография. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2012. – 144 с.

2. Шагидуллина Анастасия Владиславовна, Грачева Елена Ивановна Сравнительное исследование эксплуатационных характеристик низковольтных аппартов // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2011. №1-2. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnoe-issledovanie-ekspluatatsionnyh-harakteristik-nizkovoltnyh-appartov (дата обращения: 03.10.2020).

ГБОУВО АГНИ

3. Грачева Е. И., Садыков Р. Р., Хуснутдинов Р. Р., Абдуллазянов Р. Э. Исследование параметров надежности низковольтных коммутационных аппаратов по эксплуатационным данным промышленных предприятий // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2019. №1-2. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-parametrov-nadezhnosti-nizkovoltnyh-kommutatsionnyh-apparatov-po-ekspluatatsionnym-dannym-promyshlennyh-predpriyatii (дата обращения: 03.10.2020).

УДК 621.372.22

ДИАГНОСТИКА УРОВНЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОМЕХ ПОСРЕДСТВОМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНО-ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ

DIAGNOSTICS OF ELECTROMAGNETIC INTERFERENCE LEVEL USING INTELLIGENT INFORMATION SYSTEMS

С.В. Петровский
(S. Petrovski)
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
(Samara State Technical University)

В работе рассматривается диагностика уровня электромагнитных помех от системы зажигания, что позволяет оценить электромагнитную совместимость системы зажигания автомобиля с другим электрооборудованием, при помощи интеллектуальных датчиков.

The work examines the diagnostics of the level of electromagnetic interference from the ignition system, which makes it possible to assess the electromagnetic compatibility of the vehicle ignition system with other electrical equipment using smart sensors.

Ключевые слова: *интеллектуальные датчики, система зажигания, электромагнитные помехи, интеллектуально-информационная система, диагностика*

Key words*: Intelligent sensors, ignition system, electromagnetic interference, intelligent information system, diagnostics*

ГБОУ ВО АГНИ

В настоящее время регламентирование экологических и технических характеристик двигателей внутреннего сгорания (ДВС) все более ужесточается, поэтому от автопроизводителей требуется, чтобы они совершенствовали, а также разрабатывали новые, средства и методы контроля для своевременной диагностики. Современные двигатели внутреннего сгорания контролируются микропроцессорными электронными блоками управления (ЭБУ), использующими физические датчики, измеряющие различные входные и выходные параметры двигателя (такие, например, как давление во входном коллекторе,

температуру, расход воздуха и им подобные). а основании этих данных учитываются режимы работы двигателя и сопутствующий этому уровень электромагнитных помех (ЭМП).

Наличие микропроцессорных систем и возможность использования виртуальных датчиков внутри системы управления ДВС, в том числе в системе зажигания и внутри других исполнительных устройств современных автомобилей, создаёт благоприятную среду для построения интеллектуальных информационных систем (ИИС) на виртуальной основе. Поэтому имеется несколько причин для интеграции искусственного интеллекта в выявление, анализ и прогнозирование электромагнитных помех в различных условиях эксплуатации транспортного средства. Для систематизированного применения методов искусственного интеллекта в целях регулирования уровня ЭМП в данной работе предложена концептуальная модель (смотри рисунок 1), которая адаптирует к процессу обнаружения и классификации неполадок (ОКН) многоуровневую схему, заимствованную из структуры интеллектуального анализа данных [7, 8].

Каждый уровень или слой этой схемы предназначен для определённых задач обработки данных, начиная от низшего уровня сбора диагностических данных, через обработку и анализ полученных данных, и до высшего уровня интерпретации данных с использованием либо существующих, либо приобретенных знаний.

Первый самый низкий уровень абстракции соответствует сбору диагностических данных по ЭМП (угол опережения зажигания, пробег, тип топлива и т.д.), включая их визуальное представление и подготовку для дальнейшего анализа. Второй уровень осуществляет обработку полученных данных (такую, например, как определение резко выделяющиеся значений, исключение пропущенных значений и так далее) с определением их характерных особенностей. Основной функцией второго уровня является выделение наиболее важных входных переменных, наиболее существенных при построении диагностических моделей с хорошими возможностями обобщения.

Остальные уровни данной концептуальной модели работают на более высоком уровне абстракции, что позволяет применять на них методы искусственного интеллекта. В частности, третий уровень отвечает за создание, оценку и корректировку (при необходимости) моделей, основанных на используемых диагностических данных. В этой концептуальной модели особая роль отводится методу искусственных нейронных сетей (ИНС) и методу опорных векторов (МОВ), которые имеют большое значение в диагностике уровня ЭМП. Задачей последнего уровня является интерпретация диагностических данных в результате обобщения полученных моделей и углубления знаний о принципах обнаружения и устранения неисправностей в объектах и системах, проходящих диагностику. Четвертый уровень модели реализует концепцию интеллектуально-информационных систем (ИИС) способных

идентифицировать причины повышенного уровня ЭМП от системы зажигания.

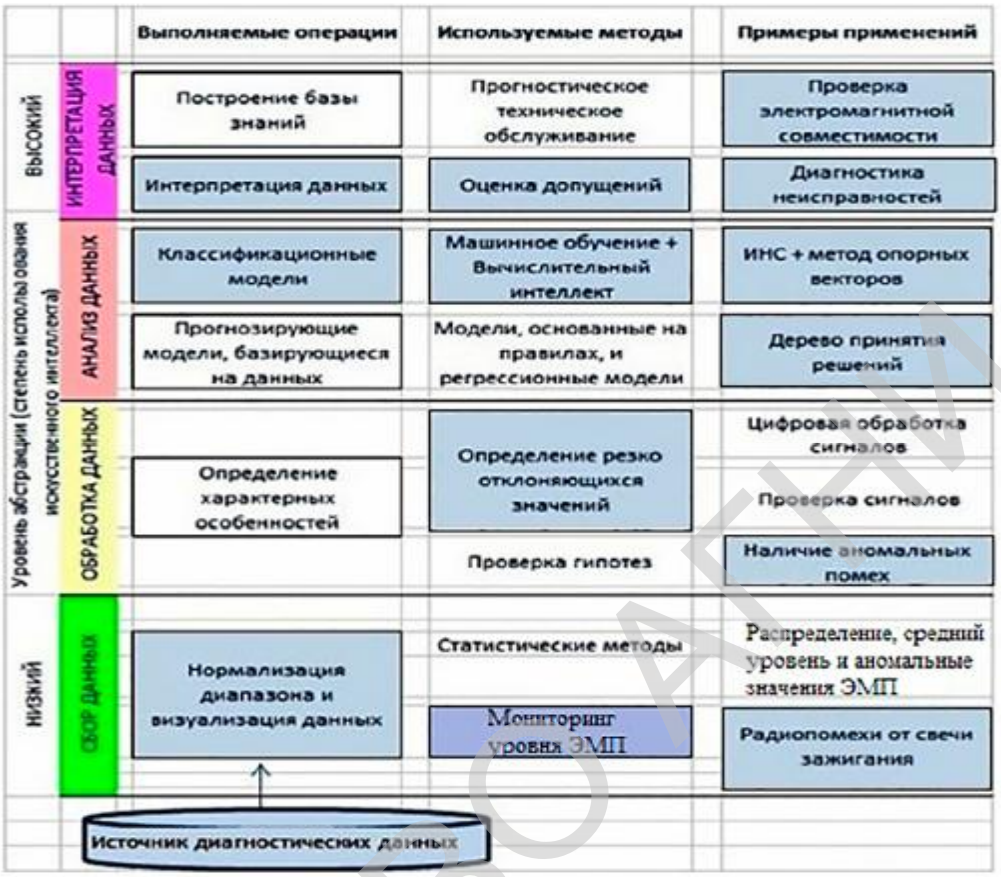


Рисунок 1 - Концептуальная модель диагностики электромагнитных помех от системы зажигания

Для решения этой задачи применяется концептуальные основы моделирования данных и системный анализ, их применение в совокупности позволяют решать многие технические задачи, в том числе задачи идентификации и классификации ЭМП, а экспериментальные результаты подтверждают целесообразность использования интеллектуального анализа данных для обнаружения неисправностей [6, 7].

Разработка алгоритма диагностики неисправностей. Несмотря на проведенные обширные теоретические и экспериментальные исследования электромагнитных помех систем зажигания, тестирование на выполнение требований по ЭМС из-за электромагнитных помех от системы зажигания (или наводимых извне) на электрооборудование автомобиля по-прежнему остается не до конца решенной задачей, сохраняя при этом трудоемкость и ресурсную дороговизну [4, 5]. Экспериментальный анализ механизма разряда зажигания в значительной степени зависит от настройки эксперимента в лабораторных условиях, а эффективная диагностика неисправностей в реальных условиях эксплуатации всё ещё остается проблематичной.

ГБОУ ВО АГНИ

В настоящее время методы обнаружения неисправностей автомобильных систем базируются на правилах и эмпирических закономерностях, которые сложно использовать как экспертные знания в силу их зависимости от конкретных марок автомобилей. Важно отметить, что существующие диагностические модели на базе экспертных систем достаточно точны, их выбор и настройка весьма ресурсоемки, а значит, слишком дороги для широкого применения. Это означает, что автомобильная промышленность нуждается в эффективной диагностике неисправностей, которая является более универсальной и использующей вычислительные возможности таких технологий, как микропроцессорные системы управления двигателем (СУД) и интеллектуально - информационные диагностические системы.

Рисунок 2 – Этапы процесса диагностики уровня ЭМП

В частности, для выявления неисправностей, связанных с ЭМП электрических систем автомобиля, возможно получение диагностических данных сразу из нескольких источников – как с физических датчиков, радиоприёмников, фиксирующих уровень радиопомех [3] или с испытательных стендов функционирования электрических систем (таких как СПЗ-16), так и из файлов или баз данных с сохранённой диагностической информацией. Каждый из источников представляет информационных ресурс, вливающийся в общий поток диагностических данных, поступающих на вход ИИС определения повышенного уровня ЭМП.

Для более результативной обработки этого потока данных в данной работе был предложен поэтапный системный подход, проиллюстрированный на рисунке 2.

Как видно из вышеприведённого рисунка, поток диагностических данных поэтапно проходит через стадии *идентификации* наличия неисправностей, *классификации* неисправностей по возможной причине возникновения, и в завершении – *прогнозирования* режима дальнейшей работы диагностируемой системы. Реализация этих этапов обработки диагностических данных производится на втором и третьем уровнях

ГБОУ ВО АГНИ

(т.е. обработки и анализа данных) концептуальной модели диагностики повышенного уровня помех (смотри рисунок 1) [1, 2, 5].

Стадия идентификации неисправностей минимизирует затраты на диагностический анализ величины ЭМП с помощью отбора легкодоступных (т.е. не требующих ресурсоёмких измерений) данных и в результате включения быстродействующих программных средств их анализа (методы статистической обработки данных с целью определения аномальных значений или использование предварительно настроенных ИНС). Если на стадии идентификации удалось обнаружить неисправности, в некоторых случаях представляется возможным классифицировать выявленные неисправности по причинам их возникновения. Для этого может потребоваться дополнительная диагностическая информация (время накопления заряда, величина помехоподавляющего конденсатора или сопротивления в цепи системы зажигания), предоставляемая программным средствам диагностической ИИС, осуществляющим классификацию (метод опорных векторов, ИНС и тому подобное). На заключительном этапе обработки и анализа диагностической информации блок прогнозирования нацелен на оценку выходных характеристик диагностируемой системы, как количественных, так и качественных, таких, например, как необходимость и срочность ремонтно-восстановительных работ [4, 6, 7].

Работа вышеуказанных блоков диагностики особенно важна, так как со временем система зажигания изнашивается и качество её работы может ухудшиться, что потребует своевременной диагностики превышения уровня электромагнитных помех, который чаще всего связан с ухудшением заземления, хотя это не единственный фактор, ухудшающий электромагнитную совместимость.

Вывод. При превышении уровня ЭМП целесообразно использование интеллектуальной информационной системы, которая может самостоятельно диагностировать нарушение требований по ЭМС, а затем способствовать уменьшению уровня помех посредством изменения таких параметров как время накопления заряда, величина помехоподавляющего конденсатора или сопротивления (резистора) в цепи системы зажигания. В процессе диагностики, при превышении уровня ЭМП, ИИС подает сигнал кода ошибки на электронный блок управления ДВС, а затем через монитор маршрутного компьютера оповещает водителя о неисправности [5, 8].

ЛИТЕРАТУРА

1. Барнс Дж. Электронное конструирование: методы борьбы с помехами. / Дж. Барнс. - М.: Мир, 1990. – 238 с.

2. Кечиев Л.Н. ЭМС: стандартизация и функциональная безопасность. / Л.Н. Кечиев, П.В. Степанов. – М.: МИЭМ, 2001 – 82 с.

3. Князев А.Д. Элементы теории и практики обеспечения электромагнитной совместимости радиоэлектронных средств. / А.Д.

ГБОУ ВО АГПА

Князев– М.: Радио и связь, 1984. – 336 с.
4. Николаев П.А. Электромагнитная совместимость современных автомобильных систем зажигания: монография [Текст] / П.А. Николаев. - Тольятти.: ПВГУС, 2011. – 224 с.
5. Петровский С.В., Николаев П.А. Электромагнитная совместимость автомобильного генератора напряжения // Известия Высших учебных заведений. Электромеханика. №5 Новочеркасск. ЮРГПУ 2014.
6. Петровский С.В. Петровский С.В. Математическое моделирование процессов дугообразования в системе зажигания автомобиля // Журнал Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. - №2 (24) Самара: СамГТУ 2009. С. 199-204
7. Petrovski S., Malakhov A., Kopyriulin P., Petrovski A. Adaptation of Smart Grid Technologies: The use of Computational Intelligence for reliability estimation and maintenance scheduling/ In the proceedings of the World Congress on Computational Intelligence, WCCI 2012, Brisbane, Australia. FUZZIEEE, Cat.: CPF12FUZ-USB, ISBN 978-1-4673-1505-0.DOI: 10.1109/FUZZ-IEEE.2012.6251193 pp. 934-39
8. Petrovski S., Rattadilok P., Petrovski A. Anomaly Monitoring Framework Based on Intelligent Data Analysis. // In the Proceedings of the 14th International Conference on Intelligent Data Engineering and Automated Learning (IDEAL 2013), October 2013, Hefei, China. Springer Global, Lecture Notes in Computer Science, volume 8206, ISBN 978-3-642-41277-6. DOI: 10.1007/978-3-642-41278-3_17. pp. 134-141.

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА И НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ

IMPROVING THE QUALITY AND RELIABILITY OF ELECTRICITY SUPPLY DUE TO DIGITAL TRANSFORMATION

М.Т. Плиева, Т.Т. Гудиев, А.А. Кокоев, С.А. Марзоев
(M. T. Plieva, T. T. Gudiyev, A.A. Kokoev, S.A. Marzoev)
ФГБОУ ВО «Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет)»
(North-Caucasian institute of mining and metallurgy)

В данной статье рассмотрены основные вопросы цифровой трансформации. Изменение технологических и бизнес-процессов, переход компании на риск-ориентированное управление для повышения качества и надежности электроснабжения. Внедрение цифровых

ГБОУ ВО АГИИ

технологий позволит повысить операционную и технологическую эффективность.

This article discusses the main issues of digital transformation. Changes in technological and business processes, transition of the company to risk-oriented management to improve the quality and reliability of power supply. The introduction of digital technologies will improve operational and technological efficiency.

Ключевые слова: *нефтегазовая отрасль, цифровая трансформация, электроснабжение, производство энергии*

Key words: *oil and gas industry, digital transformation, power supply, energy production*

Масштабность и важность нефтегазовой отрасли в любой стране мира просто неоспорима. Топливные ресурсы обеспечивают энергией не только всю промышленную сферу стран, но и практически все сферы человеческой жизнедеятельности.

Нефтяная промышленность сегодня - это крупный народнохозяйственный комплекс, который живет и развивается по своим закономерностям. Сырая нефть - самое продаваемое сырьё в мире.

Нефть-это сырье для нефтехимии в производстве синтетического каучука, спиртов, полиэтилена, полипропилена, широкой гаммы различных пластмасс и готовых изделий из них, искусственных тканей; источник для выработки моторных топлив (бензина, керосина, дизельного и реактивных топлив), масел и смазок, а также котельно-печного топлива (мазут), строительных материалов (битумы, гудрон, асфальт); сырье для получения ряда белковых препаратов, нефтепродукт транспортировка переработка ценообразование

Нефть занимает ведущее место в мировом топливно-энергетическом балансе: доля ее в общем потреблении энергоресурсов составляет 48%. В связи с быстрым развитием в мире химической и нефтехимической промышленности потребность в нефти увеличивается с каждым годом.

Ни одна проблема, пожалуй, не волнует сегодня человечество так, как топливо: несмотря на то, что в своем эволюционном развитии, человечество начинает использовать все новые виды ресурсов (атомную и геотермальную энергию, солнечную, гидроэнергию приливов и отливов, ветряную и другие нетрадиционные источники), все же главную роль в обеспечении энергией всех отраслей экономики сегодня играют топливные ресурсы - нефть.

Нефтяная промышленность РФ тесно связана со всеми отраслями народного хозяйства, имеет огромное значение для российской экономики, а также является составной частью топливно-энергетического комплекса - многоотраслевой системы, включающей добычу и производство топлива, производство энергии (электрической и тепловой), распределение и транспорт энергии и топлива.

ГБОУ ВО АГНИ

Экономическая перспектива от концепции развития цифровой трансформации «Россети» 2030 г, предусматривающую консолидацию электросетевого хозяйства на базе компании ПАО «Россети» активов и создание на их основе единых центров управления сетями. Модернизацию, техническое перевооружение, реконструкция действующих объектов Электросетевого хозяйства строительство новых объектов Электросетевого хозяйства в соответствии с инвестиционной программой Общества, планами развития территории в зоне оперативной и эксплуатационной ответственности ПАО «Россети». Термин *Цифровая трансформация 2030 обозначает – риск – ориентированное управление электросетевым комплексом на основе внедрение цифровых технологий и анализа больших данных.* ПАО «Россети» включает 35 дочерних и зависимых обществ, в том числе 15 межрегиональных, и магистральную сетевую компанию. Контролирующим акционером является государство в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом РФ, владеющее 88,04 % долей в уставном капитале. К основным целям ПАО «Россети» можно отнести обеспечение надежного, безопасного, качественного, бесперебойного энергоснабжения потребителей в соответствии с нормативно правовыми актами и нормативно техническими документами ПАО «Россети».

«Россети» ведут работу в четырех «контурах» цифровой трансформации:

- «Умные» объекты
- Системы управления инфраструктурой
- Коммуникации (в том числе с клиентами и контрагентами)
- «Цифровой» сотрудник.

До конца 2020 года уже будут введены 8 цифровых диспетчерских пунктов и 22 цифровые подстанции.

Также развивается интеллектуальный учет, использование bigdata, инструменты предикативной аналитики, внедрение «умной» техники для диагностики оборудования и др.

Группа «Россети» одной из первых в отрасли утвердила концепцию Цифровой трансформации. Это изменение технологических и бизнес-процессов, переход компании на риск-ориентированное управление для повышения качества и надежности электроснабжения. Главная задача – за счёт внедрения новых решений, перестроения технологических и бизнес-процессов обеспечить гибкость и адаптивность энергосистемы к меняющимся условиям с сохранением максимальной надёжности. Внедрение цифровых технологий позволит повысить операционную и технологическую эффективность. «Россети» начали развивать электрозарядную инфраструктуру. Уже построено более чем 250 станций от Калининграда до Иркутска. До 2024 года в рамках «Программы 30/30» должно быть создано около 1 000 электрозарядных станций в 30 крупных городах и на 30 магистралях. Компания с 1 июля 2020 года приступила к

ГБОУ ВО АГИИ

реализации закона 552-ФЗ о развитии интеллектуальных систем учёта электроэнергии. Начато массовое внедрение «умных» счётчиков.

Интеллектуальная система учёта – ключевой элемент цифровой трансформации электроэнергетики. Группа «Россети» вела подготовку к вступлению в силу ФЗ-522 начиная с 2018 года:

- На данный момент 15% точек коммерческого учета уже оснащены «умными счетчиками» (около 2,7 млн. приборов).

- Проводилась большая подготовительная работа с поставщиками. В рамках партнерства «Россети» и госкорпорации «Ростех» созданы и модернизированы производственные линии (в том числе на базе НПП «Исток»), готовые обеспечить нарастающую потребность сетевой компании в «умных» счетчиках. Одной из основных задач цифровой трансформации электросетевого комплекса. Получая контроль над техническим и коммерческим учетом электроэнергии, «Россети» смогут улучшить качество и надежность услуг, повысить эффективность своей деятельности, перейти к построению более сложных систем.

- «Россети» внедрят 18,1 млн. «умных счётчиков» до конца 2030 года.

- Выгоду от внедрения интеллектуального учёта почувствуют, прежде всего, потребители. Они смогут оперативно получать точную информацию о потреблении электроэнергии, управлять его объемами и стоимостью. Повысятся качество услуг и надежность электроснабжения.
- Одновременно ожидается серьезный положительный эффект для энергетиков за счёт сокращения потерь и операционных затрат, повышения платежной дисциплины, роста производительности труда.

В этом году началось поэтапное вступление в силу норм закона № 522-ФЗ о развитии интеллектуальных систем учёта.

1. Закон решает социальную задачу – освобождает потребителей от обязанности покупать счётчики и оплачивать их установку. С 1 июля это зона ответственности сетевых компаний и гарантирующих поставщиков.

2. С 1 января 2022 года построение системы учета должно осуществляться только на базе «умных счетчиков». Однако «Россети» приступили к их внедрению уже сейчас.

Еще одной эффективностью работы электрической сети необходимо озвучить перевод на дистанционное управление. Информация о параметрах работы подстанции будет передаваться по цифровым каналам в Центр управления сетями Дистанционное управление снимет необходимость круглосуточного дежурства персонала. Техническое состояние оборудования будет контролироваться онлайн. «Россети» перевело на дистанционное управление переведена уже 31 подстанция «Россети». В 2024 году будет более 200 таких центров питания. Работа проводится в соответствии с концепцией «Цифровая трансформация 2030». Это позволяет повысить надёжность и эффективность работы электрической сети, за счёт ускорения производства оперативных переключений (в несколько раз, по

ГБОУ ВО АГИИ

сравнению с переключениями по голосовым командам диспетчеров) и минимизации риска ошибок персонала.

Ключевые реализованные проекты «Россети» по дистанционному управлению: 500 кВ «Тобол» (первый в России объект сверхвысокого класса напряжения, в котором комплексно реализованы передовые цифровые технологии); - 330 кВ «Василеостровская», «Завод Ильич» и «Волхов-Северная», 220 кВ «Проспект Испытателей» («звенья» Петербургского энергокольца); - 220 кВ «Порт» (новейший цифровой центр питания, создавший условия для развития Таманского полуострова); - 220 кВ «Звезда» (построена для электроснабжения судостроительного завода «Звезда» – якорного резидента ТОР «Большой камень»); - 330 кВ «Белгород» (важный центр питания Белгородской области).

В ближайших планах внедрение решения на подстанциях: 500 кВ «Исеть» (ключевой элемент схемы выдачи мощности Белоярской АЭС); - ПС 500 кВ Красноармейская (важнейший элемент транзита мощности Урал-Волга-Центр); - 220 кВ «Союз» и «Сколково» (питающие центры инновационного центра «Сколково»). - Впервые в России подстанция 500 кВ перейдет на работу без круглосуточного дежурства оперативного персонала. - Пионером стала «Преображенская» – новейший центр питания Оренбургской области. «Россети ФСК ЕЭС» и «Системный оператор» перевели энергообъект на режим дистанционного управления из удаленных диспетчерских центров.

Подстанция мощностью 501 МВА была введена в эксплуатацию в июле 2019 года. Она обеспечила электроснабжение «Оренбургнефти» и создала запас мощности для развития региона.

Технология дистанционного управления, реализованная на подстанции, позволила повысить надежность и качество управления за счет сокращения времени производства переключений (в 5-10 раз), исключения риска ошибочных действий сотрудников и увеличения скорости ликвидации технологических нарушений. Кроме того, появилась возможность функционирования объекта без присутствия оперативного персонала. Теперь он физически находится на подстанции только в будние дни в рабочее время.

Всего на дистанционное управление различным оборудованием переведена уже 31 подстанция «Россети». В 2024 году будет более 200 таких центров питания. Работа проводится в соответствии с концепцией «Цифровая трансформация 2030».

Кроме того, в приоритете остается решение традиционных задач, связанных с обеспечением надежной работы сетевой инфраструктуры в период максимальных нагрузок. Подготовка к зиме 2020/2021. Основные показатели надежности группы «Россети» на 1 полугодие 2020 года представлены на рисунке 1.

ПГУ ВО АГНИ

Рисунок 1 - Основные показатели надежности группы «Россети» на 1 полугодие 2020 года

Говоря о системных преобразованиях, и применении технологий автоматизации. Цифровая трансформация – это изменение логики процессов за счет внедрения инновационных решений и перехода на риск-ориентированное управление. «Россети» должны стать цифровой шиной экономики и создать инфраструктурные возможности для того, чтобы обеспечить потенциал экономического роста и повышение качества жизни населения благодаря новым стандартам надежности и новым предложениям. Внедрение новых технологий в такую чувствительную сферу, как управление электросетевым комплексом, позволяет повысить скорость реагирования на нештатные ситуации, уменьшить число аварий, нарастить надежность работы энергообъектов. Эффект заметят прежде всего потребители электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мохненко, С.Н. Альтернативные источники энергии / С.Н. Мохненко, А.П. Преображенский // В мире научных открытий, 2010. – № 6-1 – С. 153-156.

ГБОУ ВО АГНИ

2. Кайдакова, К.В. Вопросы использования современных энергосберегающих технологий - Современные наукоемкие технологии. 2014. – № 5-2. С. 45-46.
3. M. Plieva; O. Gavrina; A. Kabisov Analysis of Technological Damage at 110 kV Substations in JSC IDGC of the North Caucasus- «Sevkavkazenergo» / M. Plieva; O. Gavrina; A. Kabisov // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon) Date of Conference: 1–4 Oct. 2019 DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8934076.
4. Гамазин, С.И. Обеспечения надежности электроснабжения и качества электроэнергии / С.И. Гамазин, В.М. Пупин, Ю.В. Марков // Промышленная энергетика. 2006. – № 11. С.51-56.
5. R.V. Klyuev, O.A. Fomenko, O.A. Gavrina, A.A. Sokolov, O.A. Sokolova, M.T. Plieva, A.A. Kabisov and E.Yu Ikoeva Ensuring the consumer reliability based on retrospective analysis IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, vol. 663, Number 1.
6. Плиева М.Т., Кабисов А.А., Гудиев Т.Т. Исследование показателей надежности электроэнергетической системы // В сборнике: Перспективы устойчивого развития нефтегазовой отрасли и электроэнергетики в Российской Федерации и мире Материалы Международной научно-практической конференции. 2019. С. 286–290.
7. Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г., Назарычев А.Н. Диагностические модели для оценки технического состояния электрооборудования электростанций и подстанций // Промышленная энергетика. 2010. – № 10.
8. Plieva, M., Kabisov, A., Gudiev, T. Analysis of ambient temperature influence on operation of overhead power lines / Proceedings - 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2020 Date of Conference: 18-22 May 2020 DOI: 10.1109/ICIEAM48468. 2020. 9112005.
9. Plieva, M., Madaeva, M., Khadzhiev, A., Marzoev, S., Kadzhaev, O. Method for determining the reliability indicators of elements in the distribution power system / In book: International Scientific Conference Energy Management of Municipal Facilities and Sustainable Energy Technologies EMMFT 2019 (pp.777-790) January 2021DOI: 10.1007/978-3-030-57450-5_66/ ISBN: 978-3-030-5749-9.
10. Пезин, Р. Методы оптимизации для повышения энергоэффективности в энергетических системах / Р.Пезин, О. Гамс-Бельмунт, А. Судриа-Андрей // обзоры возобновляемой и устойчивой энергетики, том 15, выпуск 4, май 2011, С. 2028-2041.

ГБОУ ВО АГИУ

УДК 624

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ РАБОТУ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

ANALYSIS OF THE IMPACT OF OVERHEAD POWER LINES THAT SUPPORT THE OPERATION OF RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES

Д.Э. Пронина
(D.E. Pronina)
ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»
(National University of Oil and Gas «Gubkin University»)

По окончании исследования были получены результаты того, как воздушные ЛЭП, которые играют большую роль в обеспечении работы предприятий нефтегазового комплекса России, влияют на уровень работоспособности персонала, а также сделаны выводы, опирающиеся на данные проведенного исследования. Проблема, которой уделяется внимание в данной статье, является актуальной, так как безотказность электротехнического оборудования, эксплуатируемого на промышленном предприятии, опирается на соблюдение нормативных документов и технических требований, которые по каким-либо причинам не всегда выполняются, что в итоге ведёт к увеличению аварийности на предприятии, а также к значительному снижению показателей работы персонала.

At the end of the study, we obtained the results of how air power lines, which play an important role in ensuring the operation of Russian oil and gas enterprises, affect the level of personnel performance, and also made conclusions based on the data of the study. The problem that is given attention in this article is relevant, since the reliability of electrical equipment operated at an industrial enterprise is based on compliance with regulatory documents and technical requirements, which for some reason are not always met, which ultimately leads to an increase in accidents at the enterprise, as well as to a significant decrease in personnel performance.

Ключевые слова: *воздушные линии электропередач, санитарно-защитная зона, воздействие электромагнитных полей на человека.*

Keywords: *overhead power lines, sanitary protection zone, influence of electromagnetic fields on a person*

Предназначение электрических сетей систем электроснабжения предприятий по добыче нефти и газа заключается в том, что они служат для того, чтобы передавать и распределять электрическую энергию на объектах нефтегазовой промышленности, непосредственно служащих для увеличения показателей производства: инженерных, экономических и других. Месторождения углеводородного сырья отличаются особенностью их расположения в местах трудного доступа, которое сопровождается сложным климатом и геологическими условиями.

ГБОУ ВО АГИ

Мощность и протяженность воздушных и кабельных ЛЭП различных классов напряжений увеличивается в условиях развития газовых и нефтяных месторождений.

Рисунок 1 – Динамика показателей аварийности и травматизма на объектах нефтегазодобычи с 2012 по 2019 г.

Линия электропередач, провода которой находятся над землей и поддерживаются на этом уровне при помощи опор или изоляторов называется воздушной линией электропередач [1].

Чтобы произвести разработку любого месторождения, независимо от того, нефтяное оно или газовое, и несмотря на климат и регион, в котором находится месторождение, в первую очередь, необходимо обеспечить будущий промышленный объект энергией. Необходимые требования и общие технические условия, которые передаются проектировщику линии, закладывает непосредственно сам заказчик строительства ЛЭП. Опираясь на полученную информацию, тот уже определяет, каким образом будет обеспечиваться снабжение объекта энергией, учитывая его географическое положение. То есть просчитывает, нужно ли будет подключение к действующей высоковольтной линии и на каком расстоянии она находится от объекта, или же лучше создать для объекта добычи местное энергообеспечение.

Современный нефтегазовый объект обеспечивается электрическими сетями, которые имеют в своем составе как воздушные, так и кабельные линии следующих классов напряжений: 0,4 кВ, 6 кВ, 35 кВ и 110 кВ. С помощью диаграммы на рисунке 2 был отображен процентный состав электрических сетей системы, которая производит электроснабжение нефтедобывающего предприятия для месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Проанализировав представленное процентное соотношение, можно сказать, что 65 % - воздушные ЛЭП, 35 % - кабельные ЛЭП. Причем, самую большую протяженность (в км) имеют воздушные линии электропередач, относящиеся к классу напряжения 6 кВ (51%) и кабельные линии электропередач, чей класс напряжения составляет 0,4 кВ (30%).

ГБОУ ВО АГНИ

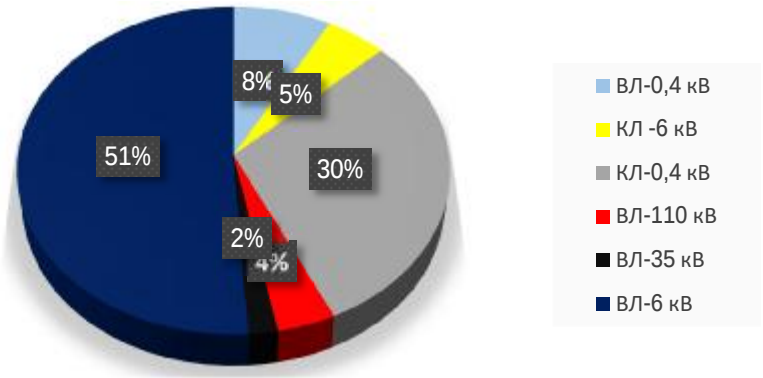


Рисунок 2 - Электрические сети системы электроснабжения нефтедобывающего предприятия в процентном соотношении

В основе надежности электроснабжения, в первую очередь, лежит надежность самого электротехнического оборудования на промышленном предприятии. Последнее базируется на нескольких факторах: соответствия регулирующим документам, техническим требованиям заказчика оборудования, а также культуре производства компании, которая это оборудование создает.

Обратившись к ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», можно сделать вывод, что проектирование внешнего электроснабжения нефтяных промыслов, как правило, должно выполняться на основании «Перспективных схем внешнего электроснабжения нефтяных месторождений объединений», разработанных организациями Минэнерго.

Если рассмотреть нефтегазовый комплекс России, в особенности, нефтяные месторождения Западной Сибири и приравненные к ней районы, то можно сказать, что схемы внешнего электроснабжения должны обеспечивать питание объектов добычи не менее, чем по двум взаиморезервируемым линиям электропередачи.

Обязательно стоит отметить, что провода исправно работающих ЛЭП создают в близлежащей зоне электрическое и магнитное поля промышленной частоты, равной 50 Гц на территории России. Эти поля простилаются от самих проводов линий электропередач, на расстояние, которое может достигать, в среднем, нескольких десятков метров. Дальность распространение электрического поля имеет зависимость непосредственно от класса напряжения ЛЭП (ЛЭП 220 кВ), чем выше будет это напряжение – тем зона повышенного уровня электрического поля будет больше. Стоит отметить, что размеры зоны не изменяются в течении времени работы ЛЭП, эксплуатирующей объект. Научно-исследовательские центры в России давно интересуются, какое же влияние оказывают электромагнитные поля, создающиеся ЛЭП, на самочувствие и, в целом, на здоровье человека. Учеными было обнаружено неблагоприятное действие электрического поля

РЕПОЗИТОРИЙ ВОГТУ

промышленной частоты на здоровье людей, являющихся обслуживающим персоналом опор и изоляторов ЛЭП с минимальным напряжением от 500 кВ. При напряжении 330 кВ это влияние, конечно, заметно, но не так сильно. Однако после проведения многочисленных исследований и изучения изменения здоровья людей, которые в течение продолжительного времени жили или же работали в зоне, которая непосредственно находится в близлежащей зоне от ЛЭП, были сделаны выводы о том, что лица, которые на протяжении длительного времени находились в зоне действия создающегося электромагнитного поля, чаще говорили о жалобах на такие проблемы со здоровьем, как проблемы со сном, повышенная нервозность, проявление раздражительности, сонливость, ослабление памяти. Поэтому уже в 70-х годах для населения по ЭП ПЧ были введены жесткие нормативы и по настоящее время являющиеся одними из самых жестких в мире. Они изложены в Санитарных нормах и правилах «Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» № 2971-84. Теперь, опираясь на эти нормы, проектируются и строятся все, без исключения, объекты электроснабжения.

В основе обеспечения защиты здоровья населения от негативного воздействия электрического поля, создаваемого ВЛЭП, согласно правилам размещения воздушных линий электропередач в России лежат санитарные разрывы вдоль трассы высоковольтной линии, за пределами которых допускается максимальная напряженность электрического поля, равная 1 кВ/м [2].

Для ВЛЭП санитарно-защитные зоны должны устанавливаться по обе стороны от проекции на землю крайних проводов, то есть минимальное расстояние от крайнего фазного провода до ближайшего производственного предприятия или сооружения, жилого здания или застройки в каждую сторону. Очевидно, что это расстояние имеет зависимость от величины мощности конкретной ЛЭП.

Таблица 1 - Установленные СанПиН границы санитарно-защитных зон для ВЛЭП

Напряжение ВЛЭП, киловольт	Менее 35	110	220	500	1150
Размер санитарно-защитной зон (расстояние от крайнего провода в каждую сторону) в метрах	10	20	25	30	55

Исследования, проведённые внутри санитарно-защитных зон, дают возможность заявить, что напряжённость электромагнитного поля внутри этой территории превышает предельно допустимое значение, равное 1 кВ/м, что, в свою очередь, ведет к негативным последствиям,

ГБОУ ВО АГМА

отражающимся на самочувствии и здоровья человека. Если требуется разместить ВЛЭП ультравысоких напряжений, таких как 750 и 1150 кВ, то к этим линиям электропередачи будут предъявляться дополнительные требования, которые гласят, что минимальным расстоянием от оси такой линии до границ населённых пунктов, где живут и работают люди, должно быть 250 и 300 м соответственно. Для воздушных высоковольтных линий электропередач устанавливаются охранные зоны по обе стороны от проекции на землю крайних проводов.

В основе защиты от электромагнитных излучений, создаваемых ЛЭП, лежит знание о том, что электрооборудование в нефтяной и газовой промышленности постоянно совершенствуется из-за внедрения новых технологий, усовершенствованных электродвигателей и комплектных трансформаторных подстанций. Напряжение электросетей, которое необходимо для того, чтобы обеспечивалась передача электрической энергии от места её производства до мест потребления, становится выше за счёт новых технологий для добычи, бурения и транспортировки нефти и нефтепродуктов, которые с каждым годом требуют большего количества энергии, нежели требовалось раньше. Из этого следует вывод, что в настоящее время, как никогда, необходимо соблюдать меры безопасности и усовершенствовать культуру безопасности.

Строгое соблюдение требований санитарно-защитной зоны лежит в основе защиты от электромагнитных излучений, которые создаются ВЛЭП. Действующий законодательный документ СанПиН №2971-84 запрещает на территории санитарно-защитной зоны воздушных линий электропередач устанавливать склады нефти и нефтепродуктов, жилые и общественные здания, в которых живут, работают или проводят достаточно долго времени люди.

Проведя сравнение между подземными и воздушными линиями электропередач можно сделать вывод, что вообще все ВЛЭП занимают много места. Как было сказано выше, существует множество запретов на строительство на территории санитарно-защитной зоны ЛЭП, протяженность которой достигает до 30 метров. Следовательно, можно предложить перекладку ЛЭП под землю, которая сократила бы санитарно-защитную зону до 1 метра, тем самым появились бы свободные земельные участки, пригодные для постройки зданий и сооружений. Воздушные линии электропередач легко поддаются повреждениям со стороны окружающей среды и других внешних факторов, которые могут вызывать серьёзные перебои в подаче электроэнергии. Однако ВЛЭП можно считать более экономичными по сравнению с подземными ЛЭП, которые ещё называют кабелями. Бюджет строительства подземных ЛЭП будет обходиться дороже от 5 до 15 раз одного и того же напряжения и расстояния – это и становится ключевым аспектом для того, чтобы не переносить действующие исправно работающие ВЛЭП, эксплуатирующие объекты добычи газа, под землю, хотя подземные ЛЭП считаются намного надёжнее и эффективнее в

ПГУ ВО АГНИ

использовании и, самое главное, безопаснее для здоровья человека. Именно поэтому сегодня во многих городах России уже создаются проекты по развитию подземных ЛЭП и демонтажу, уже имеющихся воздушных.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 24291-90. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.

2. «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» (утв. Главным государственным санитарным врачом СССР 23.02.1984 N 2971-84).

УДК 621.31:681.1

ТЕХНОЛОГИИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В УПРАВЛЕНИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ

MACHINE LEARNING TECHNOLOGIES IN ELECTRICAL POWER SUPPLY CONTROL SYSTEMS

Е.В. Рюмин

(Evgeny V. Ryumin)

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

(SBEI HE Almetyevsk State Oil Institute)

В статье рассматривается возможность использования технологий искусственных нейронных сетей и машинного обучения в системах управления электроснабжением. Рассмотрены принципы обучения искусственной нейронной сети, обозначены возможные области применения технологии машинного обучения в управлении электроснабжением, выполнен краткий обзор отечественных и зарубежных публикаций по рассматриваемой теме.

In this article, we considered the possibility of using Artificial Neural Networks and Machine Learning technologies in Power Supply Control Systems. We considered the principles of Artificial Neural Network training, possible areas of application of Machine Learning Technology in Power Supply Control Systems. A brief review of domestic and foreign publications on the subject was performed.

Ключевые слова: *машинное обучение, искусственные нейронные сети, управление электроснабжением*

Key words*: Machine Learning, Artificial Neural Networks, Electrical Power Supply Control Systems*

ГБОУ ВО «АГНИ»

Цифровизация энергетического сектора и увеличение объёмов информации, постоянно поступающих от электрических сетей и нуждающихся в анализе, ставят новые задачи для управляющих систем в электроэнергетике. Технические решения по автоматизации процессов генерации, передачи и распределения электроэнергии эффективны в большинстве случаев, но усложнение систем электроснабжения, внедрение интеллектуальной релейной защиты и других современных технологий требуют принципиально нового подхода к управлению системами электроснабжения. Процессы управления распределением реактивной мощности, регулирование напряжения и стабилизация частоты в разветвлённых электрических сетях могут требовать принятия быстрых правильных решений. При этом возможные ошибки или невнимательность человека-оператора могут привести к возникновению аварийной ситуации или к потерям электрической энергии. При возникновении экстремальных ситуаций в энергетике стресс и неуверенность оператора и его неправильные действия в результате этого могут привести к значительному ухудшению ситуации и более серьёзным последствиям аварии. В ряде ситуаций правильные и своевременные действия оператора могут предотвратить аварию.

Всё это приводит к необходимости создания интеллектуальных систем управления электроснабжением, которые будут отличаться быстродействием, точностью выполнения операций, возможностью взаимодействия в реальном времени с большим количеством участков энергосистемы, требующих мониторинга и управления.

Большинство существующих систем автоматического управления энергоснабжением предполагают некоторый набор стандартных ситуаций, на которые должна сработать автоматика и вывод информации на пульт диспетчера о выполненных действиях и возможных последующих действиях, решение о которых принимает диспетчер. По-настоящему интеллектуальная система должна уметь принимать решения без согласования с человеком-оператором; человек должен только иметь возможность при необходимости вмешаться в процесс управления.

Технологии работы искусственных нейронных сетей (ИНС) и процессов машинного обучения позволяет использовать их в управлении электроснабжением в виде постановки задачи многопараметрической нелинейной оптимизации и адаптивного управления процессом электроснабжения. Используемые при этом анализ данных, их обработка методами теории вероятности и математической статистики, анализ ситуаций и выработка управляющих воздействий, анализ совершённых ошибок и их учёт в дальнейшем будут формировать процесс машинного обучения, то есть развитие системы управления данной системой электроснабжения и её оптимизацию, как результат процесса развития. При этом увеличение объёма обрабатываемых данных приводит к

ГБОУ ВО АГНИ

совершенствованию процесса управления и значительному снижению возможных ошибок в управлении.

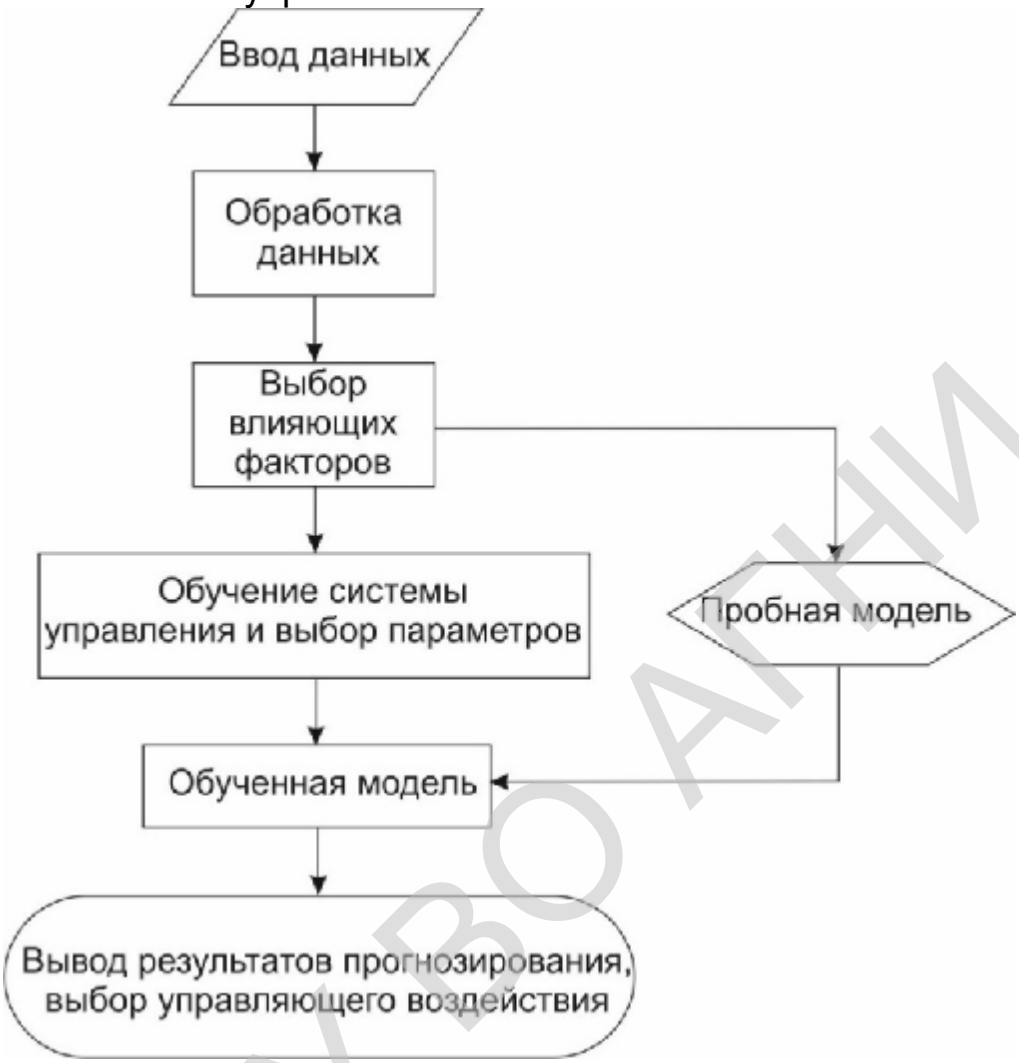


Рисунок 1 – Рабочий процесс обучения искусственной нейронной сети

Рабочий процесс обучения искусственной нейронной сети показан на рисунке 1 [2]. Массивы полученных данных обрабатываются, из них выбираются влияющие факторы. Далее происходит обучение системы с созданием эталонной пробной модели, которая сравнивается с моделью, полученной по результатам обучения системы управления. Если полученная модель управляющего воздействия или результат прогнозирования признаются системой как близкие к оптимальным, нейронная сеть выдаёт результат прогнозирования или генерирует управляющее воздействие. Если результат не соответствует оптимальному на основании обработки имеющихся данных с учётом заданных условий, процесс обучения системы управления и построение модели повторяются. С увеличением объёма доступной базы данных и увеличением количества элементов искусственной нейронной сети, то есть с развитием нейронной сети, принятые решения становятся более точными и эффективными. Математическая постановка задачи

ГБОУ ВО АГНИ

машинного обучения может быть сформулирована как минимизация ошибки целевой функции.

Ряд научных исследований отечественных [1] и зарубежных [2] авторов рассматривает системы управления электроснабжением на основе искусственных нейронных сетей и технологий машинного обучения как дальнейший этап развития систем управления электроснабжением. При этом важен используемый математический аппарат и технологии получения и обработки данных. Так в статье [1] процесс управления энергосистемой рассматривается с позиции ситуационного управления с использованием методов машинного обучения и генетических алгоритмов. При этом основная задача системы управления электроснабжением – выбор наиболее эффективных управляющих воздействий для предотвращения перерастания критических ситуаций в энергосистеме в чрезвычайные. В статье [2] используются методы статистического анализа и моделирования для прогнозирования потребления электроэнергии, с использованием нескольких параллельно работающих искусственных нейронных сетей.

Машинное обучение в системах управления электроснабжением позволит [3]:

- прогнозировать и предотвращать аварийные ситуации в электрических сетях;
- обеспечить постоянный контроль параметров энергосистемы в режиме реального времени с заполнением баз данных об этих параметрах;
- облегчить обнаружение неисправностей в электрических сетях;
- обеспечить оптимальный баланс распределения энергии;
- предотвратить опасные последствия кибератак на серверы системы управления энергоснабжением;
- обнаружить случаи хищения электроэнергии.

Машинное обучение и нейронные сети в настоящее время широко применяются в обработке изображений, поиска и систематизации информации в сети интернет, в других областях, где требуется обработка больших массивов данных с последующей выработкой прогноза или управляющего воздействия. Важной особенностью нейронных сетей является их способность к обучению и обобщению, то есть способность выдавать правильный результат при недостоверных или неполных начальных данных. Это может быть использовано при управлении разветвлённой сетью электроснабжения с наличием ряда влияющих факторов, действие которых имеет случайный характер и трудно поддаётся прогнозированию обычными математическими методами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Массель Л.В., Гергет О.М., Массель А.Г., Мамедов Т.Г. Использование машинного обучения в ситуационном управлении применительно к задачам электроэнергетики. – «Информационные и

ГБОУВО АГИИ

математические технологии в науке и управлении». – 2019, №3 (15), с. 5-17.
2. Wei Yu, Dou An, David Griffith, Qingyu Yang, Guobin Xu Towards Statistical Modeling and Machine Learning Based Energy Usage Forecasting in Smart Grid. - APPLIED COMPUTING REVIEW MAR. 2015, VOL. 15, NO. 1, p.6-16.
3. https://www.datarevenue.com/en-blog/machine-learning-for-energy-transmission
4. https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/artificial-intelligence

УДК 621.313

ГАШЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ НА НЕФТЕПЕРЕВОЗЯЩИХ СУДАХ

DAMPING OF MECHANICAL VIBRATIONS IN ELECTRICAL COMPLEXES ON OIL-CARRYING VESSELS

А.Е. Савенко, Д.А. Жербин
(Aleksandr Savenko, Dmitrii Zherbin)
ФГБОУ ВО «Керченский государственный морской технологический университет»
(Kerch State Maritime Technological University)

Рассмотрена проблема существования вертикальных и горизонтальных механических колебаний на нефтеперевозящих судах. Предложена установка дополнительного оборудования для гашения колебаний. Приведён подробный принцип работы внедряемого устройства.

The problem of existence of vertical and horizontal mechanical vibrations on oil-carrying vessels is considered. Installation of additional equipment for vibration damping is proposed. The detailed operating principle of the device being implemented is given.

Ключевые слова: *добыча нефтяного сырья, выработка электроэнергии, механические колебания, генерация*
Key words: *oil production, power generation, mechanical vibrations, generation*

Активная добыча нефтяного сырья и газовых отложений введется на топливодобывающих платформах. В связи со сложным географическим положением, добываемое сырьё транспортируют с помощью специальных судов - танкеров. Танкер – это уникальный тип судна, оснащённый специальными трюмами-танками для перевозки дорогостоящего наливного груза (нефти или газа) [1]. Крупногабаритные суда требует постоянной выработки электроэнергии в связи с большим количеством потребителей. Всё привычнее становится использование на

ГБОУ ВО КГМТУ

танкерах гребной электрической системы типа «Azipod» (рисунок 1). Данная система состоит из дизель-генератора, электромотора и гребного винта. Она имеет ряд преимуществ и недостатков. Одним из недостатков является наличие высокого уровня вибраций, которые генерируются в результате работы дизель-генератора и электромотора гребной электрической системы.

Рисунок 1 – Внешний вид электродвижущей системы типа «AZIPOD»

На танкерах основная электрическая энергия, а именно переменный ток, вырабатывается дизель-генераторами [2]. При вращении ротора генератора переменного тока генерируется не только электроэнергия, но и механические колебания (электромагнитные вибрации). Механические вибрации возникают при работе поршневого комплекса главных двигателей [3]. Они пагубно влияют на состояние оборудования судна и на экипаж в целом.

В зависимости от частоты и характера различают: низкочастотные вибрации от 1 до 4 Гц, среднечастотные вибрации от 8 до 16 Гц, высокочастотные вибрации от 20 Гц и выше.

Вибрации приводят к частым поломкам оборудования, к самораскручиванию болтов и креплений, ухудшению состояния подшипников электродвигателей и дизельных установок, к дорогостоящему ремонту электрооборудования [4]. Возможным решением проблемы может послужить установка электрического балансёра с инверторным управлением.

Резонансная вибрация корпуса судна состоит из частотной составляющей, которая в два раза превышает частоту вращения главного двигателя. Чтобы уменьшить эту вибрацию, электрический балансир должен генерировать вибрацию с удвоенной частотой основного двигателя так, чтобы их вибрации уравновешивали друг друга [5]. Таким образом, необходимо контролировать два наиболее важных условия, во-

ГБОУ ВО АГНИ

первых, величину вибрации от электрического балансира и во-вторых, разность фаз, она должна составлять 180 градусов от разности фаз вибрации корпуса судна.

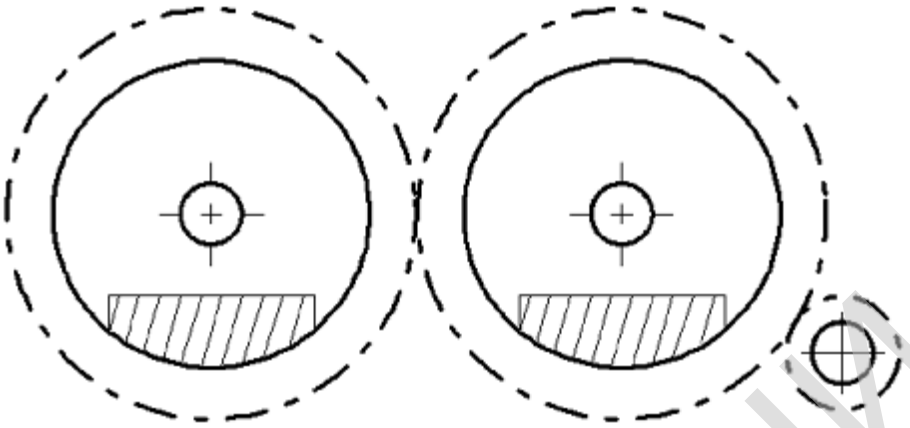


Рисунок 2 – Схема взаимодействия между собой шестерней установки

Две шестерни с дисбалансным весом, прикреплённым к обеим поверхностям, находятся в зацеплении друг с другом и вращаются в противоположные стороны. С одной стороны, компоненты вектора в вертикальном и горизонтальном направлениях, генерируемые этими вращающимися весами дисбаланса, уравновешиваются в горизонтальном направлении, поскольку они находятся в противоположном направлении друг от друга. С другой стороны, компоненты вектора в вертикальном направлении имеют одинаковую величину с направлением вектора, в результате чего остается только вертикальная вибрация [6]. Приводная мощность на маховики передается от маховика к маховику и через шестерню, прикрепленную к приводному двигателю (рисунок 2). Шестерни погружены в смазочное масло и смазываются разбрызгиванием масла во время работы установки.

Величина вибрационной силы может регулироваться количеством регулировочных грузиков, которые крепятся к противоположной стороне основного груза. Регулировочные грузы сконструированы таким образом, что сила вибрации может регулироваться при каждой частоте вращения. При изменении частоты вращения главного двигателя сила вибрации и шаг ее регулировки изменяются пропорционально квадрату частоты вращения главного двигателя.

Высокая надёжность и лёгкость обслуживания обеспечивается благодаря использованию трёхфазного короткозамкнутого асинхронного двигателя, управляемого высокоточными инверторами. Нет необходимости в специальном генераторе и повышающем редукторе, что значительно уменьшает вес и площадь установки. Электрический балансёр автоматически запускается и останавливается при заданной частоте вращения в ответ на частоту вращения главного двигателя. Фазы

ГБОУ ВО АГНИ

электрического балансёра можно регулировать с поста управления в диапазоне 180 градусов ±30 градусов.

Для отслеживания уровня вибраций на главном двигателе устанавливается панель контроля вибрации. Так же необходимо наличие двух скоростных датчиков, установленных над маховиком главного двигателя, для отслеживания действительной скорости двигателя. Для удобства работы предусмотрена панель управления. Её основные функции следующие, задача начальных параметров установки, проверки элементов системы, калибровка угла сдвига фаз и программирования инвертора.

Подведём итоги. Эффект гашения колебаний достигается генерацией вибраций в два раза выше амплитуды действительных, в результате чего происходит полное гашение. Результатом применения является продление срока службы судового электрооборудования. Таким образом, мы получаем полную и целостную рабочую систему, предназначенную для гашения рассмотренных типов колебаний на судах.

ЛИТЕРАТУРА

1. А. В. Барков Мониторинг и диагностика роторных машин по вибрации. Учебное пособие / А. В. Барков, Н. А. Баркова, А. Ю. Азовцев // Санкт-Петербургский государственный морской университет, 2000. С. 260 - 266.

2. Г.В. Зусман Вибродиагностика. Учебное пособие / Под общей редакцией В. В. Клюева / Г.В. Зусман, А. В. Барков // Издательский дом «Спектр», 2011. С.200 - 215.

3. А. В. Барков Вибрационная диагностика машин и оборудования. Анализ вибрации / А. В. Барков, Н.А. Баркова // Санкт-Петербургский государственный морской университет, 2004. С. 143 - 146.

4. В. В. Липатов Магнитные и вихретоковые методы дефектоскопии. Учебное пособие / В. В. Липатов, Н. А. Баркова // Санкт-Петербургский государственный морской университет, 2013. С.160.

5. Н. А. Баркова Введение в виброакустическую диагностику роторных машин и оборудования. Учебное пособие / Санкт-Петербургский государственный морской университет, 2002. С.98-102.

6. Савенко А.Е., Голубев А.Н. Обменные колебания мощности в судовых электротехнических комплексах // Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина. – Иваново, 2016. – 172 с.

ГБОУ ВО АГМА

УДК 621.313

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ АВТОНОМНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

IMPROVEMENT OF THE CONTROL SYSTEM FOR AUTONOMOUS ELECTRICAL COMPLEXES AT THE OBJECTS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY

А.Е. Савенко, П.С. Савенко
(Aleksandr Savenko, Pavel Savenko)
ФГБОУ ВО «Керченский государственный морской технологический университет»
(Kerch State Maritime Technological University)

Рассмотрено использование рассредоточенных автономных источников электрической энергии на предприятиях нефтегазовой отрасли. Разработана методика построения карт соответствия амплитуды обменных колебаний мощности значениям постоянных времени регуляторов частоты. Для уменьшения амплитуды обменных колебаний мощности предложено дополнить блок управления параллельной работой генераторных агрегатов функцией коррекции постоянных времени контуров регулирования частоты.

The article considers the use of dispersed autonomous sources of electrical energy at the enterprises of the oil and gas industry. A technique has been developed for constructing maps of the correspondence of the amplitude of exchange power oscillations to the values of the time constants of the frequency regulators. To reduce the amplitude of exchange power oscillations, it is proposed to supplement the control unit for the parallel operation of generating sets with the function of correcting the time constants of the frequency control loops.

Ключевые слова: *обменные колебания мощности, параллельная работа, автономный электротехнический комплекс, генераторный агрегат, карты настроек*

Key words: *exchange power oscillations, parallel operation, autonomous electrotechnical complex, generating set, settings cards*

Нефтегазовая отрасль продолжает играть ключевую роль в экономике Российской Федерации. Добываемые нефть и газ используются как внутри нашей страны, так и поставляются во многие страны мира. В течение многих лет газ поставляется в западную и восточную Европу. Построены и сданы в эксплуатацию «Турецкий поток», и «Сила Сибири». Близится к завершению строительство газопровода «Северный поток». Территории, на которых осуществляется добыча нефти и газа, как правило, расположены в труднодоступных местах, вне зон охвата системой централизованного электроснабжения. Так, например, газопровод Сила Сибири доставляет газ с Чаяндинского

месторождения Якутии в Китай. В зонах децентрализованного электрообеспечения Якутии установлены и эксплуатируются газотурбинные, дизельные автономные электростанции, а также солнечные электростанции. Значительная часть территории республики Якутия относится к децентрализованной зоне электроснабжения с суммарной мощностью автономных электростанций около 200 МВт.

Морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная» ведет добычу нефти на российском арктическом шельфе. Здесь газотурбогенераторные установки и аварийные дизель-генераторы обеспечивают бесперебойное электроснабжение и позволяют платформе функционировать постоянно.

В децентрализованных зонах электроснабжения и в сложных климатических условиях проблемы автономных генераторных комплексов проявляются еще более остро. Здесь сказывается большой износ оборудования и сооружений, сложность с завозом запасных частей и топлива, удаленность сервиса и т. д. В связи с этим электростанции работают с низкой эффективностью, а цена электроэнергии становится высокой [1]. Как следствие всего этого возникает перекрестное субсидирование, что вынуждает многих переходить на собственную генерацию.

Таким образом обеспечение надлежащего качества электроэнергии, вырабатываемой автономными дизель-генераторными установками становится чрезвычайно важной задачей [2]. Решение этой задачи в значительной мере зависит от существования обменных и синфазных колебаний мощности при параллельной работе генераторных агрегатов в автономных электротехнических комплексах и рассредоточенных системах электроснабжения [3]. Такие системы характерны как для малоосвоенных территорий, например, республика Якутия, так и для цивилизованных районов, таких как Краснодарский край и республика Крым. Важнейшим звеном в системе обеспечения безопасности мореплавания в РФ являются береговые системы управления движением судов (СУДС). Они создаются, в первую очередь в районах и портах с интенсивным судоходством и повышенной экологической опасностью.

В СУДС будущего интегрируются как существующие навигационные и радиосистемы связи, так и спутниковые навигационные системы ГЛОНАСС/GPS, которые взаимодействуют с автоматическими информационными системами. Создание таких систем необходимо для динамического позиционирования и определения местонахождения плавучих объектов с дециметровой точностью на расстоянии несколько сот километров. При покрытии всей зоны навигации станциями СУДС создается возможность непрерывного сопровождения морских судов и нефтегазодобывающих платформ по узким фарватерам. Примерами таких систем служат СУДС Ленинградского канала, канала от Балтийска до Калининграда, устья Северной Двины, Керченского пролива,

ГБОУ ВО АГИИ

Астраханского входа Волги. Высокоточное навигационное сопровождение вносит огромный положительный вклад в работу морских судов и буровых платформ, задействованных в добыче нефти и газа, и их транспортировки.

Значительные изменения произошли в Региональной Системе Управления Движения Судов Керченского пролива (далее – РСУДС Керченского пролива) после возвращения Республики Крым в Российскую Федерацию. Система Управления Движением Судов морского порта «Порта Кавказ» объединилась с Керченской системой и в ближайшее время информационные потоки всех центров Крымского побережья станут доступны единой системе. Таким образом, сейчас в единой системе уже работают центр СУДС порта Кавказ, автоматизированные радиотехнические посты «Тузла», «Лада-Геленджик-Транс», «Ахиллеон», «гора Зеленского», «ЗАО ЭФКО Пищевые ингредиенты», «порт Темрюк», радиорелейный пост «Фонталовская» с Таманской стороны и автоматизированные радиотехнические посты «Керчь-крепость», «Керчь СУДС», «Еникале», «Такиль». На каждом из объектов предусмотрена собственная генерация, предусматривающая параллельную работу. Наличие собственной генерации соответствует требованиям международных конвенций к Радиолокационным Системам Управления Движением Судов, а именно «круглосуточная и бесперебойная работа с полным резервированием основного оборудования и бесперебойное снабжение электроэнергией». Таким образом обеспечивается независимость функционирования от централизованной системы электроснабжения глобальной морской системы связи при бедствии и обеспечения безопасности объектов инфраструктуры морских портов, контроля и управления судоходством.

Результаты экспериментальных и теоретических исследований подтвердили существование люфта в регуляторах скорости вращения генераторных агрегатов с дизельным приводом. Наличие такого факта и обуславливает возникновение обменных колебаний мощности при параллельной работе генераторных агрегатов [4, 5]. Наиболее эффективно такие колебания можно устранять за счет адаптивной подстройки коэффициентов передачи и заданных значений скорости регуляторов частоты вращения. Однако, не всегда есть возможность установить дополнительный блок устранения обменных колебаний, реализующий этот метод [6]. Поэтому, проведены дополнительные исследования зависимости амплитуды обменных колебаний мощности от параметров дизель-генераторов при неизменных зазорах люфтов в регуляторах частоты вращения.

Для выяснения альтернативной возможности снижения амплитуды обменных колебаний мощности использовалась математическая модель двух-генераторного судового электротехнического комплекса [7]. Оказалось, что при неизменных значениях зазоров люфта амплитуда обменных колебаний существенно меняется в зависимости от значений

ГБОУ ВО АГНИ

постоянных времени регуляторов частоты дизель-генераторов. Обобщенная информация проведенных исследований содержится в таблице 1 и на рисунке 1. Основным выводом, который следует из этих результатов, является тот факт, что малые постоянные времени регуляторов частоты практически до нуля снижают амплитуду обменных колебаний мощности, а увеличение постоянных времени вызывает рост соответствующих значений колебаний. Следует заметить, что результаты, приведенные в таблице 1 и на рисунке 1 соответствуют неизменным зазорам люфтов Dn1=0,0025 и Dn2=0,015 в двух регуляторах частоты соответственно. Зная возможный диапазон изменения зазоров люфта, нужно определиться с шагом его изменения, составить таблицу комбинаций пар таких значений и провести вычисления для получения результатов аналогичных таблице 1 и рисунку 1. Такая информация позволит прогнозировать значение амплитуды обменных колебаний в зависимости как от значений зазоров люфта, так и от значений постоянных времени регуляторов частоты.

Таблица 1 – Результаты исследований соответствия амплитуды обменных колебаний мощности значениям постоянных времени регуляторов частоты

T1/T2	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
10	0	0	0	0,015	0,037	0,05	0,045	0,045	0,045	0,05
20	0	0	0,022	0,015	0,045	0,052	0,06	0,08	0,07	0,06
30	0	0,022	0,045	0,045	0,052	0,055	0,062	0,065	0,065	0,065
40	0	0,005	0,037	0,037	0,05	0,056	0,06	0,067	0,067	0,067
50	0,005	0,03	0,03	0,037	0,04	0,052	0,055	0,067	0,067	0,067
60	0,005	0,03	0,022	0,03	0,037	0,045	0,05	0,06	0,065	0,067
70	0,045	0,022	0,015	0,022	0,03	0,037	0,045	0,05	0.06	0,067
80	0,015	0,015	0,015	0,02	0,022	0,03	0,037	0,045	0,05	0,055
90	0,03	0,012	0,015	0,017	0,022	0,023	0,03	0,037	0,043	0,05
100	0,037	0,01	0,01	0,015	0,022	0,022	0,025	0,03	0,035	0,043

Таким образом, целесообразно предусмотреть в регуляторе частоты дизель-генераторного агрегата возможность автоматического и ручного регулирования постоянных времени. В автоматическом режиме блок, отвечающий за устранение ОКМ, измерит амплитуду колебаний и на основании предварительно загруженных в него частных карт настройки соответствия амплитуды обменных колебаний мощности значениям постоянных времени регуляторов частоты выполнит коррекцию.

На щите, обеспечивающем синхронизацию и распределение нагрузок между параллельно работающими генераторными агрегатами, необходимо установить прибор, который визуализирует амплитуду обменных колебаний мощности в численном виде. Этот прибор предоставит возможность контроля амплитуды ОКМ и в случае

БГУИР АГНИ

отключения автоматического блока по каким-либо причинам обслуживающий персонал, имея частные карты настроек, полученные при помощи математического моделирования, сможет осуществлять коррекцию постоянных времени регуляторов частоты для уменьшения амплитуды ОКМ. Это обеспечит решение задачи устранения ОКМ на низшем ручном уровне.

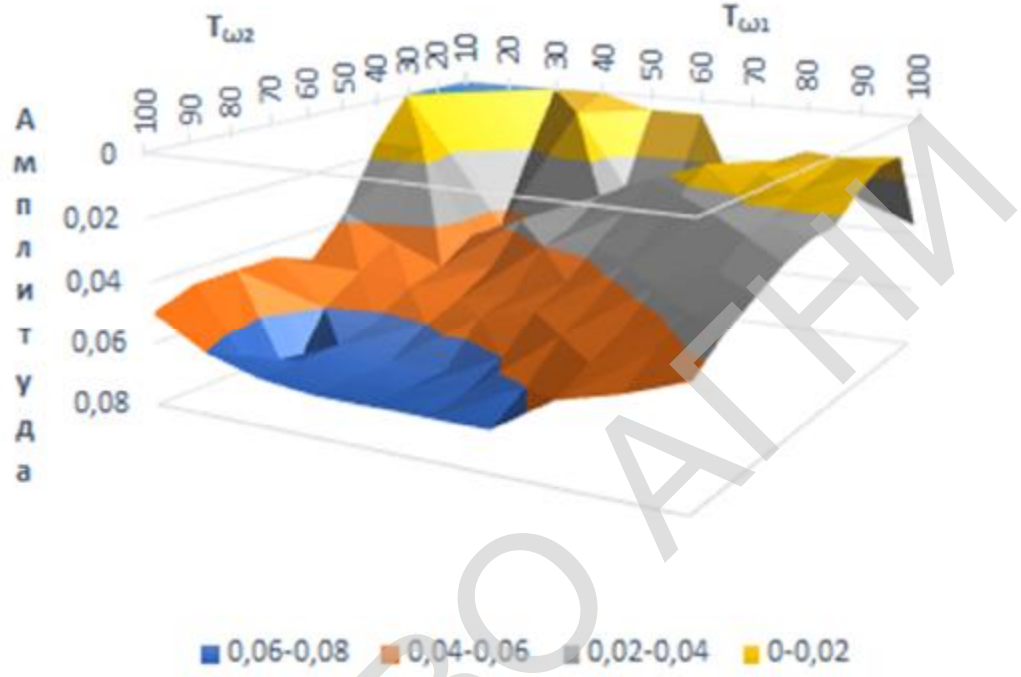


Рисунок 1 - Карта соответствия амплитуды обменных колебаний мощности значениям постоянных времени регуляторов частоты. T_{w1} и T_{w2} — постоянные времени регуляторов частоты двух параллельно работающего дизель-генераторов

Обнаруженная зависимость амплитуды обменных колебаний мощности от значений постоянных времени контуров частоты позволяет внести дополнения в алгоритм работы блока устранения обменных колебаний и повысить эффективность и устойчивость работы автономных электротехнических комплексов.

Очевидно, что научные исследования, направленные на разработку методов и средств устранения обменных колебаний мощности при параллельной работе дизель-генераторных агрегатов в составе автономных электротехнических комплексов [5], имеют большой потенциал и возможность совершенствования. Такая работа дает возможность повсеместно повысить качество электроэнергии на распределенных источниках электроснабжения нефтегазовой отрасли на береговых и морских объектах.

Долгое время существование обменных колебаний мощности привносило отрицательные последствия и его не удавалось устранить. Однако, был разработан метод устранения таких колебаний за счет

ГБОУ ВО АГНИ

изменения коэффициентов передачи регуляторов частоты [5], а приведенные в статье результаты дают основания для совершенствования известного и разработки нового метода

Целесообразно дополнить в существующем методе алгоритм работы блока устранения обменных колебаний мощности перед изменением коэффициентов передачи функцией изменения постоянных времени регуляторов частоты. Такая коррекция во многих случаях может оказаться проще и будет обладать высоким быстродействием. Системы, оснащенные блоками, реализующими только функцию изменения постоянных времени контуров регулирования частоты, будут дешевле, так как устойчивость параллельной работы от коррекции постоянных времени не зависит.

ЛИТЕРАТУРА

1. Табачникова Т.В. Повышение эксплуатационно-энергетических характеристик электротехнического комплекса добывающей скважины при добыче вязкой и высоковязкой нефти / Д.Н. Нурбосынов, Т.В Табачникова., Л.В. Швецкова // Промышленная энергетика – Москва, 2015. № 8. – С. 18-22.

2. Грачева Е.И. Исследование вероятностных характеристик систем электроснабжения / Е.И. Грачева, Р.Р. Садыков // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. Т.19 № 1-2. С. 95–101.

3. Лежнюк П.Д. Оптимизация распределения нагрузки между рассредоточенными источниками энергии в локальной электрической системе / П.Д. Лежнюк, В.В. Нетребский, А.В. Никиторович // Технічна електродинаміка. 2012. № 2. С. 38-39.

4. Савенко А.Е., Савенко С.Е. Работа многогенераторного автономного электротехнического комплекса. Материалы III Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2018. С. 465-469.

5. Савенко А.Е., Голубев А.Н. Обменные колебания мощности в судовых электротехнических комплексах // Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина. – Иваново, 2016. – 172 с.

6. Хватов О.С. Электростанция на базе дизель-генератора переменной частоты вращения / О.С. Хватов, А.Б. Дарьенков // Электротехника. 2014. № 3. С. 28–32.

7. Савенко А. Е. Влияние постоянных времени регуляторов частоты на амплитуду обменных колебаний мощности в автономных дизельных электростанциях / А. Е. Савенко, П. С. Савенко // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – Казань, 2020. – № 1. – С. 136–144.

ПГУВО АГНИ

УДК 621.311

АНАЛИЗ КОЛИЧЕСТВА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ ПРИВОДА РПН СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДСТАНЦИИ С УЧЁТОМ ДИСКРЕТИЗАЦИИ ПО ВРЕМЕНИ И УРОВНЮ НАПРЯЖЕНИЯ

ANALYSIS OF THE NUMBER OF SWITCHES OF ON-LOAD TAP CHANGER OF A POWER TRANSFORMER FOR FIELD SUBSTATION, TAKING INTO ACCOUNT DISCRETE TIME AND VOLTAGE LEVEL SAMPLING

Т.В. Табачникова, А.В. Гарафутдинов, Е.Ю. Корчажкина
(T.V. Tabachnikova, A.V. Garafutdinov, E. Korchagkina)
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»
(Almetyevsk State Oil Institute)

Внедрение технологий «умные сети», ставит задачи многокритериального определения оптимума в функции значений напряжения в центре питания объекта исследования. Центр питания в данном исследовании – это секции шин промысловой подстанции нефтегазодобывающего предприятия. Исследование авторов посвящено вопросам регулирования уровня напряжения в электрической сети с помощью регулятора напряжения под нагрузкой (РПН) силового трансформатора промысловой подстанции нефтегазодобывающего предприятия. Рассматриваются подходы регулирования с учётом развития технологий «умные сети». Авторами ранее разработана универсальная методика определения оптимального уровня напряжения на секциях шин промысловой подстанции, которая позволяет выбирать оптимум напряжения в соответствии с определёнными параметрами: потери активной, реактивной мощности, напряжения, потребления электроэнергии, удельного расхода или коэффициента эффективности механизированной добычи нефти. В исследованиях были задействованы фактические суточные графики потребления активной, реактивной мощности и уровня напряжения на одной из промысловых подстанций ПАО «Татнефть». Проведено моделирование режима работы привода РПН промыслового трансформатора с учётом расчётных оптимальных значений напряжения и зоны нечувствительности. Статья содержит результаты исследований по автоматическому регулированию напряжения на секциях шин промысловой подстанции с учётом ограничений по переключению привода регулятора напряжения силового трансформатора.

The introduction of "smart grids" technologies poses the problems of multi-criteria determination of the optimum voltage in the main substation of the object under study. In this study the busbar sections of the field substation of the oil and gas company is considered as the main substation. This paper studies regulation of voltage level in an electrical network using on-load tap changer (OLTC) of a power transformer for field substation of an oil and gas enterprise. Considered are approaches for voltage regulation taking into account the development of smart grid technologies. The authors have developed a universal method for determining the optimal voltage level on the busbar sections of a field

ГБОУ ВО АГНИ

substation, which allows for selection of the optimum voltage in accordance with certain parameters: loss of active, reactive power, voltage, electricity consumption, specific consumption or efficiency factor of artificial oil lift. The actual daily graphs of consumption of active, reactive power and voltage level at one of the field substations of PJSC Tatneft were studied. The operation mode of on-load tap-changer drive of the field transformer was modeled, taking into account the calculated optimal values of voltage and the dead zone. The paper presents the results of study of automatic voltage regulation on busbar sections of a field substation, taking into account the constraints for tap changer switches of a power transformer.

Ключевые слова: *регулирование напряжение, центр питания, промысловая подстанция, регулятор напряжения под нагрузкой силового трансформатора*

Key words*: voltage regulation, main substation, field substation, on-load tap changer of power transformer*

ГБОУ ВО АГНИ

В настоящее время в свете внедрения технологии «умные сети» актуальны исследования режимов работы электрических сетей и способы регулирования режимных параметров. Исследование авторов посвящено вопросам регулирования уровня напряжения в электрической сети с помощью регулятора напряжения под нагрузкой (РПН) силового трансформатора промысловой подстанции нефтегазодобывающего предприятия. Как известно, все силовые трансформаторы промысловых подстанций снабжены устройством РПН с целью регулирования уровня напряжения и поддержания напряжения в характерных точках системы электроснабжения в допустимых границах в соответствии с ГОСТ 32144-2013. Исследованию оптимизации режимных параметров посвящено множество работ, большинство авторов выбирают критерием оптимизации уровня напряжения в центре питания минимум потерь активной мощности, реактивной мощности и напряжения в электрической сети. Авторами представленной работы была разработана универсальная методика определения оптимального уровня напряжения в центре питания, т.е. на секциях шин промысловой подстанции, при этом учитывались режимные параметры промыслового оборудования в функции напряжения. Анализ результатов моделирования по данной методике показал, что единственного оптимума значения напряжения не существует. Для выбора оптимального значения напряжения энергослужбами должен быть выбран один критерий. Авторами было предложено в качестве критерия принять коэффициент эффективности механизированной добычи нефти, который измеряется в $м^3$/сут⁄кВт. При таком подходе оптимум напряжения сдвигается в интервал значений от 0,98Uном до 1Uном. Учитывая технические ограничения по работе РПН, важно провести исследования на предмет возможности стабилизации в центре питания оптимального напряжения в предложенном интервале значений, т.к. чаще всего энергослужбы наоборот стараются на

подстанции зафиксировать более высокое значения напряжения в интервале от 1,05Uном до 1,1Uном. При этом устройство РПН не устанавливают в автоматический режим работы. Устройства РПН должны эксплуатироваться согласно инструкции заводов-изготовителей. Они должно постоянно находиться в работе и число операций должно фиксироваться специальным счетчиком. Согласно ограничениям, указанным в паспорте к трансформаторам, установленным на промысловых подстанциях, количество переключений РПН за сутки не должно превышать 25. Выбор зоны нечувствительности должен осуществляться с изменения уровня напряжения на стороне высшего напряжения в течение суток и с учётом ограничений по количеству переключений за сутки [1].

В качестве примера рассмотрим фактические суточные графики нагрузки и изменения напряжения на промысловой подстанции (на рисунках – UННф). Данные графики получены с промысловой подстанции, на которой не производилась стабилизация уровня напряжения на секциях шин 6 кВ, при этом трансформатор работал на регулировочном ответвлении, которое обеспечивало добавку напряжения 10%, учитывая добавку, вносимую вторичной обмоткой трансформатора, значения напряжения увеличивались до 1,16 Uном.

На рисунках 1...4 представлены суточные графики изменения напряжения на секции шин промысловой подстанции за зиму, весну, лето и осень. На графиках представлены фактический и стабилизированный уровни напряжения в центре питания.

У трансформатора, установленного на подстанции диапазон регулирования ±9х1,78%, т.е. ±16% от номинального напряжения. Проведено моделирование работы привода РПН при следующих уставках: величина стабилизируемого напряжения 5980В, которое соответствует регулировочному ответвлению -3, зона нечувствительности принята равной ±3%, время выдержки 360с.

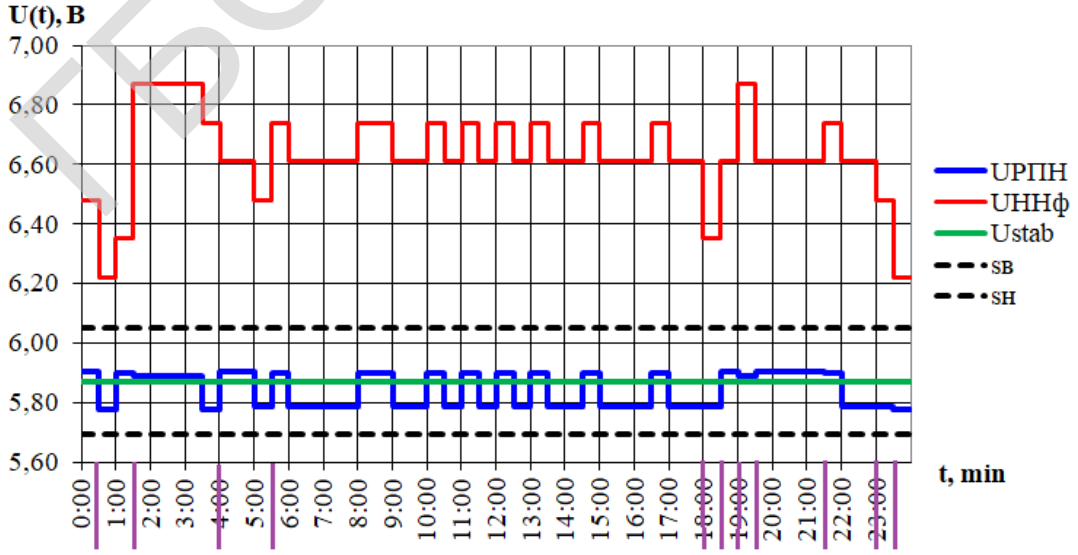


Рисунок 1 - Суточный график напряжения на секции шин промысловой подстанции в зимние сутки

ТГУ ВОАГИ

Фактические диапазоны изменения напряжения на стороне высокого напряжения: зимой - $(1{,}102 \div 1{,}145)U_{\text{ном}}$, осенью - $(1{,}102 \div 1{,}145)U_{\text{ном}}$, весной - $(1{,}102 \div 1{,}145)U_{\text{ном}}$, летом - $(1{,}102 \div 1{,}145)U_{\text{ном}}$. При стабилизации оптимального уровня напряжения в центре питания при моделировании режима напряжения получили следующее количество срабатываний РПН: зимой - 11, осенью - 15, весной - 15 и летом - 9. Полученные значения не превышают тех значений ограничений, которые указаны в паспортах силовых трансформаторов – 20…25 переключений.

На рисунке: UРПН – график напряжения при автоматической стабилизации с помощью РПН силового трансформатора; UННф – график напряжения на стороне низкого напряжения промысловой подстанции без автоматической стабилизации напряжения; Ustab – значение стабилизируемого напряжения; sв, sн – соответственно верхняя и нижняя граница зоны нечувствительности.

Анализ результатов моделирования режима работы промысловой распределительной электрической сети показывает, что оптимальный уровень напряжения на секциях шин промысловой подстанции можно определять согласно выбранному критерию оптимизации: либо минимум потерь, либо минимум удельного потребления электроэнергии, либо по коэффициенту эффективности нефтяной добычи. При отсутствии стабилизации напряжения на более высоком иерархическом уровне относительно промысловой подстанции, т.е. на узловой подстанции, количество переключений привода РПН силового трансформатора при зоне нечувствительности меньше ±3% может превышать допустимое количество переключений за сутки. Частые переключения РПН приводят к снижению его технического ресурса и могут привести к преждевременному выходу из строя, который повлечёт за собой необходимость ввода в ремонт трансформатора.

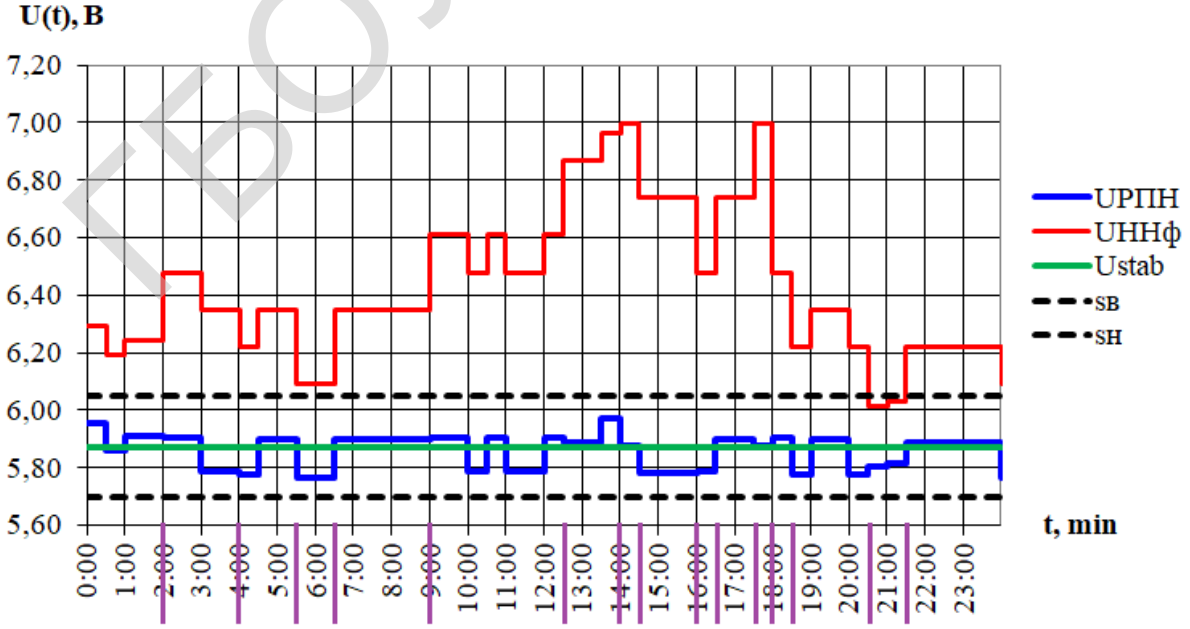


Рисунок 2 - Суточный график напряжения на секции шин промысловой подстанции в осенние сутки

ГБОУ ВО АГНИ

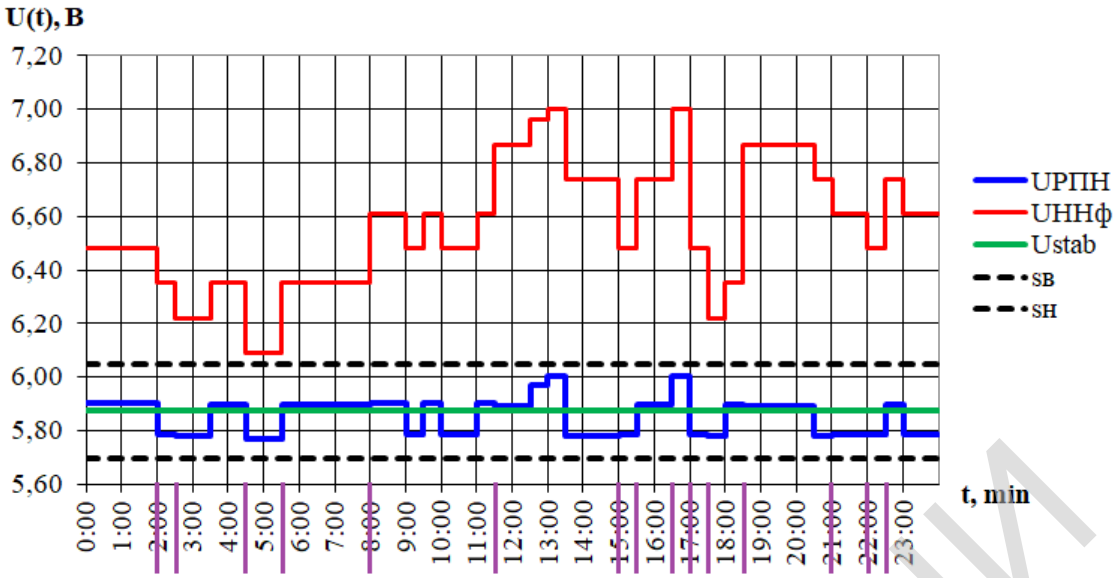


Рисунок 3 - Суточный график напряжения на секции шин промысловой подстанции в весенние сутки

С целью поддержания оптимальных режимных параметров в распределительной промысловой электрической сети, используя вычисления оптимального уровня напряжения по предложенному алгоритму, предлагается производить регулирование с помощью РПН, задавая команду на изменение уставки стабилизируемого уровня напряжения с помощью микропроцессорного устройства автоматического управления электроприводом РПН силового трансформатора под нагрузкой.

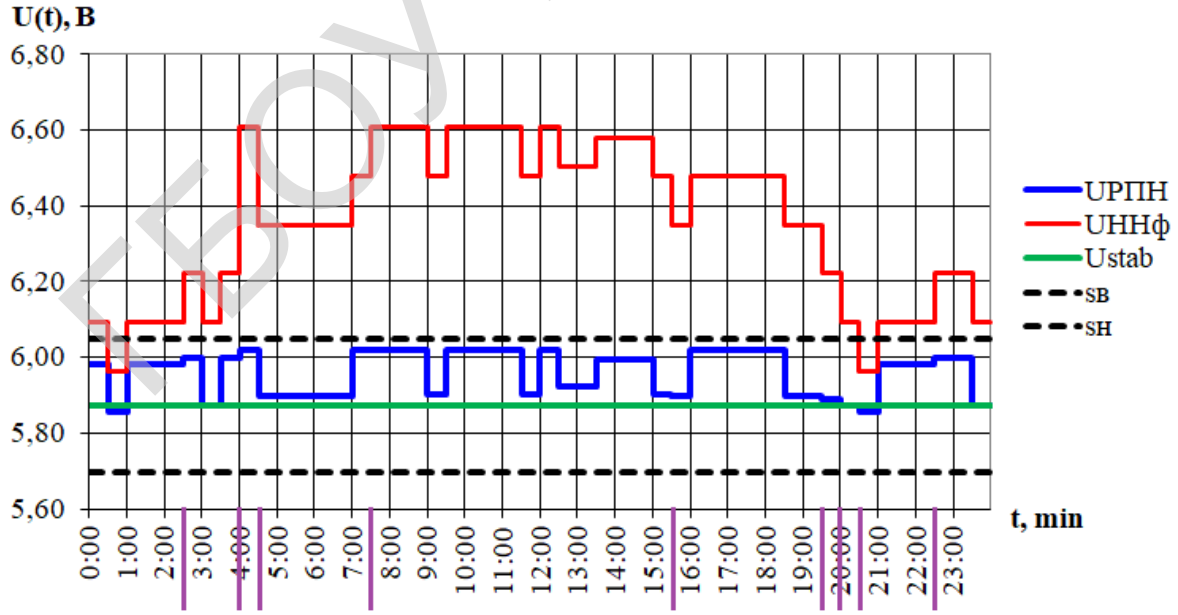


Рисунок 4 - Суточный график напряжения на секции шин промысловой подстанции в летние сутки

ГБОУ ВО АГНИ

С учётом внедрения технологий «умные сети» авторами предлагается производить переключения привода регулятора напряжения также по мере возникновения внутреннего возмущающего фактора, т.е. по факту происходящих событий в распределительной промысловой электрической сети, когда включается или отключается электротехнический комплекс добывающей скважины или электротехнический комплекс вспомогательного оборудования [2, 3]. Для того, чтобы количество переключений РПН не превысило допустимых значений, важно провести анализ периодов изменения нагрузки по фактическим графикам напряжения и тока, полученного с коммерческого счётчика промысловой подстанции (рисунок 5).

На рисунке 5 приведены следующие обозначения:

$U_{\text{ср}}$ и $I_{\text{ср}}$ – среднесуточные значения напряжения и тока;

U_{max}, U_{min} и I_{max}, I_{min} – максимальные и минимальные отклонения напряжения и тока;

$U_{\text{Д}}$, $I_{\text{Д}}$ – эквивалентные значения напряжения и тока;

$\Delta\sigma_{u.max}$, $\Delta\sigma_{u.min}$, $\Delta\sigma_{i.max}$, $\Delta\sigma_{i.min}$ – среднеквадратичные отклонения значений напряжения и тока;

$U_{\text{Д}} + \Delta\sigma_{u.max}$, $U_{\text{Д}} + \Delta\sigma_{u.min}$, $I_{\text{Д}} + \Delta\sigma_{i.max}$, $I_{\text{Д}} + \Delta\sigma_{i.min}$ – максимальные и минимальные отклонения эквивалентных значений напряжения и тока.

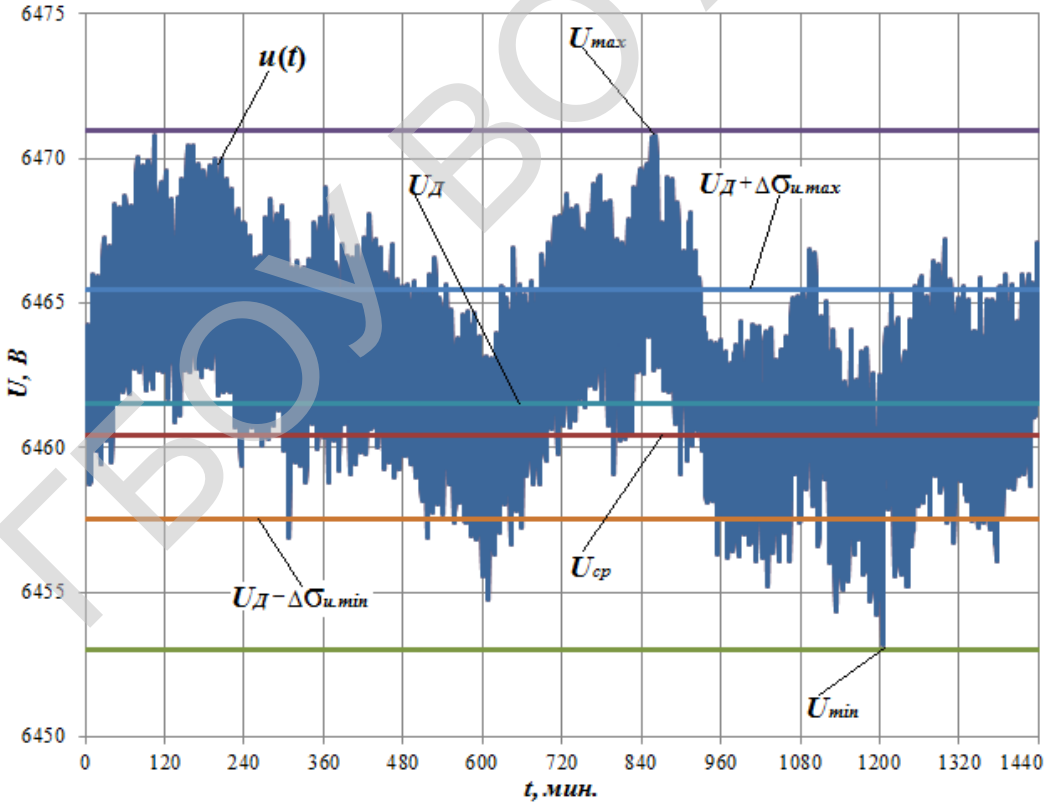


Рисунок 5 – Суточный график напряжения в центре питания

Чтобы количество переключений не превысило 25 раз в сутки минимальный интервал между переключениями $T_{min} = \frac{24}{25} = 0{,}96$ часа, т.е. 58 минут. Если после последнего переключения привода РПН прошло

ГБОУ ВО АГНИ

менее 58 минут, то команда на переключение переносится на время, соответствующее истечению минимального интервала между переключениями.

Согласно графику, представленному на рисунке 5, изменения нагрузки происходят с интервалами 10, 4 и 6 часов. Всего за сутки произошло четыре факта изменения нагрузки. Следовательно, с учётом переключений привода РПН для поддержания напряжения в заданных пределах зоны нечувствительности (рисунки 1...4), общее максимальное количество переключений составит 19, т.е. не превышает ограничения в 25 переключений [4, 5].

Авторами проведён анализ количества переключений привода регулятора напряжения силового трансформатора, определено, что при регулировании напряжения при выбранном критерии оптимизации определяемого коэффициентом эффективности механизированной добычи нефти, с учётом внедрения технологий «умные сети», которые учитывают фактические изменения нагрузки в сети, количество переключений регулятора напряжения под нагрузкой силового трансформатора не превысит допустимых значений, указанных в паспорте заводов-изготовителей: 20…25 переключений в сутки, при этом зона нечувствительности не должна быть менее ±3%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Табачникова Т.В., Шарыгин А.В., Махт А.В. Разработка структуры адаптивной системы управления энергетическими параметрами в распределительной электрической сети/ Сборник научных трудов Ангарского государственного технического университета. – Ангарск: Издательство АГТУ, 2016. С.227-232.

2. Нурбосынов Д.Н., Табачникова Т.В., Шарыгин А.В. Реализация регулятора по управлению электроприводом РПН на программном уровне, на примере математической модели/ Повышение надежности и энергоэффективности электротехнических систем и комплексов. Межвузовский сборник научных трудов. 2016. Издательство: УГНТУ (Уфа). С. 263-267.

3. Нурбосынов Д.Н., Табачникова Т.В. Многоуровневая иерархическая оптимизация режима напряжения системы электроснабжения нефтегазодобывающего предприятия/ Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. - №1(53). – 2017. – С. 85-95.

4. Нурбосынов Д.Н., Табачникова Т.В., Юмалин А.В., Нурбосынов Э.Д. Многоуровневая стабилизация напряжения и оптимизация потерь электрической энергии в распределительной электрической сети/ Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Т.17. – 2017. – С. 218-226.

РЕПОЗИТОРИЙ АГТУ

УДК 621.3

МОНИТОРИНГ КЛЮЧЕВЫХ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

MONITORING OF KEY OPERATING PARAMETERS AND TECHNICAL DIAGNOSIS OF THE POWER SUPPLY OF THE OIL WELL

Т.В. Табачникова, А.В. Юмалин, Л.В. Швецкова
(Tatyana V. Tabachnikova, Andrew V. Yumalin, Ludmila V. Shvetskova)
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»
(Almetyevsk State Oil Institute)

Нефтяные скважины, дающие менее 10 баррелей нефти в сутки в большинстве случаев не автоматизированы. Для того чтобы повысить их экономическую целесообразность, необходимо свести затраты на их технологическое обслуживание к минимуму, что достигается с помощью проведения синхронизированных измерений при реализации мониторинга и управления электроэнергетическими системами.

Oil wells producing less than 10 barrels of oil per day are not automated in most cases. In order to increase their economic feasibility, it is necessary to reduce the costs of their technological maintenance to a minimum, which is achieved by carrying out synchronized measurements in the implementation of monitoring and control of electric power systems.

Ключевые слова: *интеллектуальная автоматизированная станция, роутеры Robustel, мониторинг*

Key words: *intelligent automated station, Robustel routers, monitoring*

В настоящее время проведение синхронизированных измерений становится возможным благодаря устройствам PMU (Phasor Measurement Unit). Устройства PMU способны измерять токи, напряжения и вычислять угол фазового сдвига, передавая полученные данные на верхний уровень. Таким образом может быть реализована система расчета фазового угла в режиме реального времени. При наличии доступа к системе GPS (global positioning system) цифровые измерения с терминалов, установленных на разных концах линии, могут выполняться синхронно. Синхронизированные измерения включают в себя информацию о фазовых углах в дополнение к информации об амплитудах сигналов. При этом фазовые углы замеряются в единой системе отсчета. Располагая информацией об абсолютном времени замера, может быть получено значение разности фазы между токами и напряжениями, замеренными в разных участках сети. Так как моменты времени для измерений на всех устройствах должны быть синхронизированы, выполняется связь с системой GPS. Использование

ГБОУ ВО АГНИ

векторных замеров из разных мест, синхронизированных по GPS, дает большой потенциал избыточности, направленный на повышение надежности функционирования систем электроснабжения [1].

Современные технологии управления и контроля процессом добычи нефти позволяют осуществлять с помощью интеллектуальных автоматизированных станций.

Первой интеллектуальной станцией управления бездатчиковой механизированной добычи нефти является американская станция SALT (Sensorless Artificial Lift Technology), способная автоматически, без участия человека, выбирать оптимальный режим работы каждой нефтяной скважины.

Первые автоматические станции управления механизированной добычи нефти на месторождениях Казахстана заработали в конце 2015 года на объектах АО «Эмбамунайгаз», где был применен промышленный 3G-роутер Robustel R3000-3P компании «ЕвроМобайл» технологии беспроводной связи.

3G-роутер (HSPA+) Robustel R3000-3P является устройством с частотными диапазонами для стандартов сотовых интерфейсов: GSM/GPRS/EDGE/UMTS/HSPA/EVDO/FDD LTE, с двумя сим-картами для UMTS/HSPA сетей, интерфейсом Ethernet который имеет 2 порта 2x10/100Мбит/с, 2 LAN или 1 LAN и 1 WAN, беспроводную локальную сеть WLAN и интерфейс GPR [2].

В зависимости от технических характеристик роутера, Robustel R3000-3P, осуществляет процесс полевого уровня программно-технического комплекса автоматизированными системами оперативно-технологического и ситуационного управления интеллектуальными распределительными электрическими сетями скважин. Под понятием полевого уровня следует понимать количество на среднем уровне кустов скважин и одиноких скважин на низком уровне [3].

Роутеры Robustel R3000-3P считывают информацию с преобразователя частоты управления насосом, обрабатывают данные и далее передают эти данные по беспроводному каналу в диспетчерский центр, что позволяет осуществлять дистанционную настройку, мониторинг и управление скважины (рисунок 1).

Роутер подключается к частотному преобразователю, работой которого он управляет и устанавливается непосредственно в шкаф автоматизации вместе с остальными узлами. Передача информации от станции управления в диспетчерский пункт осуществляется по беспроводному каналу GSM/GPRS.

Беспроводная локальная сеть Wi-Fi (WLAN) роутера Robustel R3000-3P имеет следующие технические характеристики (стандарт 802.11b с мощностью передатчика 17дБм и стандарт 802.11g/n с мощностью передатчика 15дБм при скорости до 65Мбит/с, полосой частот ISM - 2,400-2483,5МГц) может полноценно работать в радиусе до 100м. Под данное расстояние могут попасть несколько кустов скважин, что

ГБУВО АГИИ

позволит в дальнейшем экономически рассчитать нахождение роутера не в каждом шкафу автоматизации скважины.

Рисунок 1 – Схема обработки данных

Используя эту информацию в реальном времени от встроенных датчиков и автоматизированных средств управления, сеть SMART автоматически считывает информацию работы электронных и электромеханических агрегатов и как оговаривалось ранее обрабатывает данные в соответствии с заложенными и далее передает эти данные по беспроводному каналу в диспетчерский центр.

Исходя из требований положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» рассмотрим варианты электронных устройств – радиомодемов (маршрутизаторов) которые будут полезны для модернизации нефтегазодобывающими предприятиями программы «интеллектуальное месторождение».

Целью статьи является показать имеющиеся радиомодемы, работа которых в комплексе с известной аппаратурой определения параметров и мест повреждения распределительных сетей позволит контролировать указанные параметры и находить повреждения.

Преимущества радиомодемов заключается в применении их в различных автоматизированных системах сбора данных и управления, имеющую связи между терминалами, простота оперативной настройки в полевых условиях без дополнительного оборудования, возможности установки непосредственно в шкаф автоматизации, либо «уличное» исполнение в непосредственной близости от антенны. Часть электронных устройств имеют дополнительные возможности такие как: высокоскоростное цифровое преобразование сигналов со спутниковой

ГБОУ ВО АГНИ

синхронизацией (GPC/ГЛОНАСС), навигацией и сопоставимые по топографическим и дистанционным методам определения мест повреждения (ОМП) на линиях электропередачи [5].

При рассмотрении радиомодемов необходимо учесть его генерирование в радиочастотном диапазоне и при эксплуатации учитывать проблемы с радиочастотными помехами и нормативными положениями относительно радиочастотного оборудования.

Обществом с ограниченным ответственностью ООО «Ратеос» создали и выпускают радиомодемы «СПЕКТР 433», «СПЕКТР 433ОЕМ», «СПЕКТР 9600 GM IP67», «Спектр GPRS» [5, 6, 7].

Радиомодем «СПЕКТР 433» представляет собой устройство для приёма/передачи данных по радиоканалу со скоростью 4 800, 9 600, 19 200, 38 400 и 76 800 бод в диапазоне частот (433,92±0,2%) МГц при выходной мощности 10 мВт, что позволяет использовать его без получения разрешений органов ГосСвязьНадзора (рисунок 2) [5].

Модем может работать в различных режимах с развитой системой адресации, позволяя пользователю максимально гибко использовать его при построении различных конфигураций сетей беспроводной передачи данных: точка – точка, точка – много точек, точка – много точек с базовой станцией и их комбинации. Дополнительно имеется режим «прямого доступа к радиоэфиру», благодаря чему внешнее устройство может использовать для обмена данными в эфире собственные протоколы, адресацию, кодирование и т.д.

Обмен данными с источником/получателем информации осуществляется по последовательным интерфейсам RS-485 или RS-232, скорости 2400…115200 бод. Входные/выходные потоки буферизируются.

Основное назначение модема – работа в качестве прозрачного радиоудлинителя последовательных портов RS-485 или RS-232. Работая в «прозрачном» режиме, модем легко встраивается в уже построенные системы без необходимости доработки программного обеспечения.

Дальность связи между модемами зависит от скорости передачи данных, от характеристик, применяемых совместно с модулем антенн, места их установки и условий местности и может достигать 7...9 километров в условиях прямой видимости.

Дальность связи можно увеличить благодаря возможности модуля работать в качестве ретранслятора (повторителя).

Совместно с радиомодемами можно использовать любые антенны диапазона 433 МГц с волновым сопротивлением 50 Ом, подходящих для различных условий применения: направленные и ненаправленные, с креплением на мачту/кронштейн, врезные, на магнитном основании. Для подключения антенны радиомодемы оборудованы винтовым ВЧ разъемом типа SMA-F.

ГБОУ ВО АГМА

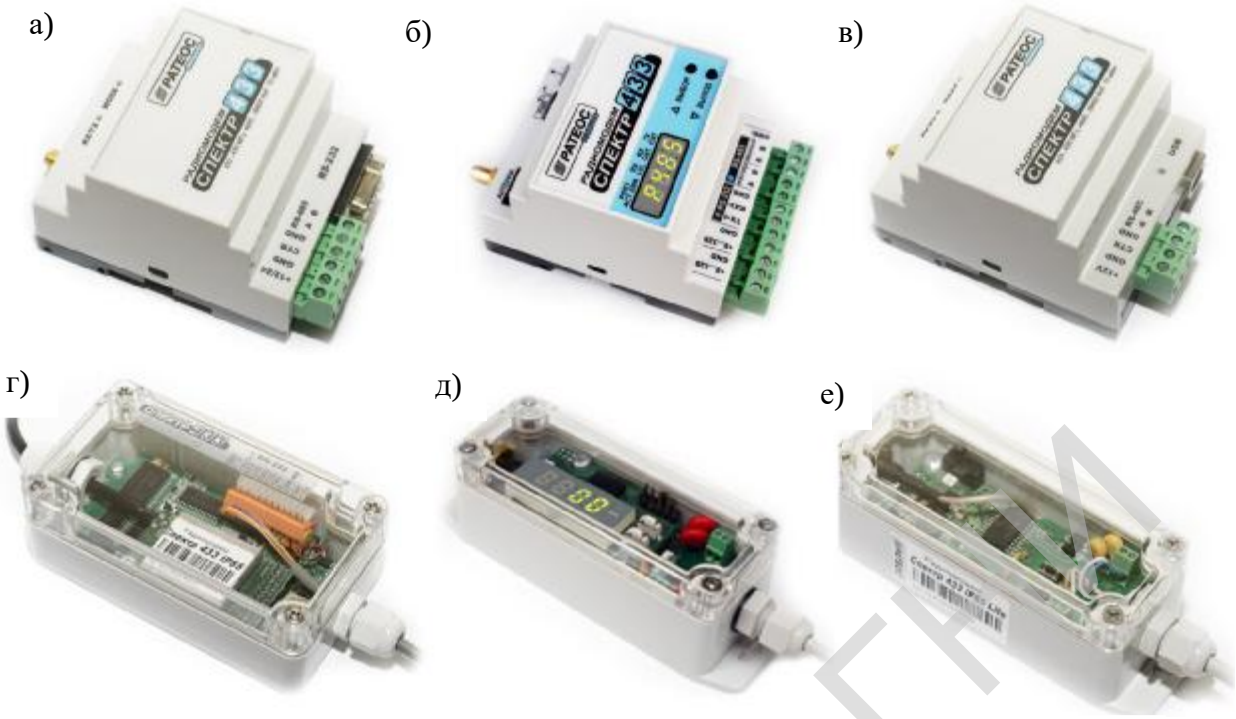


Рисунок 2 - Радиомодем «СПЕКТР 433»:
а) DIN; б) DIN IND;в) DIN USB; г) IP65; д) IP65 IND; е) IP65 Lite

Рабочая частота модема устанавливается пользователем в диапазоне от 433,075 до 434,775 МГц, что позволяет использовать группы модемов, работающих на разных частотных каналах - это делает возможным организацию нескольких независимых систем на одной территории. Кроме этого, возможность смены рабочей частоты позволяет «уйти» от помех, создаваемых сторонним оборудованием.

Модем питается от источника постоянного тока напряжением (7-32) В (в исполнении USB питание осуществляется от шины USB или от внешнего источника +(5±5%) В), потребляемая мощность до 0,75 Вт в режиме «Передача» (при максимальной мощности передатчика) и до 0,45 Вт в режиме «Приём».

GSM модем «Спектр GPRS» представляет собой устройство для приема/передачи данных с использованием технологии передачи пакетных данных GPRS в сотовых сетях стандарта GSM [7].

Модемы поддерживают различные режимы установления и поддержания GPRS соединения (постоянно, по звонку, по наличию данных, по состоянию входных контактов), что позволяет гибко настраивать их с целью оптимизации расходов на оплату мобильного GPRS трафика.

Модемы «Спектр GPRS» работают совместно с программой «Маршрутизатор», устанавливаемой на сервере (персональный компьютер) с доступом в сеть Интернет с выделенным IP адресом. При этом обеспечивается отсутствие необходимости в получении и оплате выделенного (постоянного) IP адреса для модемов (он нужен только программе «Маршрутизатор»), а также прозрачный обмен данными

ГБОУ ВО АГМА

между последовательными портами RS-485 или RS-232 модемов или между последовательным портом модема и виртуальным COM-портом на персональном компьютере.

Модемы не требуют управления AT-командами - все функции по регистрации в сети GSM, установке и поддержанию GPRS и TCP/IP соединения и т.д. осуществляются встроенным процессором и скрыты от внешнего оборудования и ПО.

Радиостанция «СПЕКТР 9600 GM IP67» (рисунок 4) представляет собой устройство для приема/передачи цифровых данных по узкополосным радиоканалам (шаг сетки частот равен 25 кГц) в одном из поддиапазонов (402-406,412-427, 433-447, 450-469 МГц) в полосе частот от 402 до 469 МГц [8].

Рисунок – 3 Радиомодем «СПЕКТР GPRS»

Рисунок 4 – Радиомодем «СПЕКТР 9600 GM IP67»

РС предназначена для применения в различных системах беспроводного сбора данных в качестве прозрачного радиоудлинителя последовательных интерфейсов RS-232 и RS-485.

Обмен данными в эфире осуществляется в полудуплексном режиме со скоростью 4800, 9600, 14400 или 19200 бод. Выходная мощность передатчика радиостанции программируется от 0,25 до 3,5 Вт, при соответствующем выборе антенн и их расположении этого достаточно для организации радиосвязи на расстоянии до 20...25 км в условиях прямой видимости или до 5...6 км в условиях города.

Радиостанция может работать в нескольких режимах (прозрачный, пакетный, ретранслятор и др.) с развитой системой адресации, позволяя пользователю максимально гибко использовать ее при построении различных конфигураций сетей беспроводной передачи данных: точка – точка, точка – много точек, точка – много точек с базовой станцией и их комбинации для покрытия связью больших площадей и расстояний.

Обмен данными с источником/получателем информации осуществляется по последовательному порту RS-232 аппаратным управлением потоком данных (линии CTS и RTS, отключаемый) или по изолированному интерфейсу RS-485.

ГБОУ ВО АГНИ

Предусмотрена также удаленная конфигурации радиостанции по радио с помощью того же программного обеспечения через вторую радиостанцию, подключенную к ПК.

ЛИТЕРАТУРА

1. Куликов А.Л., Вукалов В.Ю., Шарыгин М.В., Бездушный Д.И. Темирбеков Ж.Алгоритм ОМП линии электропередачи с ответвлениями // Вестник НГИЭИ. – 2017. - №9(76).

2. Компания «ЕвроМобайл». URL: https://www.eupoobile.ru.

3. Нурбосынов Д.Н., Табачникова Т.В. Юмалин А.В. Автоматизированные системы мониторинга и технического диагностирования как перспективы электротехнического развития в нефтегазовой отрасли // Сборник: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы Международной научно-практической конференции. - 2018. - С. 446-451.

4. Нурбосынов Д.Н., Юмалин А.В. Современные аспекты совершенствования методик по определению мест повреждений в распределительной электрической сети подстанции 6-35кВ нефтегазодобывающих предприятий // Eurasian Scientific Journal of Fundamental and Applied Research. – 2018. - №3,4(1).

5. Радиомодем «СПЕКТР 433» Руководство по эксплуатации. БАКП.464426.004РЭ.

6. Радиомодем «Спектр GPRS» Руководство по эксплуатации. БАКП.464426.008РЭ.

7. Радиомодем «Спектр 9600GM IP67» Руководство по эксплуатации. БАКП.464426.002РЭ.

УДК 621.3.017.21

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ АКТИВНЫХ ФИЛЬТРОКОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕХИМИИ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

RESEARCH OF APPLICATION OF ACTIVE FILTER COMPENSATING DEVICES IN PETROCHEMICALS AND PETROLEUM REFINING

Е.В. Тумаева, А.А. Хамзин

(E.V. Tumaeva, A.A. Hamzin)

НХТИ ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет»

(NICT FSBEI HE «Kazan National Research Technological University»)

Предложено решение задачи снижения потерь активной мощности в кабельной линии 6 кВ путем установки активного фильтрокомпенсирующего устройства. Дана количественная и

ПОУВОАТИ

стоимостная оценка снижению потерь активной мощности в линиях электропередачи при использовании активного фильтрокомпенсирующего устройства.

A solution to the problem of minimizing active power losses in a 6 kV cable line by installing an active filter-compensating device is proposed. A quantitative and cost estimate is given for the reduction of active power losses in power lines with an active filter-compensating device.

Ключевые слова: *ток и напряжение высших гармоник, тиристорный преобразователь напряжения, компенсация реактивной мощности, активное фильтрокомпенсирующее устройство*

Key words: *current and voltage of higher harmonics, thyristor voltage converter, reactive power compensation, active filter-compensating device*

Нефтехимические и нефтеперерабатывающие предприятия являются наиболее важной отраслью производства для экономики нашей страны. Обычно все технологические процессы производства различного вида нефтехимической продукции являются непрерывными. Вследствие чего и к электроснабжению таких предприятий предъявляются особые требования: надежность и безаварийность.

Наиболее распространёнными электроприемниками на нефтехимических предприятиях являются электродвигатели. Надежная работа электродвигателей зависит, в основном, от величины и качества питающего напряжения. Основным показателем, влияющим на величину напряжения на узлах нагрузки, является реактивная мощность, потребляемая электроприемниками. Чрезмерное потребление реактивной мощности снижает величину напряжения на шинах больше нормативного, что приводит к значительным активным потерям в кабельной линии.

В результате применения различных видов полупроводниковой преобразовательной техники кривая питающего напряжения теряет свою синусоидальную форму. Высшие гармоники напряжений и токов приводят к дополнительным потерям в трансформаторах, электрических машинах, к сокращению срока службы изоляции электрических машин и аппаратов. Кроме этого может иметь место ложное срабатывание устройств релейной защиты и завышенное значение потребляемой электроэнергии при техническом и коммерческом учете [3].

Для того чтобы решить проблему повышения коэффициента мощности, сначала необходимо очистить такую сеть от высших гармоник. В настоящее время получили развитие активные фильтры и вместе с ними активные фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ), которые очищают сеть от гармоник и повышают коэффициент мощности. Данные ФКУ разработаны на базе IGBT-транзисторов. Принцип действия ФКУ основан на выделении в сеть кривой тока в противофазе токов высших гармоник и реактивной составляющей основной гармоники.

ГБОУВО АГНИ

Целью данной работы является оценка снижения активных потерь в кабельных линиях 6 кВ и оценка повышения уровня напряжения при установке активного фильтрокомпенсирующего устройства.

Материалы и методы

Для проведения расчетов выбирается распределительная подстанция (РП) 6 кВ цеха выделения синтетического каучука. От этой РП питаются двигатели постоянного тока приводов экспандеров (1150 кВт) и экспеллеров (460 кВт). Преобразование переменного тока в постоянный осуществляется шестипульсными тиристорными преобразователями Simoreg DC. Преобразователи подключены к сети 6 кВ с помощью согласующих трансформаторов.

Для анализа наличия высших гармоник на шине 6 кВ используется осциллограмма, снятая с блока микропроцессорной релейной защиты 7SJ62 Siprotec 4 Siemens, установленной на вводной ячейке РП. Осциллограммы анализируются программой WinBres. Выбирается интервал осциллограммы длительностью 100 мс, для которого программа производит разложение токов и напряжений по методу гармонических составляющих Фурье. Снятые данные приведены в Таблице 1.

Таблица 1 - Гармонический состав токов и напряжений

Гармонический состав напряжений						
Номер гармоники	U_A, кВ	у $_{UA}$,0	U_B, кВ	у $_{UB}$,0	U_C, кВ	у $_{UC}$,0
1	3,341	0,2	3,343	-120,1	3,341	120,0
2	0,017	53,3	0,017	-66,7	0,017	173,3
3	0,017	80,2	0,017	-39,8	0,017	200,2
4	0,013	20,1	0,013	-99,9	0,013	140,1
5	0,055	44,7	0,057	-75,3	0,055	164,7
6	0,013	48,7	0,013	-71,3	0,013	168,7
7	0,042	70,5	0,042	-49,5	0,042	190,5
8	0,008	6,3	0,007	-113,7	0,007	126,3
9	0,013	7,4	0,013	-112,6	0,013	127,4
10	0,013	71,0	0,013	-49,0	0,013	191,0
11	0,099	54,4	0,104	-65,6	0,099	174,4
Гармонический состав токов						
Номер гармоники	I_A, А	у $_{IA}$,0	I_B, А	у $_{IB}$,0	I_C, А	у $_{IC}$,0
1	468,0	-52,6	462,2	-172,3	468,0	67,4
2	29,1	-27,7	29,1	-147,7	29,1	92,3
3	19,5	-3,7	19,5	-123,7	19,5	116,3
4	11,7	-65,4	11,7	174,6	11,7	54,6
5	38,8	-41,7	40,0	-161,7	38,8	78,3
6	7,8	-38,3	7,8	-158,3	7,8	81,7

ГБОУ ВО АГМУ

7	21,1	-16,9	21,0	-136,9	21,1	103,1
8	3,6	-81,4	2,9	158,6	2,9	38,6
9	5,2	-80,5	5,2	159,5	5,2	39,5
10	4,7	-17,1	4,7	-137,1	4,7	102,9
11	31,6	-33,9	33,2	-153,9	31,6	86,1

где U_A, U_B, U_C, I_A, I_B, I_C – действующие значения токов и напряжений;

y_{UA}, y_{UB}, y_{UC}, y_{IA}, y_{IB}, y_{IC} – начальные фазы напряжений и токов.

Потребляемая активная мощность P_ϕ и коэффициент мощности c_ϕ для каждой фазы находятся по формулам [3]:

$$P_\phi = \sum_{j=1}^{11} \left(I_j \times U_j \times \cos(y_{Uj} - y_{Ij}) \right), \text{ кВт.} \quad (1)$$

$$c_\phi = \frac{P_\phi}{S_\phi}. \quad (2)$$

Суммарная активная мощность, потребляемая РП, рассчитывается по формуле:

$$P_{РП} = P_A + P_B + P_C. \text{ кВт.} \quad (3)$$

Таблица 2 - Потребляемая активная мощность и коэффициент мощности

Фаза	A	B	C	Сумма
P, кВт	950,28	944,63	950,28	2845,19
c	0,6	0,6	0,6	-

Коммерческий учет производится на ГПП, к которому данное РП присоединено кабелем 4х(ААШВ 3х185) длинной 1,35 км. Данный кабель имеет активное сопротивление, которое при протекании тока забирает часть энергии на нагрев. Это энергия также учитывается коммерческим счетчиком.

Оценки потерь активной мощности в кабельной линии:

$$\Delta P_{КЛ} = \left(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 \right) \times R / 1000, \text{ кВт.} \quad (4)$$

где I_A, I_B, I_C – действующие значения токов в каждой фазе (Таблица 2);

$R = \frac{1}{n} \times R_0 \times l = 0,0564$ Ом – эквивалентное активное сопротивление кабельной линии для одной фазы.

$$\Delta P_{КЛ} = 37,5 \text{ кВт.}$$

Активная мощность, учитываемая коммерческим счетчиком:

$$P = P_{РП} + \Delta P_{КЛ}, \text{ кВт.} \quad (5)$$

$P = 2882,69$ кВт.

Для повышения значения коэффициента мощности и величины напряжения на подстанции предлагается установить активное фильтрокомпенсирующее устройство. Принимаем, что после установки

ГБОУ ВО АГНИ

данного компенсирующего устройства в сети остаются токи и напряжения только основной гармоники, мощность, потребляемая РП станет равной мощности потребляемой основной гармоникой, а реактивная мощность полностью компенсируется. Значение активной мощности вычисляется по формуле:

$$P'_{ф} = I_1 \times U_1 \times \cos(y_{U1} - y_{I1}), \text{ кВт.} \quad (6)$$

Результаты расчетов приведены в Таблице 3.

Таблица 3 - Активная мощность после установки ФКУ

Фаза	A	B	C	Сумма
P', кВт	949,8	944,2	949,8	2843,8

Расчет токов и напряжений после компенсации производится методом итераций [1]. Тат как величина напряжения неизвестна, в первом приближении приравниваем ее к стандартному значению $U'_{ф} = 6,3/\sqrt{3}$ кВ и находим ток:

$$I_{ф} = \frac{P'_{ф}}{U'_{ф}}, \text{ А.} \quad (7)$$

Таблица 4 - Ток в первом приближении

Фаза	A	B	C
$I_{ф}$, А	261,1	259,5	261,1

Затем вычисляется величина напряжения по формуле (8). При этом предполагается, что на вышестоящей ГПП линейное напряжение поддерживается постоянным на уровне 6,3 кВ за счет регулирования под нагрузкой трансформаторов ГПП. В расчете не учитываем индуктивное сопротивление кабельной линии.

$$U'_{ф} = U_{ГПП,ф} - \frac{I_{ф} \times R}{1000}, \text{ кВ.} \quad (8)$$

Полученные значения вновь подставляются в формулу (7) и вычисляются токи, а потом, подставив в формулу (4), находятся потери на нагрев в кабельной линии.

Таблица 5 - Расчет потерь в КЛ

Фаза	A	B	C
$U'_{ф}$, кВ	3,62	3,622	3,62
I, A	262,21	260,6	262,2
$\Delta P'_{КЛ}$, кВт	11,57		

Активная мощность, учитываемая коммерческим счетчиком после установки ФКУ:

$$P' = P'_{РП} + \Delta P'_{КЛ}, \text{ кВт} \quad (9)$$

$P' = 2855,57$ кВт.

ГБОУ ВО АГПА

Результаты

Результатом установки ФКУ является:

1) Снижение потерь в кабельной линии 6 кВ:

$$\frac{\Delta P_{КЛ} - \Delta P'_{КЛ}}{\Delta P_{КЛ}} \times 100\% = 69{,}1\%.$$

2) Повышения величины напряжения на шине РП:

$$\frac{U'_A - U_A}{U_A} \times 100\% = 8{,}3\%; \quad \frac{U'_B - U_B}{U_B} \times 100\% = 8{,}3\%; \quad \frac{U'_C - U_C}{U_C} \times 100\% = 8{,}3\%.$$

3) Снижение активной мощности, учитываемой коммерческим счетчиком:

$$\frac{P - P'}{P} \times 100\% = 0{,}9\%.$$

Упущенная выгода за год составит:

$$УВ = (P - P') \times 8760 \times t \text{ , руб/год.} \qquad (10)$$

где $t = 3{,}07$ руб/кВт час – тариф за электроэнергию.

$УВ = 729842$ руб/год.

Цена активного фильтрокомпенсирующего устройства в среднем равна около 14 млн рублей. При такой цене срок окупаемости составит $14000000/729842 = 19{,}2$ года. В данном расчете не учитывалась упущенная выгода от повышения надежности за счет сокращения аварийных остановок цеха. При установке ФКУ величина напряжения на шине 6 кВ повышается и уменьшается риск остановок из-за резкого увеличения нагрузки на шине. Таким образом, если учитывать упущенную выгоду от повышения надежности сети, срок окупаемости может снизиться до 5 лет.

ЛИТЕРАТУРА

1. Герасименко, А. А. Электроэнергетические системы и сети. Версия 1.0 [Электронный ресурс]: конспект лекций/ А.А.Герасименко, Е.С.Кинев, Т.М.Чупак– Электрон. дан. (7 Мб. – Красноярск: ИПК СФУ, 2008.

2. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. 2000.-331 с.

3. Тумаева Е.В., Кузин С.С. Минимизация потерь активной мощности в кабельных линиях электропередачи 0,4 кВ на предприятиях нефтехимии и нефтепереработки // Вестник Чувашского университета. 2019. № 1. С. 154–160.

4. Тумаева Е.В., Попов А.В. Алгоритм расчета оптимальных токов моментного вентильного двигателя в установившемся режиме работы // Вестник Казанского технологического университета. 2011. Т. 46, № 19. С. 86–91.

ГБОУ ВО АГНИ

5. Ganiev R. Reversible frequency converters in the composition of multimotor electric drives // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 643 (2019) 012068
6. Tumaeva E. V., Kuzin S. S., Gavrilov E. N. Minimization of active capacity losses in cable power lines of 0.4 kV using optimally distributed compensating devices at petrochemical and oil refining enterprises // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 643 (2019) 012100

ГБОУ ВО АГНИ

СЕКЦИЯ 6. ГЕОЛОГИЯ, ПРИКЛАДНЫЕ И ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 625.855.5

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОНЦЕНТРИРОВАНИЯ ГУДРОНОВ ВОДОЙ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ БИТУМНЫХ ВЯЖУЩИХ

STUDY OF TAR CONCENTRATION PROCESS WITH WATER FOR PRODUCTION OF BITUMEN BINDERS

З.А. Абдулмежидова, Л.Ш. Махмудова, Ж.Т. Хадисова, Х.Х. Ахмадова

(Abdulmezhidova Z.A., Makhmudova L.Sh., Hadisova J.T., Akhmadova H.H.)

ФГБОУ ВО «Грозненский государственный нефтяной технический университет имени акад. М. Д. Миллионщикова»

(Grozny State Oil Technical University named acad. M. D. Millionshchikova)

В статье приведены краткие сведения по процессу концентрирования гудронов водой с целью получения битумных вяжущих. Показано, что в настоящее время это направление в научной литературе в рамках решения проблемы улучшения качества нефтяных битумных вяжущих является дискуссионным. Приведено описание экспериментальной установки и методики проведения исследований по влиянию воды (водяного пара) на качество нефтяных битумных вяжущих, получаемых концентрированием гудронов нефтей республики Татарстан.

The article provides brief information on the process of concentrating tars with water in order to obtain bitumen binders. It has been shown that at present this direction in the scientific literature in the framework of solving the problem of improving the quality of oil bitumen binders is debatable. The description of the experimental installation and the method of conducting studies on the influence of water (water vapor) on the quality of oil bitumen binders obtained by concentrating tar tars of the Republic of Tatarstan is given.

Ключевые слова: *гудрон, битум, вода, концентрирование, параметры*

Keywords*: tar, bitumen, water, concentration, parameters*

Для исследования возможности получения битумов улучшенного качества нами наряду с вариантом окисления гудронов кислородом воздуха проработан вариант производства битумов концентрированием гудронов в присутствие воды.

Термическая обработка тяжелых нефтяных остатков водой позволяет получать жидкие продукты более высокого качества по сравнению с термическими процессами, направленными на снижение содержания углерода.

Использование термоводяной обработки тяжелых нефтяных остатков (ТНО) во многих случаях позволяет снизить выход кокса,

ТБОУ ВО АГНИ

уменьшить содержание гетероатомов в жидких продуктах и увеличить соотношение Н/С в соединениях [1, 2]. Таким образом, технологию переработки ТНО, основанную на использовании обработки водой, можно рассматривать как один из вариантов процессов, направленных на насыщение жидких продуктов облагораживания водородом, и этот процесс сопровождается изменением химического состава тяжелых нефтяных остатков.

В отличие от традиционных процессов переработки тяжелых нефтяных остатков (термокрекинг и гидрокрекинг), механизмы процессов облагораживания углеводородного с использованием воды являются более сложными и на настоящий момент дискутируются в научной литературе.

Разновидностью процесса концентрирования тяжелых нефтяных остатков в среде воды (водяного пара) является процесс акватермолиза.

Понятие «акватермолиз» было введено в 1982 г. Хайном с соавторами как процесс превращения нефтей в среде водяного пара (воды) в присутствии минералов коллектора.

Этот процесс относится к одной из разновидностей внутрипластового облагораживания, который проводят от нескольких часов до нескольких суток при относительно невысоких температурах 160–350 ºС.

В процессе акватермолиза выделяются два типа воздействия воды на сырье: физическое и химическое. К физическому воздействию относится непосредственное растворение сырья, т.е. его разбавление, что в ходе термических процессов приводит к снижению концентрации свободных радикалов. Тем самым происходит ингибирование процессов агломерации асфальтенов и дальнейшего коксообразования, а также образования смол, из-за присутствия которых вязкость продуктов увеличивается.

Вода в процессе акватермолиза также способна вступать в различные химические реакции, из которых наиболее значителен при низких температурах гидролиз органических соединений.

Данный тип реакций характеризуются тем, что вода является не только растворителем и химическим реагентом, но также и кислотно-основным катализатором, поскольку при повышении температуры до 300ºС она становится одновременно более сильным основанием и кислотой вследствие увеличения ионного произведения.

Нами была поставлена задача провести серию исследований процесса концентрирования гудронов в среде воды (водяного пара) для определения возможности получения битумных вяжущих и способов улучшения их качества.

В качестве основы для получения битумных вяжущих использовали несколько видов гудронов, представленных ПАО «Татнефть» (ЕНПХ, ЕНПУ, ТАНЕКО, ЕНП), химический состав которых приведен в таблице 1. Эксперименты по изучению процесса концентрирования указанных

ГБОУ ВО АГИИ

гудронов обработкой водой проводились нами в интервале температур 280-340^{0}С при атмосферном давлении с целью получения битумов или их компонентов. Водяную обработку гудрона проводили при содержании воды 10-45 % масс. на гудрон.

Исследование процесса концентрирования гудронов проводилось по следующей методике. В смесителе с лопастной мешалкой проводили смешение гудрона с водой, так чтобы содержание воды в гудроне составляло от 10 до 45%. Привод смесителя обеспечивал вращение рабочих лопастей мешалки с высокой скоростью 800-3000 оборотов в минуту. В условиях эксперимента применяли вращение мешалки в пределах 800 -1000 об/мин. Температура смешения составляла 180-300^{0}С.

Корпус смесителя обогревался за счет электрообогрева, что позволяло изменять температурные режимы в широких пределах.

Далее смешенные с водой исследуемые гудроны загружали в реактор-печь, сконструированный силами сотрудников кафедры.

Таблица 1 - Химический состав гудронов, применяемых для получения битумов процессом концентрирования в среде воды

Компоненты	Содержание, % масс.							
	ЕНПХ		ЕНПУ		ТАНЕКО		ЕМП	
	ср.знач	сумма	ср.знач	сумма	ср.знач	сумма	ср.знач	сумма
Парафино-нафтеные	14,5	**14,5**	24,0	**24,0**	12,1	**12,1**	21,75	**21,75**
Легкая ароматика	6,2		6,5		5,9		10,85	
Средняя ароматика	4,4	**47,0**	5,9	**48,9**	4,3	**48,2**	3,70	**48,65**
Тяжелая ароматика	36,5		36,6		38,0		34,10	
Нейтральные смолы	9,8		8,8		10,4		6,25	
Кислые смолы	22,8	**32,6**	13,9	**22,7**	23,6	**34,0**	17,35	**23,6**
Асфальтены	5,9	**5,9**	4,4	**4,4**	6,0	**6,0**	6,00	**6,00**
Итого	**100,0**		**100,0**		**100,0**		**100,0**	
Сера	**4,28**		**4,15**		**2,78**		**4,154**	

Конструкция реактора-печи позволяет осуществлять тесный контакт сырья с водяным паром, который образуется в зоне реакции в змеевиках печи при высоких температурах из воды, подаваемой в процесс.

ГБОУ ВО АГИИ

Для контроля температуры реакционной смеси в реакторе установлена термопара, сигнал которой подавался на потенциометр КСП-4.

В результате осуществления процесса концентрирования гудрона за счет протекания физического и химического контакта с водяным паром происходит отпарка низкомолекулярной части сырья.

Реакцию концентрирования проводили при температуре 280-350^{0}С в течение 1-2 часов при перемешивании мешалкой и с непрерывным отводом образующихся битумных продуктов в сепаратор. Полученные битумные продукты охлаждали до 50^{0}С и направляли на анализы.

Параметры полученных в процессе исследования битумных вяжущих – температуру размягчения по кольцу и шару (КиШ), температуру хрупкости, пенетрацию, растяжимость – определяли по ГОСТ 33133-2014 «Битумы нефтяные дорожные вязкие. Технические требования».

Эти параметры характеризуют:

- температуру размягчения по кольцу и шару (КиШ) – способность вяжущего сохранять свои свойства при повышенных температурах (ГОСТ 33142);

- глубину проникновения иглы (пенетрация) при 25^{0}С и 0^{0}С – пластичность материала (ГОСТ 33136);

- температуру хрупкости - стойкость к низким температурам (ГОСТ 33143).

- растяжимость (дуктильность), характеризующую эластичность битумного вяжущего.

Показатели эксплуатационных характеристик битумных вяжущих (температуры размягчения, хрупкости, пенетрации и растяжимости), полученных при концентрировании водой исследуемых нами гудронов, показывают разный характер изменения их состава в зависимости от режимных показателей проведения процесса концентрирования гудронов, что связано с характеристиками, свойствами и составом исследуемого тяжелого сырья.

В работах [3, 4] приведены сведения, которые показывают связь эксплуатационных характеристик битумов с их коллоидной структурой и химическим составом, зависящим от природы сырья и методов получения битумов.

В результате проведения процесса концентрирования, особенно с повышением температуры, т.е. с углублением процесса, происходит изменение химического состава полученных битумных вяжущих за счет отдувки низкомолекулярных соединений, и вероятно с тем, что вода в процессе концентрирования (акватермолиза) также вступает в различные химические реакции, из которых наиболее значителен при низких температурах гидролиз органических соединений [1].

Согласно исследованиям авторов указанной работы, эти реакции характеризуются тем, что вода является не только растворителем и

ГБОУ ВО АГНИ

химическим реагентом, но также и кислотно-основным катализатором, поскольку при повышении температуры до 300ºС она становится одновременно более сильным основанием и кислотой вследствие увеличения ионного произведения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Eletskii P. M., Sosnin G. A., Zaikina O. O., Kukushkin R. G., Yakovlev V. A. Heavy Oil Upgrading in the Presence of Water //Journal of Siberian Federal University. Chemistry – 2017. - № 10. – P. 545-572.

2. Галиуллин Э.А., Фахрутдинов Р.З., Джимасбе Р. Исследование процесса паротермичесой обработки Ашальчинской нефти // Вестник Казанского технологического университета. - 2016. - Т.19. - № 22. – С.44-46.

3. Галиуллин Э.А., Фахрутдинов Р.З. Исследование влияния группового состава на показатели качества неокисленных и окисленных битумов // Вестник технологического университета. -2017. Т.20. - № 20. – С.31-36.

4. Фрязинов В.В., Грудников И.Б. Зависимость некоторых структурно-механических и товарных свойств битумов от их компонентного состава и качества масляного компонента // Труды Государственного Всесоюзного дорожного научно-исследовательского ин-та. Вып. 45. Балашиха. -1970. –С.40-47.

УДК 556.3

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ

FEATURES OF THE HYDROGEOLOGICAL STRUCTURE OF THE KURGAN REGION

А.А. Арсеньев, С.Р. Бембель
(Alexei A. Arsenyev, Sergey R. Bembel)
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»
(Industrial University of Tyumen)

Рассмотрено гидрогеологическое строение территории Курганской области на основе общих представлений и особенностей тектонического строения с точки зрения перспектив поисков углеводородов. Наибольший интерес представляет нижний гидрогеологический комплекс, охватывающий водоносные горизонты и комплексы мезозойского и палеозойского возраста.

The hydrogeological structure of the territory of the Kurgan region is considered on the basis of General concepts and features of the tectonic structure in terms of prospects for hydrocarbon exploration. The most interesting is the lower hydrogeological complex, which covers aquifers and complexes of Mesozoic and Paleozoic age.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *артезианский бассейн, комплекс отложений, пластовые воды*

Key words*: Artesian basin, sediment complex, formation waters*

Зауралье-представляет собой юго-западную часть Западно - Сибирского артезианского бассейна [1-3].

В соответствии со структурно-тектонической схемой территория Зауралья образована двумя крупными впадинами - Приуральской и Ханты-Мансийской. К Приуральской приурочен Тобольский артезианский бассейн II-го порядка, южная часть его заходит в пределы Северного Казахстана.

В пределах Тобольского артезианского бассейна выделяются следующие водоносные комплексы и горизонты [1-4]:

1) комплекс четвертичных отложений;

2) воды спорадического распространения в отложениях неогена и комплекс отложений среднего - верхнего олигоцена;

3) горизонт отложений палеоцена - нижнего эоцена (талицкая и серовская свиты);

4) комплекс отложений нижнего - верхнего и верхнего мела;

5) комплекс отложений нижнего мела;

6) комплекс угленосных отложений юры - триаса - палеозоя.

По условиям формирования водообмена, химического состава и ресурсов Западно-Сибирский артезианский бассейн делится на два гидрогеологических этажа, разделенные региональным водоупором среднепалеогеновых и верхнемеловых отложений.

Верхний этаж характеризуется также активным водообменом, наличием пресных вод, в основном, гидрокарбонатного состава и отсутствием регионально выраженных водоупоров. В пределах верхнего этажа выделяются две гидродинамические зоны: верхняя – безнапорных и слабонапорных вод неоген-четвертичных отложений и нижняя – напорных вод верхнепалеогеновых отложений. На данной территории воды верхнего гидрогеологического этажа используются основном для целей водоснабжения.

Нижний гидрогеологический этаж: представляет наибольший интерес с точки зрения нефтегазоносности. Данный этаж охватывает водоносные горизонты и комплексы мезозойского и палеозойского возраста, отделяется от верхнего этажа регионально выдержанными породами среднепалеогенового и верхнемелового возраста толщиной до 1450 м. Воды нижнего этажа находятся в обстановке затрудненного водообмена, характеризуются высоконапорным режимом фильтрации. По составу воды хлоридно-натриевые с минерализацией до 26 г/л, термальные. В водах наблюдается повышение содержания йода и брома.

Территория Курганской области в схеме гидрогеологического районирования РФ занимает часть юго-западной окраины Западно - Сибирского сложного артезианского бассейна пластовых вод [3 - 5],

ГБОУ ВО АГНИ

который, на территории района представлен гидрогеологической структурой четвертого порядка – Восточно-Тобольским артезианским бассейном. Литолого-фациальные особенности геологического разреза этих бассейнов позволяют рассматривать их как сложную систему водоносных горизонтов и комплексов трещинно-пластового, пластово-порового и трещинно-жильного типов. Эти бассейны погружаются на северо-восток и разобщены, в какой-то степени, водоупорными породами. По характеру водообмена, гидравлической взаимосвязи и гидрохимическим показателям в вертикальном разрезе этой слоистой системы выделяются три гидродинамические зоны: верхняя зона (активного водообмена), средняя зона (затрудненного водообмена) и нижняя (зона относительно застойного режима).

Водоносные горизонты, комплексы и спорадически обводненные толщи, приуроченные к четвертичным, неогеновым и верхнепалеогеновым отложениям, включают в себя верхний гидрогеологический этаж. Подобные весьма благоприятные условия для гидравлической связи всех выделенных горизонтов и комплексов и их водообмена создают частые фациальные замещения песчаных, супесчаных, алевритовых и глинистых пород. С точки зрения нефтегазоносности, нижний гидрогеологический этаж представляет, в данном случае, наибольший интерес. Этаж охватывает водоносные горизонты и комплексы мезозойского и палеозойского возраста, от верхнего этажа его отделяют мощные отложения толщиной до 1450 м регионально выдержанных пород среднепалеогенового и верхнемелового возрастов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина. / Ред. В. А. Нуднер. – Москва: Недра, 1970. – 368 с. – Текст: непосредственный.

2. Гидро- и инженерно-геологические условия юго-запада Западно-Сибирской равнины – Новосибирск: Наука, СО АН СССР, 1987. – 128 с. Текст: непосредственный.

3. Дружинин В.С., Осипов В.Ю. Особенности тектонического строения северной части южного Зауралья и перспективы поисков углеводородов в Курганской области / В.С Дружинин, В. Ю. Осипов. – Текст: непосредственный // Уральский геофизический вестник. – 2009. – № 2. – С. 37-41.

4. Палеозойские отложения Западной Сибири – новый объект нефтегазопоисковых работ / Н.П. Запивалов, В.С. Вышемирский, Б.С. Мишинов [и др.]. – Новосибирск: ИННГ СО РАН. – 2016. – 46 с. – Текст: непосредственный.

5. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на юго-западе Западной Сибири / А. Н. Фомин. – Текст: непосредственный // Горные ведомости. – 2008. – № 5. – С.18-23.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 622.279.8

АКТИВАЦИЯ БЕНТОНИТОВЫХ ГЛИН ДЛЯ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

ACTIVATION OF BENTONITE CLAYS FOR NATURAL GAS DRYING

Х.Х. Ахмадова, Л.Ш. Махмудова, Ж.Т. Хадисова, З.А. Абдулмежидова

(H.H. Akhmadova, L.Sh. Makhmudova, Zh.T. Hadisova, Z.A. Abdulmezhidova)

ФГБОУ ВО «Грозненский государственный нефтяной технический университет имени акад. М.Д. Миллионщикова»

(Grozny state oil technical University named after M.D. Millionshchikov)

В статье представлены результаты исследования бентонитовых глин месторождений ЧР для осушки природного газа, влиянию их активации на состав и свойства.

The article presents the results of a study of bentonite clays of CR deposits for natural gas drying, the effect of activation on their composition and properties.

Ключевые слова: *природный газ, бентониты, активация, свойства, осушка*

Keywords: *natural gas, bentonites, activation, properties, drying*

В настоящее время в процессах очистки и подготовки природных газов к переработке широко используются природные минеральные сорбционные материалы. Наиболее привлекательна в этом отношении группа адсорбентов, обладающих высокой сорбционной активностью: цеолитов, кремнистых кристобалитов, бентонитов, перлитов, вермикулитов и глауконитов.

Цеолиты являются наиболее оптимальными адсорбентами для паров воды, и в отличие от других сорбентов, например, силикагеля, уже при температуре 100^0C адсорбируют пары воды. Благодаря применению цеолитов удалось решить проблему ожижения природного газа, отделить несконденсированный остаток гелия, получить природный осушенный газ, имеющий точку росы до - 90^0C. Нами в работе [1] приведены результаты исследования эффективности различных цеолитов для осушки и очистки от H_2O и CO_2.

Качественные показатели природных адсорбентов значительно повышаются и улучшаются применением различных методов активации: кислотной, щелочной, комбинированной, солевой, термической.

Так, например, бентониты и вермикулиты характеризуются высокой ионнообменной способностью, и находят применение в процессах осушки и очистки газов как в качестве адсорбентов в чистом виде, так и после предварительной активации различными активаторами [2].

Бентонитовая глина является объемным наноструктурным материалом с большим набором переменных, изменение которых ведет

ГБОУ ВО АГНИ

к новым свойствам. Основным породообразующим минералом этой глины является монтмориллонит. Он имеет кристаллическую решетку в виде трехслойного пакета, который образован двумя кремнекислородными тетраэдрическими сетками и расположенной между ними октаэдрической сеткой оксида алюминия. Поверхность пакетов имеет отрицательный заряд, и компенсируется он, преимущественно, катионами щелочных металлов, которые проникают в межпакетное пространство. Химическая природа и концентрация этих катионов определяет адсорбционные свойства бентонита и катионную обменную емкость (КОЕ). Удалить обменные ионы из бентонита удается выдержкой его в водных растворах кислот, солей.

В результате активации избирательно изменяется химический состав бентонитов, увеличивается удельная поверхность и удельный объем пор, кислотность поверхности, повышается термостабильность и улучшаются другие важные характеристики сорбента. Эффективность активации бентонита зависит от химической природы и концентрации реагента, температуры и продолжительности процесса, химического состава (месторождения) бентонита [3-7].

Доступный и недорогой активатор, обеспечивающий высокую сорбционную емкость получаемых материалов, позволяет не только снизить затраты на данный процесс, но и существенно снизить стоимость получаемых адсорбентов.

Нами для разработки перспективного метода подготовки природного газа к дальнейшей переработки его в метано-водородную смесь проведено исследование адсорбционной способности бентонитовых глин (природных, и активированных) месторождения Катаяма Чеченской Республики (ЧР).

С целью повышения сорбционной способности бентониты подвергались активации растворами карбоната натрия, хлорида натрия, серной кислоты.

Активация бентонитов Na_2CO_3. Для активации глины используются натрийсодержащие реагенты, мы использовали соли хлорида натрия. В процессе активации природные межслоевые катионы Ca^{2+} и Mg^{2+}, вытесняются с поверхности ионами Na^{+}, которые обладают существенно большей способностью создавать вокруг себя большие гидратные оболочки адсорбируя воду, что обеспечивает возможность диспергирования частиц до нанометровых слоев и интенсифицирует другие процессы, связанные с применением бентонита такие как адсорбция и др.

Активацию бентонита (400 г) проводили в одномолярном водном растворе хлорида натрия объёмом около десяти литров, периодически перемешивая в течение суток. Затем глину отмывали от избытка ионов натрия и хлора четыре раза, меняя воду после отстаивания суспензии. Кашицу бентонита, оставшуюся после слива воды с осадка, разливали по лоткам и сушили при комнатной температуре до образования пластин

ТГОУВО АГНИ

толщиной 1 – 3 мм, а затем их переносили в сушильный шкаф с температурой 120 °С на 3,5 ч.

Суспензию также сушили, как указано выше, сначала при комнатной температуре, а затем при 120 °С40 г природной бентонитовой глины, измельченной в валковой дробилке до размера кусков не более 7 мм и влажностью 20% смешивается с водой при соотношении бентонита и воды 1:1,35, получая концентрированную суспензию. Далее суспензию подвергают перемешиванию в емкости с 3-х лопастной пропеллерной мешалкой в течение 60 мин. За это время куски бентонита успевают диспергироваться. Далее в суспензию добавляют 2% Na_2CO_3 и продолжают перемешивание еще на 30 мин. Затем бентонит высушивается.

Активация бентонитов H_2SO_4. Перед кислотной обработкой образцы бентонитовой глины измельчали в агатовой ступке до размеров частиц менее 0,08 мм. Образец такой глины массой 1 г помещали в водный раствор кислоты заданной концентрации и объёмом 20 мл. Эту суспензию при постоянном перемешивании выдерживали в стеклянном лабораторном реакторе с обратным холодильником при температуре 95 °С в течение заданного времени. После окончания процесса кислотной обработки глину отфильтровывали на бумажном фильтре «синяя лента» в воронке Бюхнера при вакууме 20 мм рт. ст. и промывали горячей дистиллированной водой до pH = 4,7 – 5,7. Затем глину с фильтром помещали в шкаф при температуре 120 °С и сушили в течение 3,5 ч.

Перед определением химического состава образцы бентонита, активированные кислотой, сушили в эксикаторе над хлоридом кальция.

Исследование химического состава, характерных размеров и морфологии и образцов были выполнены на растровом электронном микроскопе QUANTA 3D 200i (США) с интегрированной системой микроанализа Genesis Apex 2 EDS от EDAX, в режиме высокого вакуума при ускоряющем напряжение электронного луча 30кВ и увеличении 100-3000 крат.

Для получения изображения использовался детектор Эверхарта-Торнли (ЭТД) сцинциляторного типа с фотоумножителем, воспринимающий вторичные (SE) и обратно-рассеянные электроны (BSE), возбуждаемые первичным пучком при его взаимодействии с образцом. Обработка спектров производилась при помощи программного обеспечения EDAX TEAM EDS.

ГБОУ ВО АГМА

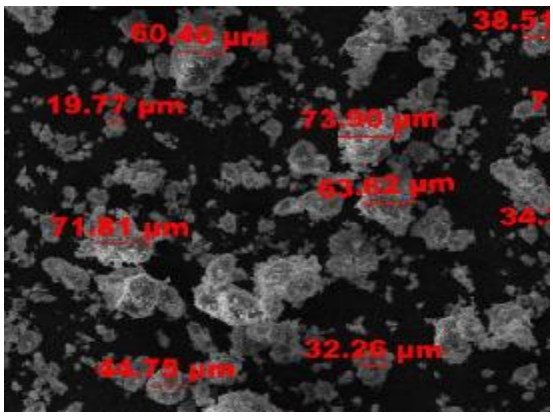


Рисунок 1 – Микрофотография природного бентонита

Микрофотографии бентонитовых глин подтверждают дисперсную наноструктуру, которая подвержена изменениям при их активации различными добавками (карбонатом натрия и серной кислотой). Это повышает их адсорбционную активность в процессах осушки и очистки природного газа от примесей (рисунки 1, 3).

Element	Weight %	Atomic %	Net Int.	Net Int. Error
O K	13.62	23.05	65.68	0.04
Na K	1.12	1.32	24.28	0.15
Mg K	2.24	2.5	99.49	0.04
Al K	15.73	15.78	1136.6	0.01
Si K	48.21	46.47	3708.65	0
K K	4.54	3.14	389.25	0.02
Ca K	3.18	2.14	265.72	0.03
Ti K	1.15	0.65	83.37	0.12
Fe K	9.79	4.75	552.85	0.02
Cc K	0.42	0.19	14.29	0.54

Рисунок 2 – Химический состав природного бентонита

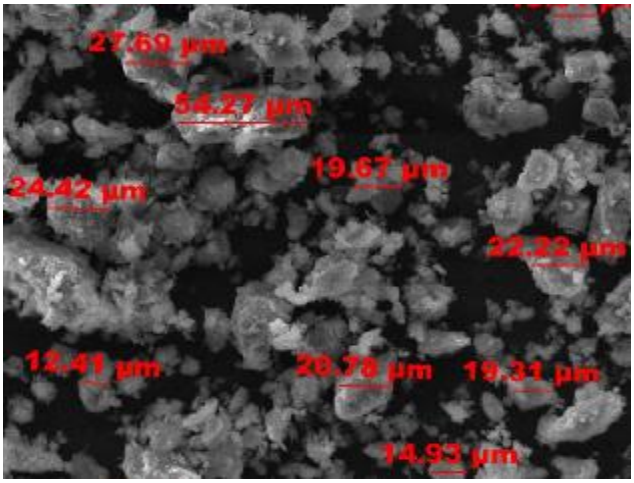


Рисунок 3 – Микрофотография бентонита активированного Na_2CO_3

ГБОУ ВО АГНИ

Element	Weight %	Atomic %	Net Int.	Net Int. Error
O K	19.12	29.32	74.53	0.04
AlK	17.04	15.5	1413.82	0.01
SiK	62.47	54.58	5243.51	0
FeK	1.37	0.6	82.29	0.12

Рисунок 4 – Химический состав бентонита активированного Na_2CO_3

Распределение субмикронных частиц по размерам бентонита в суспензии исследовали на анализаторе субмикронных частиц HORIBA LD-550 (Япония), методом динамического рассеяния света. Принцип действия анализаторов основан на регистрации под разными углами оптического излучения, рассеянного частицами в кювете.

Природный бентонит имеет средний размер частиц 1350 нм. Гистограмма данного образца представлена на рисунке 5.

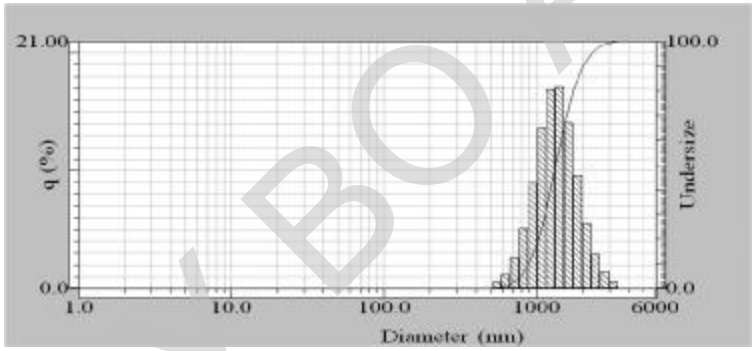


Рисунок 5– Гистограмма размера частиц природного бентонита

Активированный бентонит имеет средний размер частиц 1100 мн (рисунок 6).

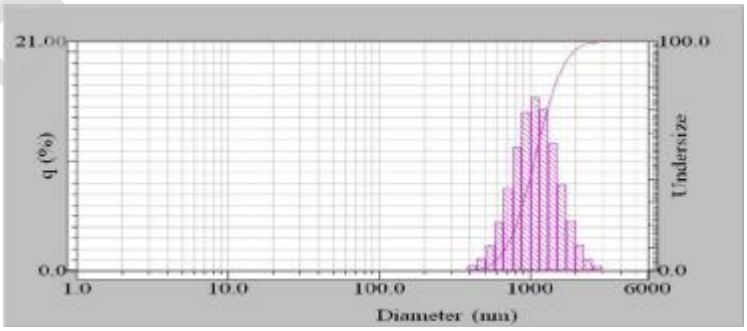


Рисунок 6 - Гистограмма размера частиц активированного бентонита

Наложение рисунков 5 и 6 показывает уменьшение средних размеров частиц активированного Na_2CO_3 бентонита на 250 нм (рисунок 7)

ГБОУ ВО АГИИ

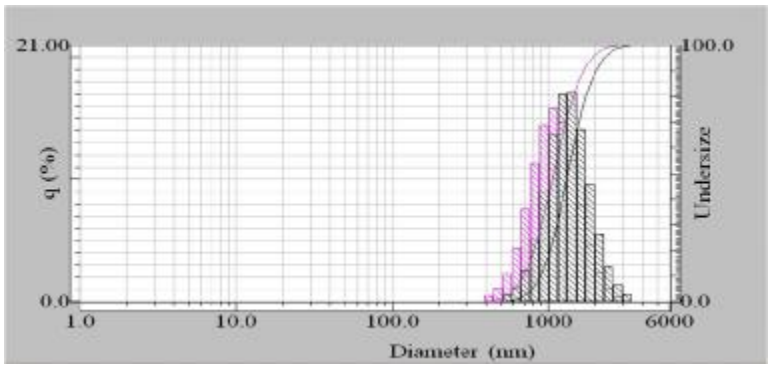


Рисунок 7 - Гистрограмма размера частиц активированного бентонита

Адсорбционная активность образцов бентонитов оценивалась по величине статистической влагоемкости (количеством адсорбированной воды к единице массы адсорбционной воды при постоянной температуре).

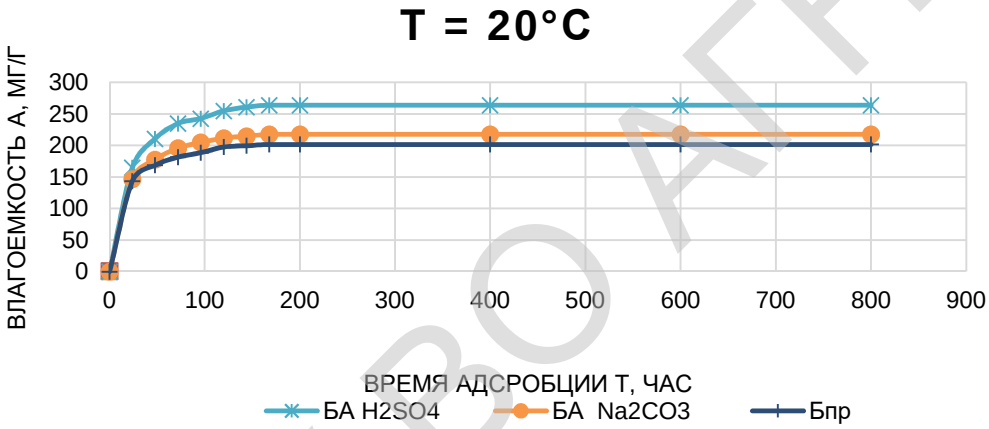


Рисунок 8 – Изотермы адсорбции по влаге для образцов бентонитовой глины (бентонит природный – Бпр, бентонит активированный Na_2CO_3 - БА Na_2CO_3, бентонит активированный H_2SO_4 - БА H_2SO_4)

Установлено, что активирование бентонитовых глин Na_2CO_3 и H_2SO_4 значительно повышает адсорбционную активность (рисунок 8).

Наличие значительных ресурсов бентонитовых глин, их доступность, дешевизна, возможность улучшения их адсорбционных свойств активированием различными добавками делают их интересными для дальнейших исследований в процессах подготовки природного газа к переработке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Махмудова Л.Ш., Хадисова Ж.Т., Ахмадова Х.Х., Абдулмежидова З.А. Исследование адсорбции природного газа на цеолитах // Наукоемкие исследования как основа инновационного развития общества. Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции. 2020.- С.124-128.

2. Дистанов У.Г., Конюхова Т.П. Природные адсорбенты России: ресурсы, стратегия развития и использования // Разведка и охрана недр. -2005. -№9. – С.28-35.

ГОУВО АГНИ

3. Финевич В.П., Аллерт Н.А., Карпова Т.Р., Дуплякин В.К. Композиционные наноматериалы на основе кислотно-активированных монтмориллонитов // Рос. Хим. ж. (Ж. Рос. хим.об-ва им. Д.И. Менделеева), 2007. Т.LI, №4.- С.69-74.
4. Даудова А. Л., Межидов В.Х., Висханов С.С. Кислотная модификация бентонитов различного химического состава // Известия вузов. Технические науки. 2015.№1. – С.118-123.
5. Межидов В.Х., Висханов С.С., Даудова А.Л. Химический состав и некоторые свойства бентонита месторождения Катаяма (Чеченская Республика // Известия вузов. Технические науки. 2013. № 4.- С. 67-70.
6. Мосталыгина Л.В., Чернова Е.А., бухтояров О.И. Кислотная модификация бентонитовой глины // Вестник ЮУрГУ. - 2012.- №24. – С.57-61.
7. Абдикамалова А.Б., Эшметов Т. Д., Калбаев А.М. Механо-химическая активация бентонитовых глин Крантауского месторождения// Universum: химия и биология: электрон. Научн. Журн. - 2018. - №2 (44). URL: http // 7 universum.com/ru/nature/archive/item/5469].

УДК 625.855.5

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ ИЗНОШЕННЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ ШИН

PROBLEMS OF RECYCLING WORN -OUT CAR TIRES

Х.Х. Ахмадова, Ж.Т. Хадисова, Л.Ш. Махмудова, Э.У. Идрисова, М.А. Мусаева
(H.H. Akhmadova, Zh.T. Hadisova, L.Sh.Makhmudova, E.U.Idrisova, M.A. Musayeva)
ФГБОУ ВО «Грозненский государственный нефтяной технический университет имени акад. М. Д. Миллионщикова»
(Grozny State Oil Technical University named acad. M. D. Millionshchikova)

В статье приводится краткий обзор по анализу проблемы утилизации и переработки изношенных автомобильных шин, приведены способы и технологии утилизации автомобильных шин, применяемые в настоящее время в мире.

he article provides a brief overview of the analysis of the problem of recycling and recycling of worn-out car tires, provides methods and technologies for recycling car tires that are currently used in the world.

Ключевые слова: *автомобильная шина, утилизация, износ шин, методы переработки*

Keywords: *automobile tire, recycling, tire wear, recycling methods*

ГБОУ ВО АГПНИ

Объем мирового рынка шин в 2016 г. составил 2,9 млрд шт. За период 2014-2016 гг. увеличение объема производства шин составило 16 % (по данным Freedonia Group) [1]. По европейскому рынку экспертами прогнозируется рост мощностей производства автомобилей, что соответственно приводит к необходимости увеличения объема производства шин [2].

Однако увеличение объема автомобильного парка неразрывно связано с необходимостью решения проблемы утилизации изношенных шин. Каждый год на планете, по данным ООН, выбрасывается более 24 млн. тонн отходов в виде изношенных автопокрышек, из которых около 15 млн. тонн, т. е. более 60%, собираются на свалках [3].

Большая часть собранных покрышек сжигается для получения тепловой энергии – около 40%. Меньший объем перерабатывается в резиновую крошку – чуть больше 30%. Около 20% шин регенерируются тем или иным способом, либо отправляются на экспорт для повторного использования и дальнейшего складирования [4-6].

В естественных условиях резиновые шины разлагаются более сотни лет, т.е. все это длительное время она является источником сильнейшего загрязнения окружающей среды [7]. Под действием почвенной влаги и атмосферных осадков происходит вымывание из резины токсичных органических соединений: 1-(3-метилфенил)-этанона, азулена, бензотиазола, -2-метилбензотиазола, N-(2,2-диметилпропил)- N-метилбензамина, бутилированного гидрокситолуола, дифениламина (класс опасности 3), дибутилфталат, фенатрена (класс опасности 2, обнаружена канцерогенность на мышах), отравляющих почву и загрязняющих поверхностные и подземные грунтовые воды [8-10].

Ведущие компании мира, оценив актуальность и серьезность этой проблемы, ведут разработки и исследования в области переработки отработанных шин. И несмотря на то, что в последние годы сделаны значительные шаги по внедрению передовых научных технологий по переработке шин, этот вопрос по-прежнему стоит очень остро.

В настоящее время существуют различные технологии и методы утилизации шин [7, 11-17]. Методы переработки отработанных шин представлены двумя основными направлениями: химическим и физическим.

Первый включает в себя такие процессы как пиролиз, сжигание, крекинг, разложение при помощи химических растворителей. Эти процессы являются не особо популярными и не всегда безопасными для окружающей среды, но перспективными ввиду получения широкого спектра продукции.

Второй подразумевает механическое измельчение резиновых изделий с получением крошки определённого фракционного состава или утилизацию взрывом.

Восстановительный ремонт: этот способ переработки автопокрышек привлекает своей высокой экономичностью и считается

ГБОУ ВО АГМА

наиболее эффективным. Подсчитано, что цена восстановленной шины на 40–55% ниже новой [18]. Даже трехкратное восстановление заметно не изменяет полезных свойств резины.

Однако этот метод не является решением проблемы, так как, с одной стороны, качественные характеристики восстановленных покрышек все же оставляют желать лучшего, а с другой стороны, рано или поздно восстановленная шина выходит из строя и ее приходится ликвидировать тем или иным способом.

Регенерация изношенных шин: в ряде случаев разделяют шины на компоненты с целью выделения и дальнейшего использования резины [15]. В этом случае обычно говорят о регенерации резины. Получаемый в результате регенерации изношенных шин продукт-девулканизат может применяться в виде резиновой крошки и в качестве наполнителя товарной резины и т.п. [17].

Утилизация целых шин: из изношенных целых шин создаются искусственные рифы, амортизирующие барьеры на дорогах, шумопоглощающие ограждения, обустраиваются детские площадки и пр.

Сжигание шин в целях получения энергии: этот метод экологами оценивается неоднозначно, так как сжигание сопровождается выделением в атмосферу соединений цинка и оксидов серы [12].

Проведение сжигания изношенных шин в специальных печах, оборудованных соответствующими фильтрами для очистки выбросов не приводит к загрязнению окружающей среды вредными выбросами.

Этот метод, учитывая огромный энергетический потенциал, считается многообещающим, несмотря на высокий уровень затрат.

Применение шин в производстве строительных материалов (цемента) [12]: технология фирмы «Бриджстоун Файрестоун» (США) позволяет получать цемент. Основным аппаратом установки является вращающаяся печь, где при температуре газов 1200-2800 ºС осуществляется сжигание целых шин или их кусков.

При сжигании изношенных шин при производстве цемента сокращается на 25 % расход ископаемых энергоносителей и снижается уровень загрязнения окружающей среды. Так как содержание кислорода в печи велико, горючие газы достаточно долго находятся в зоне сгорания, в процессе не образуется остатков вредных веществ по той причине, что сера и металл связываются в получаемом продукте.

Однако, некоторые страны отказались от применения этого метода из-за негативного влияния его на окружающую среду. В настоящее время в США из 200 существующих печей только 12 сжигают изношенные шины, несмотря на то, что затраты на замену угля изношенными шинами невелики [12].

Пиролиз [12,18]: наиболее перспективным из всех существующих методов утилизации изношенных шин является процесс пиролиза, который представляет процесс разложения органических веществ,

ГБОУ ВО АГНИ

проводимый в жестких условиях (высокая температура, без доступа воздуха) протеканием глубоких деструктивных превращений.

В процессе пиролиза резинотехнических изделий, в том числе и изношенных шин, образуются ценные виды химического сырья – обуглероженный остаток и парогазовая смесь. Газ пиролиза состоит из смеси различных газов, выделенных из сырья в процессе пиролиза, а также продуктов горения, образованных при сжигании возвратного (пиролизного) газа для нагрева сырья [19].

При химической переработке отработанных шин процессом пиролиза образуются жидкие, твёрдые, газообразные продукты и металлокорд, которые частично или полностью находят своё применение в дальнейшем.

Однако, современные установки пиролиза отработанных шин, работают по усовершенствованной технологии с высокой мощностью по сырью – 1 млн легковых шин и более в год. Это установки фирм «Энерж Рисерч Интернейшнл» и «Американ Тайррекламейшн» в США, фирмы «Хебенрисайклер» в Японии, а также установки в Канаде, Великобритании, России и т. д.

Дробление или измельчение изношенных шин в резиновую крошку: измельчение или отходов отработанных шин признается самым простым и рациональным способом их переработки, так как позволяет максимально сохранить физико-механические и химические свойства резины в продуктах переработки [12,18].

Для измельчения изношенных шин применяют различные способы, основными из которых являются: механическое дробление, водоструйный метод, низкотемпературная криогенная технология, бародеструкционный метод, взрывоциркулярная технология дробления, озонный метод и др. [7, 20].

На протяжении более сотни лет прилагались многочисленные усилия для того, чтобы объединить резину с битумами и асфальтами в целях ее утилизации и придания вяжущим материалам резиноподобных свойств.

Было разработано множество технологических схем прямого введения резины в асфальтобетонные смеси, использования резиновой крошки как наполнителя в дорожно-строительных материалах, которые позволили проверить эти разработки на сотнях экспериментальных участков дорог, покрытий мостов и аэродромов.

Вначале все было хорошо, но затем стало происходить медленное разбухание частиц резины, запертых в структуре асфальта. Покрытия при таких внутренних нагрузках теряли свою плотность и быстро разрушались. Ничем не связанные резиновые частицы выкрашивались из асфальтов и практически в неизменном виде разносились ветром, загрязняя окрестности.

В процессе разложения и девулканизации резины в битумах при высоких температурах происходил выброс токсичных веществ,

ГБОУ ВО АГИИ

содержащихся в резине и образующихся в процессе девулканизации. Низкомолекулярные каучуковые фрагменты одновременно пластифицировали битум, понижая и без того низкие сдвиговые показатели и адгезию.

Кроме того, мелкодисперсная сажа из резины при попадании в битум становилась дополнительным источником центров кристаллизации, резко понижая стабильность вяжущих и устойчивость к старению под действием факторов окружающей среды.

По тем же причинам не оправдали себя и способы введения в битумы ультрадисперсных резиновых порошков с сильно развитой и модифицированной поверхностью. При введении таких высокоактивных добавок существенно изменялись привычные приемы обращения с битумными вяжущими, например, резко сокращался их срок хранения.

Кроме этого, благодаря сложным и малоэффективным методам получения такие субмикронные порошки имели очень высокую стоимость. Таким образом, более чем вековой отрицательный опыт применения резиновых отходов в дорожном строительстве скомпрометировал в глазах специалистов-дорожников саму идею использования резины (вулканизированного каучука) в дорожных материалах.

Среди указанных направлений переработки шин мы считаем, что именно получение из отработанных шин резиновой крошки и порошка является перспективным направлением утилизации, так как это не приводит к вторичному загрязнению окружающей среды как процесс пиролиза и сжигание, с одной стороны, а также позволяет получить ценные резинонаполненные компоненты в отличие от других методов [53].

Нами в рамках договора №13-10/1015-1 от 15.10.2018 г., заключенным между ГГНТУ имени акад. М.Д. Миллиощикова и ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина на проведение научно-исследовательской работы «Разработка метода комбинированной утилизации резинотехнических изделий (РТИ) и остатков переработки нефти с получением битумов улучшенных эксплуатационных свойств» проводятся исследования по применения резиновой крошки для улучшения эксплуатационных свойств дорожных битумов. Предварительные исследования, проведенные кафедрой ХТНГ по модифицированию битумных вяжущих резиновой крошкой, полученной методом измельчения изношенных шин, показывают перспективность применения резиновой крошки для повышения физико-химических показателей нефтяного дорожного битума.

ЛИТЕРАТУРА

1. Разгон Д.Р. Переработка изношенных шин: состояние и перспективы //ТБ. 2008. -№5. – С.12-15.

ГБОУ ВО АГИИ

2. Переработка шин в России и мире (по материалам исследовательской компании «Текарт» // Твердые бытовые отходы. - 2018. - – № 6. - 2018. – С.32-36.
3. Аметов И.Э., Абхаирова С.В. Технология механотермической переработки автомобильных шин // Ученые записки Крымского инженерно-педагогического университета. – 2016. – № 2 (52).-С.64-69.
4. Технологии переработки изношенных шин [Электронный ресурс] // Cleandex.22.07.2010. – Режим доступа: http://www.cleandex.ru.
5. Усовершенствованная, криогенно-озонная технология и установка для переработки изношенных шин [Электронный ресурс] // Scientific-Engineering Center. – Режим доступа: http://scientific.ru/technol/shina.html
6. Папин А.В., Игнатова А.Ю., Макаревич Е.А. Пути утилизации отработанных автошин и анализ возможности использования технического углерода пиролиза отработанных автошин // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2015. – № 2 (108). – С. 97–100.
7. Азарова С.В., Перегудина Е.В., Мельникова Е.А. Рециклинг отработанных автомобильных шин // Молодой ученый. - 2015. - №11(91). – С.532-534.
8. Зимин Е.В. Переработка автомобильных покрышек и бетонного лома в интересах эколого-ориентированного инновационного развития //Вестник университета. -2017. -№1. - С.25-30.
9. Останин О.А. Останина Е.В. Проблемы переработки отработанных шин в России // Материала X Международной научно-практической конференции «Безопасность жизнедеятельности предприятий в промышленно развитых регионах». – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева. - 2013. – С.289-292.
10. Тарасова Т.Ф. Чапалда Д.И. Экологическое значение и решение проблемы переработки изношенных автошин // Вестник Оренбургского государственного университета. -2006. -№2. – С.130-135.
11. Шулдякова К. А. Утилизация изношенных автомобильных шин в России // Молодой ученый. -2016. - №26 (130) -С. 739-742.
12. Валуев Д.В., Ананьева О.Р. Перспективы переработки автомобильных покрышек // Вестник науки Сибири. - 2011. -31(1). –С. 699-704.
13. Вольфсон, С. И. Методы утилизации шин и резинотехнических изделий / С. И. Вольфсон, Е. А. Фафурина, А. В. Фафурин // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 1. – С. 74-79.
14. Боравский, Б. В. Изношенные автопокрышки: методы переработки // Твердые бытовые отходы. – 2007. – № 4. – С. 4-5.
15. Демьянова, В. С. Перспективы рециклинга автомобильных шин / В. С. Демьянова, А. Д. Гусев // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2011. – № 4. – С. 74-79.

ГБОУ ВО АГИУ

16. Волынкина, Е. П. Использование отработанных автомобильных покрышек / Е. П. Волынкина, С. А. Кудашкина, А. В. Незамаев // Экология и промышленность России. – 2004. – № 1. – С. 40-44.
17. Беляев В.П. Утилизация резиновой крошки из изношенных шин в контексте решения проблемы повышения качества дорожных покрытий / В.П. Беляев, А.С. Клинков, П.С. Беляев, Д.Л. Полушкин // Глобальный научный потенциал. – 2012. – № 19. – С. 169-171.
18. Малахов В. М. Городские отходы в России: состояние, проблемы, пути решения: аналит. обзор / В. М. Малахов, А. Г. Гриценко, С. В. Дружинин, Федер. гос. бюджет. учреждение науки Гос. публич. науч.техн. б-ка Сиб. отд-ния Рос. акад. наук. – Новосибирск: ГПНТБ СО РАН, 2012. Сер. Экология. Вып. 98– 126 с.
19. Попов В.С., Папин А.В., Игнатова А.Ю. Анализ возможности получения брикетированного топлива из отходов пиролиза автошин с использованием связующего - вторичного полимера // Вестник Кузбасского государственного технологического университета. - 2016. - №1. – С.172-178.
20. Федосеев, И.В. Технологии утилизации отработанных резинотехнических изделий /И.В.Федосеев [и др.] // Химия и химическая технология. – 2013. –Том 56. – С. 117–120.

УДК 547.56

СИНТЕЗ ПРОПАРГИЛОВЫХ ЭФИРОВ АЛКЕНИЛФЕНОЛОВ И ИССЛЕДОВАНИЕ ИХ В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ И АНТИМИКРОБНЫХ ПРИСАДОК К СМАЗОЧНО-ОХЛАЖДАЮЩИМ ЖИДКОСТЯМ

SYNTHESIS OF ALKENYLPHENOL PROPARGYL ETHERS AND STUDY OF THEM AS CORROSION INHIBITORS AND ANTIMICROBIAL ADDITIVES TO LUBRICANT-COOLING FLUIDS

М.Р. Байрамов, В.М. Фарзалиев, Г.М. Мехтиева, Г.М. Алиева, М.А. Агаева
(M.R. Bayramov, V.M. Farzaliev, G.M. Mehdiyev, G.M. Alieva, M.A. Agaeva)
Бакинский Государственный Университет, Баку, Азербайджан
(Baku State University, Baku, Azerbaijan)

Одной из актуальных проблем нефтяной промышленности является коррозия используемых скважин, трубопроводов и др. металлических кострукций под воздействием солей, H_2S, CO_2, альдегидов, кислот и жизнедеятельности многочисленных микроорганизмов.

Ежегодные потери металла и особенно стали марки Ст.3, используемого в качестве недорогого конструкционного материала, от

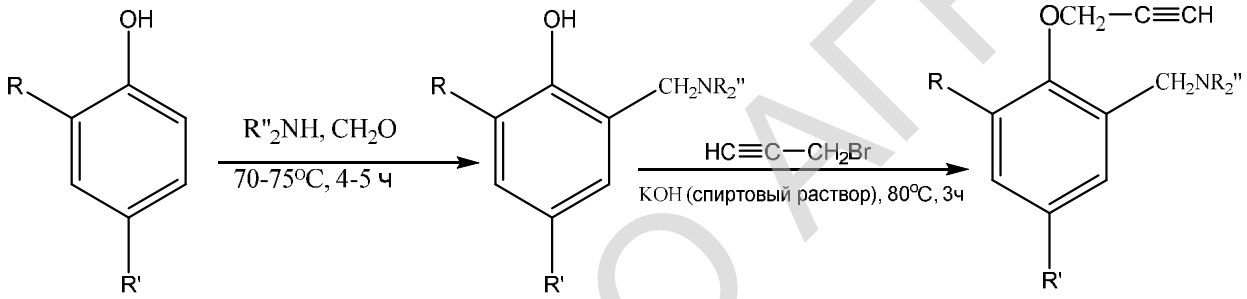
ГБОУВО АГИИ

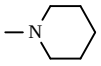
электрохимической коррозии и биокоррозии огромны, требуются большие капиталловложения для замены вышедшего из строя оборудования.

Несмотря на то, что было разработано большое количество ингибиторов коррозии и антимикробных присадок к нефтепродуктам, ассортимент реагентов, обладающих бифункциональным действием - одновременно противокоррозионными и биоцидными (антимикробными) свойствами, весьма ограничен.

Между тем, создание новых ингибиторов би- и полифункционального действия и их успешное использование позволит решить ряд важных технических задач.

В докладе приводится синтез ряда органических соединений на основе 2-аллил- и 2-пропенилфенолов и их метилзамещенных производных с выходом 77,6-94%, содержащих в структурах одновременно аминометильную группу и фрагменты с C=C и C≡C-связями по схеме:



где R= -CH=CH-CH_3; =-CH_2-CH=CH_2; R'= H, CH_3; R"= C_2H_5 $NR"_2$ =  ; $NR"_2$=

Структуры их подтверждены данными ЯМР-спектроскопии.

Синтезированные соединения исследованы в качестве ингибиторов кислотной коррозии стали Ст.3 и антимикробных присадок к смазочно-охлаждающим жидкостям. Установлено, что наилучшими защитными свойствами среди них обладает 1-пропенил-2-пропаргилокси-3-диэтиламинометилбензол. При его концентрации 0,01 и 0,05 г•л-1, степень защиты от коррозии стали Ст.3 в 1Н H2SO4 составляет соответственно 92.0 и 99.6% (при 25°С) и 70.0 и 98.7% (при 60°С).

При исследовании антимикробных свойств соединений I-IV и VIII выявлено, что соединения I-IV (в концентрациях 0,25 - 1%) обладают только бактерицидными свойствами, в отличие от соединения VIII – 1-метил-3-аллил-4-пропаргилокси-5-морфолинометилбензола, обладающего высокими бактерицидными и фунгицидными свойствами.

Показано, что некоторые соединения по бактерицидной эффективности, а другие одновременно по бактерицидной и фунгицидной эффективности значительно превосходят известную антимикробную присадку – 8-гидроксихинолин (эталон) в идентичных концентрациях.

ГБОУ ВО АГНИ

Работа выполнена при финансовой поддержке Фонда Развития Науки при Президенте Азербайджанской Республики-Грант № EIF/MQM/Elm-Tehsil-1-2016-1(26)-71/01/3

УДК 553.98

ОЦЕНКА ЕМКОСТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ АПТСКОГО ГОРИЗОНТА

ESTIMATION OF THE CAPACITIVE-FILTERING PROPERTIES OF THE ROCKS OF THE APTIC HORIZON RESERVOIRS

И.И. Босиков, Р.В. Клюев
(Igor I. Bosikov, Roman V. Klyuev)
ФГБОУ ВО «Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет)», г. Владикавказ
(North-Caucasian Institute of mining and metallurgy (State Technological University))

В статье показаны исследования целью которых является изучение емкостно-фильтрационных свойств пород коллекторов аптского горизонта пласта $К_1$VIII в пределах Ковыльного месторождения. Исходными данными послужили емкостно-фильтрационные и геолого-геофизические параметры в пределах вскрытых пород коллекторов аптского горизонта пласта $К_1$VIII, по скважинам №Р18 и №Р32 , которые были пробурены на поисково-оценочной стадии работ: коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, удельное сопротивление породы, нефтенасыщенная толщина.

The article shows the research, the purpose of which is to study the reservoir-filtration properties of the reservoir rocks of the Aptian horizon of the K1VIII formation within the Kovylnoe field. The initial data were the reservoir-filtration and geological-geophysical parameters within the open rocks of the reservoirs of the Aptian horizon of the K1VIII formation, for wells No.P18 and No.P32, which were drilled at the prospecting and evaluation stage of work: porosity coefficient, permeability coefficient, rock resistivity, oil saturated thickness.

Ключевые слова: *коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, удельное сопротивление породы, емкостно-фильтрационные и геолого-геофизические параметры*

Key words*: porosity coefficient, permeability coefficient, rock resistivity, reservoir-filtration and geological-geophysical parameters*

Авторами проведена оценка емкостно-фильтрационных и геолого-геофизических параметров пород коллекторов аптского горизонта Ковыльного месторождения, с аналогичными породами Восточно-Безводненского месторождения.

ГБОУ ВО АГНИ

Для выполнения поставленной задачи, были построены графики изменчивости емкостно-фильтрационных и геолого-геофизических параметров и проведен их корреляционный анализ [1-3].

Для этого были использованы данные ГИС и данные лабораторных исследований керна коллекторов, полученные при бурении скважины №18 и №32 Ковыльного месторождения. Продуктивный аптский горизонтпласта $К_1$VIII хорошо освещен керновым материалом. Для всех образцов в лабораторных условиях определены: коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, удельное сопротивление и определены эффективные толщины [3-5].

Апсткий продуктивный горизонт на Ковыльном месторождении литологически представлен толщей переслаивания песчаников светло-серых и зеленовато-серых, мелко- и среднезернистых, кварцево-глауконитовых, нефтенасыщенных, с отпечатками фауны, с аргиллитами темно-серыми, слабо алевритистыми, слоистыми с отпечатками фауны и флоры плохой сохранности и алевролитами темно-серыми, глинистыми, слюдистыми массивными, с редкими тонкими прослоями песчаника или темно-серого аргиллита.

В образцах керна наблюдаются вертикальные трещины, выполненные кальцитом. Так же встречаются прослои песчаника, разнозернистого, слюдистого, с редкими включениями глауконита и углистого материала.

Известняки в основном, микрозернистой структуры с неровным раковистым изломом. Встречаются включения сферовых органогенных образований, количество которых различно на различных участках - от 10-15% до 25-70%. Наблюдаются редкие вторичные пустоты выщелачивания, неравномерно расположенные в породе, между собой не связанные, овально-округлой формы, размером 0,02-0,3 мм, образовавшиеся за счет растворения кальцита.

Аллотигенные компоненты песчаника представлены кварцем, полевыми шпатами, слюдистыми минералами и акцессорными минералами. Эксплутационные объекты соседних месторождений, аналогичного возраста имеют сходный вещественный состав.

Техническая часть. Помимо исследования кернов, для оценки коллекторских свойств использовались результаты геофизических исследований (ГИС), данные гидродинамических исследований скважин Ковыльного месторождения [5-7]. Используя данные лабораторных исследований были построены графики (рис. 1 - 4).

РЕПОЗИТОРИЙ

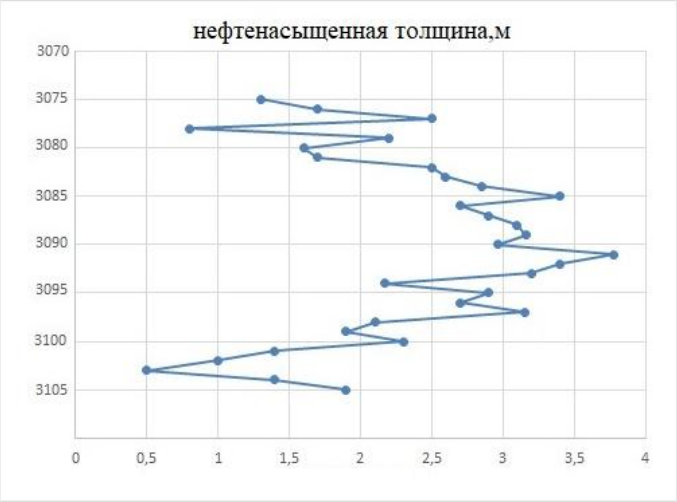


Рисунок 1 - График изменчивости нефтенасыщенной толщины с изменением глубины по скважине №18 район Ковыльное.

На графике коэффициента пористости породы наблюдается увеличение значения в интервале апсткого горизонта пласта $К_1$VIII (от 3080 до 3095). Максимальное значение наблюдается в интервале 3085 и 3091.

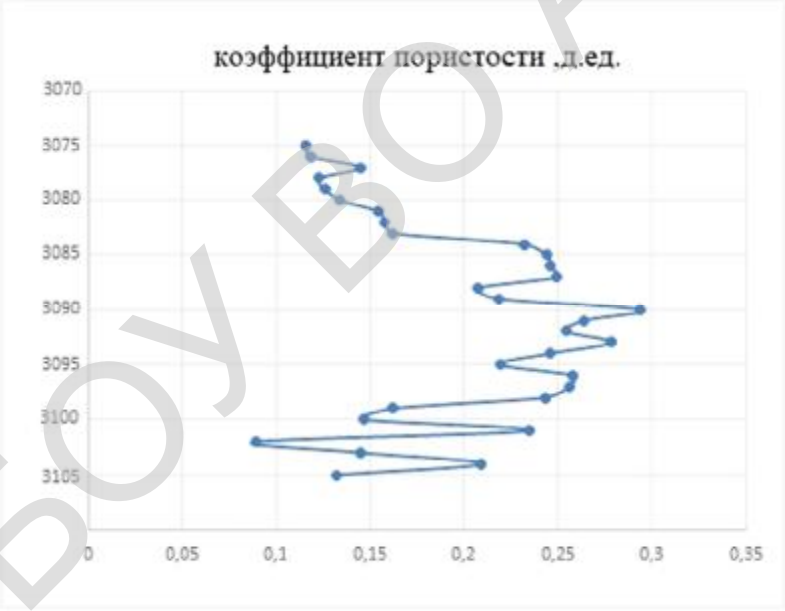


Рисунок 1 - График изменчивости коэффициента пористости пород с изменением глубины по скважине №18 Ковыльное.

На графике удельного сопротивления породы наблюдается увеличение значения в интервалеапсткого горизонта пласта $К_1$VIII от 3084 до 3097. Максимальное значение замечено на глубине 3090.

ГБОУ ВО АГНИ

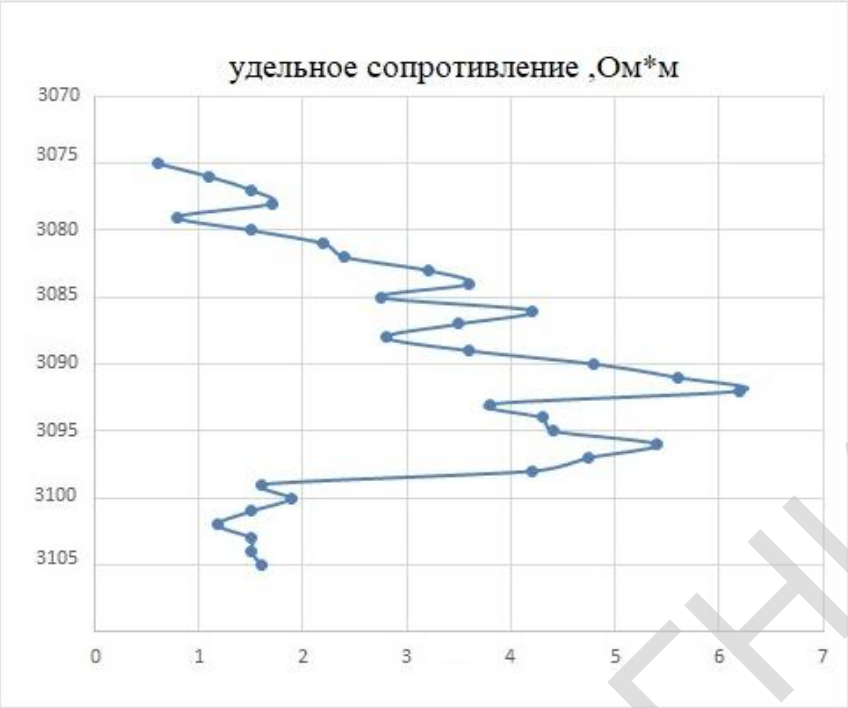


Рисунок 3 - График изменчивости относительного сопротивления пород с изменением глубины по скважине №18 Ковыльное.

На графике относительного сопротивления породы наблюдается увеличение значения в интервале апсткого горизонта пласта $К_1$VIII от 3086 до 3098. Максимальное значение замечено на глубине 3092 м.

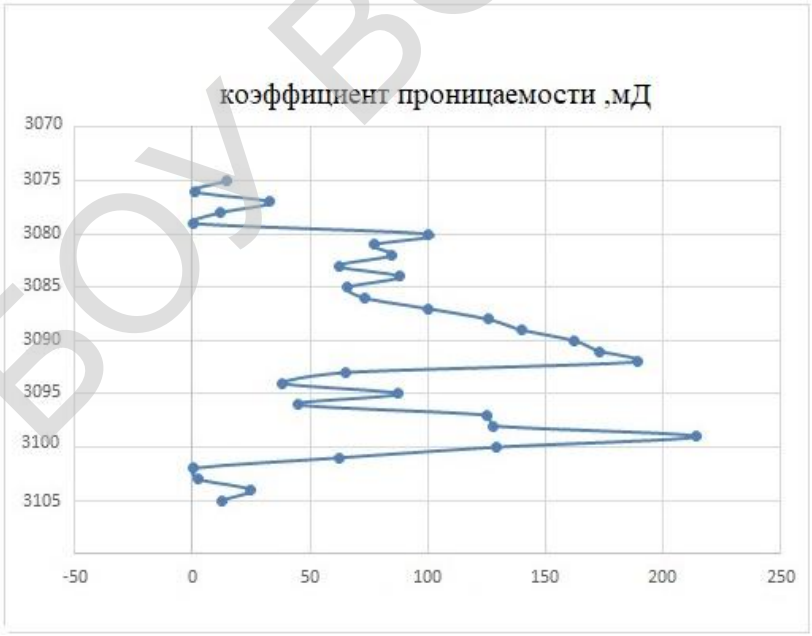


Рисунок 4 - График изменчивости коэффициента проницаемости с изменением глубины по скважине №18 Ковыльное.

На графике изменчивости коэффициента проницаемости породы наблюдается увеличение значения в интервале апсткого горизонта пласта $К_1$VIII от 3087 до 3101. Максимальное значение замечено на глубине 3099 м.

ГБОУ ВО АГНИ

По результатам анализа графиков распределения показателей в скважине №1Ковыльное можно сделать вывод, что пласт не однороден, встречаются прослои аргиллитов с другими емкостно-фильтрационными и геофизическими характеристиками. Интервал 3080-3090 является нефтеносным горизонтом, на что указывают повышенные значения относительного сопротивления [8-10].

Заключение. Значимой положительной корреляционной связью обладают следующие пары параметров: коэффициент пористости и нефтенасыщенная толщина пород, удельное сопротивление пород и коэффициент пористости, удельное сопротивление и нефтенасыщенная толщина.

Наблюдается зависимость пористости от сопротивления, что указывает на наличие в породах коллектора углеводородов, т.е. с увеличением пористости увеличивается сопротивление, что так же наблюдается на графиках.

Оценив распределение показателей на Ковыльном месторождении по двум скважинам (№18 и №32) по одному горизонту можно сделать вывод, что эти показатели различаются очень слабо, что свидетельствует об однородности свойств пласта. Качественные показатели остаются без изменения. Таким образом на территории Ковыльное можно ожидать схожие показатели в пределах всего участка разведываемого пласта $К_1$VIII

ЛИТЕРАТУРА

1. Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов [Электронный ресурс] :учеб. для вузов /И.П. Чоловский, Ю.И. Брагин, М.М. Иванова. - М.: Изд-во «Нефть и газ», .-2006. - 680с.

2. Гиматудинов Ш. К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. М.: Недра, 1983, 455 с.

3. Dranchuk P.M., Abu–Kassem J.H. Calculation of Z–factors for natural gases using equations of state // J. Cdn. Pet. Tech. 1975. Vol.14. Pp. 34–36.

4. Brill J.P. Multiphase flow in wells. SPE, 1999. 384 p.

5. Standing M.B. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, SPE, 1981. 124 p.

6. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005 - 720с.

7. Босиков И.И., Клюев Р.В., Егорова Е.В. Оценка перспектив нефтегазоносности северо-восточного блока Южно-Хулымского месторождения. Устойчивое развитие горных территорий. 2019. Т. 11. № 1 (39). С. 7-14

8. Bosikov I.I., Klyuev R.V., Kelekhsaev V.B. Method for determining of the ventilation object transfer function according to normal operation (by the example of mining and processing complex) В сборнике: 2017 International

РЕПОЗИТОРИЙ ВОГТУ

Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 - Proceedings electronic edition. 2017. С. 8076113
9. Кожиев Х.Х., Босиков И.И. Комплексный показатель перспективности разработки участков месторождений полезных ископаемых. Горный журнал. 2017. № 2. С. 30-32

УДК 553.98.048

ВЛИЯНИЕ ГЛИНИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРА НА ОПТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ

INFLUENCE OF RESERVOIR CLAY CONTENT ON THE PRODUCED OIL OPTICAL PROPERTIES

Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, И.В. Валиуллин, И.Р. Раупов
(Ramis Burkhanov, Azat Lutfullin, Ilsur Valiullin, Inzir Raupov)
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», ПАО «Татнефть», ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»
(Almeyevsk State Oil Institute, Public Joint Stock Company TATNEFT, Saint-Petersburg Mining University)

В работе рассматривается влияние глинистости коллектора на оптические свойств добываемой нефти на примере нефтяных месторождений Республики Татарстан. В качестве оптических свойств нефти рассматриваются коэффициент светопоглощения и его статистические производные. В качестве параметров, характеризующих глинистость, предложены коэффициент объемной глинистости и амплитуда диаграммы гамма-каротажа. Установлено, что с увеличением глинистости коллектора значения коэффициентов светопоглощения возрастают, а параметры, характеризующие неоднородность добываемой нефти по коэффициенту светопоглощения убывают.

The paper examines the effect of reservoir clay content on the produced oil optical properties on the Republic Tatarstan oil fields examples. Light absorption coefficient and its statistical derivatives are considered as oil optical properties. The volumetric clay content coefficients and gamma-ray logging amplitudes are proposed as the clay content parameters. It was found, that the clay content increase, the values of the oil light absorption coefficient increase, and the parameters characterizing the oil inhomogeneity in the light absorption decrease.

Ключевые слова: *коэффициент светопоглощения, коэффициент глинистости, нефтяное месторождение, коллектор, коэффициент вариации*

Key words: *light absorption coefficient, clay content coefficient, oil field, reservoir, coefficient of variation*

ГБОУ ВО АГНИ

Наиболее востребованным в научных и практических целях оптическим свойством нефти является коэффициент светопоглощения ($к_{сп}$, $см^{-1}$), который измеряется в видимой, в ближней инфракрасной и ультрафиолетовой зонах спектра для монохроматического или непрерывного спектра световых волн. В лабораторных условиях $к_{сп}$ определяются на пробах нефти, после предварительного обезвоживания, с помощью фотоколориметров и спектрометров различных конструкций, порядок работы с которым изложен в многочисленных научных трудах и технических инструкциях [1]. Разрабатываются способы измерения $к_{сп}$ в промысловых условиях [2]. В процессе измерений накапливается значительное число измерений для полноценной статистической обработки данных по известным формулам для вычисления средних квадратических значений ($к_{ск}$, $см^{-1}$), средних квадратических отклонений ($\sigma к_{сп}$, $см^{-1}$) и коэффициента вариации (V_σ, %) $к_{сп}$ [4].

На оптические свойства и статистические показатели $к_{сп}$ добываемой нефти влияют комплекс взаимосвязанных геологических и технологических фактором, одним из таких факторов является глинистость коллектора [4]. Для пород нефтяных и газовых месторождений определяют содержание пелитовой фракции менее 0.01 мм, представленной глинистыми минералами каолином, монтмориллонитом, гидрослюдами, палыгорскитом, иллитом или бентонитом, основной особенностью которых является слоистая кристаллическая структура [5]. Количественными характеристиками глинистости являются весовой и объемный коэффициенты глинистости [6]. Весовой коэффициент определяют с помощью различных видов седиментационного анализа на образцах кернов в лабораторных условиях [7]. Для определения объемного коэффициента глинистости пласта используют метод гамма каротажа, основанного на измерении естественного γ-излучения пород, который повышен в глинистых породах из-за их способности адсорбировать радиоактивные изотопы [8]. В зависимости от типа глин заполнение порового пространства глинистым материалом происходит по-разному. Наиболее благоприятен дискретный тип (каолинит) в отличие от волокнистого (иллит), заполняющего поры в виде перемычек между песчаными зернами. Линейчатый тип заполнения характерен для хлорита. При структурном типе заполнения частички плотной глинистой породы равномерно распределяются в породе. Слоистый тип является причиной послойной неоднородности пласта по проницаемости, нередко приводит к резкому снижению проницаемости пласта в целом. При дисперсном типе заполнения тонко-диспергированный глинистый материал заполняет поровое пространство. Пористость глинистой компоненты определяется для пород, в которых глинистый материал играет роль цемента. Надежные методы определения пористости глинистой компоненты не разработаны. В некоторых случаях определяют содержание и более мелких фракций, если их содержание в породе превышает 10-20 %.

ГБОУВО АГНИ

Глинистость пласта характеризует интенсивность гамма излучения, определяемая по диаграмме гамма метода $А_{гк}$ в мкр/час [9]. На примерах месторождений Республики Татарстан установлено, что для коллекторов с повышенной глинистостью как правило характерно более повышенные значения $к_{сп}$ и пониженные значения статистических параметров $к_{сп}$, отвечающих за неоднородность добываемой нефти [10].

Архангельское месторождение является крупнейшим месторождением высоковязкой нефти Республики Татарстан [11]. Залежи нефти установлены в терригенных отложениях тульского и наиболее продуктивные отложения месторождения сложены песчаниками, которые представлены кондиционными (слабосцементированными песчаниками) или глинистыми (алевролитами и глинистыми песчаниками) разностями толщиной до 10 и более метров. Значения $А_{гк}$ продуктивных пластов варьируют в интервале значений 1,5-8, повышенным значениям $А_{гк}$ соответствуют повышенные значения глинистости и пониженные значения проницаемости коллекторов [12]. Выделяются объекты с пониженными (менее 3,5) и повышенными (3,5-8) значениями $А_{гк}$, а также объекты, для которых характерны сильная неоднородность по величине $А_{гк}$. Для нефти объектов с пониженными значениями $А_{гк}$ характерны повышенные значения V_{σ} (более 45 %) и $\sigma к_{сп}$. Пониженным значением $А_{гк}$ (менее 4,5) соответствуют повышенные значения $\sigma к_{сп}$ (125-250 $см^{-1}$). И, наоборот, повышенным значениям $А_{гк}$ часто соответствуют пониженные значения $\sigma к_{сп}$ (50-125 $см^{-1}$). Нефть, поступающая в добывающие скважины из прослоев или участков коллекторов с повышенной глинистостью (следовательно, из более низкопроницаемых участков и прослоев) характеризуется пониженными значениями $\sigma к_{сп}$ и V_{σ} (иногда повышенными значениями $к_{сп}$) и наоборот. 2. Нефть, поступающая из прослоев или участков коллекторов с улучшенными емкостно-фильтрационными характеристиками, отличается сильной неоднородностью по ксп (повышенные значения V_{σ} и $\sigma к_{сп}$).

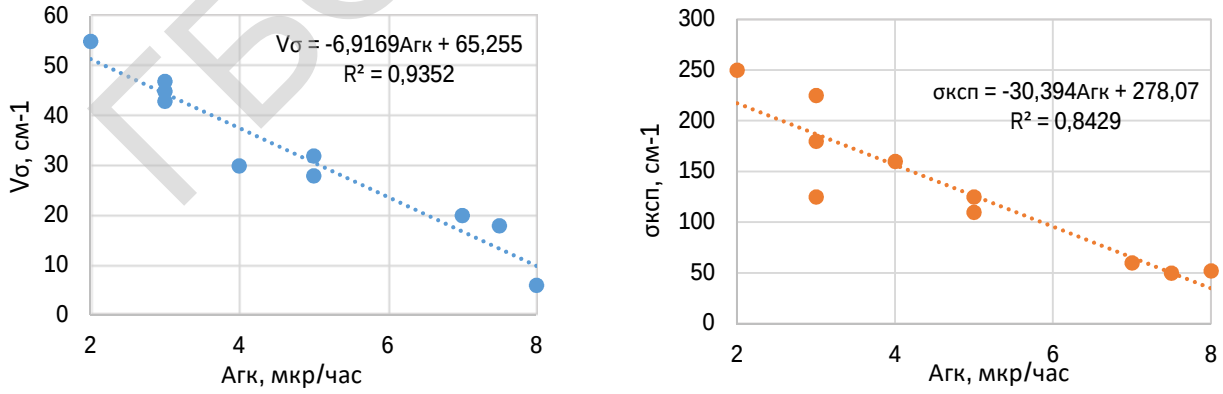


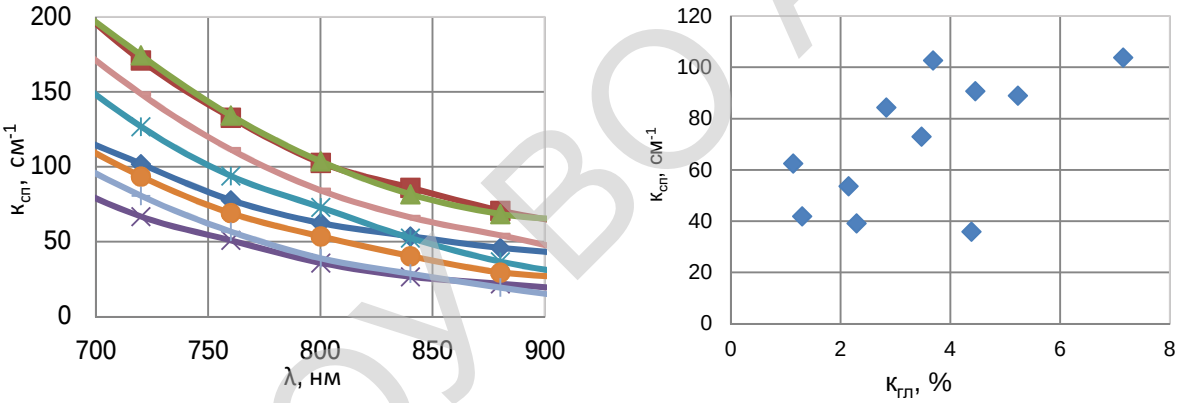
Рисунок 1 - Корреляция V_{σ} и $\sigma к_{сп}$ нефти и $А_{гк}$ коллектора на примере Архангельского месторождения

На Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения влияние глинистости на $к_{сп}$ добываемой нефти изучено на площадке из

ГБОУ ВО АГНА

50 добывающих скважин, в которых качестве эксплуатационного объекта выделяются пласты горизонтов $Д_о$ и $Д_1$. В период отбора проб на участке не велись закачка реагентов, другие опытные или ремонтные работы, которые могли бы повлиять на свойства добываемой нефти. Для группы скважин в которых накопленная добыча $Q_{нн}$ не превышает 13 000 *m* были отмечены повышенные значения $к_{сп}$ нефти (рисунок 2). Было установлено снижение $к_{сп}$ нефти с увеличением коэффициента глинистости $к_г$ коллектора (рисунок 2).

На Ерсубайкинском месторождении, в качестве эксплуатационного объекта выделен тульский горизонт, сложенный песчаниками и алевролитам. Применяются раздельный (пласт выделяется в скважине в самостоятельный объект разработки) и совместный (ведется совместная выработка тульского и турнейского пластов с помощью схем верхнего заканчивания - ОРД) способы его разработки [13]. Породы отличаются повышенной глинистостью, коэффициент объемной глинистости изменяется в пределах 0.5-18.4 %, с увеличением $к_{гл}$ коэффициент общей пористости уменьшается. Объемная глинистость тульских пород по данным гамма-каротажа варьирует в широких пределах и изменяется от 0.3 до 6.4, а в некоторых интервалах до 10.7 %.



а б

Рис.2 - Спектры поглощения нефти и влияние $к_{гл}$ на $к_{сп}$ добываемой нефти

Установлено, что с увеличением глинистости $к_{сп}$ добываемой нефти увеличивается

$$(к_{сп})_{500} = 29{,}463к_{гл\ тл}+1030, \quad (1)$$

где: $к_{гл\ тл}$ - коэффициент глинистости пород, %; $(к_{сп})_{500}$ – коэффициент светопоглощения нефти при 500 нм, $см^{-1}$. $К_{сп}$ скважин с ОРД, в которых ведется эксплуатация тульского но и карбонатного турнейского пласта, также зависит от глинистости терригенного коллектора. С увеличением глинистости пласта $к_{сп}$ нефти возрастает, зависимость имеет логарифмически характер

$$(к_{сп})_{400}=105{,}88\cdot Ln\ (к_{гл\ тл})+704,\ 27 \quad (2)$$

где $к_{гл\ тл}$ – глинистость тульского пласта, %.

ГБОУВО АГНИ

Увеличение $к_{сп}$ нефти с увеличением глинистости связано с возрастанием поровой поверхности и ее адсорбционной способности, приводящей к увеличению в нефти доли асфальто-смолистой компоненты. Увеличение $к_{сп}$ добываемой нефти в процессе разработки может свидетельствовать о вовлечении в разработку малопроницаемых глинистых коллекторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений/ В.В. Девликамов, И.Л. Мархасин, Г.А. Бабалян. – М.: Изд–во «Недра», 1970. –160 с.

2. Раупов И.Р. Разработка мобильного устройства для измерения оптических свойств нефти при решении геолого-промысловых задач/ И.Р. Раупов, Н.К. Кондрашева, Р.Н. Бурханов// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 3. – С. 17–32.

3. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. – М.: Недра, 1966. – 206 с.

4. Бурханов Р.Н., Лутфуллин А.А., Максютин А.В. Исследования оптических свойств нефти для разведки и контроля разработки месторождений/Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, А.В. Максютин. - Казань: Издательство «Фэн» Академии наук РеспубликиТатарстан 2020.-272 с.

5. Бетехтин А.Г. Курс минералогии: учебное пособие/А.Г. Бетехтин; под ред. Б.И Пирогова и Б.Б. Шкурского. -3-е изд., исправ. и доп.-М.: ИД КДУ, 2014. -736 с.

6. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – 2–е изд., перераб. – М.: Недра, 1981. – 182 с.

7. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – 4 изд, стереотипное. Перепечатка с третьего издания 1982 г. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 311 с.

8. Гудок С.Н. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород / С.Н. Гудок, Н.Н. Богданович, В.Г. Мартынов: Учеб. Пособие для вузов. – М.: «НедраБизнесцентр», 2007. – 592 с.

9. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Учебник для Вузов. 2-е изд., перераб. – М.: Недра, 1982. – 448 с

10. Бурханов Р.Н. Влияние глинистости коллектора на коэффициент светопоглощения добываемой нефти // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – Т.XIV. – Альметьевск: АГНИ, 2015. –С.283–286.

11. Смыков В.В. Особенности организации добычи высоковязких нефтей при разработке месторождений с трудно извлекаемыми запасам/ В.В. Смыков, Р.Х. Халимов, Р.Х. Саетгараев и др. – Ижевск: Изд–во ООО ИД «Альфа», 2013.

РОУБО АГНИ

12. Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т., Валиуллин И.В. Применение оптического метода в геолого-промысловых целях / Р.Н. Бурханов, М.Т. Ханнанов, И.В. Валиуллин // Известия вузов. Нефть и газ. – 2006. – №1. – С.4–10.
13. Бурханов Р.Н. Ибрагимов И.И. Результаты исследований рекомбинированных и природных углеводородных смесей Есубайкинского месторождения//Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe. 2016. Т. 10. № 3. С. 147-151

УДК 622

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х

MINING-AND-GEOLOGICAL CONDITIONS FOR HOLE DRILLING
CASE STUDY A FIELD X

С.Р. Гизатуллина, Э.Р. Зинатуллина, А.С. Петрук, Э.Р. Султанова
(S.R. Gizatullina, E.R. Zunatullina, A.S. Petruk, E.R. Sultanova)
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
(Ufa state petroleum technological university)

В данной статье рассматривается анализ горно-геологических условий для качественной и безаварийной проводки скважин на месторождении Х. Приведен один из видов осложнений, встречающихся на месторождениях при бурении скважин, также сделан выбор конструкции скважины.

This article examines the analysis of mining-and-geological conditions for high-quality and trouble-free drilling at the X field. One of the types of drilling trouble in the fields during well drilling is presented, and the choice of the well plan is also made.

Ключевые слова: *конструкция скважины, проводка скважин, соленосные толщи, горно-геологические условия, осложнения при бурении*

Key words: *well plan, hole drilling, salt deposits, mining-and-geological conditions, drilling trouble*

Актуальность исследования определяется тем, что выбор и обоснование конструкции скважин является важным мероприятием, которому следует уделять большое внимание на этапе предпроектных работ и при проектировании строительства скважин. Поскольку некорректный подбор конструкции будущей разведочной или эксплуатационной скважины повлечет за собой не только возникновение

ГБОУ ВО ГГИ

геологических и технологических осложнений во время бурения, добычи углеводородов, но и изменение стоимости скважины [1], [2].

Понятие горно-геологические условия вмещает в себя: литолого-стратиграфическую характеристику пластов, условия залегания пород в разрезе, составы флюида, а именно: физико-химические, реологические свойства пород, а также температура и давление. Совокупность данных факторов в большей степени оказывает влияние на устойчивость стенок скважин и обсадных колонн, флюидопроявления и поглощения промывочной жидкости. Поэтому необходимо определять конструкцию нефтяных и газовых скважин, а также технологию и проводки, и крепления.

Предполагаемая конструкция скважины должна соответствовать определённым требованиям. Самыми значимыми являются: 1. Экономичность 2. Проведение буровых и дальнейших работ без осложнений, качественное вскрытие продуктивного пласта. Кроме того, на выбор конструкции влияет: 1. Назначение скважины (Цель бурения) 2. Тип полезного ископаемого, который будет добываться с помощью данной скважины 3. Литология и физико-механические свойства горных пород на рассматриваемом локальном участке 4. Типоразмеры специальных снарядов по полезному ископаемому 5. Типоразмеры для качественного и безаварийного проведения геофизических исследований скважин 6. Типоразмеры гидрогеологических приборов для проведения и взятия проб при интенсификации пластового флюида. Оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважин определяются количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород. Исходя из вышеперечисленных факторов, которые влияют на выбор конструкции скважин и качество бурения, можно сделать вывод о том, что анализ близлежащих ранее пробуренных скважин является неотъемлемой частью составления рабочего проекта на строительство скважин, которому необходимо уделять особое внимание.

Конструкцию скважины необходимо учитывать так, чтобы она могла обеспечивать возможность проведения различных исследований: полного комплекса геофизическихи гидродинамических, испытаний на приток флюида как в открытом стволе, как и в эксплуатационной колонне. А также возможность отбора глубинных проб нефти и перевода скважины в категорию эксплуатационных.

В данном докладе анализ горногеологических условий для проводки скважин будет рассмотрен на примере месторождения Х. Выбранное месторождение располагается в Оренбургском районе. Литолого-стратиграфический разрез представлен переслаивающимися терригенными и карбонатными породами. В качестве геологических осложнений на месторождении могут встречаться соленосные породы, приуроченные к кунгурскому ярусу иреньскому горизонту, нефте-, газо-,

ГБОУ ВО АГИИ

водопроявления, прихватоопасные зоны, возможность осыпей и обвалов стенок скважины, которые в основном относятся к отложениям пермского и каменноугольного возраста. Необходимо отметить, что соленосные толщи иреньского горизонта при взаимодействии с пластами водонасыщенных горных пород образуется рапа. Рапа представляет собой очень насыщенный раствор соли, по консистенции напоминающий гель. Рапопровляние влечет за собой серьезные осложнения и аварии во время строительства скважин, если не проведен на анализ горно-геологических условий близлежащих скважин на этапе составления проекта [4].

На сегодняшний день известны 2 способа выявления зон проявлений рап:

Первый способ прогнозирования - с помощью построения карт толщин соляных пластов и отождествления зон рапопроявлений с локальными раздувами толщин солей в присводовых и сводовых участках современных структур. Его недостатками являются малая достоверность, которая обуславливается возможностью только качественных оценок с потенциальной рапоносности антиклинальной солевой структуры.

Второй способ - выявление зон с аномально высоким пластовым давлением и повышенной влагонасыщенности разреза путем проведения комплекса геофизических исследований, выделение антиклинального поднятия со смещенными структурными планами над- и подсолевых отложений, определения контура его свода бурения скважины, проведение комплекса геофизических исследований скважин и определение зоны рапопроявлений. Недостатком является отсутствие возможности учета реальных литологических условий соленосного разреза и выделения интервалов залегания зон рапопроявлений, связанных с наличием в разрезе межсолевых пород – раповместителей [3].

Типовая конструкция скважин, которые будут строиться на данном месторождении, состоит из направления, кондуктора, промежуточной колонны и эксплуатационной колонны. Если скважина будет иметь горизонтальный профиль, то соответственно в горизонтальной части будет располагаться хвостовик, следующий после эксплуатационной колонны. Промежуточная колонна является одним из способов разобщения несовместимых условий бурения, поскольку в интервале, в котором может быть рапопроявление необходимо повысить плотность промывочной жидкости по отношению ко всему литологическому разрезу [5], [6].

Актуальность работы, а также возможность применения аналитического метода исследования горно-геологических условий заключается в том, что в настоящее время составляется целый ряд проектной документации на строительство скважин на месторождении Х. Во избежание многочисленных аварий во время процесса бурения, а

ПГУВО АГНИ

также освоения, спроектированных и пробуренных скважин, разведочных или эксплуатационных, необходимо проводить вышеописанный анализ горно-геологических условий на наличие соленосных толщ иреньского горизонта кунгурского яруса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кашапова Д.Д., Костылева Е.Г. Альтернативная энергетика как фактор экономической и политической стабильности общества // Актуальные вопросы экономики и управления в нефтегазовом бизнесе. Материалы II Всероссийской научно-практической конференции. 2019. С. 70-73.

2. Костылева Е.Г., Сидорин Н.О., Слетов П.А. Информационная и энергетическая безопасность как важная составляющая национальной безопасности // Евразийский юридический журнал. 2020. №7 (146). С.425-426.

3. Внедрение высокоэффективных полимерных реагентов при бурении скважин / Р.Д. Пулатов [и др.] // Обз. Информ. ИНТЭКа. – 1990. – С. 35.

4. Пулатов Р.Д., Мамаджанов У.Д., Пулатов Б.Р. Основные принципы бурения скважин в интервале хемогенных отложений с наличием текучих пород и рапопроявляющих зон // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2004. – № 2. – С. 17–18.

5. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / Пантелеев А. С., Козлов Н. Ф., Постоенко П. И. и др.; Кн. изд-во, 1997. - 270 с.

6. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области / Ред. коллегия: П. М. Сухаревич [и др.]. - Саратов: Приволж. кн. изд-во, 1975. - 215 с.

УДК 622.276.1/.4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АНАЛИТИЧЕСКОГО СПОСОБА ВЫЧИСЛЕНИЯ УРОВНЯ ЗЕРКАЛА ЧИСТОЙ ВОДЫ ПРИ ТРЕХМЕРНОМ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

USING A METHOD FOR CALCULATING FREE WATER LEVEL IN THREE-DIMENSIONAL GEOLOGICAL-HYDRODYNAMIC MODELING

Р.Х. Гильманова, А.А. Махмутов
(Rasima KH. Gilmanova, Almaz A. Makhmutov)
Научно-производственное объединение «Нефтегазтехнология»
(Scientific and Production Association «Neftegaztekhnologiya»)

В статье изложен способ расчета уровня зеркала чистой воды (ЗЧВ). Сопоставление расчетного способа с ранее известным методом показало высокую точность в сочетании с простотой его использования.

ГБОУ ВО АГНИ

This article describes an analytical method for determining the free water level. Comparison of the calculation method to the prior known ones proved its high accuracy combined with easy use

Ключевые слова: *скважина, капиллярное давление, J-функция, границы залежи*

Key words*: well, capillary pressure, J-function, reservoir boundary*

Для определения коэффициента нефтенасыщенности $K_{\text{н}}$ помимо формулы Арчи-Дахнова [1] (зависимости от пористости и удельного электрического сопротивления пласта) может успешно использоваться J – функция Леверетта, построенная по результатам капиллярных исследований. Это применение J – функции позволяет описать закономерность уменьшения $K_{\text{н}}$ вниз по разрезу от значения предельного насыщения до остаточного нефтенасыщения на водонефтяном контакте (ВНК) и нулевого значения на зеркале чистой воды (ЗЧВ) [2-4].

Согласно [3, 4], для формировании формулы зависимости $K_{\text{н}}$ от высоты превышения над ЗЧВ (по J – функции) проводится подбор значения зеркала чистой воды таким образом, чтобы значения $K_{\text{н}}$ по прослоям были как можно более близки к значениям $K_{\text{н}}$ по формуле Арчи.

Однако подбор уровня ЗЧВ в [3, 4] осуществляется визуально, графически, практически вручную, «на глазок».

В данном разделе рассматривается расчетный способ автоматизированного вычисления уровня ЗЧВ, позволяющий не подбирать уровень ЗЧВ, а определять его путем проведения расчетов по известным статистическим методам.

В [5] была выведена формула:

$$K_{\text{в}} = a_1 \left((H - C) \sqrt{K_{\text{пр}} / K_{\text{п}}} \right)^{B}, \qquad (1)$$

где a_1, B – постоянные коэффициенты;

C – коэффициент, соответствующий уровню ЗЧВ, м;

H – абсолютная отметка прослоя, м;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости прослоя, 10^{-3} мкм^2;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, %.

При этом $B = -1/b$, где b – коэффициент в апроксимирующей зависимости J – функции от коэффициента водонасыщенности $K_{\text{в}}$:

$$J = a K_{\text{в}}^{-b}, \qquad (2)$$

полученной по результатам капиллярных исследований.

Путем преобразования формулы (1) получаем:

$$K_{\text{в}}^{1/B} = a_2 (H - C) \sqrt{K_{\text{пр}} / K_{\text{п}}}, \qquad (3)$$

где $a_1 = a_2^B$.

ПГУВОАТИ

$$K_{\text{в}}^{1/B} \Big/ \sqrt{K_{\text{пр}}/K_{\text{п}}} = a_2(H - C) = a_2H - a_2C. \qquad (4)$$

После преобразования переменных получаем формулу прямой:

$$Y = AX + D, \qquad (5)$$

где $Y = K_{\text{в}}^{1/B} \Big/ \sqrt{K_{\text{пр}}/K_{\text{п}}}$;

$X = H$;

$A = a_2$;

$D = -a_2C$.

Отсюда

$$C = -D/A. \qquad (6)$$

Таким образом, при известном априори коэффициенте B (полученном на этапе аппроксимации зависимости (2) J – функции от $K_{\text{в}}$), найдя одним из статистических методов [6] коэффициенты уравнения прямой (5), можно определить параметр C, соответствующий уровню ЗЧВ.

Однако следует заметить, что при наличии довольно существенного разброса исходных данных обычное применение традиционных статистических методов [6] может привести к результатам, не имеющим физического смысла. Например, должно соблюдаться условие, что уровень ЗЧВ должен быть ниже уровня ВНК.

Для этого предлагается применить следующее:

Вместо уровня ЗЧВ надо искать неотрицательное расстояние (z) между ВНК и ЗЧВ, представив уровень ЗЧВ (параметр C) в виде:

$$C = \text{ВНК} - z. \qquad (7)$$

При этом формула (4) будет преобразована в виде

$$K_{\text{в}}^{1/B} \Big/ \sqrt{K_{\text{пр}}/K_{\text{п}}} = a_2\big(H - (\text{ВНК} - z)\big) = a_2H - a_2(\text{ВНК} - z). \qquad (8)$$

Коэффициенты в формуле (4) примут вид:

$$X = H - \text{ВНК}, \qquad (9)$$

$$D = zA. \qquad (10)$$

Отсюда

$$z = -D/A. \qquad (11)$$

Так как в (11) при $H = \text{ВНК}$ имеем $X = 0$, то коэффициент D в уравнении прямой (5) будет равен Y. Поэтому предлагается определить коэффициент D как среднее значение Y точек с абсолютными отметками прослоев H ближайшими к уровню ВНК. Коэффициент A в формуле (5) в этом случае будет определяться как для прямой наилучшего приближения [6] по формуле:

ГБОУ ВО АГНИ

$$A = \frac{\sigma_Y}{\sigma_X} = \sqrt{\frac{D_Y}{D_X}}, \qquad (6.28)$$

где σ_Y, σ_X – среднеквадратичные отклонения переменных X и Y;
D_Y, D_X – дисперсии переменных X и Y.

На рисунке 1 представлен пример кросс-плота значений X и Y. Значение $X = 0$ соответствует уровню ВНК. Овалом выделены точки, ближайшие к уровню ВНК, по которым определяется коэффициент D. На рисунке 1 также графически показана прямая, описанная формулой (5).

На рисунке 2 показан кросс-плот сопоставления значений ЗЧВ, полученных традиционным способом ручного подбора, с вычисленными по предлагаемому расчетному способу по различным залежам и месторождениям. Из рисунка 2видна хорошая сходимость расчетных значений ЗЧВ с полученными ручным подбором.

Таким образом, данный расчетный способ позволяет вычислить уровень зеркала чистой воды на основании построения J – функции вместо его ручного подбора при определении зависимости $K_{\text{н}}$ от высоты превышения над ЗЧВ.

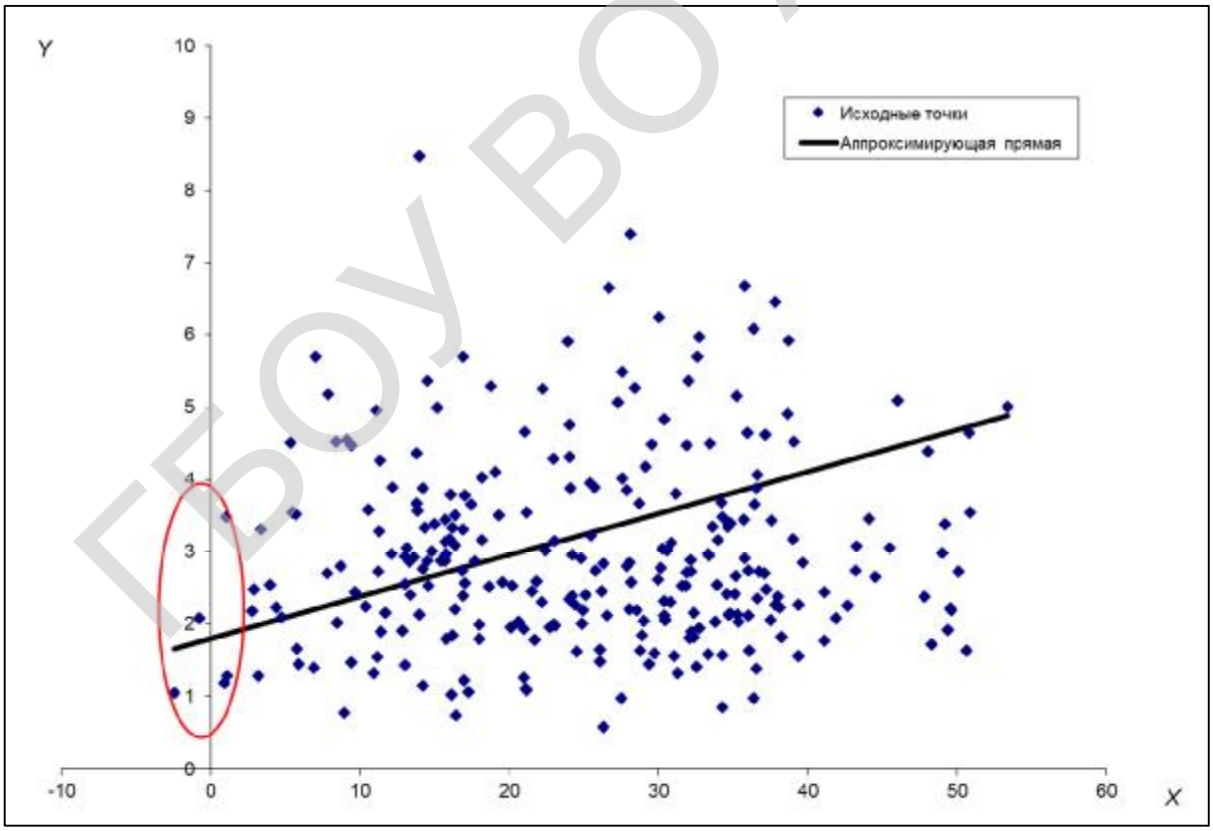


Рисунок 1 – Кросс-плот значений X и Y для вычисления ЗЧВ

ГБОУ ВО АГНИ

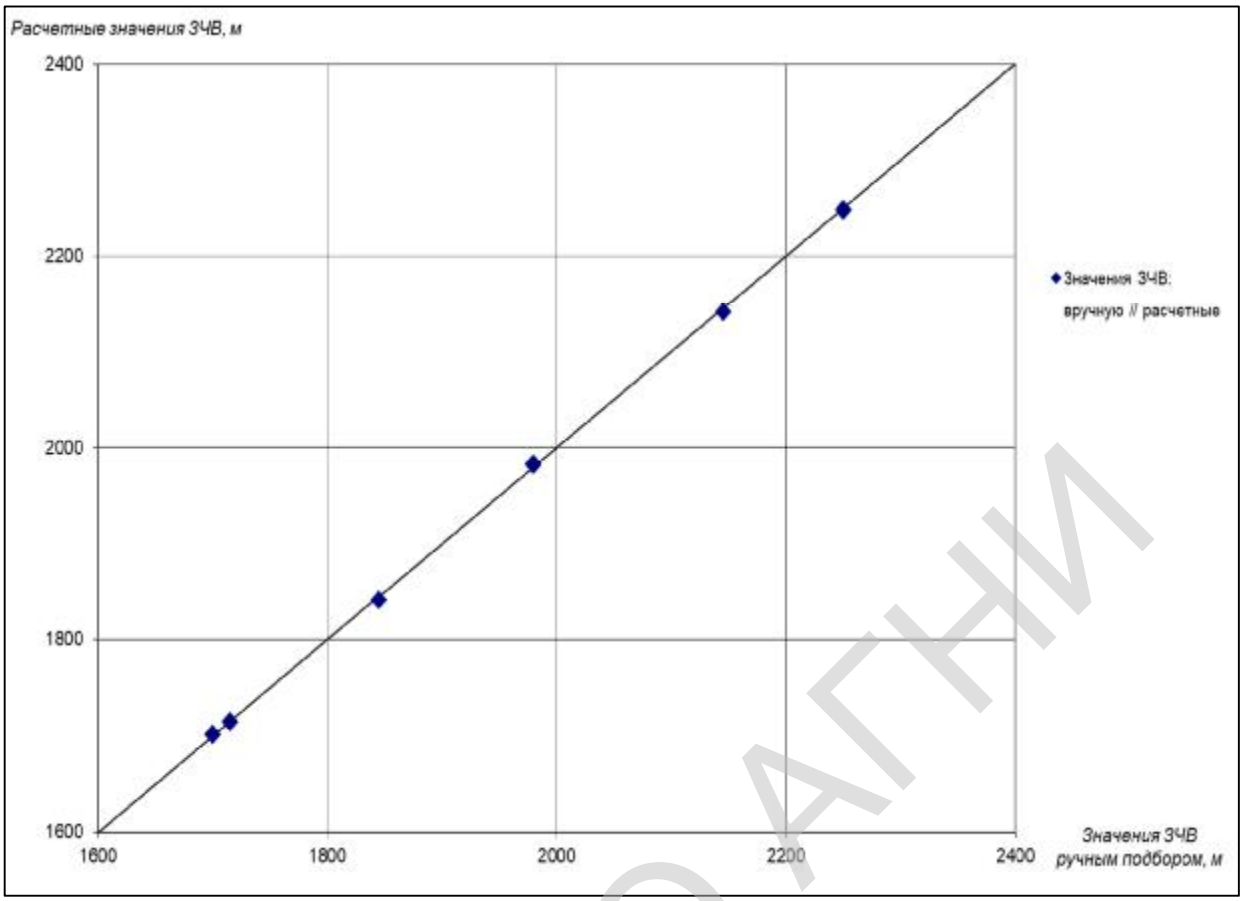


Рисунок 2 – Кросс-плот сопоставления значений ЗЧВ ручным подбором / расчетом

ЛИТЕРАТУРА

1. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1985. – 310 с.

2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. - Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ "Тверьгеофизика", 2003.

3. Особенности моделирования куба нефтенасыщенности сложно построенных залежей с переходной зоной «нефть-вода» на примере Северо-Покурского месторождения / Р.Х. Гильманова, Д.М. Васильев, А.А. Махмутов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2014. – № 12. – С. 21-25.

4. Корректное построение 3D геологической модели и подсчета запасов / Ю.В. Ендалова, И.С. Закиров, А.И. Корабельников, Н.Н. Иванцов // Нефтяное хозяйство. – 2009. - № 11. – С. 100-103.

5. Метод определения коэффициента нефтенасыщенности по высоте залежи / Р.Г. Сарваретдинов, Р.Х. Гильманова, А.М. Тупицин, Р.З. Нургалиев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2016. – №12. – С. 27-31.

ГБОУ ВО АГНИ

6. Обоснование выбора метода построения петрофизической зависимости между пористостью и проницаемостью / С.П. Папухин, Р.Г. Сарваретдинов, М.Н. Мельников // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 1. – С. 14-20.
7. Аналитический способ вычисления уровня зеркала чистой воды / Р.Г. Сарваретдинов, Р.Х. Гильманова, А.М. Тупицин, Р.З. Нургалиев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2017. - № 1. - С. 48-50.

УДК 53:622.276

ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА ЯМР ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ МЕХАНИЗМА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ ПРИ ТРАНСПОРТЕ И ХРАНЕНИИ

POSSIBILITIES OF THE NMR METHOD IN STUDYING THE MECHANISM OF HIGH-MOLECULAR PETROLEUM COMPONENTS CRYSTALLIZATION DURING TRANSPORTATION AND STORAGE

Н.К. Двояшкин
(Nariman K. Dvoyashkin)
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»
(Almetyevsk State Oil Institute)

В работе показаны возможности метода импульсного ЯМР в исследованиях механизмов кристаллизации высокомолекулярных компонентов нефти с использованием модельной системы олигомер – низкомолекулярный растворитель. Экстраполяция полученных на модельных образцах результатов на реальные системы, позволяет прогнозировать зависимость интенсивности отложения асфальто-парафинов на стенках трубопроводов при ее перекачке, а также хранении и транспорте в статических резервуарах от различных факторов.

The paper demonstrates the capabilities of the pulsed NMR method in studying the mechanisms of crystallization of high-molecular oil components using the oligomer - solvent model system. Extrapolation of the results obtained on model samples to real systems makes it possible to predict the dependence of the intensity of asphalt-paraffin deposition on the walls of pipelines during pumping, as well as storage and transport in static tanks, on various factors.

***Ключевые слова**: ЯМР, олигомеры, растворители, кристаллизация, нефть, транспорт и хранение, отложение парафинов*
***Keywords:** NMR, oligomers, solvents, crystallization, oil, transport and storage, wax deposition*

Известно, что практически в любой пластовой нефти, имеющей, как правило, температуру $\sim \mathbf{40} - \mathbf{50}℃$ и более, присутствуют растворенные в ней смеси парафиновых и гибридных алкано-нафтеновых

ГБОУ ВО АГНИ

высокомолекулярных компонент (ВМК) нефти, способных при определенных условиях переходить в твердое кристаллическое состояние. Содержание этих компонент может колебаться от весьма незначительного количества и вплоть до $\sim \mathbf{20} - \mathbf{25}\%$, причем их влияние на технологию добычи, сбора и транспорта, а также переработку нефтяного сырья в ряде случаев может быть решающим. При извлечении нефти температура ее снижается до обычных величин, т.е., до значений меньших, чем температура перехода парафинов в кристаллическое состояние [1]. В результате создаются условия для гетерогенного или гомогенного образования устойчивых центров кристаллизации и последующий рост твердой кристаллической фазы [2] ВМК нефти. При гетерогенном зародышеобразовании центрами кристаллизации могут служить всевозможные выступы и шероховатости на поверхности труб либо какие-то механические взвеси в объеме транспортируемой нефти. Реализация гомогенного зародышеобразования обеспечивается различными флуктуациями в однородном нефтяном растворе смеси ВМК. Процесс выделения ВМК из объемной нефти в виде твердого кристаллического вещества, очевидно, есть ни что иное как фазовый переход жидкость – кристалл, который может происходить при определенных условиях. Поэтому весьма важным представляется изучение особенностей и механизмов его протекания. Некоторые сведения об этом можно получить посредством изучения молекулярных движений в модельных системах с использованием метода ядерного магнитного резонанса (ЯМР) [3]. В качестве моделей нефти с наличием в ее составе заметного количества кристаллизующихся ВМК использовались смеси низкомолекулярных растворителей с хорошо кристаллизующимся олигомером этиленгликоля не очень большой молекулярной массы.

Цель работы – изучить особенности кинетики изотермической кристаллизации высокомолекулярного углеводородного вещества (олигомера) из концентрированных растворов в низкомолекулярных жидкостях (НМЖ). Для проведения экспериментов использовали один из современнейших методов исследования вещества импульсный ядерный магнитный резонанс (ЯМР) [3].

Аналог ВМК нефти был представлен наиболее подходящий в нашем случае олигомером оксида этилена (**ОЭГ**) фирмы ***Fluka*** со среднечисловой молекулярной массой $\bar{M}_n \cong \mathbf{2000}$ и температурой плавления в чистом виде $T_{\text{пл}} \sim \mathbf{52} - \mathbf{54}$℃**.** В роли низкомолекулярных растворителей выступали химически чистый четыреххлористый углерод и дейтеробензол C_6D_6 **с** содержанием изотопа в изотоп-замещенном положении $\mathbf{99} \pm \mathbf{0,4}\%$, которые были получены от кафедры физики молекулярных систем института физики Казанского федерального университета. Использование а-протонных растворителей позволило при ЯМР измерениях получать информацию только от кристаллизующегося ОЭГ.

ГБОУ ВО АГМА

Для проведения экспериментов был приготовлен ряд образцов олигомер – растворитель с различным содержанием кристаллизующегося компонента в широкой области его объемных долей $\boldsymbol{\varphi_2}$ от $\mathbf{1.0}$ до $\mathbf{0,60}$ ($\boldsymbol{\varphi_2} = \mathbf{1} - \boldsymbol{\varphi_1}$, где $\boldsymbol{\varphi_1}$ – объемная доля растворителя). Температуры плавления систем олигомер – растворитель определялись экспериментально методом дифференциального термического анализа. Интервал температур изотермической кристаллизации составлял $\boldsymbol{T}_{\text{кр}} \sim \mathbf{20 - 46}$℃**.** Приготовление образцов для измерений осуществлялось следующим образом. Необходимое количество олигомера и растворителя в соответствии с задаваемой концентрацией помещалось в пробирку диаметром $\sim\mathbf{8}$ мм (согласно диаметру датчика прибора) и тщательно перемешивалось, после чего пробирка герметизировалась (запаивалась). Для максимальной гомогенизации раствора ампула с приготовленным образцом перед измерениями выдерживалась при $\boldsymbol{T} \sim \mathbf{70}$℃ в течение 2-3 часов, а затем помещалась в датчик прибора ЯМР при заданной температуре кристаллизации $\boldsymbol{T}_{\text{кр}} < \boldsymbol{T}_{\text{пл}}$**.** Изотермическая кристаллизация образца, таким образом, осуществлялась непосредственно в датчике ЯМР релаксометра или диффузометра (ЯМР прибора). Появление кристаллических областей при $\boldsymbol{T}_{\text{кр}} < \boldsymbol{T}_{\text{пл}}$ качественно и количественно регистрировалось по форме сигнала ЯМР. При этом спад поперечной намагниченности (за счет спин-спиновой релаксации) [3] аналитически можно было представить в виде:

$$\boldsymbol{A(t)} = \boldsymbol{A_{0a}} \cdot \mathbf{exp}\left(-\frac{\boldsymbol{t}}{\boldsymbol{T_{2a}}}\right) + \boldsymbol{A_{0b}} \cdot \boldsymbol{f(t)},$$

где экспоненциальная функция с характеристическим временем $\boldsymbol{T_{2a}}$ и амплитудой $\boldsymbol{A_{0a}}$ определяет магнитную релаксацию протонов ОЭГ в аморфной фазе образца, а второе слагаемое с более сложной функцией $\boldsymbol{f(t)}$ с амплитудой $\boldsymbol{A_{0b}}$**, –** в кристаллической. Для определения сложной функции $\boldsymbol{f(t)}$, вид которой нам неизвестен, вводилось время $\boldsymbol{T_{2b}}$, в течение которого $\boldsymbol{f(t)}$ уменьшалась в «**e**» раз относительно своего амплитудного значения $\boldsymbol{A_{0b}}$. Параметр $\boldsymbol{T_{2b}}$, также как и $\boldsymbol{T_{2a}}$, называется временем поперечной релаксации. Более того времена ядерной магнитной релаксации $\boldsymbol{T_{2a}}$ и $\boldsymbol{T_{2b}}$ могут служить количественной характеристикой молекулярной подвижности в изучаемых системах. Долю твердой фазы в частично-кристаллических образцах, обычно называют степенью кристалличности системы. Из очевидных соображений следует, что подвижность молекул в кристаллической и аморфной фазе в системе с сосуществующими фазами должна различаться, причем в ряде случаев весьма существенно. Поэтому, долю протонов $\boldsymbol{P_b}$, релаксирующих с временами $\boldsymbol{T_{2b}}$, можно было называть динамической степенью кристалличности:

ГБОУ ВО АГПМ

$$P_b = \frac{A_{0b}}{A_{0a} + A_{0b}}.$$

Анализ величин P_b и их зависимости от времени изотермической кристаллизации $t_{кр}$ олигомера как из растворов в НМЖ, а также из чистого расплава показал, что обнаруженные эффекты подобны тем, которые были получены ранее при исследовании кристаллизации аналогичных систем классическими методами, например дилатометричекими [2]. Более того было обнаружено резкое различие молекулярной подвижности в аморфной и кристаллической фазах изучаемых систем: $(T_{2a}/T_{2b}) \sim 10^4$! Из этого следует, что изучение кинетических кривых (изотерм кристаллизации) $P_b = f(t_{кр})$ по данным ЯМР позволяет получать не менее важную информацию об особенностях фазовых переходов жидкость – кристалл в подобных системах, чем ее дают классические методы изучения кристаллизации.

Анализ изотерм кристаллизации, полученных при разных концентрациях олигомера в образцах, при разных температурных условиях кристаллизации позволил заключить следующее. Скорость фазового перехода жидкость – кристалл зависит от исходной концентрации образца. Чем меньше исходная доля кристаллизующегося компонента, тем медленнее протекает процесс кристаллизации и тем меньшее количество олигомера переходит в кристаллическую фазу. То же самое наблюдается при повышении температуры изотермического процесса. Чем ближе температура кристаллизации $T_{кр}$ к температуре плавления системы $T_{пл}$, тем медленнее кристаллизуется олигомер и тем меньшее его количество переходит в твердую фазу.

Экстраполяция полученных на модельных системах результатов, позволяет прогнозировать зависимость интенсивности отложения парафинов на стенках трубопроводов от температуры, при которой транспортируется нефть, от ее компонентного состава, а также от продолжительности ее перекачки. То же самое, очевидно, можно прогнозировать и для статического режима, то есть когда осуществляется хранение нефтяного сырья в неподвижных резервуарах (РВС), либо транспортируется в танках (цистернах) морским, сухопутным или железнодорожным транспортом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глущенко В.Н., Силин М.А., Герин Ю.Г. Нефтепромысловая химия. – Изд. В 5-ти т. – М.:Интерконтакт. Наука, 2009г. – Т.5. – 475с.

2. https://www.studmed.ru/mandelkern-l-kristallizaciya-polimerov_ f3f10b0b727 .html.

3. MaklakovA.I., SkirdaV.D., Fatkullin N.F.// Encyclopedia of fluid mechanics. v.9. Polym. flow engineering/ Ed. N.P. Cheremisinoff. Gulf Publishing Comp. 1990. P.705.

РЕПОЗИТОРИЙ

УДК 622.276

КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ КУРИНСКОЙ МЕЖГОРНОЙ ВПАДИНЫ

COMPARATIVE ANALYSIS OF PETROLEUM SYSTEMS OF THE KURA INTERMOINTAIN BASIN

Г.А. Зейналов
(Gasham A. Zeynalov)
Бакинская Высшая Школа Нефти
(Baku Higher Oil School)

Статья посвящена сравнительному анализу элементов и процессов нефтегазовых систем во внутренних бассейнах Куринской межгорной впадины для оценки дальнейшей разведки объектов углеводородов в различных депрессионных зонах бассейна на основе геолого-геофизических и геохимических исследованиях.

The article is dedicated to the comparative analysis of elements and processes of the petroleum systems in the sub-basins of the Kura intermountain basin for evaluation further hydrocarbon exploration target in different depression zones of the basin, based geological-geophysical and geochemical investigations.

***Ключевые слова**: нефтяная система, углеводород, бассейн, моделирование*

***Key words:** petroleum system, hydrocarbon, basin, modelling*

Куринская межгорная впадина регионально расположена в пределах активного альпийско-гималайского тектонического пояса, который простирается между горными системами Большого и Малого Кавказа до западного побережья Каспийского моря (рисунок 1). Геологически бассейн формировался с многофазными активными тектоническими процессами, сопровождавшимися столкновением, аккрецией и вращением плит Восточно-Европейской платформы и Аравийской плиты в эоцен-плиоценовое время (Adamia и др., 1991, Philip и др.,1989; Allen и др., 2004; Jackson, 1992; Forte и др., 2010; Nemčok и др., 2011).

Как протяженная региональная депрессия с северо-запада на юго-восток, Куринская межгорная впадина подразделяется на Верхне-Куринскую, Средне-Куринскую и Нижне-Куринскую внутренние впадины по резко изменившейся геологической структуре и истории геологического развития. Восточная часть впадины граничит с Южно-Каспийской впадиной. По сравнению с Южным Каспием, Куринская впадина имеет более сложное геологическое строение, резкие фациальные вариации в отложениях

ГБОУ ВО АГНА

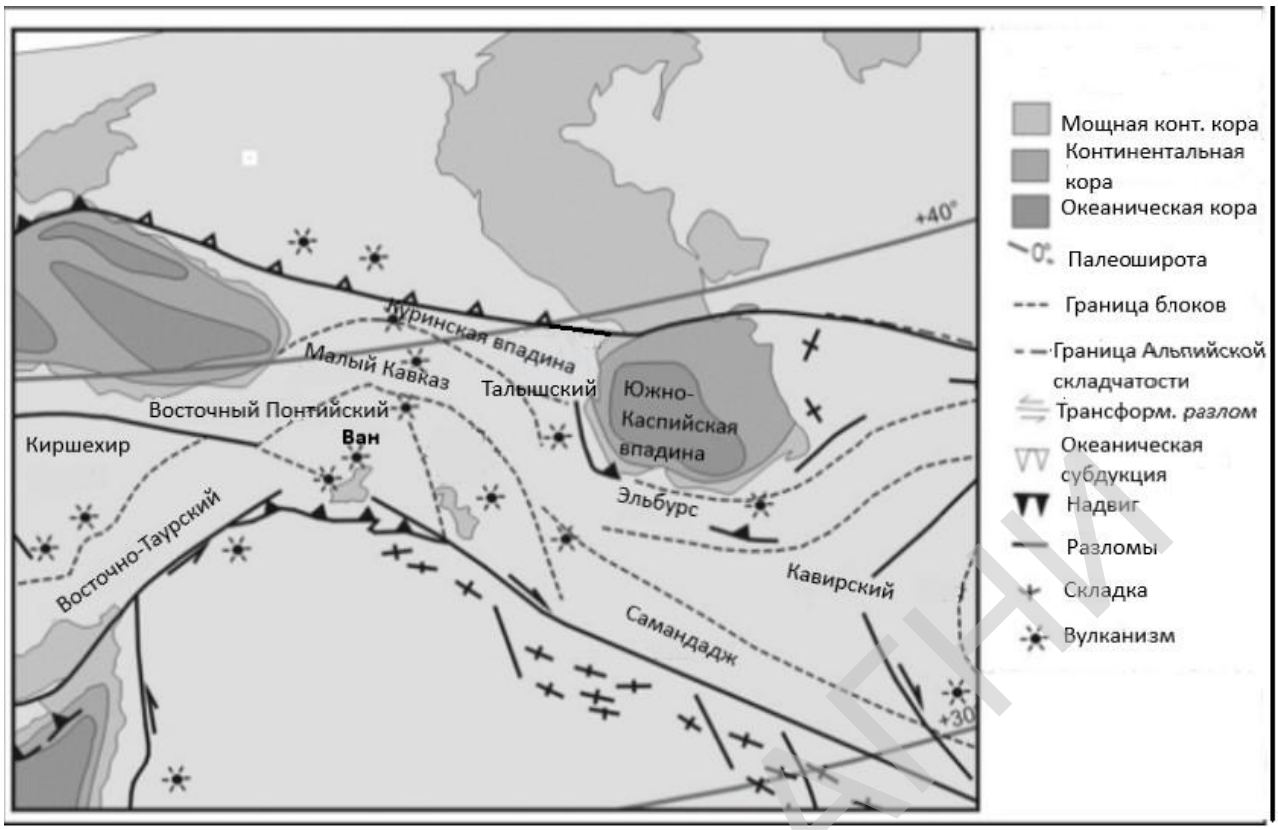


Рисунок 1 – Тектоническая карта Кавказского горного хребта, Куринской и Южно-Каспийской впадин (модифицировано от Philip и др., 1989)

осадочных пород, проявление разного рода вулканогенных процессов и стратиграфически неравномерные скопления нефти и газа в вулканогенно-кластических, карбонатных и кластических осадочных породах. Только, Нижне-Куринская впадина имеет сходные свойства с Южно-Каспийским бассейном по геологическому развитию и условиям осадконакопления, который характеризуется высокими скоростями седиментации в плиоцен-четвертичное время. Упомянутый многофазный тектонизм в геологическом развитии Куринской межгорной впадины привел к созданию различных нефтегазовых систем во внутренних впадинах, что сделало его очень интересным для разведки нефтяных и газовых месторождений (Inan и др., 1997; Abrams & Narimanov, 1997; Hudson и др.,2008).

Таким образом, ключевые элементы и процессы нефтегазовых систем в Куринской межгорной впадине имеют отчетливые различия в хроностратиграфических и осадконакопительных условиях во внутренних впадинах от мелового до четвертичного вулканогенно-кластического, карбонатного и кластического осадочного комплекса. Принимая во внимание, что процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов были связаны с различными геологическими процессами и историей в упомянутых внутренних впадинах, глубокий анализ нефтегазовых систем в Куринской межгорной впадине имеет большое значение для дальнейших поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

ГГОУ ВО АГНИ

По геолого-геофизическим и геохимическим данным были проанализированы ключевые элементы нефтяных систем, такие как материнская порода, пути миграции для перемещения нефти, породы-коллекторы и непроницаемая покрышка и ловушки, удерживающие нефть и газ в месторождении указанной межгорной впадины для оценки нефтяных систем в Верхне-Куринском (Картлийском), Средне- Куринском и Нижне-Куринском внутренних впадинах.

Картлийская внутренняя впадина расположена в северо-западной части Куринской впадины и структурно сложена фундаментальными породами палеозойских гранитоидов и несогласно перекрыта юрско-четвертичной осадочной толщей, вызванной надвиговой нагрузкой комплекса покровов Большого Кавказа и Аджаро-Триалетской орогенных поясов (Banks и др., 1997). Среды осадконакопления во впадине сопровождались вулканическими и вулканогенно-кластическими смешанными магмато-осадочными комплексами, относящимися к верхнему мелу и среднему эоцену. Основными коллекторами являются метаморфизованные песчаники верхнего мела, карбонатные и вулканогенно-кластические породы, вулканогенно-осадочный комплекс среднего эоцена, метаморфизованные песчаники верхнего эоцена и песчаники миоцен-плиоцена. Но материнской породой для генерации углеводородов являются олигоцен-миоценовые майкопские сланцы, в которых общее содержание углерода превышает 10%. Отложения с высокими скоростями в этом интервале привели к высоким скоростям нагрева, в результате чего образовалась сырая нефть с низким содержанием серы, от 26° до 41° API с измеренными значениями отражательной способности витринита (Ro %) менее 0,75. По мере того, как осевая часть впадины была заглублена на все большие глубины, материнские породы попали в окно газо-генерации. Ловушки структурно-стратиграфического типа был задействованы на большинстве месторождений Картлийской впадины.

Осевая часть Средне-Куринской впадины замыкается на востоке относительно широким поперечным поднятием, очерченным вдоль подножия восточного склона Западно-Каспийским разломом. Эта впадина является самой большой и наиболее структурно сложной частью системы Куринской межгорной впадины и подразделяется на междуречья Кура-Габырры на северо-западе и Евлах-Агджабединский прогиб на юго-востоке. Междуречье Кура-Габырры содержит два более крупных тектонических элемента: Чатмино-Геокчайские антиклинории на северо-западе и синклинории Малого Кавказа на юго-востоке. Здесь структурные элементы мезозойско-палеогенового осадочного комплекса состоят из вулканогенно-тектонических поднятий и структурных уступов и характеризуются разным стратиграфическим комплексом. Синклинории Малого Кавказа претерпели значительную деформацию в плиоцен-четвертичное время. Основные коллекторы нефти и газа связаны с карбонатными и вулканогенно-кластическими породами верхнего мела и

ГБОУ ВО АГНИ

вулканогенно-осадочным комплексом среднего эоцена. Высокие скорости седиментации отложений миоцена и плиоцена привели к образованию и миграции углеводородов с плиоцена и к высокой скорости нагрева, что стало причиной образования легкой, малосернистой сырой нефти с температурой от 27 до 36 градусов по API с измеренными значениями отражательной способности витринита (Ro %) менее 0,7.

Следовательно, значения изомеризации стерана не достигли равновесия в большинстве нефтей в бассейне (Yükler и др., 2000). На основании сравнения анализов нефти и горных пород сланцы нижнего эоцена являются наиболее вероятным источником углеводородов для нефтей. Сланцы верхнего эоцена и майкопского яруса обладают относительно высоким потенциалом нефтегенерации, отчасти из-за их большой мощности, обильного распределения органических веществ и благоприятного геохимического развития.

Евлах-Агджабединский прогиб на ЮВ граничит с Нижне-Куринской впадиной. Основные нефтегазовые коллекторы связаны с вулканическими породами выветривания верхнего мела и трещиноватыми аргиллитами эоцена-нижнего миоцена с тонкими прослоями глубоководных песчаников. Основными нефтематеринскими породами Средне-Куринской впадины являются сланцы нижнего эоцена и майкопские сланцы олигоцена-миоцена. Сланцы нижнего эоцена являются наиболее вероятным источником углеводородов нефтей междуречья Кура-Габырры. Состав нефтей различается сравнительно более развитым литогенезом, термической зрелостью, толщиной, содержанием органического вещества и битума. Следовательно, эти породы имеют относительно более развитый потенциал нефтегенерации. Майкопские сланцы локально отлагались небольшими полуграбенами и, как более широко распространенные, в осадочном комплексе палеогена в Евлах-Агджабединском прогибе. Ловушки структурно-стратиграфического типа распространены на большинстве нефтяных месторождений Средне-Куринской впадины.

Нижне-Куринская впадина в юго-восточной части Куринской впадины отличается своим геологическим строением, в котором высокие скорости процессов седиментации привели к образованию значительной мощности флювиально-озерных песчаников, накоплению пластичных глин палеоген-миоценовых и плиоцен-четвертичных отложений, сопровождающимися широким развитием грязевых диапиров и вулканизма. Основными коллекторами нефти и газа являются аргиллиты и песчаники плиоцена (продуктивная толща) и нижнего четвертичного периода (абшеронский ярус). Основными материнскими породами являются майкопская свита (олигоцен-нижний миоцен) и нижняя продуктивная толща (нижний плиоцен).

ГБОУ ВО АГНИ

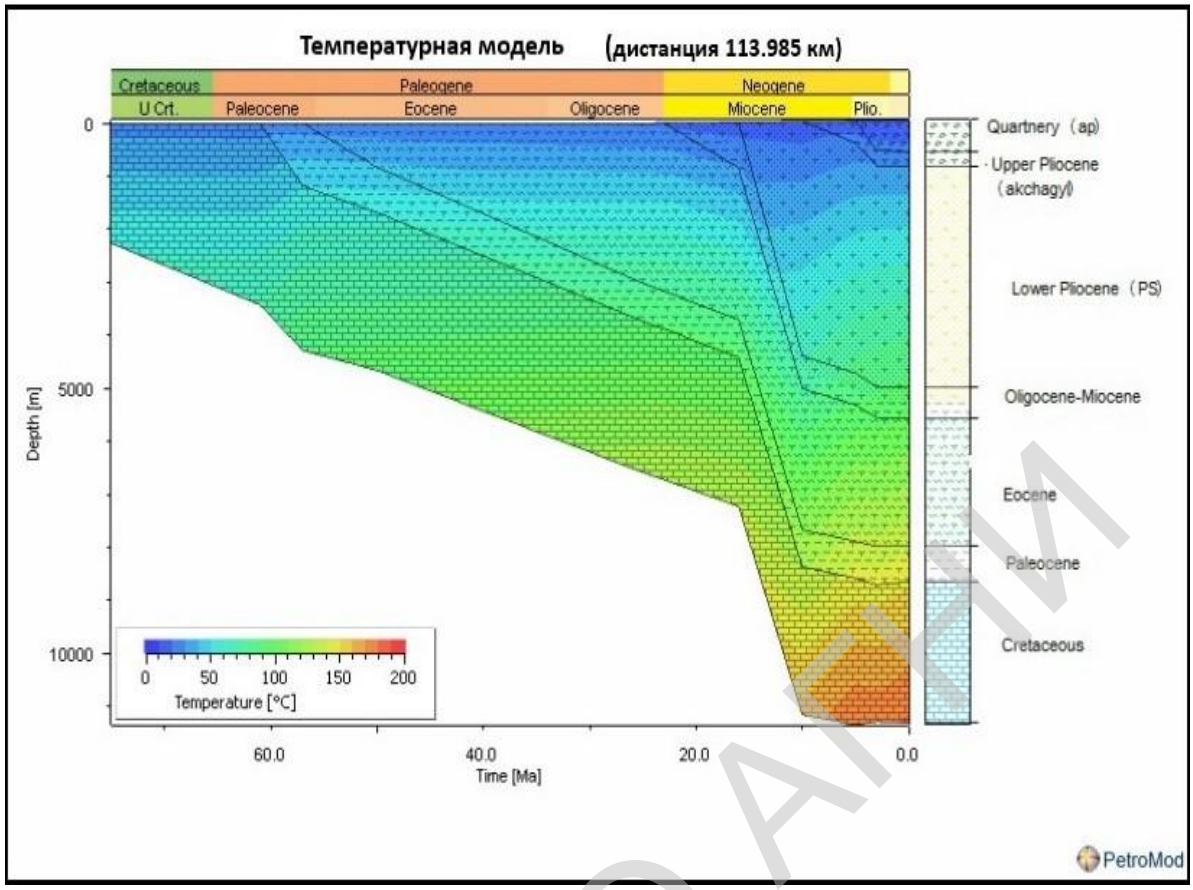


Рисунок 2 - Температурная модель для генерации УВ в Нижне-Куринской впадине

Для очерчивания пространственного изменения нефтяного окна в пределах Нижне-Куринской впадины было проведено бассейновое моделирование, чтобы помочь решению дальнейшей идентификации возможных нефтематеринских пород во впадине (рисунок 2).

Результаты бассейнового моделирования предполагают, что эоцен, майкопская свита и более молодые толщи даже на участках депоцентра являются незрелыми или незначительно зрелыми в отношении образования нефти. Однако эоценовые и более древние породы являются зрелыми в отношении нефтеобразования на всех репрезентативных месторождениях в Нижне- Куринской впадины, а формации Майкопского яруса варьируют от раннезрелых до зрелых в зависимости от местонахождения. Характеристики нефти указывают на наличие эластичного источника, отложенного в водной толще от суб-некислородной до суб-кислородный в переходной морской среде, получающей от низкого до умеренного поступления наземного органического вещества. (Inan и др., 1997). Большинство залежей продуктивной толщи во впадине связано со структурными ловушками антиклинального типа.

Вышеизложенное позволяет сделать вывод о том, что Куринская межгорная впадина характеризуется разным стратиграфическим диапазоном элементов и процессов нефтегазовых систем в различных

ГБОУ ВО АГНИ

внутренних впадинах, от мелового, третичного возраста до четвертичных пород. Изменение стратиграфического и осадочного диапазона нефте-газогенерации и скоплений в Куринской межгорной впадины было вызвано различными многофазными структурно-геологическими процессами и позволяет определить дальнейшие направления геолого-разведочных работ для открытия новых месторождений нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Abrams, M. A., and Narimanov, A. A., Geochemical evaluation of hydrocarbons and their potential sources in the western South Caspian depression, Republic of Azerbaijan: Marine and Petroleum Geology, v. 14, no. 4, p. 451-468.

2. Adamia, S. A., Chkhotua, T., Kekelia, M., Lordkipanidze, M., Shavishvili, I., and Zakariadze, G., Tectonics of the Caucasus and adjoining regions: implications for the evolution of the Tethys ocean, Journal of Structural Geology, v. 3, no. 4, p. 437-447.

3. Allen, M., Jackson, J., and Walker, R., 2004, Late Cenozoic reorganization of the Arabia-Eurasia collision and the comparison of short-term and long-term deformation rates: Tectonics, v. 23, no. 2, p. TC2008.

4. Banks, C. J., Robinson, A. G., and Williams, M. P., 1997, Structure and Regional Tectonics of the Achara-Trialet Fold Belt and the Adjacent Rioni and Kartli Foreland Basins, Republic of Georgia: AAPG Memoir 68: Regional and Petroleum Geology of the Black Sea and Surrounding Region, Edited by A.G. Robinson, p.331-346.

5. Forte, A. M., Cowgill, E., Bernardin, T., Kreylos, O., and Hamann, B., Late Cenozoic deformation of the Kura fold-thrust belt, southern Greater Caucasus: Geological Society of America Bulletin, 2010, v. 122, no. 3-4, p. 465-486.

6. Hudson, S. M., Johnson, C. L., Efendiyeva, M. A., Rowe, H. D., Feyzullayev, A. A., and Aliyev, C. S., Stratigraphy and geochemical characterization of the Oligocene–Miocene Maikop series: Implications for the paleogeography of Eastern Azerbaijan: Tectonophysics, 2008, v. 451, no. 1–4, p. 40-55.

7. Inan, S., Namik Yalçin, M., Guliev, I. S., Kuliev, K., and Akper Feizullayev, A., Deep petroleum occurrences in the Lower Kura Depression, South Caspian Basin, Azerbaijan: an organic geochemical and basin modeling study: Marine and Petroleum Geology, 1997, v. 14, no. 7-8, p. 731-762.

8. Jackson, J., Priestley, K., Allen, M. B., and Berberian, M., Active tectonics of the South Caspian Basin: Geophysical Journal International, 2002, v. 148, no. 2, p. 214-245.

9. Nemčok, A. A. Feyzullayev, F.A. Kadirov, G.A. Zeynalov, R. Allen, C. Christensen and B. Welker, Neotectonics of the Caucasus and Kura Valley, Azerbaijan, "Global Engineers and Technologist Review" journal, 2011, Vol.1, No 1, Malaysia, p.1-14

10. Philip, H., Cisternas, A., Gvishiani, A., and Gorshkov, A., The Caucasus: an actual example of the initial stages of continental collision: Tectonophysics, 1989, v. 161, no.1–2, p. 1-21.

РЕПОЗИТОРИЙ

11. Yükler, Arif; Djavadova, Arzu; Siradze, Nodar; and Spiller, Reg, 2000 The geology, geochemistry and basin modeling of the Western Kura basin depression, Georgia. Proceeding of the AAPG Regional International Conference, Istanbul, Turkey, July 9-12, 2000

УДК 622.654.12

ПЛОСКО-ПАРАЛЛЕЛЬНЫЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ДВИЖЕНИЯ НЕСЖИМАЕМЫХ НЕФТЕЙ В ОДНОРОДНОМ ПОЛОСООБРАЗНОМ ПЛАСТЕ ПО РАЗЛИЧНЫМ ЗАКОНАМ ФИЛЬТРАЦИИ

PLANE-PARALLEL STATIONARY MOTIONS OF INCOMPRESSIBLE OILS IN A HOMOGENEOUS STRIPED FORMATION ACCORDING TO DIFFERENT FILTRATION LAWS

Г.Г. Мамедова
(G.G. Mamedova)
Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности
(Azerbaijan State University of Oil and Industry)

В статье даны решения трех стационарных гидродинамических задач о плоскопараллельной фильтрации неньютоновской нефти в однородном полосообразном пласте по законам Дарси, Обобщенного закона Дарси, А. Краснопольского. Выводились формулы основных показателей разработки таких залежей, которые необходимы для решения различных теоретических задач разработки и при составлении проекта разработки новых разведованных таких залежей. Анализируя эти формулы, можно выявить характерные особенности разработки, разработать и внедрять мероприятия по напряжению осложнений и нежелательных явлений.

Solutions of the stationary hydrodynamic tasks on plane-parallel filtration of non-Newtonian oil in homogeneous stripe-like layer on A. Krasnopolsky laws have been given. The formulas of main indices of development of such deposits have been derived for solving various theoretical tasks and compiling development project of new explored deposits. Analyzing these formulas, it is possible to reveal characteristic feratures of development, to work out and realize measurements on eliminating complications, and undesired phenomenon.

***Ключевые слова**: плоскопараллельный поток, стационарное движение, неньютоновская нефть, однородный полосообразный пласт, закон фильтрации, дебит галереи, скорость фильтрации, градиент давления, продолжительность продвижения нефти*

***Keywords**: plane-parallel flow, stationary movement, non-Newtonian oil, homogeneous stripe-like layer, filtration law, gallery discharge, filtration rate, pressure gradient, duration of oil movement*

РБОУВО АГНИ

В данной статье представлены результаты решения трех стационарных гидродинамических задач о плоскопараллельных потоках несжимаемых нефтей в однородном горизонтальном полосообразном пласте по законам фильтрации Дарси, Обобщенного закона Дарси и закона А. Краснопольского [1, 2, 3].

На рис.1 показана схема полосообразной залежи с прямолинейной залежи с прямолинейной галереей.

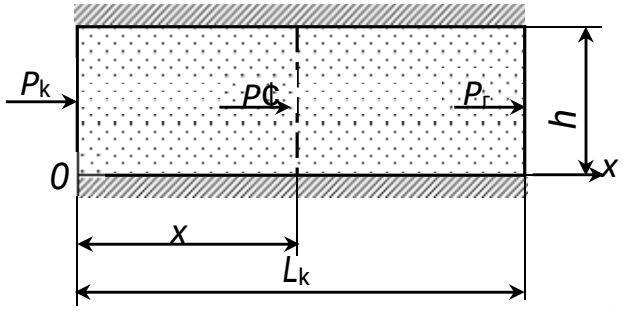


Рисунок 1 – Схема полосообразной залежи с прямолинейной галереей

$P_г$-динамическое забойное давление галереи,
P-текущее давление,
x-текущая координата,
L_k-длина полосообразной залежи,
h-мощность залежи.

1. В первой задаче плоскопараллельная фильтрация ньютоновской несжимаемой нефти происходит в прямолинейной полосообразной залежи, поэтому линейный закон фильтрации Дарси нефти в дифференциальной форме выражается так:

$$u = -\frac{k}{m}\frac{dP}{dx}, \qquad (1)$$

где u - текущая скорость фильтрации, k - коэффициент проницаемости пласта, m- динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, P - давление, x - пространственная координата (абсцисса), $\frac{dP}{dx}$ - градиент давления [4,5].

Площадь поверхности фильтрации залежи, будет:

$$F = B \times h, \qquad (2)$$

где B - ширина полосообразной нефтяной залежи, h - мощность пласта.

Разделяя дифференциальное уравнение (1) на переменные и интегрируя его в пределах по P от P_k до $P_г$ и по x от нуля до L_k и учитывая значение (2), выводим следующую формулу для дебита ньютоновской нефти галереи:

ГБОУВО АГНИ

$$Q = \frac{Bkh(P_k - P_г)}{\mu L_k}. \quad (3)$$

Интегрируем дифференциальное уравнение

$-\frac{Q\mu}{Bkh} \times dx = dP$ в других пределах P от P_k до P и r от 0 до r:

$-\frac{Q\mu}{Bkh} \int_x^{R_k} dx = \int_P^{P_k} dP$ и получаем:

$$-\frac{Q\mu}{Bkh}(R_k - x) = P_k - P, \quad (4)$$

Подставляя значение Q из формулы (3) в формуле (4), получаем следующий закон распределения текущего давления в полосообразной залежи:

$$P = P_k - \frac{P_k - P_г}{L_k}(R_k - x). \quad (5)$$

Дифференцируя P в формуле (5) по r, находим следующее выражение для градиента давления:

$$\frac{dP}{dx} = -\frac{P_k - P_г}{L_k}. \quad (6)$$

Как видно, значение текущего градиента давления не изменяется в зависимости от пространственной координаты (т.е. от абсциссы), а остается постоянным.

Из выражения (6) находим следующую формулу текущей скорости фильтрации:

$$u = -\frac{k}{\mu} \times \frac{P_k - P_г}{L_k}. \quad (7)$$

Как видно из формулы (7), текущая скорость фильтрации то же независит от абсциссы, а остается постоянной.

Частичная продолжительность продвижения ньютоновской нефти от текущего положения x до L_k находится из следующего дифференциального уравнения:

$$w = \frac{u}{m} = \frac{dx}{dt}. \quad (8)$$

Учитывая значение u из формулы (7), получаем:

$$\frac{k}{\mu} \times \frac{P_k - P_г}{L_k} = \frac{dx}{dt}. \quad (9)$$

ГБОУ ВО АГНИ

Решая уравнение (9), находим:

$$t = \frac{m\mu L_k}{k(P_k - P_г)}(L_k - x). \qquad (10)$$

При $x = R_0$; $t = T$ и:

$$T = \frac{m\mu L_k}{k(P_k - P_г)}(L_k - R_0). \qquad (11)$$

Таким образом, по формуле (10) вычисляется частичная продолжительность продвижения ньютоновской нефти в полосообразной залежи, а по формуле (11)-полная продолжительность от положения R_0 до галереи.

2. Во второй задаче фильтрация вязко-пластичной нефти подчиняется Обобщенному закону Дарси, который в дифференциальной форме выражается так:

$$u = -\frac{k}{\mu}\left(\frac{dP}{dx} - G\right). \qquad (12)$$

Здесь используем связь между скоростью фильтрации и дебита галереи и имеем:

$$Q = u \times F = -\frac{kF}{\mu}\left(\frac{dP}{dx} - G\right), \qquad (13)$$

где $F = Bh$ - площадь поперечного сечения полосообразной залежи вязко-пластичной нефти.

Разделяя на переменные дифференциальное уравнение и интегрируя его в пределах по P от P_k до $P_г$ и по x от нуля до L_k, выводим следующую формулу для дебита галереи:

$$Q = \frac{Bkh(P_k - P_г)}{\mu L_k} + \frac{G}{\mu}. \qquad (14)$$

Из формулы (14) получается следующая формула для текущей скорости фильтрации:

$$u = \frac{k(P_k - P_г)}{\mu L_k} + \frac{G}{Bh\mu}. \qquad (15)$$

Частичная продолжительность продвижения вязко-пластичной нефти в однородном пласте определяется решением следующего уравнения:

$$w = \frac{u}{m} = \frac{dx}{dt}, \qquad (16)$$

где w - средняя истинная скорость движения нефти в каналах породы пласта, m - коэффициент пористости породы пласта, t - время продвижения; результат решения получился в виде:

ГБОУ ВО АГНИ

$$t = \frac{m\mathrm{h}BhL_k}{kBh(P_k - P_г) + GL_k} x . \qquad (17)$$

При $L_k - x$: $t = T$, то есть:

$$T = \frac{m\mathrm{h}BhL_k}{kBh(P_k - P_г) + GL_k}(L_k - x). \qquad (18)$$

По формуле (18) вычисляется продолжительность полного продвижения вязко-пластичной нефти в однородном пласте на расстояние $L_k - x$.

3.В третьей задаче фильтрация неньютоновской нефти в однородном пласте подчиняется закону А.Краснопольского, который в дифференциальной форме выражается так:

$$\mathrm{u} = -C\left(\frac{dP}{dx}\right)^{\frac{1}{2}} \qquad (19)$$

Дебит галереи, будет:

$$Q = \mathrm{u}F = CF\left(\frac{dP}{dx}\right)^{\frac{1}{2}} \qquad (20)$$

$$F = Bh \qquad (21)$$

Разделяя дифференциальное уравнение (20) на переменные и интегрируя по P в пределах от P_k до $P_г$ и по x в пределах от нуля до L_k, получаем следующее выражение для дебита неньютоновской нефти в однородном пласте в виде:

$$Q = \frac{CBh}{L_k^{\frac{1}{2}}}(P_k - P_г)^{\frac{1}{2}}. \qquad (22)$$

Из формулы (22) находим следующее выражение для текущей скорости фильтрации

$$\mathrm{u} = \frac{C}{L_k^{\frac{1}{2}}}(P_k - P_г)^{\frac{1}{2}}. \qquad (23)$$

А теперь определим частичную продолжительность продвижения неньютоновской нефти в однородном пласте:

$$w = \frac{\mathrm{u}}{m} = \frac{dx}{dt}.$$

$$\frac{C}{mL_k^{\frac{1}{2}}}(P_k - P_г)^{\frac{1}{2}} = \frac{dx}{dt}. \qquad (24)$$

ГБОУ ВО АГНИ

Разделяя на переменные дифференциальное уравнение (24) и интегрируя по x от x до L_k - x и по t от нуля до t находим:

$$t = \frac{mL_k^{\frac{1}{2}}}{C\left(P_k - P_г\right)^{\frac{1}{2}}}\left(L_k - 2x\right). \qquad (25)$$

При $x = L_k, t = T$ и

$$T = \frac{mL_k^{\frac{3}{2}}}{C\left(P_k - P_г\right)^{\frac{1}{2}}}. \qquad (26)$$

По формуле (26) определяется полная продолжительность продвижения неньютоновской нефти в однородном пласте от нуля до L_k (до галереи) [6].

Выводы и рекомендации:

1. В статье решены три стационарные гидродинамические задачи о плоскопараллельном потоке фильтрации ньютоновской (в первой) и неньютоновской нефти вязко-пластичной в однородном полосообразном пласте по закону А.Краснопольского.
2. Выводились формулы основных показателей разработки месторождений неньютоновских нефтей, то есть дебита нефти галереи, закона распределения текущего давления в дренажной зоне полосообразной залежи, текущего градиента давления, скорости фильтрации и продолжительности продвижения данной нефти в пласте.
3. Все выведенные расчетные формулы необходимо применять при решении различных теоретических задач разработки рассматриваемого типа месторождения.
4. Следует также использовать эти формулы при составлении проекта разработки нового разведанного месторождения рассматриваемых видов нефти.
5. Анализируя выведенные формулы, можно выявить характерные особенности разработки этих залежей, разработать и внедрять мероприятия по устранению появления осложнений и нежелательных явлений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мустафаев С.Д., Гасымова С.А. Плоско-параллельная стационарная фильтрация несжимаемой вязко-пластичной нефти с проявлением переменного начального градиента давления. Москва, Технологии нефти и газа. 2018, Выпуск 2. стр.24-27

2. Novruzova S.H., Mustafayev S.D. Sıxılmayan qeyri-nyuton neftin bircins məsaməli mühitdə düzxətli kəhrizə yastı-paralel sadə süzülmə axını. ЭКО-ЭНЕРГЕТИКА научно-технической журнал. №2, 2019, səh.36-38

ГБОУ ВО АГНИ

3. Mustafayev S.D., Kazimov F.K., Xankişiyeva T.Ü. Bircins zolaqvari yataqda sıxılmayan özlü-plastik neftin düzxətli kəhrizə su ilə sıxışdırılması. Вектор ГеоНаук, 2018, Том 1, №7, стр.28-31
4. Məmmədova G.G., Mustafayev S.D. Sıxılmayan özlü-plastik neftin bircins layda su ilə yastı-paralel sıxışdırlması. SOCAR, Azərbaycan Neft Təsərrüfatı №1, 2019, səh.27-30
5. Мустафаев С.Д., Байрамов Ф.Г. Фильтрация несжимаемой вязко-пластичной нефти со свободной поверхностью в однородном пласте к прямолинейной галерее. ЭКО-ЭНЕРГЕТИКА научно-технической журнал. №1, 2019, стр.60-63
6. Mustafayev S.D., Xankişiyeva T.Ü. Sıxılmayan özlü-plastik neftin dəyişən başlanğıc təzyiq qradiyentlə stasionar yastı-paralel süzülməsi. "Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının Xəbərləri" jurnalı, Cild 10, №2, 2018, səh.47-53

УДК 547.56

ИССЛЕДОВАНИЕ ПИРИДИНИЕВЫХ СОЛЕЙ АЛКЕНИЛФЕНОЛОВ В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРОВ СЕРОВОДОРОДНОЙ КОРРОЗИИ И БИОЦИДОВ ПРИ НЕФТЕДОБЫЧЕ

RESEARCH OF PYRIDINUM SALTS OF ALKENYLPHENOLS AS INHIBITORS OF HYDROGEN SULFUR CORROSION AND BIOCIDES IN OIL PRODUCTION

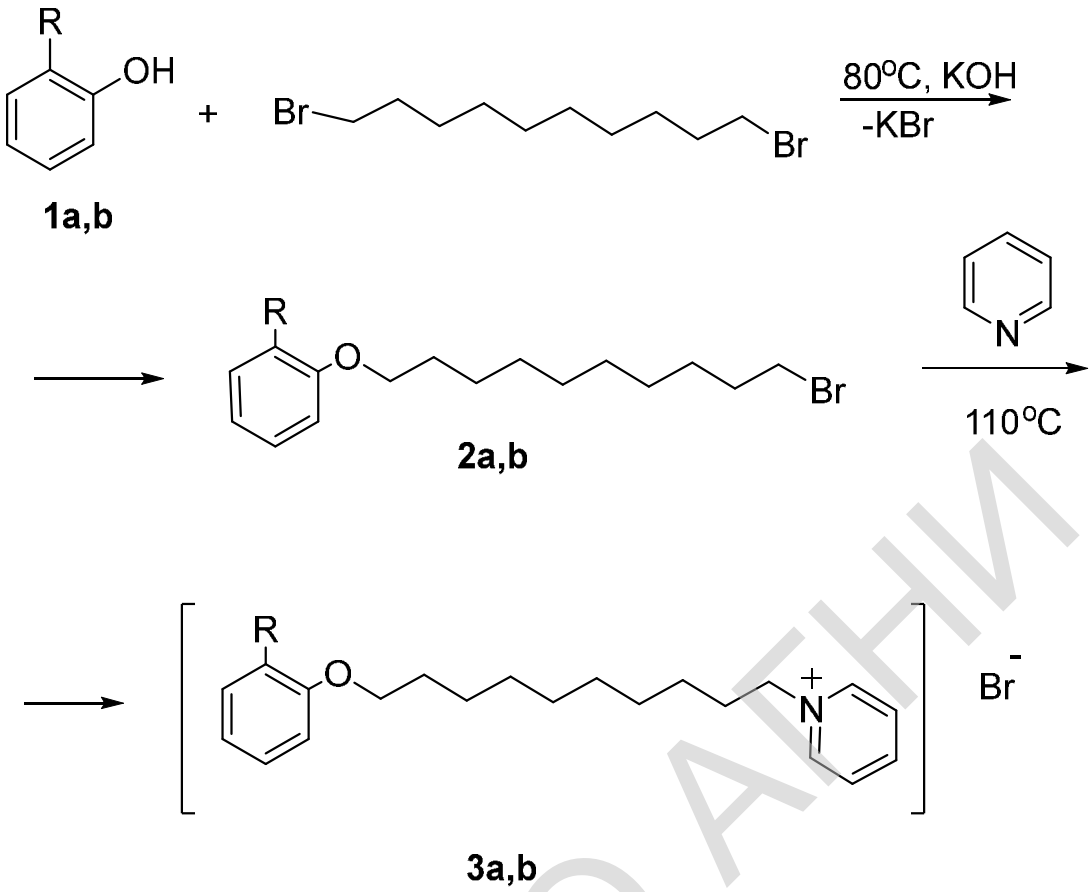
Г.М. Мехтиева, М.Р. Байрамов, М.А. Агаева, М.А. Джавадов
(G.M. Mekhtiyeva, M.R. Bayramov, M.A. Agaeva, M.A. Javadov)
Бакинский государственный университет, Азербайджан, Баку
(Baku State University, Baku, Azerbaijan)

Одной из актуальных проблем нефтедобывающей промышленности является разработка эффективных экологически безопасных реагентов комплексного действия, выполняющих одновременно роль ингибиторов и бактерицидов.

Среди них наиболее эффективными являются органические соединения, содержащие в структурах различные гетероатомы, кратные связи и другие функциональные группы. Их защитное действие объясняется в основном адсорбцией на поверхности оборудования с образованием хемосорбированных защитных пленок.

Целью настоящей работы является синтез и исследование пиридиниевых солей 2-аллил- и 2-пропенилфенолов в качестве ингибиторов коррозии в агрессивных кислых средах, а также реагентов для подавления роста сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

ГБОУ ВО ГНИ



R = -CH_2-CH=CH_2 (**a**), -CH=CH-CH_3 (**b**)

Результаты противокоррозионных испытаний соединений (**3a**,**b**) гравиметрическим методом показали, что максимальная степень защиты стали Ст.3 от коррозии (93-94%) достигаются при их концентрации 150 мг/л и температуре 25^{0}C, при увеличении температуры до 35 и 45^{0}C средняя степень защиты составляет 65-70%.

Выявлено, что при адсорбировании молекул исследуемых соединений **3a**,**b** поверхность металла существенно отличается от поверхности без какого-либо соединения. Визуально можно полагать образование мицелярных слоев, способствующих защите ее от коррозии.

Исследование синтезированных пиридиниевых солей в качестве реагентов (биоцидов) для подавления роста СВБ позволило выявить определенную зависимость между их строением и биоцидными свойствами. Результаты проведенных лабораторных исследований показали, что они обладают высоким бактерицидным действием, даже уже при малой их концентрации (30-50 мг/л) наблюдается 100%-ная степень подавления роста СВБ.

Таким образом, проведенные нами работы позволяют сделать вывод о перспективности исследованных соединений, обладающих комплексом свойств, проявляющих одновременно ингибирующие и биоцидные свойства в агрессивных сероводородсодержащих средах.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 547.56

СИНТЕЗ ГЕТЕРОЦИКЛИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА ОСНОВЕ 2-ПРОПЕНИЛФЕНОЛА

SYNTHESIS OF HETEROCYCLIC COMPOUNDS BASED ON 2-PROPENYLPHENOL

Г.М. Мехтиева, М.Р. Байрамов, Г.М. Гасанова, П.Ш. Азизова, Н.А. Вализадэ

(G.M. Mekhtiyeva, M.R. Bayramov, G.M. Hasanov, P.Sh. Azizova, N.A. Valizade)

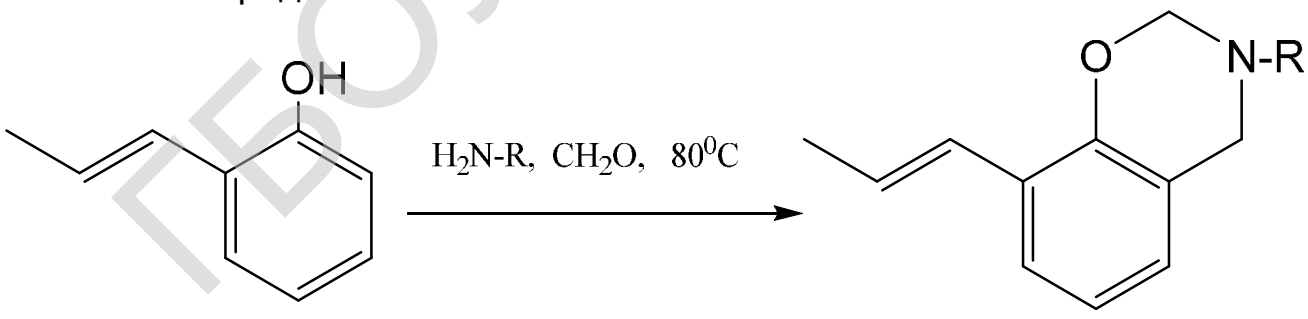
Бакинский Государственный Университет, Баку, Азербайджан

(Baku State University, Baku, Azerbaijan)

Разработка новых гетероциклических соединений, могущих найти применение в качестве стабилизаторов полимерных материалов, бактерицидов, ингибиторов коррозии металлов и др. ценных продуктов относится к числу актуальных проблем современной науки.

В этом отношении перспективным являются работы, связанных с расширением исследований с решением многих вопросов гетероциклизации орто-замещенных алкенилфенолов и их реакций с аминами и др. реагентами с целью синтеза их производных, содержащих в структурах гетероатомы (N, S, P, O).

В докладе приводятся результаты наших исследований по исследованию реакций тройной конденсации 2-пропенилфенола с формальдегидом и первичными аминами (пропил- и гексиламином) с целью получения замещенных оксазинов – гетероциклических соединений, содержащих в шестичленном цикле одновременно атомов азота и кислорода по схеме:



$R = -CH_2-CH_2-CH_3$, $-CH_2-CH_2-CH_2-CH_2-CH_2-CH_3$

Конденсация указанных соединений проводилась при 80^0C в течение 1-1,5 час, при соотношении 2-пропенилфенола, амина и формальдегида 1:1:2 моль. Полученные целевые соединения представляют собой вязкие вещества темно-желтого, желтого цвета. Выход полученных соединений 86, 89,5% (от теорет.). n_D^{20} 1.5241, d_4^{20} 1.321.

Структура их подтверждена данными ЯМР-спектроскопии.

ГБОУ ВО АГМА

Предварительными исследованиями синтезированных соединений в качестве антимикробных присадок к нефтепродуктам выявлены их бактерицидные свойства в масле и топливе.

Полученные гетероциклические соединения содержат реакционноспособную кратную связь и могут быть использованы также в качестве мономеров в реакциях сополимеризации.

УДК 547.56

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТРОЙНОЙ КОНДЕНСАЦИИ 4-(1-МЕТИЛ-1-ДИМЕТОКСИФОСФОРИЛЭТИЛ)ФЕНОЛА С ФОРМАЛЬДЕГИДОМ И ФЕНОЛОМ И СТРУКТУРИРОВАНИЯ СИНТЕЗИРОВАННЫХ СООЛИГОМЕРОВ

STUDY OF TRIPLE CONDENSATION PROCESSES 4- (1-METHYL-1-DIMETOXYPHOSPHORYLETHYL) PHENOL WITH FORMALDEHYDE AND PHENOL AND STRUCTURING OF SYNTHESIZED SOLIGOMERS

Г.М. Мехтиева, М.Р. Байрамов, Ш.Дж. Кулиева, М.А. Агаева, Г.М. Гасанова

(G.M. Mekhtiyeva, M.R. Bayramov, Sh. J. Kuliev, M.A. Agaeva, G.M. Hasanova)

Бакинский Государственный Университет, Баку Азербайджан

(Baku State University, Baku, Azerbaijan)

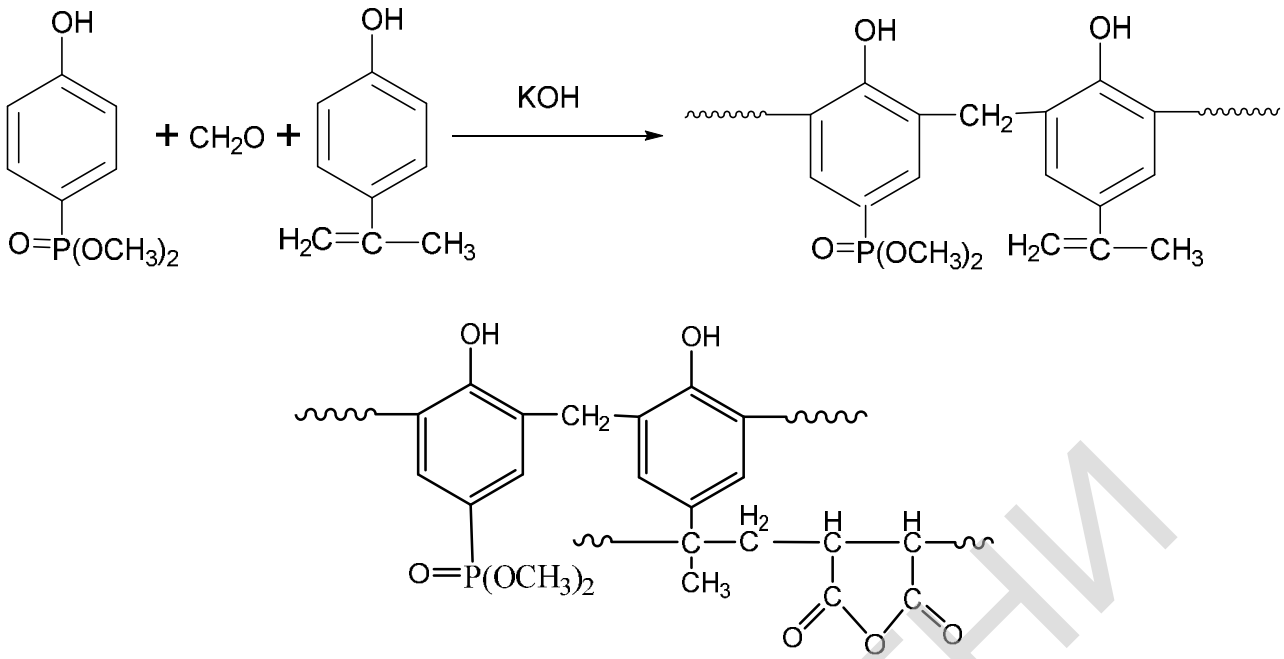
Производные фенолов, содержащие в структурах различные активные атомы и функциональные группы, находят применение в качестве антиокислительных присадок к маслам и топливам, свето- и термостабилизаторов полимерных материалов, стабилизаторов деструкции биосубстратов и др. Среди них особый интерес вызывают фосфор, азот и серосодержащие соединения.

С целью синтеза новых соединений, фосфорсодержащих, обладающих полифункциональными свойствами, используются различные реакции, одним из которых является реакция Пудовика – присоединение диалкилфосфитов к алкенилзамещенным фенолам, позволяющие ввести в фенольные соединения фосфорильные группы по кратной связи.

Полученные этим путем фосфорсодержащие фенольные соединения могут служить промежуточными продуктами для осуществления различных реакций по ОН-группе и ароматическому ядру.

В докладе приводятся результаты исследований по синтезу соолигомеров различных фенолов и формальдегида с 4-(1-метил-1-диметоксифосфорилэтил)фенолом, полученного фосфорилированием 4-изопропенилфенола с диметилфосфитом, а также по структурированию полученных соолигомеров их реакциями с малеиновым ангидридом:

ГБОУ ВО АГМА



Структура их подтверждена данными ИК- и ЯМР-спектроскопии.

Изучено влияние различных факторов (мольного соотношения реагирующих веществ, температуры, продожительности процесса и др.) на выходы соолигомеров и их функциональные свойства (молекулярную массу, температуру размягчения, растворимость и т.д.). Установлено, что на течение реакций структурирования полученных соолигомеров оказывает влияние не только строение соолигомеров, наличие в них реакционноспособных метилольных групп и условия отверждения, но и природа используемого сшивающего агента.

УДК 553.9

ПОИСКИ И ПРОГНОЗ УЧАСТКОВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ОСНОВЕ ТЕКТОНО-СЕДИМЕНТАЦИОННОГО АНАЛИЗА

SEARCH AND FORECAST OF OIL AND GAS SITES BASED ON TECTON-SEDIMENTATION ANALYSIS

Е.С. Милей[1], С.Р. Бембель[2]

(Evgeniia S. Milei[1], Sergey R. Bembel[2])

[1]ООО «НТЦ НИС-Нафтагас», г. Нови-Сад, Республика Сербия

[2]ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

([1]STC NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia, [2]Industrial University of Tyumen)

Изучение геологического строения на основе взаимосвязи структурно-тектонических факторов и седиментологических характеристик продуктивных горизонтов открывает новые возможности в повышении эффективности геолого-разведочных работ на поиски и разведку залежей нефти и газа.

ГБОУ ВО АГНИ

The study of the geological structure on the basis of the relationship between structural-tectonic factors and sedimentological characteristics of productive horizons opens up new opportunities for increasing the efficiency of geological exploration for the search and exploration of oil and gas deposits.

Ключевые слова: *тектоно-седиментационный анализ, залежь, нефть, газ*

Key words*: tectonic-sedimentation analysis, reservoir, oil, gas*

Актуальность применения комплексного подхода, анализа строения и перспектив отдельных территорий, регионов, и площадей на основе учета геодинамических и тектонических процессов при седиментации и последующих преобразованиях геологического разреза в настоящее время не вызывает сомнений [1].

Несмотря на успешное развитие теории геологических формаций, возникшей на стыке литологии и тектоники, в области геолого-разведочных работ все чаще встречаются описания комплексных исследований, в том числе концепция тектоно-седиментационной модели (Жуковская, 2013). Под тектоно-седиментационной системой принято понимать совокупность процессов и явлений, протекающих с обязательным участием структурообразования и седиментации. Такое изучение структурно-осадочной составляющей позволяет выявить характер развития отдельных элементов и общее эволюционное направление развития системы.

Район исследования расположен в пределах Банатской зоны Паннонского бассейна в северной части Республики Сербия. Геологический разрез представлен протерозойско-палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими образованиями. По сравнению с аналогичными месторождениями на других прилегающих территориях (Венгрия, Румыния, Хорватия), а также с учетом современных представлений о геотектонике бассейна, возраст метаморфических пород, на которых залегает мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, предположительно составляет палеозойский.

В качестве примера было рассмотрено месторождение Майдан Дубоко, где в породах фундамента были обнаружены две залежи - нефтяная и газоконденсатная. Коллектор представлен метаморфизованными породами палеозоя, покрышка - мергелями среднего миоцена. Интервалы палеозойских пород с перекрытием мергелей перспективны для поиска залежей нефти и газа.

Большая глубина залегания накладывает ограничения на геофизические методы, использование специальных методов каротажа, а также стандартных методов ограничено (часто невозможно). На точность оценки коллекторских свойств также негативно влияют экстремальные условия в стволе скважины: высокая плотность бурового раствора, высокая пластовая температура (более 160°C). Эти условия

ГБОУ ВО АГНИ

приводят к очень ограниченным фактическим данным для геологического анализа. Для этой цели была разработана целевая методология геологического анализа, от корреляции скважин и анализа керна до оценки объема углеводородов [2-5].

Расширение седиментологического анализа с учетом тектонической составляющей продиктовано тем, что влияние тектонических процессов было обнаружено на каждом изучаемом объекте. При сравнении данных различных месторождений Паннонского бассейна, а также в работах других ученых отмечается ведущая роль тектонических процессов в формировании ловушек углеводородов [3, 6].

Для снижения геологических рисков и повышения достоверности оценки запасов углеводородов здесь необходима разработка методики прогноза коллекторских свойств терригенных коллекторов прилегающих к фундаменту горизонтов, перспективных участков для организации разведочного и эксплуатационного бурения. Эффективность применения методов, основанных на совместном анализе и учете тектонических и седиментологических групп факторов, проверена при изучении и прогнозе нефтегазоносности на примере изучения отложений одного из месторождений Паннонского бассейна. По результатам комплексных геолого-геофизических и аналитических работ [2-5] доказана успешность применения данной методики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бембель, С. Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений в Западной Сибири. – Тюмень. Шадринск: изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2010. – 153 с. – Текст: непосредственный.

2. Милей, Е. С., Жуковская, Е. А., Стулов, Л. Г. Модель седиментации базальных горизонтов терригенного комплекса среднего миоцена месторождения Иджош Север (Сербия) / Е. С. Милей, Е. А. Жуковская, Л. Г. Стулов. – Текст: непосредственный // Геофизика. – 2018. – №4. – С. 65-72.

3. Жуковская, Е. А., Милей, Е. С., Цуканова, Е. Ф., Ежов, К. А., Гогич, А. Новые перспективы месторождения Кикинда (Сербия) / Е. А. Жуковская, Е. С. Милей, [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018, – №12. – С. 60–62.

4. Милей, Е. С., Бембель, С. Р. Тектоно-структурный анализ залежей в отложениях контакта осадочного чехла и кристаллического фундамента / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. – Текст: непосредственный // Известия вузов. Нефть и газ. – 2020. – №3. – С. 7-22.

5. Милей, Е. С., Бембель, С. Р. Тектоно-седиментационный подход как основа для изучения тонкослоистых коллекторов сложного геологического строения / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. – Текст: непосредственный // Известия вузов. Нефть и газ. – 2020. – №4. – С. 21-35.

ГБОУ ВО АГНИ

6. Vuk Kalinic, Evgeniia Milei, Ivan Al-Jeboore. Case Study: Complex Marginal Oil Field Modeling - Fast Transition From Exploration To Development // SPE Europec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition, 3-6 June 2019, London, England, UK//conference paper https://doi.org/10.2118/195498-MS.

УДК 550.832

АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА ООО «ТНГ-ГРУПП» И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ЕГО РЕЗУЛЬТАТОВ

HARDWARE-SOFTWARE COMPLEX FOR LOGGING WHILE DRILLING PRODUCED BY TNG-GROUP LLC AND THE INTERPRETATION OF ITS RESULTS

М.Л. Михеев, А.И. Саттаров, А.Г. Гайван, С.В. Горшенина
(Maxim L. Mikheev, Almaz I. Sattarov, Alexander G. Gayvan, Svetlana V. Gorshenina)
Научно-Техническое Управление ООО «ТНГ-Групп»
(Research and Development department TNG-Group LLC)

В статье приводятся результаты проекта по разработке системы каротажа в процессе бурения и опыт компании ООО «ТНГ-Групп» в оказании услуг в геофизическом сервисе LWD/MWD технологий.

The article presents the results of the project on the development of the logging system and the experience of the company TNG-Group LLC in providing services in the geophysical service of LWD / MWD technologies.

Ключевые слова: *каротаж в процессе бурения и в процессе проработки, автономный каротаж, горизонтальное бурение*

Key words: *Logging while drilling and in the process of development, LWD/MWD, memory-logging tools, horizontal drilling*

Бурение скважин с углами наклона ствола более 50^0 накладывает существенные ограничения по применению традиционных методов исследований с помощью аппаратуры кабельного типа и вызывает необходимость разработки специальных технологий исследований интервалов горизонтального ствола скважины в ООО «ТНГ-Групп». Гонки за скоростями бурения и необходимость сокращения сроков бурения скважины вызывают необходимость применения технологий ГИС непосредственно в бурении. Эта задача решается в рамках серии успешных проектов разработки собственных модулей системы каротажа в процессе бурения (СКПБ)

К основным преимуществам системы СКПБ следует отнести высокую надежность и информативность технологии, которая позволяет существенно сократить время строительства скважины, высокую точность измерений инженерных параметров каждого модуля, которая повышает достоверность результатов исследований (в т.ч. в скважинах

ТГОУ ВО АГНИ

на РУО), возможность проведения исследований как в процессе бурения, так и в процессе проработки.

На данный момент в ООО «ТНГ-Групп» разработано две линейки СКПБ – это СКПБ-120, с наружным диаметром модулей 120 мм, и СКПБ-178, с наружным диаметром модулей 178 мм. В состав СКПБ-120 входят шесть модулей:

· модуль нейтронного каротажа (НКПБ) - предназначен для проведения нейтронного каротажа в модификации компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННКт) с целью определения объёмного водородосодержания (пористости) горных пород и для оценки неоднородности пласта вдоль его простирания.

· модуль электрического каротажа (ЭКПБ) - предназначен для проведения электрического каротажа в модификации трехзондового каротажа сопростивлений. Регистрация кривых осуществляется сопротивлений малым зондом – RS, средним зондом – RD и глубинным зондом – RDD который является синтезированным и вычисляется по алгоритму, в основе которого лежит вычитание электрических полей двух предыдущих зондов. Эти данные позволяют получить значения УЭС пласта Rt.

· модуль электромагнитного каротажа (ЭМКПБ) - предназначен для проведения электрического каротажа в модификации трехзондового электромагнитного каротажа. Регистрация кривых сопротивлений малым зондом – ИК1, средним зондом – ИК2 и глубинным зондом – ИК3. Эти данные позволяют получить значения УЭС пласта Rt.

· модуль плотностного каротажа (ГГКПБ) - предназначен для проведения гамма-гамма каротажа для определения объемной плотности горных пород.

· модуль акустического каротажа (АКПБ) - предназначен для проведения каротажа с целью определения кинематических (скоростных) свойств породы, при регистрации продольных и поперечных волн

· модуль гамма-каротажа и инклинометра (ГКИПБ) - предназначен для проведения каротажа для определения естественной гамма-активности пород, азимута и угла наклона скважины, на случай если комплекс СКПБ применяется в процессе проработки скважины без включения телесистемы в КНБК.

В состав СКПБ-178 в настоящее время более узкий. В системы большого диаметра входят модули: нейтронного (НКПБ), электрического (ЭКПБ), электромагнитного (ЭМКПБ) каротажа, а также модуль гамма-каротажа и инклинометра (ГКИПБ).

ГБОУ ВО АГНИ

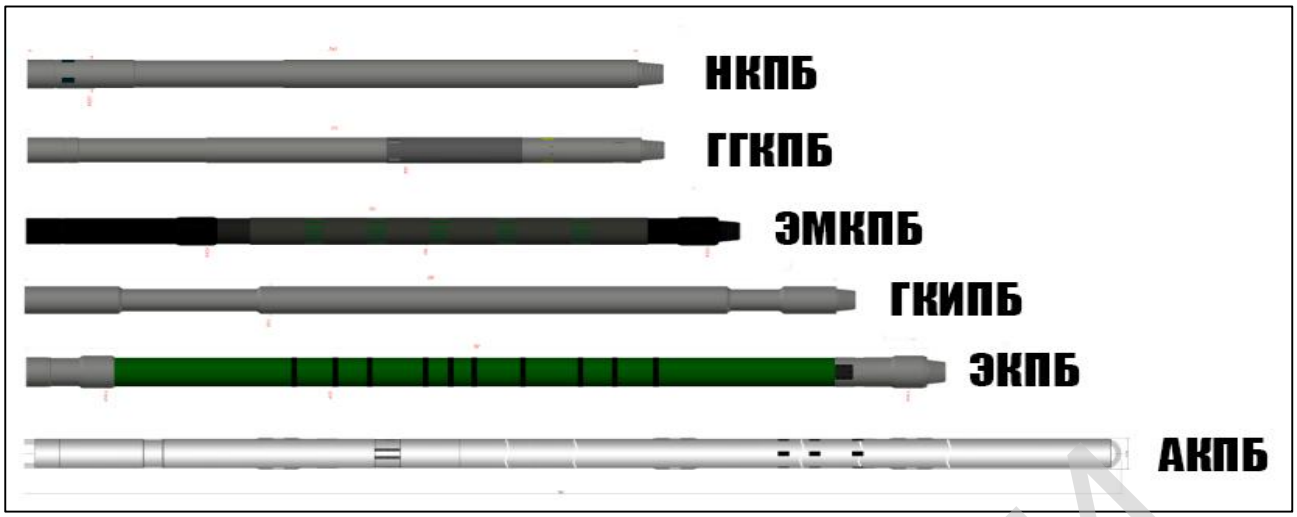


Рисунок 1 – Схематичное изображение модулей СКПБ

Вышеназванные модули позволяют определять пористость и нефтенасыщенность пластов, а комплекс модулей плотностного и акустического каротажа позволяет определять кинематические и геомеханических характеристики разреза.

Модули НКПБ, ЭКПБ, ЭМКПБ и ГКИПБ используются в коммерческом режиме, а модули ГГКПБ и АКПБ находятся на стадии ОПР и внедрения. Тесные контакты с геологическими службами заказчика позволяют реализовывать скважинные испытания, в результате которых идет совершенствование как технических, там и методических характеристик системы каротажа в процессе бурения. Без натурных скважинных испытаний и скважинных условий бурения невозможно получить коммерчески успешный продукт, стенды не могут обеспечить комплексную проверку всей системы. Статистика скважинных испытаний так же является основой для разработки алгоритмов предварительной обработки данных и методики интерпретации существующего комплекса. Только за 2020 год проведено уже 5 скважинных испытаний комплексом СКПБ-120 и 8 скважинных испытаний комплексом СКПБ-178. Всего, на данный момент проведено, более 50 скважинных испытаний обоих систем. Основными заказчиками ОПР всегда являлись наши «земляки»: ПАО «Татнефть» и консорциум малых нефтяных компаний.

В 2020 году совместно с ключевым стратегическим партнером ПАО «Татнефть» им. Шашина реализован проект «Повышение качества ГИС и снижение затрат при закачивании наклонно-направленных девонских скважин» в рамках которого был проведен ряд опытно-производственных работ с комплексом СКПБ-178 именно в процессе проработки. Факт сокращения времени строительства скважины неоспоримо дает преимущество каротажу в процессе бурения и каротажу в процессе проработки или шаблонировки, т.к. в рамках этого может быть исключен автономный каротаж на трубах. Испытание модулей СКПБ в процессе бурения в рамках проекта проводилось на 7 девонских скважинах НГДУ «Альметьевнефть». На первых скважинах данного

ГБОУ ВО АГНИ

проекта в модулях СКПБ произошли отказы измерительных каналов блоков электроники, что приводило к полной потере исходных данных. В ходе реализации проекта аппаратурные недостатки были устранены и результат на последних скважинах был принят как «имеющий удовлетворительное качество». ООО «ТНГ-Групп» надеется на продолжение начатых работ и коммерциализации системы СКПБ на объектах ПАО «Татнефть» в самое ближайшее время.

Благодаря плодотворному сотрудничеству ООО «ТНГ-Групп» и ЗАО «Консалтинговый центр» объем проводимых ОПР комплексов СКПБ заметно возрос. Все больше МНК Республики Татарстан заинтересованы в наличии СКПБ при бурении скважин, а также в процессе проработки стволов. Особо отмечаем компании АО «ТАТЕХ», АО «Татнефтепром», ООО «Карбон-ойл» за содействие в рамках ОПР.

С увеличением количества успешно проведенных ОПР накапливается и опыт в плане интерпретации результатов исследований. Для геонавигационного сопровождения бурения лабораторией АСОИГИС НТУ создана программа Goriznavig, которая позволяет строить минигеологические модели скважин, используя синтетические кривые каротажных приборов. По фактическим данным в процессе бурения корректируется проектная модель, строится прогноз данных на 15 метров вперёд долота.

Разработанное программно-методическое обеспечение решает следующие задачи:

· оптимизация процесса бурения (ПО «GorizNavig»)

· выдачи предварительного заключения по данным СКПБ online (ПО «GorizNavig», «Система Gintel»)

· выдачи окончательного заключения по данным СКПБ flash (ПО «GorizNavig», «Система Gintel»)

Также активно развивается функция контроля и координации процесса геонавигацоного сопровождения. Разработанное программное обеспечение «Геопортал» позволяет всем участникам строительства скважины принимать данные с забоя скважины, контролировать траектории стволов, выход из коридоров допуска, бурение ГС в заданном интервале глубин. Эта платформа позволила объединить имеющееся разрозненное ПО при сопровождении в единый комплекс. За время эксплуатации с помощью этого ПО было проведено более 350 скважин с построением 3-D профиля, из них:7 скважин с мониторингом данных ЗТС, НДМ и СКПБ, и 81 скважина с минигеологической моделью. Он оказался особенно востребован при бурении горизонтальных скважин и проекта СВН.

ГБОУ ВО АГНИ

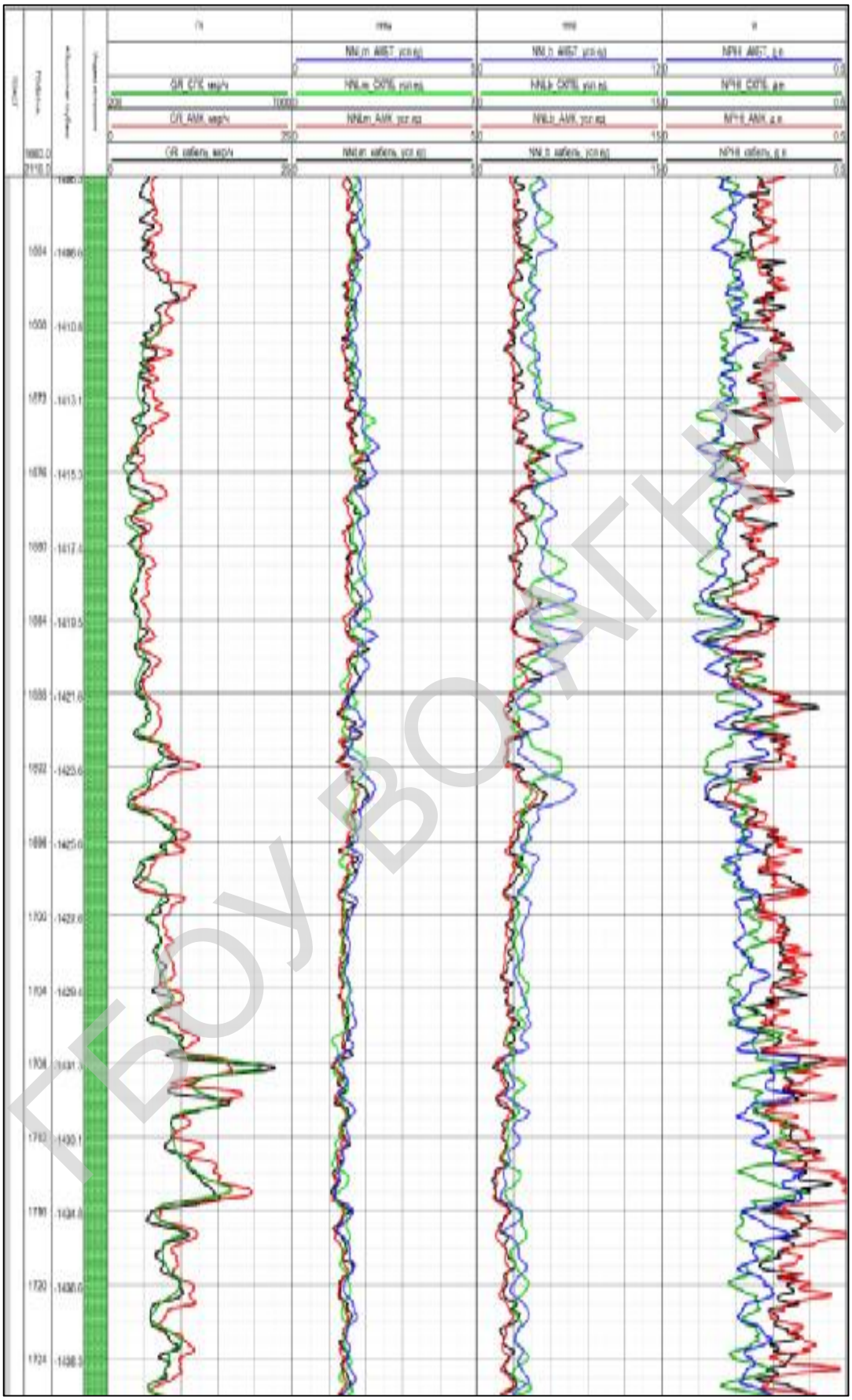


Рисунок 2 – Пример сравнения данных СКПБ,
АМК-горизонт и ГИС на кабеле

ГБОУ ВО АГНИ

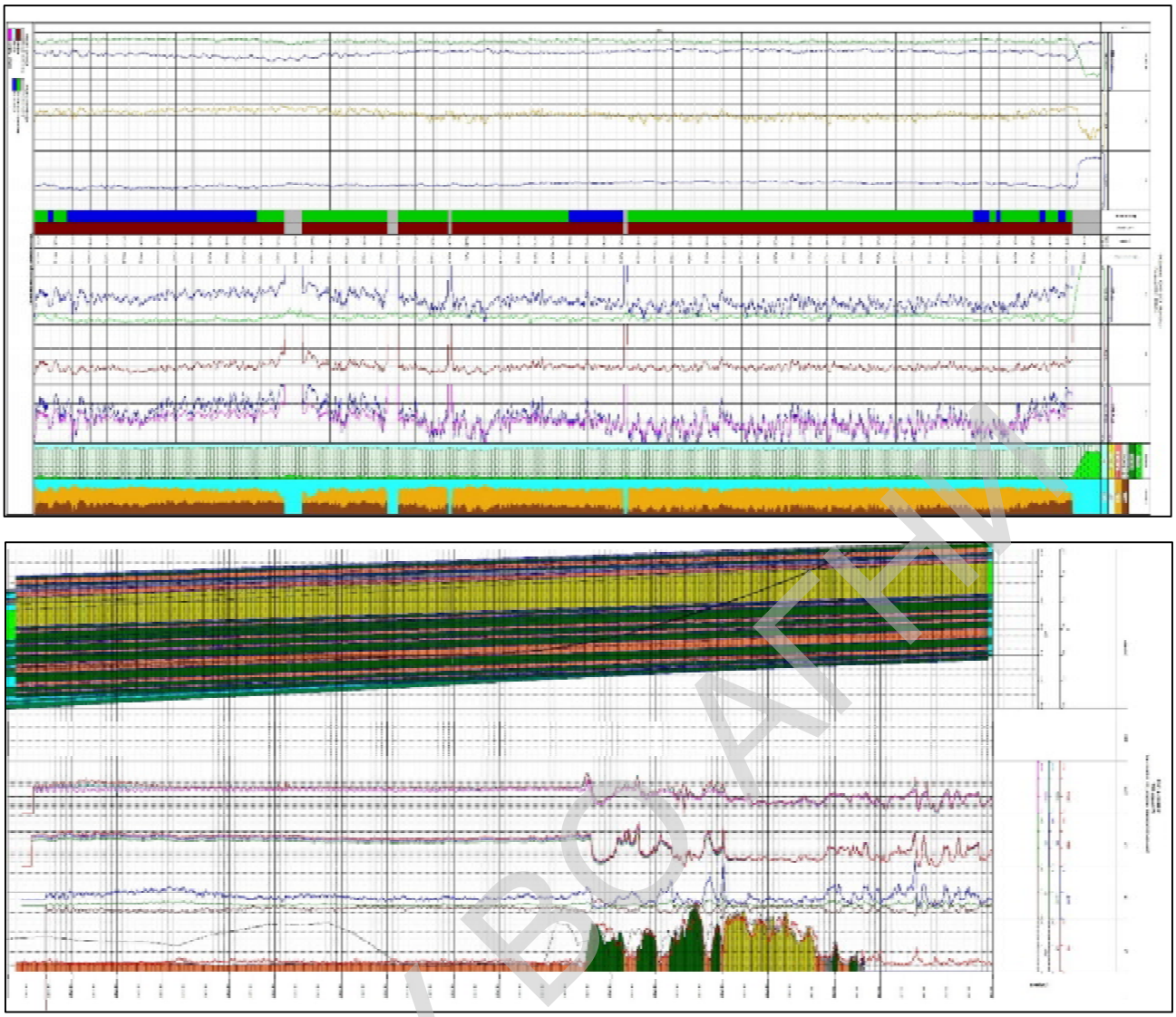


Рисунок 3 – Пример оперативной интерпретации и построения минигеологической модели

В 2020 году для нужд ОПЭ «Геонавигация» «ТНГ-Групп» был разработан конвертер для передачи данных Заказчику в формате WITS0. Формат передачи данных ЗТС, Тензора приведён к международному стандарту, разработаны модули сопряжения агента передачи данных с обновленной платформой «Геопортал». Конечно это не конечный продукт, а инструмент для дальнейшего развития методического и программного обеспечения геонавигации. Это решение является дальнейшим развитием системы мониторинга данных телесистем и геологического портала, внедряемых в ООО «ТНГ-Групп». Переход от регистрации данных к анализу геологической информации в режиме реального времени позволит создать *интеллектуальную систему по сопровождению бурения* в режиме геонавигации. Кроме того, система позволит адаптироваться под конкретные геологические условия месторождений углеводородов. Это решение позволит в будущем разрабатывать и подключать дополнительные модули, расширять

ГБОУ ВО АГНИ

функциональный состав портала с привлечением собственных специалистов. В отличие от зарубежных решений, система получается более гибкой, может подстраиваться под конкретного пользователя, минимизирует финансовые затраты на покупку программного обеспечения передовых иностранных компаний. Кроме того, это Решение является сетевым, что даёт возможность без предварительной установки программного обеспечения при помощи интернета подключаться порталу и контролировать процесс бурения с геонавигационным сопровождением.

Результаты последних исследований СКПБ-178 в режиме проработки на скважине Ивинского месторождения АО «Татнефтепром» демонстрируют хорошую корреляцию с результатами «АМК-Горизонт». Извлеченные данные с флеш-памяти с модулей после проработки легли в основу построения минигеологической модели.

Внедрение полного комплекса каротажных модулей совместно с телесистемой позволит получить LWD-систему (LWD-1) на уровне зарубежных аналогов, но по стоимости значительно доступнее для заказчика, что немаловажно с современным курсом на импортозамещение в компании ООО «ТНГ-Групп». Так же важным моментом является сокращение затрат на проведение окончательного каротажа на трубах, и оперативную обработку и интерпретацию данных, полученных с модулей в режиме реального времени.

УДК 53:622.276

ИССЛЕДОВАНИЯ МОЛЕКУЛЯРНОЙ ПОДВИЖНОСТИ НЕФТИ ЯМАШИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В МОДЕЛЬНОМ ПОРИСТОМ КОЛЛЕКТОРЕ МЕТОДОМ ГРАДИЕНТНОГО ЯМР

RESEARCH OF THE MOLECULAR MOBILITY OF OIL OF THE YAMASHINSKY FIELD IN A MODEL POROUS RESERVOIR BY THE GRADIENT NMR METHOD

С.С. Нагимуллина, А.Х. Новикова, Н.К. Двояшкин
(Svetlana S. Nagimullina, Alina H. Novikova, Nariman K. Dvoyashkin)
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»
(Almetyevsk State Oil Institute)

В работе представлены экспериментальные результаты исследования формы диффузионных затуханий трансляционной молекулярной подвижности в образцах нефти Ямашинского месторождения Республики Татарстан (Тульский горизонт), извлеченных из разных скважин в модельном пористом коллекторе.

The paper presents the experimental results of studying the form of diffusion attenuation of translational molecular mobility in oil samples from the Yamashinskoye field of the Republic of Tatarstan (Tula horizon), recovered from different wells in a model porous reservoir.

ГБОУ ВО АГНИ

***Ключевые слова**: форма диффузионных затуханий, нефть, самодиффузия, время диффузии*

***Keywords:** diffusion attenuation form, oil, self-diffusion, diffusion time*

Эффективное извлечение нефти из нефтяных пластов является одной из важнейших задач нефтяной промышленности. Решение этой задачи требует проведение фундаментальных исследований образцов нефти на молекулярном уровне не только в чистом (объемном) виде, но и при её локализации в пористом коллекторе [1]. Поэтому актуальным является проведение фундаментальных исследований физико-химических процессов, протекающих в природных резервуарах.

Метод **ЯМР**, основанный на явлении спинового эха с использованием импульсных градиентов магнитного поля (**ИГМП**) является одним из эффективных и не разрушающих исследуемые объекты методов [2].

В качестве объектов исследования в работе были использованы образцы нефти Ямашинского месторождения Республики Татарстан (Тульский горизонт). Характеристики исследуемых нефтей и экспериментальные результаты измерений приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики нефти Тульского горизонта (скважины №7225 и №1311) и параметры СД, снятые при T = 303 K и t_d = 21мс

Образец	№ скважины	Обводненность, %	Плотность, г/см^3	Вязкость, мПа·с	$\langle D\rangle \cdot 10^{-11}$, м^2/с	$D_{min} \cdot 10^{-11}$, м^2/с	P_{min}	$E_{D,}$ кДж/моль
№1	**7225**	25	0,892	108	1,89	0,59	0,33	30,4
№2	**1311**	20	0,899	53.1	2,74	0,85	0,26	27,2

Используемые объекты исследования – нефти Ямашинского месторождения Тульского горизонта (извлеченные из скважин №7225 (номер образца №1) и № 1311 (номер образца №2) и фракционированный кварцевый песок с линейным размером частиц $\boldsymbol{d} \cong$(0,071÷0,090)мм , которые были подготовлены на кафедре геологии Альметьевского нефтяного института (АГНИ). Было приготовлено два образца №1Р (в образец №1Р вводилась нефть из скважины №7225) и №2Р (в образец №2Р - из скважины №1311). Концентрация диффузанта в системе нефть – пористый коллектор определялась посредством параметра $\boldsymbol{\theta}$, называемого степенью заполнения пористой среды [3].

Проведение всех ЯМР измерений выполнялись в лаборатории исследования нефти методами ЯМР кафедры физики и химии АГНИ. Перед приготовлением образцов нефть – коллектор фракции песка

ГБОУ ВО АГНИ

промывали в дистиллированной воде и просушивали при ~100^{0}С в течение ~10 часов.

В табл. 2 представлены результаты экспериментов для систем нефть – пористый коллектор и чистая нефть (см. данные для образцов №1Р и №1). В таблице 3 для сопоставления представлены результаты измерений в образцах нефть-песок (образец №2Р) и чистая нефть (образец №2).

Таблица 2 - Результаты измерений среднего КСД в системе нефть – модельный пористый коллектор (образец №1Р) и чистая нефть (образец №1) при разных температурах для нефти из скважины№7225

ОБРАЗЕЦ	Значения среднего по всему объему образца КСД$\boldsymbol{D \cdot 10^{11}}$, м^2/с при разных температурах для образцов №$\mathbf{1P}$ и №$\mathbf{1}$		
	$\boldsymbol{T = 30^0C}$	$\boldsymbol{T = 50^0C}$	$\boldsymbol{T = 70^0C}$
№$\mathbf{1P}$, нефть - коллектор	1,31	2,84	5,81
№$\mathbf{1}$,чистая нефть	1,66	3,55	7,57

Таблица 3 - Результаты измерений среднего КСД в системе нефть – модельный пористый коллектор (образец №2Р) и чистая нефть (образец №2) при разных температурах для нефти из скважины №1311

ОБРАЗЕЦ	Значения среднего по всему объему образца КСД $\boldsymbol{D \cdot 10^{11}}$, м^2/с при разных температурах для образцов №$\mathbf{1}\boldsymbol{P}$ и №$\mathbf{2}$		
	$\boldsymbol{T = 30^0C}$	$\boldsymbol{T = 50^0C}$	$\boldsymbol{T = 70^0C}$
№$\mathbf{2P}$, нефть - коллектор	2,23	3,87	8,23
№$\mathbf{2}$, чистая нефть	2,80	4,91	10,70

Из сопоставления результатов по измерению эффективных КСД можно видеть, что нефть в пористом коллекторе имеет заметно меньшую трансляционную подвижность, чем в чистом виде. Значения измеренных КСД в системах нефть – песок оказались в $\mathbf{1,25 \div 1.30}$ раза ниже, чем в чистой (объемной) нефти во всех случаях. Это означает, во-первых, что нефть в пористом коллекторе имеет меньшую подвижность, чем в объемном (чистом) виде в независимости от местоположения скважины. А во-вторых, такой результат имел место при любой температуре в интервале $\mathbf{303 \div 343}$К.

Изучение формы ДЗ в широком интервале времен наблюдения за процессом самодиффузии t_d показало, что с увеличением t_d ДЗ стремится к экспоненциальному виду при неизменных значениях средних КСД и, как следствие, существенным уменьшением ядерной населенности P_{min} наиболее пологой («медленной»). Детальный анализ

ГБОУ ВО АГНИ

зависимости формы ДЗ от t_d позволил предположить о возможности существования в образцах нефти «зацеплений» наиболее тяжелых молекул (макромолекул) смолисто-асфальтеновых фракций нефти друг с другом, представляющих собой при определенных условиях «ассоциаты» макромолекул, способные перемещаться как самостоятельные отдельные кинетические единицы. Эффект «зацеплений» наиболее выраженно проявляется при коротких временах диффузии t_d, по крайней мере не превышающих время «жизни» τ ассоциатов молекул , входящих в состав наиболее тяжелых смолисто-асфальтеновых фракций нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Научно-технический отчет по договору №6-15. Исследование молекулярной подвижности нефти в пористом коллекторе методом ЯМР.
2. Nariman K. Dvoyashkin, Andrei Filippov. Diffusivity of crude oils contained in macroporous medium: 1H NMR study// Mendeleev Communications, Volume 28, Issue 2, p. 222-224, 2018.
3. Двояшкин Н.К. Экспериментальное исследование самодиффузиижидкости в пористых средах методом ЯМР. - Дисс. д.ф.-м. наук. Казань,
КГУ, 1995.

УДК 622.276.66

КРАТКАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЕРВИЧНЫХ И ПОВТОРНЫХ ГРП НА БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

BRIEF TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF PRIMARY AND REPEATED HYDRAULIC FRACTURING AT THE BEREZOVSKAYA AREA OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD

О.В. Петрова, Н.К. Двояшкин
(O.V. Petrova, N.K. Dvoyashkin)
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»
(Almetyevsk State Oil Institute)

Процесс гидроразрыва пластов заключается в создании искусственных и расширении имеющихся трещин в породах призабойной зоны воздействием повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. Производят ГРП для повышения продуктивности скважин (увеличения дебита или снижении депрессии). Дебит – это объем жидкости (воды, нефти или газа) поступающий в единицу времени из естественного или искусственного источника (колодца, скважины). Депрессия – разность между пластовым и забойным давлением в работающей скважине.

ГБОУ ВО АГНИ

The process of hydraulic fracturing consists in creating artificial and expanding existing cracks in the rocks of the bottom-hole zone under the influence of increased pressure of the liquid injected into the well.Hydraulic fracturing is performed to increase well productivity (increase production or decrease depression). The flow rate is the volume of liquid (water, oil or gas) coming in a unit of time from a natural or artificial source (well, well). Depression - the difference between reservoir and bottomhole pressure in a working well.

Ключевые слова: *гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны, дебит*

Keywords: *fracking, proppant, treatment of bottom-hole zone of the production rate, flow*

Как первичный, так и повторный ГРП на рассматриваемых скважинах Березовской площади выполняется по стандартной технологии.

Проанализируем технологическую эффективность используемых первичных и повторных ГРП на Березовской площади на 6 скважинах. Показателями успешности являются дополнительная добыча нефти, затраты на проведение мероприятия, продолжительность эффекта.

На рисунке 1 изображена дополнительная добыча от проведения первичного и повторного ГРП на Березовской площади Ромашкинского месторождения.

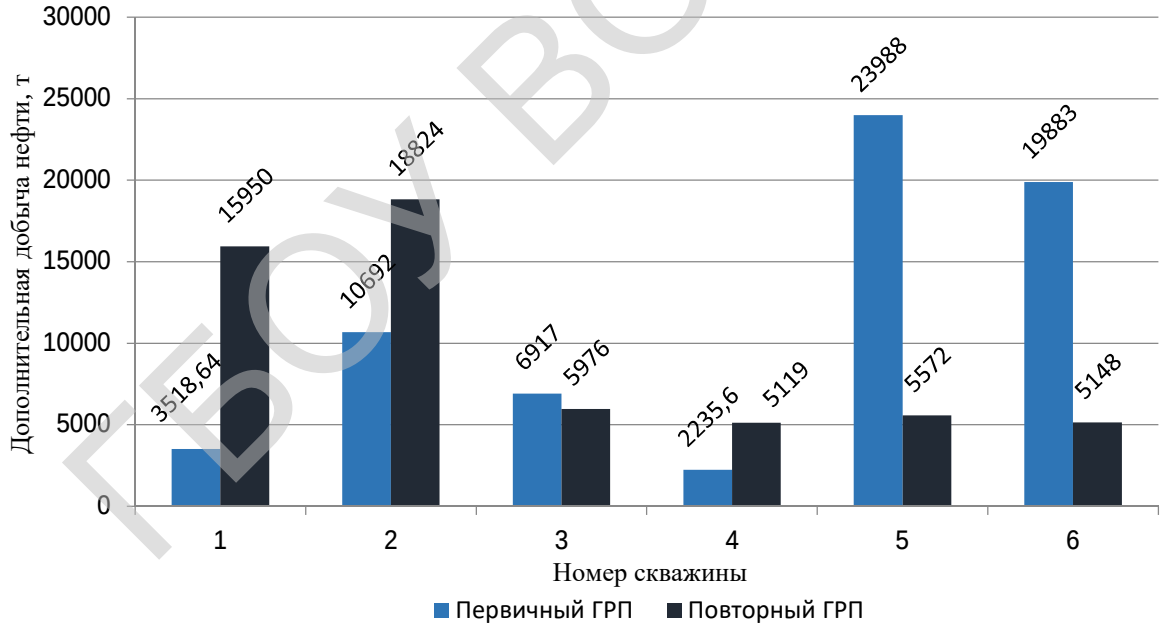


Рисунок 1 – Дополнительная добыча нефти от проведения первичного и повторного ГРП на Березовской площади Ромашкинского месторождения

За счет гидравлического разрыва пласта на 6 скважинах Березовской площади, где проводились первичные ГРП, было дополнительно добыто в среднем 10990,08 тонн нефти, после проведения повторного ГРП добыто – 9287 тонн нефти.

ГБОУ ВО АГНИ

На рисунке 2 показаны удельные затраты на проведение первичного и повторного ГРП на Березовской площади.

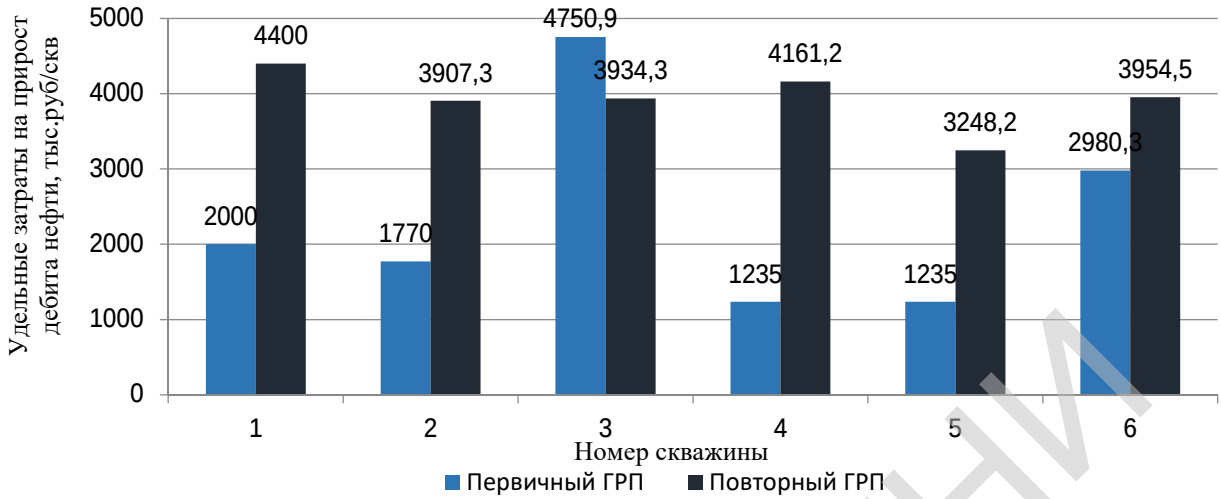


Рисунок 2 - Удельные затраты на проведение первичного и повторного ГРП на Березовской площади Ромашкинского месторождения

По рисунку 2 можно увидеть, что на проведение повторного гидроразрыва пласта требуется гораздо большие затраты, по сравнению с первичным. В среднем удельные затраты Березовской площади при проведение первичного ГРП составили 2328,5 тыс. руб. Затраты на повторное ГРП в среднем составили 3934,3 тыс. руб.

На рисунке 3 представлена продолжительность эффекта от применения данного мероприятия.

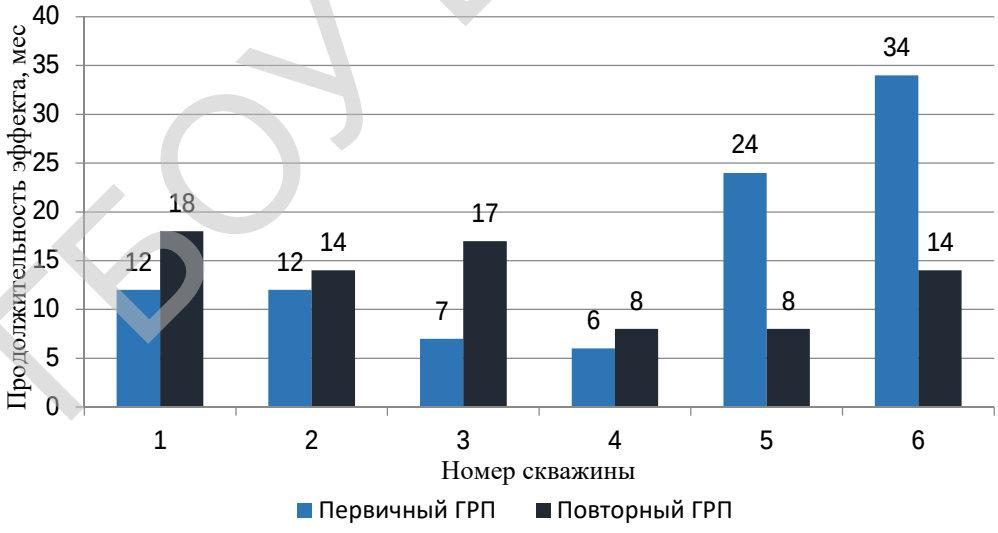


Рисунок 3 - Продолжительность эффекта от применения первичных и повторных ГРП на Березовской площади Ромашкинского месторождения

Средняя продолжительность эффекта после проведения первичного ГРП больше продолжительности повторного ГРП. Среднее значение по скважинам Березовской площади после первичного ГРП составляет 16 месяцев, после повторного 13 месяцев.

ГБОУ ВО АГНИ

В таблице 1 представлены сравнение средних показателей технологической эффективности применения первичных и повторных ГРП на Березовской площади Ромашкинского месторождения.

Таблица 1 – Сравнение средних показателей технологической эффективности применения первичных и повторных ГРП Березовской площади Ромашкинского месторождения

Параметры	Первичный ГРП		Повторный ГРП	
	до	после	до	после
Дебит нефти, т/сут	2,2	6,37	2,6	7,1
Обводненность %	42	33	31	42
Дополнительная добыча нефти, т	10990,08		9287,46	
Среднесуточный прирост дебита нефти, т/сут	4,24		4,41	
Успешность, %	100		100	
Средняя продолжительность эффекта, мес.	16		13	
Удельные затраты, тыс.руб/т	0,486		0,546	
Удельные затраты, тыс.руб	2328,5		3934,3	
Кратность увеличения дебита нефти	2,89		2,73	
Кратность увеличения обводненности	0,78		1,35	

В таблице 1 видно, что дебит нефти после проведения первичного и повторного гидроразрыва практически на всех скважинах Березовской площади значительно увеличивается. Хоть и технология проведения ГРП, что у первичного и повторного одинакова, но дополнительная добыча от их применения различна.

Сравнение средних дебитов скважин после первичного и повторного ГРП показывает, что дебит нефти после первичного ГРП составлял 6,37 т/сут и до проведения повторного ГРП дебит нефти снизился и составил 2,6 т/сут, после чего и провели повторный ГРП. Дебит нефти после повторного ГРП снова возрос и составил 7,1 т/сут.

ГБОУ ВО АГНИ

Обводненность после проведения первичного ГРП составляла 33%. После проведения повторного ГРП увеличилась и составила 42%. Если обводненность продукции после ГРП в скважинах была высокой, то это обычно связывают с проникновением трещины в заводненную область.

Успешность от проведения первичного и повторного ГРП во всех скважинах составила 100%.

Таким образом, средние показатели технологической эффективности повторного ГРП оказались незначительно ниже показателей первичного ГРП. Как правило, низкая эффективность повторных ГРП определяется высокой выработкой запасов в области дренирования скважины и худшим энергетическим состоянием пласта, в частности, за счет снижения среднего пластового давления после первичного ГРП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти – М.: Издательство «Нефть и газ» 2003.

2. Третьяков С.В. Анализ эффективности применения повторного ГРП – Нефтепромысловое дело - 2005.

3. Каневская Р.Д. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи – Нефтяное хозяйство – 2002.

УДК 550.4

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ РЕНТГЕНОВСКОЙ МИКРОТОМОГРАФИИ

ESTIMATION OF THE INFLUENCE OF OIL AND GAS GENERATION PROCESSES ON RESERVOIR PROPERTIES OF OIL-SOURCE DEPOSITS USING COMPUTER X-RAY MICROTOMOGRAPHY

А.А. Пономарев

(A.A. Ponomarev)

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

(Tyumen industrial University)

В работе приведены результаты исследований, связанных с изучением влияния процессов генерации углеводородов на коллекторские свойства нефтематеринских горных пород типа черных аргиллитов баженовской свиты. Оценка изменений коллекторских свойств производилась с помощью метода компьютерной рентгеновской микротомографии.

ГБОУ ВО АГНИ

The paper presents the results of research related to the study of the influence of hydrocarbon generation processes on the reservoir properties of oil-producing rocks such as black mudstones of the Bazhenov formation. Evaluation of changes in reservoir properties were carried out using the method of computer x-ray microtomography.

Ключевые слова: *нефтегазогенерация, баженовская свита, микротомография, пустотное пространство*

Keywords: *oil and gas generation, bazhenov formation, microtomography, pore space*

На современном этапе развития научно-технологического прогресса актуальной задачей для нефтегазовой отрасли является цифровое моделирование каких-либо геологических и геолого-технологических процессов, в том числе к ним можно отнести исследования, посвященные моделированию процессов генерации углеводородов и их взаимосвязь с изменением коллекторских свойств низкопроницаемых нефтематеринских пород. Удобным инструментом оценки данных изменений является компьютерная рентгеновская микротомография керна, которая позволяет с достаточной детальностью оценить характеристики структуры пустотного пространства горных пород для оценки их коллекторских свойств.

Как правило, при изучении процессов генерации углеводородного сырья исследуется не структура пустотного пространства горных пород, а геохимические характеристики пород: остаточный генерационный потенциал, количественная и качественная оценка битумоида, энергия активации процессов генерации и другие; изменение коллекторских свойств горной породы в результате генерации остается не исследованы. Данная работа посвящена исследованию структуры пустотного пространства низкопроницаемых нефтематеринских горных и его изменению в результате протекания процессов генерации углеводородов. Изменения в структуре пустотного пространства горных пород в результате генерации углеводородов были зафиксированы еще в XX веке такими учеными как Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Зубков М.Ю. и другими, которые занимались изучением нефтеносности баженовской свиты. Известно, что большая часть баженовской свиты представлена низкопроницаемыми глинисто-битуминозными породами, в которых и в настоящее время протекают процессы генерации. Нестеровым И.И. в работе [1] был описан коллектор, который образовался в процессе автонефтегазоразрыва при переходе части твердой фазы органического вещества в жидкую и газообразную. При этом процессе объем новообразованных углеводородов увеличился в 1,5-2,5 раза, что повлекло за собой значительные изменения в структуре пустотного пространства. Из этой же работы известно, что нефтегазогенерационный потенциал баженовской свиты не израсходован, соответственно есть возможность проводить исследования связанные с оценкой влияния

РЕПОЗИТОРИЙ ТОГУ

процессов генерации углеводородов на коллекторские свойства. Объектом исследования были выбраны черные плотные аргиллиты баженовской свиты скв. №301 Салымская площадь интервал отбора 3005-3008 м., с которыми была проведена серия экспериментов, направленная на оценку влияния процессов генерации углеводородов на коллекторские свойства, более подробно этот эксперимент описан в работе [2]. Суть эксперимента заключалась в том, чтобы зафиксировать изменения в структуре пустотного пространства горных пород в результате термического разложения твердого органического вещества, содержащегося в породе. В результате проведенных экспериментов были получены 3D-модели структуры пустотного пространства, которые соответствуют температурам прогрева 100 - 200 - 300 - 400 - 500 °С смотрите рисунок 1.

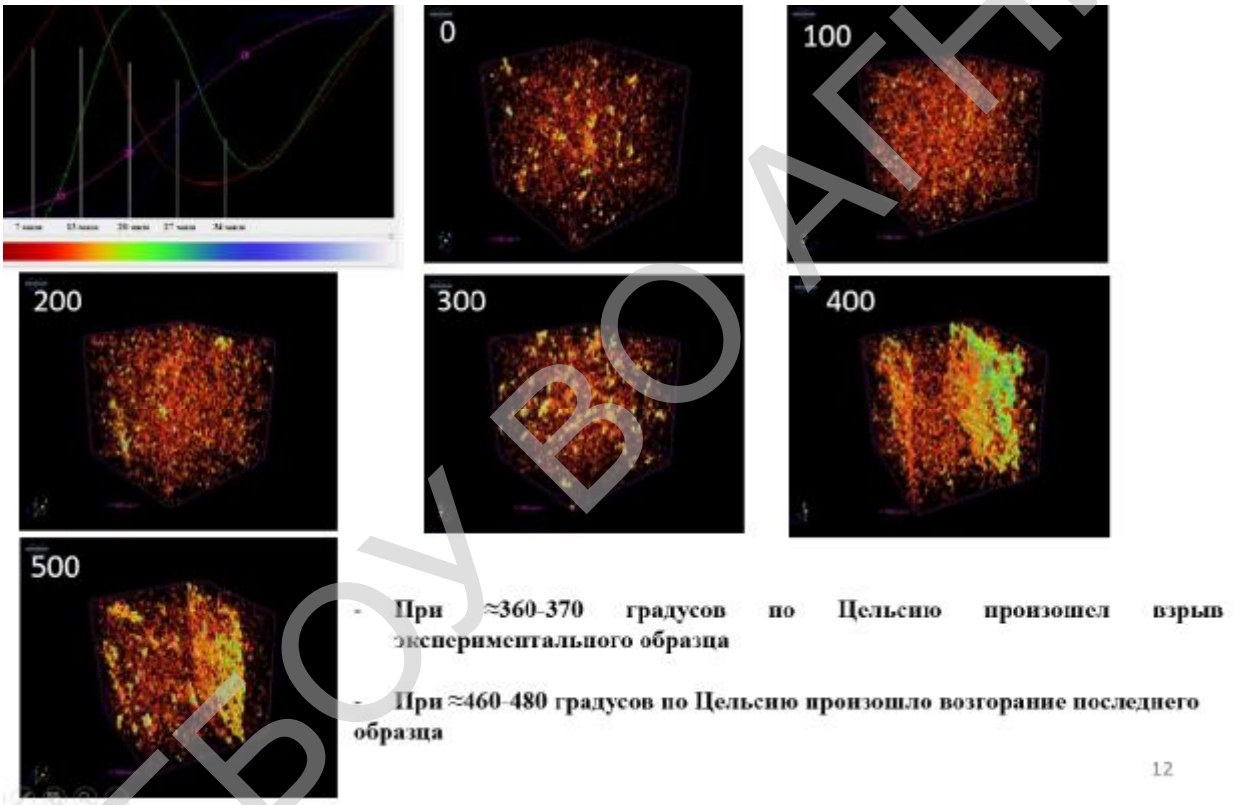


Рисунок 1. Изменения в структуре пустотного пространства образцов баженовской свиты в результате процессов генерации углеводородов при прогреве от 0 до 500 ° С.

Полученные данные подтверждают процесс формирования коллектора в глинисто-битуминозных низкопроницаемых коллекторах, описанный Нестеровым И.И.. При прогреве черных аргиллитов баженовской свиты до температур 200-300 ° С образуются конкреции наиболее крупных пор, заполненных углеводородами, которые при последующем процессе генерации и возникновении аномально высокого давления, по пути наименьшего сопротивления, образуют сеть трещин. Кроме качественной оценки факта трещинообразования в результате

ГБОУ ВО АГНИ

генерации углеводородов компьютерная рентгеновская микротомографии позволяет проводить точный анализ, учитывающий ориентацию и место образования новых трещин/пор в исследуемом образце. Основываясь на концепции Нестерова И.И. о том, что в процессах нефтегазогенерации в нефтематеринских породах могут принимать участие природные электромагнитные поля [3], был проведен эксперимент по воздействию на черный аргиллит баженовской свиты СВЧ-воздействием, наиболее подробно данный эксперимент представлен в работе [4]. В контексте данной работы важным моментом является, ориентированная оценка изменений в структуре пустотного пространства в результате генерации углеводородов. Первоначально была получена цифровая модель №1 экспериментального образца, после этого он подвергся 8-минутному воздействию СВЧ-полем с последующим получением цифровой модели №2 этого же самого образца. После этого цифровые модели были совмещены и зафиксированы ориентированные в объеме изменения в структуре пустотного пространства образца, смотрите рисунок 2.

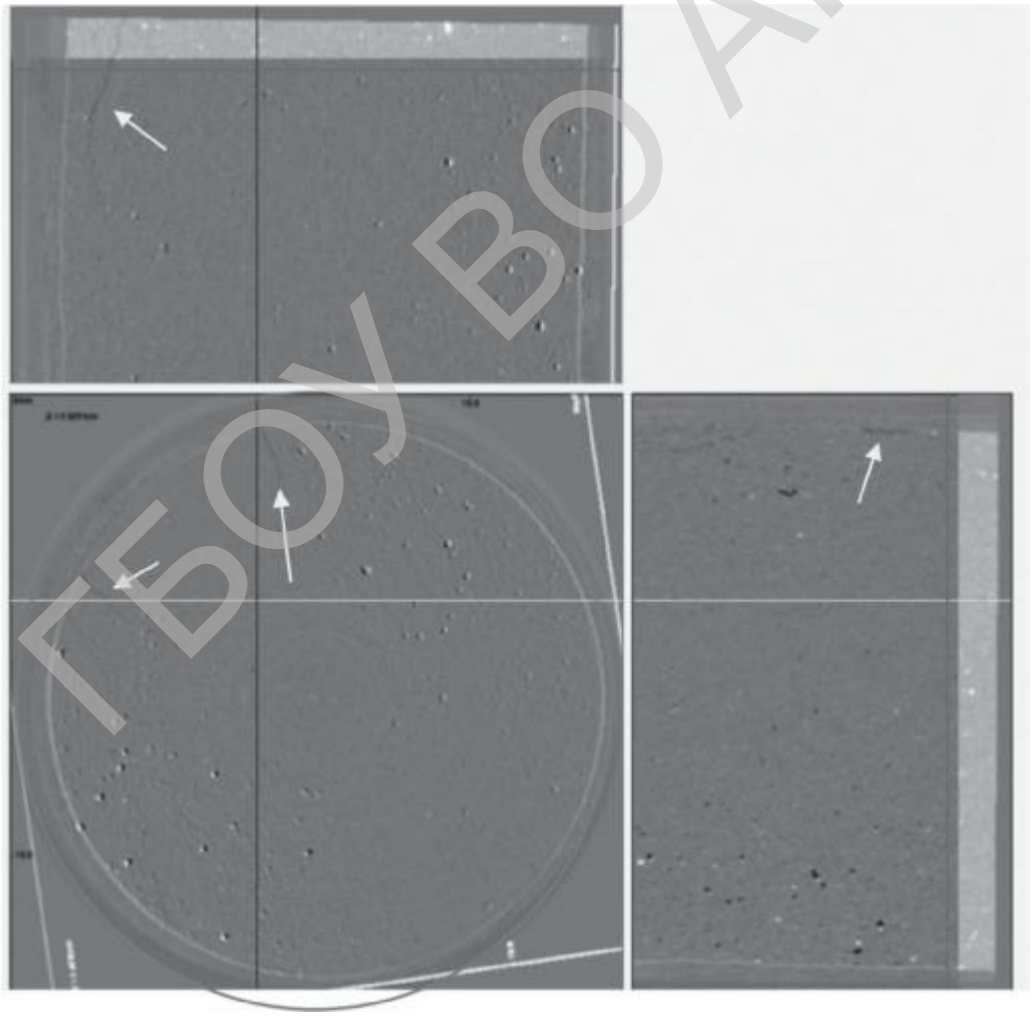


Рисунок 2. Ортогональные сечения совмещенной цифровой модели после совершения логической операции “difference image” (до и после воздействия СВЧ-полем) [4]

ГБОУ ВО АГНИ

На рисунке 2 белыми стрелками показаны новообразованные трещины ориентированные в пространстве. Они возникли в результате процессов генерации жидких и газообразных углеводородов из твердого органического вещества.

В результате проведенных исследований можно заключить, что при исследовании процессов генерации углеводородов рекомендовано в комплексе со стандартными геохимическими методами (экстракционно-весовой, хроматография, пиролиз) использовать экспериментальные подходы до и после энергетического воздействия на нефтематеринские породы исследуемые методом компьютерной рентгеновской миротомографии. В контексте исследования процессов влияющих на генерацию углеводородов результаты эксперимента, представленного на рисунке №1, помогли определиться с температурным режимом следующего эксперимента, направленного на оценку влияния геомагнитного поля Земли на процессы генерации углеводородов, иными словами показали, что в черных аргиллитах баженовской свиты Салымского месторождения значительных генерационных процессов до температур 200°С не происходит.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., Малыхин А.Я. и др. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. М.: Недра, 1987. 256 с.

2. Пономарев А.А. Исследование нефтематеринского потенциала черных аргиллитов баженовской свиты Салымского месторождения // StudNet. 2020. Т. 3. № 4. С. 75-78.

3. Нестеров И.И. Проблемы геологии нефти и газа второй половины XX века. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2007, 608 с.

4. Пономарев А.А. Методика косвенной оценки наличия нефтегенерации в глинисто-битуминозных породах под воздействием СВЧ-волн // Технологии нефти и газа. 2019. № 2 (121). С. 28-31.

ГБОУ ВО АГНИ

СЕКЦИЯ 7. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

УДК 681.518

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ГСМ ПО МЕТОДУ СТОКСА

INFORMATION AND ANALYTICAL SYSTEM FOR AUTOMATED DETERMINATION OF VISCOSITY OF FUEL AND LUBRICANTS BY STOKS METHOD

А.И. Ахметов
(A.I. Akhmetov)
Филиал «МАКРОРЕГИОН УРАЛ» ООО ИК СИБИНТЕК
(Branch «Macroregion Ural» OOO IC SIBINTEK)

В данной статье приводится измерение кинематической и динамической вязкости жидкостей с применением разработанного устройства вискозиметра и встроенной к нему информационно-аналитической системы.

This article provides the measurement of the kinematic and dynamic viscosity of liquids using the developed viscometer device and an integrated information and analytical system.

Ключевые слова: *вискозиметр, вязкость, Стокс, устройство, информационно-аналитическая система*

Key words*: viscometer, viscosity, Stokes, device, information and analytical system*

При лабораторных исследованиях определяют направление рационального использования нефтепродуктов, выявляют некачественный продукт, дают рекомендации по их устранению. В связи с возрастанием мощности технологических установок повысилась и ответственность лаборанта за обеспечение контроля качества выпускаемой продукции. Неточность и несвоевременность проведения анализов приводит к браку, к уменьшению выхода целевых продуктов. Возрастают требования к качеству выпускаемой продукции, вводятся новые методы оценки их свойств, и лаборант должен постоянно совершенствовать свои знания, осваивать новые приборы, методы испытания. Лаборант должен знать устройство и правило обращения с ним, следить за его исправностью, аккуратно заносить результаты анализа в рабочие журналы.

Актуальность исследования заключается в том, что, несмотря на внедрение автоматических анализаторов качества, доля ручного труда лаборантов, проводящих диагностику качества испытуемых образцов, достаточно высока. Это усложняет процесс автоматизации измерения

ГБОУ ВО АГНИ

жидкости на показатели качества. Невозможно вести замеры в автоматическом режиме, поскольку полученные результаты необходимо заносить в ЭВМ вручную, это ведет к увеличению времени испытания и появлению ошибок, обусловленных человеческим фактором.

Таким образом, разработанная информационно-аналитическая система автоматизированного измерения вязкости жидкостей позволит обрабатывать измеренные параметры, полученные с автоматизированного устройства. Все измеренные значения будут поступать на компьютер, где впоследствии будет производиться обработка полученной данных от разработанного вискозиметра. Данная информационно-аналитическая система автоматизированного измерения вязкости жидкостей востребована в научной сфере химмотологии и трибологии, а также в сфере производителей нефтепродуктов, химическом производстве для отслеживания за выпускаемым качеством продукции.

Макет разработанного устройства по вычислению вязкости ГСМ

В основе измерения лежит метод определения вязкости по методу Стокса. В образец масла помещённого в мерный цилиндр запускается металлический шарик, который принимает постоянную скорость падения в безграничной среде. Шарик опускается вдоль стенок внутреннего диаметра мерного цилиндра с измеряемой жидкостью, где установлены два датчика считывания прохождения металлического шарика от точки А до точки В.

В момент прохождения шарика измеренной длины двух точек запускается секундомер. Все полученные параметры сразу вычисляются в программе контроллера. По завершении проведения диагностики ГСМ на разработанном макете есть возможность передать полученные параметры на компьютер, где разработанная программа на языке C# позволит вычислить остальные зависимые параметры качества ГСМ.

Лицевая панель созданного устройства для отображения показателя кинематической вязкости представлена на рисунке 1.

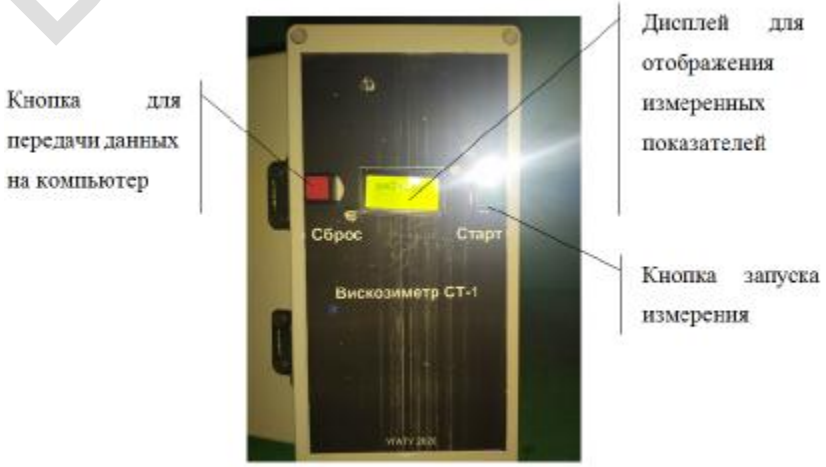


Рисунок 1 – Лицевая панель разработанного прибора

ГБОУ ВО АГНИ

На рисунке 2 представлено разработанное устройство по вычислению вязкости.

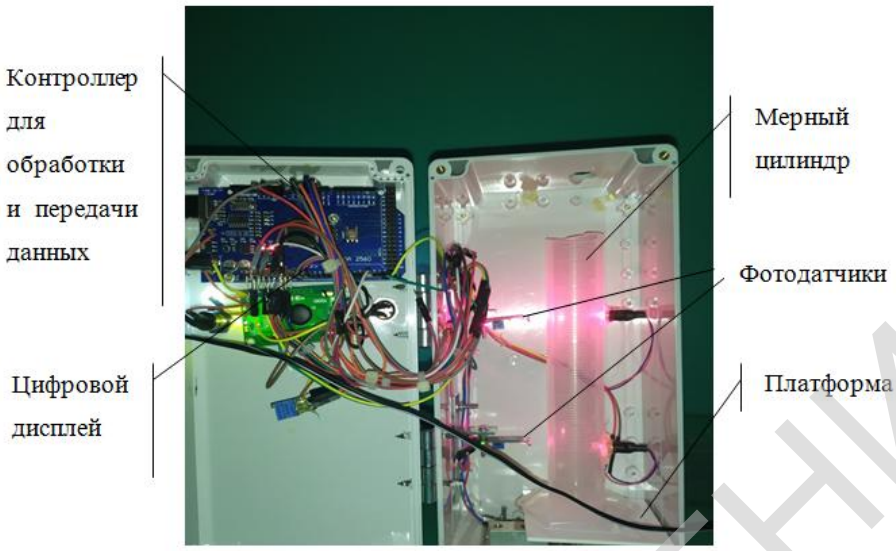


Рисунок 2 – Макет разработанного устройства

На сегодняшний день существует множество различных типов вискозиметров, позволяющих вычислять вязкость, но нет такого универсального устройства, который мог бы в автоматическом режиме вычислять вязкость и передавать данные для последующей ее доработки на компьютере.

a) Вибрационный

b) Пузырьковый

c) Ротационный

d) Капиллярный

Рисунок 3 – Виды существующих на сегодняшний день вискозиметров

ГБОУ ВО АГНИ

a) вибрационный вискозиметр представляет собой емкость с испытуемым веществом, в которой размещается зонд вискозиметра тело в форме сферы, цилиндра или пластины, который погружается в жидкую среду и совершает вынужденные колебания. При этом резонансная частота колебаний зонда будет изменяться в зависимости от вязкости жидкости, на основании чего вычисляется значение вязкости;

b) пузырьковый вискозиметр измеряет кинематическую вязкость, фиксируя траекторию и время свободного всплытия пузырька газа в жидкости. Данный тип анализаторов вязкости широко используется в промышленных и химических лабораториях.

c) ротационный вискозиметр имеет два соосных тела вращения (обычно диск, полусфера или конус), одно из которых размещается в резервуаре с исследуемым веществом. Первое тело принудительно вращается, и воздействует на второе тело в жидкости (которому передает момент вращательного движения). Измерение вязкости происходит по деформации осного соединения и отставанию тела в жидкости, вызванного ее сопротивлением вращению. К анализаторам вязкости ротационного типа относится вискозиметр Брукфильда, который широко применяется в нефтедобыче и газовой отрасли.

d) Капиллярный вискозиметр представляет систему емкостей, соединенную капилляром. В одном случае анализатор рассчитывает вязкость жидкости, измеряя разницу времени ее прохождения под воздействием силы тяжести через капиллярную трубку и трубку большого сечения, капиллярного эффекта не имеющей.

Математическая модель расчета вязкости на разработанном вискозиметре

Вязкость жидкостей объясняется действием сил притяжения между молекулами и проявляется в торможении движущихся в жидкости тел, в появлении сопротивления при помешивании жидкости и т.д. Единица измерения динамической вязкости [Па*с]. Динамическая вязкость рассчитывается по формуле (1):

$$h = \frac{2 \times r^2 \times g \times (r_{ш} - r_{ж})}{9 \times v \times (1 + 2{,}1 \times \frac{r}{R_0}) \times (1 + 1{,}33 \times \frac{r}{h})} \quad (1)$$

где g – ускорение свободного падение, н/кг;

$r_{ш}$ – плотность шарика, кг/м3;

$r_{ж}$ – плотность образца жидкости, кг/м3;

v – скорость движения шарика, м/с;

h – высота мерного цилиндра, мм;

t – время падения шарика, с;

r – радиус шарика, мм;

R_0 – радиус мерного цилиндра, мм.

ГБОУ ВО АГИУ

Рассчитать скорость движения шарика можно по формуле (2).

$$n = \frac{l}{t} \tag{2}$$

где l – высота падения шарика в мерном цилиндре двух точек, мм;
t – время падения шарика высоты l, с;
Кинематическая вязкость – это способность смазывающего вещества сопротивляться разрыву под действием двух трущихся деталей узла трения. В методике расчёта кинематической вязкости, которая осуществляется на нашем устройстве это время падения шарика через определённый объем вещества измеренного диаметра отверстия. Выражение вязкости выдается в единицах измерения – сантистоксах (сСт) или в мм2/с. Кинематическая вязкость вычисляется по формуле (3):

$$n = \frac{h}{r} \tag{3}$$

где v – кинематическая вязкость, сСт;
h – динамическая вязкость, Па*с;
r – плотность продукта, кг/м3.

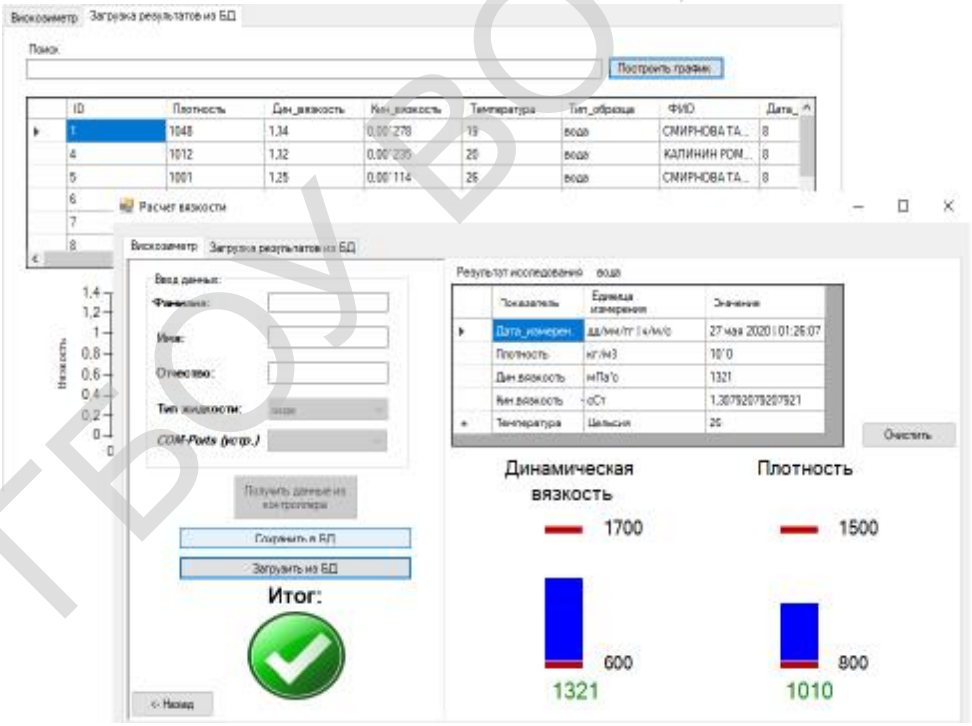


Рисунок 5 – Экранные формы разработанной программы по вычислению вязкости ГСМ по методу Стокса

Таким образом, разработанное устройство и программное обеспечение информационно-аналитической системы автоматизированного измерения вязкости жидкостей позволит:

ГБОУ ВО АГНИ

1) контролировать поток данных и регистрировать полученные показатели качества, формировать отчеты с рекомендациями для принятий правильных действий;

2) проводить анализ на месте;

3) сохранять полученные значения результатов анализа жидкости на вязкость и вести историю результатов испытании с сохранением в базу данных;

Разработанная система позволит повысить эффективность проведения лабораторных исследований жидкости на вязкость, за счёт сокращения трудовых и временных затрат, упростить процесс лабораторного, снизить ошибки при проведении анализа, проводить анализ на месте, контролировать поток данных и регистрировать полученные показатели качества, формировать отчеты с рекомендациями для принятий правильных действий, сохранять результаты анализа в базу данных. Таким образом, внедрение разработанной системы и средств упреждающего контроля в процессы производства позволят избежать критических ситуации и исключить ошибки, приводящие к выходу из строя диагностируемые оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дехтерман А.Ш. Лаборант нефтеперерабатывающего завода. Учебное пособие. Уфа: Химия, 1990. 80 с.

2. Нигматуллин Р.Г., Нигматуллин В.Р., Нигматуллин И.Р. Диагностика ДВС по анализу моторного масла, Уфа: ГУП РБ Уфимский полиграфкомбинат, 2011. 296 с.

3. Анисимов И.Г., Бадыштова К.М., Бнатов С.А. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Справочник. Уфа: Издательский центр «Техинформ», 1999. 596 с.

УДК 681.5

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПЛАНИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

FORECASTING AND PLANNING MAINTENANCE OF PUMPING UNITS

К.Л. Горшкова

(Kristina L. Gorshkova)

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

(Almetyevsk State Oil Institute)

В нефтяной промышленности при длительной эксплуатации насосного оборудования возникают повреждения его элементов, вызванные особенностями нефтегазовых и нефтехимических производств. Предложен метод искусственных нейронных сетей для

ГБОУ ВО АГНИ

определения уровня поврежденности, прогнозирования и планирования технического обслуживания насосных агрегатов.

In the oil industry, during long-term operation of pumping equipment, damage to its elements occurs, caused by the peculiarities of oil and gas and petrochemical industries. A method of artificial neural networks is proposed for determining the level of damage, predicting and planning maintenance of pumping units.

Ключевые слова: *прогнозирование, планирование, техническое обслуживание, насосные агрегаты, нейронная сеть*

Key words: *forecasting, planning, maintenance, pumping units, neural network*

Своевременное техническое обслуживание – это необходимое условие поддержания АСУ в оптимальном рабочем состоянии. Основные цели технического обслуживания АСУ: содержание оборудования в исправном состоянии; предупреждение отказов АСУ; поддержка всех характеристик автоматической системы управления в заданных пределах; диагностика технического состояния; улучшение экономических показателей работы оборудования; сведение к минимуму аварийных остановок оборудования.

В нефтяной промышленности при длительной эксплуатации насосного оборудования неизбежно возникают повреждения его элементов, которые вызваны особенностями нефтегазовых и нефтехимических производств (высокое давление, высокая температура, высокая степень коррозии и т.д.). При эксплуатации насосного агрегата изменяется его техническое состояние. Эти изменения вызваны износом его деталей и узлов, что сказывается на его эксплуатационных характеристиках. Скорость потери работоспособности насосного агрегата и его элементов определяется индивидуальными особенностями насоса, начальным состоянием и режимом его эксплуатации. В результате износа растут все виды потерь, что ведет к снижению КПД, что является основным показателем, определяющим вывод насосного агрегата в ремонт. К вопросам решения проблем безопасной эксплуатации насосного оборудования, выработавшего свой срок службы, относится применение методов, которые предназначены для определения остаточного ресурса. Эксплуатация насосного оборудования сверх нормативного срока допустима при наличии положительной информации о техническом состоянии. Отсутствие информации о техническом состоянии насосного оборудования позволяет осуществить эксплуатацию по наработке на отказ или плановое обслуживание в соответствии с нормативами планово-предупредительных ремонтов. Такая эксплуатация насосного оборудования приводит к увеличению средств на их техническое обслуживание и ремонт.

В связи с этим возникает проблема отслеживания и анализа эксплуатационных характеристик насосного агрегата, которые позволяют

ГБОУ ВО АГНИ

определить текущее его состояние [1]. Учет параметров насосного агрегата с определенной вероятностью и вывод прогнозируемых поврежденности насосных агрегатов является актуальным вопросом.

Рассмотрены методы обеспечения надежной и безопасной эксплуатации машинных агрегатов нефтегазовых производств. Надежная и безопасная эксплуатация машинных агрегатов невозможна без применения системы диагностики технического состояния. Проведен анализ достоинств, недостатков и возможность применения для диагностирования машинных агрегатов таких распространенных в промышленности методов, как вибрационный, тепловизионный, акустический, магнитный и вихретоковый. Рассмотрены методы диагностики, применяемые для обеспечения необходимого уровня безопасной эксплуатации элементов системы электропривода машинных агрегатов: метод частичных разрядов; измерение сопротивлений и проводимостей диэлектриков и проводников, параметров шума; испытания повышенным напряжением.

Для оценки уровня поврежденности насосных агрегатов нефтегазовых производств можно выделить следующее:

1. Представление физических процессов и явлений в виде математических моделей, протекающих в электродвигателе при возникновении неисправности в насосном агрегате.
2. Нахождение зависимости изменения параметров тока и напряжения от характера повреждения и режима работы.
3. Применение метода оценки уровня поврежденности насосных агрегатов нефтегазовых производств.

Перечисляются причины повреждения элементов насосного оборудования и с чем это связано. Разнообразие конструкций и условий применения насосов определяет разнообразие возможных неисправностей. В руководстве по эксплуатации каждого насоса приводится подробный список характерных неисправностей и способов их устранения.

Основные признаки неисправностей, проявляющиеся в процессе эксплуатации: вибрация агрегата, повышенный уровень шума и изменение его тональности, повышенные рабочие токи, пульсации давления.

Причины выхода насоса из строя можно разделить на несколько групп:

1. Механические неисправности: дефекты изготовления, сборки и монтажа насосного агрегата; вызванные износом насосного агрегата.
2. Неисправности системы управления: работа в недопустимых режимах (вне рабочей зоны); неисправности системы электропитания; неисправности электродвигателя.
3. Неисправности гидравлической системы: неправильный подбор насоса; изменение параметров сети [2].

ПГУТИ

Система диагностики осуществляет идентификацию технического состояния и прогнозирование ресурса безаварийной работы насосного агрегата по совокупности параметров высших гармоник напряжений и токов, генерируемых электроприводом и на основе применения искусственной нейронной сети [3]. Результатом этого является значение интегрального диагностического параметра поврежденности [4].

Метод искусственных нейронных сетей наиболее приемлем для определения уровня поврежденности насосных агрегатов по значениям параметров, создаваемых двигателем электропривода гармоник напряжений и токов [5]. В частности, нейронная сеть может автоматически рассчитать и проклассифицировать центробежные насосы, оптимизировать и спрогнозировать их техническое обслуживание.

ЛИТЕРАТУРА

1. Muralidharan V., Sugumaran V., Indira V. Fault diagnosis of monoblock centrifugal pump using SVM // Engineering Science and Technology, an International Journal. - 2014. - №17. – с. 152 – 157.

2. Ивановский В.Н. Нефтегазопромысловое оборудование: Учеб. для ВУЗов; под общ. ред. В.Н. Ивановского — Москва: «ЦентрЛитНефтеГаз» 2006. – 70 с.

3. Горшкова К.Л. Султанова Э.М.Применение нейронной сети для технической диагностики и работоспособности системы поддержания пластового давления. Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2018. Т. XVI. С. 176-179.

4. Прахов И.В. Разработка интеллектуальной системы диагностики насосных агрегатов с электрическим приводом / И.В. Прахов, А.В. Самородов, М.Г. Баширов // Современные наукоемкие технологии. – 2017. – № 10 – С. 58-62.

5. Maurizio Bevilacqua, Marcello Braglia, Marco Frosolini, Roberto Montanari Failure rate prediction with artificial neural networks (Прогнозированиеотказовспомощьюискусственныхнейронныхсетей) / Journal of Quality in Maintenance Engineering. – 2005. Vol 11 №3, pp. 279–294.

ГБОУВО АГНИ

УДК 638.52.011.56

DESIGN OF THE AUTOMATED MACHINE SYSTEMS OF MULTINOMENCLATURE PRODUCTION

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СТАНОЧНЫХ СИСТЕМ МНОГОНОМЕНКЛАТУРНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Е.Б. Думлер[1], Р.И. Вахитова[2]

(Elena B. Dumler[1], Roza I. Vakhitova[2])

[1]ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», [2]ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

([1]Ufa state Petroleum Technological University, [2]Almetyevsk State Oil Institute)

This article analyzes the features of technological processes of machine-building production of a large range of products during the transition to the concept of automated flexible production in order to increase the efficiency of equipment at the transition stage from traditional production to automated flexible production.

В данной статье проведен анализ особенностей технологических процессов машиностроительного производства большой номенклатуры изделий при переходе к концепции автоматизированного гибкого производства с целью повышения эффективности оборудования на переходном этапе от традиционного производства к автоматизированному гибкому.

Ключевые слова: *автоматизированная станочная система, многономенклатурное производство, автоматизированное гибкое производство*

Key words: *automated machine tool system, multi-product production, automated flexible production*

Machine-building production is characterized by the scale and large nomenclature of products, their production in small series, and frequent changes in the equipment produced. Technological products of the machine-building industry are distinguished by a large number of original design proposals and increased structural complexity, which significantly increases the time of production, therefore, there are increasing requirements for reducing the time of technological preparation and re-equipment of production, for creating automated machine tool systems that can quickly and mobilely redirect to the production of new types of products.

The requirements for the production of a wide range of products are met most fully by metal cutting machines combined into automated machine tool systems. Nevertheless, the existing domestic and foreign implementation experience has shown that most of them are not always economically viable, despite the fact that there are a sufficient number of examples of their effective

ГБОУ ВО АГНИ

use. The reason for the low efficiency of the automated machine tool system is that the Russian machine-building industry lacks the required infrastructure, organisational and technical conditions, which is why the task of creating and designing automated machine tool systems for multi-layered production is currently being set.

Multi-manufacturing is characterised not only by the differentiation of the processing of parts into numerous operations and the flow and conveyor organisation of work, but also by the centralisation of as complete a part processing in one operation at one workplace as possible. Flexible production, unlike traditional production, can solve many of the problems associated with multi-manufacturing: reduced machine time, reduce the lag between productivity growth and machine productivity growth, to reduce the growth of auxiliary service work, reduce the increase in the total time spent on products in production halls, and reduce the amount of basic servicing labour, reduce fundraising and increase in the number of employees, etc.

Automated Flexible Production - expresses the ability of the equipment to produce any product economically in a given volume and in the required sequence with the technological capabilities of the equipment. In the transition to automated flexible production, it is necessary to change the organisational structure of the enterprise and increase the role of standardisation and unification, which will increase the efficiency of equipment in the transition phase as opposed to traditional production in the transition to automated flexible production. Also, in the transition phase, a programme approach [1] to improving the organisation of multi-layered production is being developed, which is reflected in a number of organisational and technical measures, such as: group technology; automation of tooling; computer integration of production, which includes the automation of design, technological and management activities of the enterprise; integration of material and information flows; continuous quality control and management; organisation of production on the principle "everything only when it is necessary.

The most important features of a multi-layered, flexible production process are as follows [2-4]:

1. Building technology on a modular principle; manufacturing products in a flexible cycle using fundamentally new processing processes.
2. Implementation of a complete technology in which a set of parts of one machine is produced in one automated machine system.
3. Situational design of the technology depending on changes in the parameters of the technological process.
4. Provision of a small-scale, changeover technology using active control means.
5. Use of principles of optimality and completeness of machine systems; transition to "deserted technology" based on the application of computerized machine systems and technologies to create systems of automated design of machine systems.

ПРОБА

Let's stop on some of the listed features of multivariate production.

The problem of low-operational technology is especially urgent when using the principle of concentration of operations on the machined centers [5]. It is necessary to reconsider the attitude of engineers - technologists to the analysis of manufacturability of a design of details and units which purpose - possibility of processing of a let out part in the automated machine tool system. Thus it is necessary to aspire to the maximum unification of constructive elements of knots and details that in the end will define transitions of processing in structure of technological operation.

The structure of the automated machine tool system is optimal, if it includes a minimum of units of machines and provides a rational concentration of operations on each position of processing parts.

Automated change of production conditions for its.

Optimization in a given interval of time by a given criterion is provided by the reengineered technology [6]. Realization of principles of such technology provides technological substantiation of multivariate solutions, creation of adaptively controlled processes of processing, development of means of adjustable, automatically readjustable equipment.

One of the most important principles of automated flexible technology, which responds quickly to any change in the production situation, is the situational design of technological processes. It makes it possible to quickly change not only the route of previously fixed operations, but also the composition of the operations themselves, which will significantly reduce the total time spent in the production system of parts and assemblies, if the condition is met that the time taken to make a decision will be quite small [2]. When creating an automated system capable of delivering solutions both at the design stage and at the operation stage of an automated machine tool system, it is possible to implement the principles of technology design taking into account the production situation.

The emerging problems of reducing the volume of unfinished production, organisation of the rhythmic work of assembly lines and individual workshops are solved by a complete technology as a whole. Complete processing of the main machine parts increases the equipment load factor and makes the best use of technological capabilities [5].

Significant interest in the design of technological processes in the machine systems of multi-layered production is the use of principles of modular technology [7]. This technology is based on the fact that any detail can be represented as a set of so-called modules, surfaces, selected from a limited range of these modules. Several typical technological processes that take into account their diversity in size, materials, surface quality, geometric accuracy requirements, etc., could be developed for each surface module.

ПРОВЕРЕНО

The combination of group and modular technology provides the basis for the creation of machine systems based on the process of aggregating the executive units of technological equipment, which leads to its typification up to the creation of standard systems capable of mastering the complete production of standard parts in all branches of engineering production.

The principle of completeness of flexible technology is based on the requirement to perform all technological operations within one machine system without intermediate transfer of semi-finished products to auxiliary departments or other divisions. Designing "genuine" automated design systems is impossible without observing the principle of completeness. The main number of technological processes carried out within the framework of the automated design systems working at the present stage have an unfinished character, as their completion requires a number of special operations or finishing: gear cutting, deburring, heat treatment, sealing of shells and other defects opened after roughing, finishing operations, etc.

Fulfillment of the completeness principle requires the development of new and expanding the capabilities of existing equipment with numerical program control, organization of workstations and special positions within the automated design system.

REFERENCE

1. Voronenko, V.P. Automated technologies and manufactures in machine-building: textbook for HEIs / V.P. Voronenko, Yu. RAS Y.M. Solomentsev. - M.: Drofa. 2006. 380c.

2. Domoratskiy, A.N. System Design of the Integrated Production Complexes (in Russian) / A.N. Domoratskiy, A.A. Leskin, V.M. Ponomarev et al., Pod general ed. - L.: Mashinostroeniya. Le Ningr. otdnye, 1986. 319 c.

3. Dumler, E.B. Ponomarev et al. Cluster Analysis of Technological Objects of Multi-Nuclear Production // Vestnik of Voronezh State Technical University. 2007. T.3. N5. C.149-150.

4. Makarov, I.M. System principles of creation of the flexible automated productions. - Moscow: Higher School, 1986. 176 c

5. Mitrofanov, V.G. Group technology of machine-building production: V 2t. 3rd ed. - L.: Mashinostroenie. Leningrad. otdnye.1983. T.1. 407s.

6. Solomentsev, Yu.M. Modern automated production in industry // Vestnik MSTU Stankin. 2008. N4. C.125-132.

7. Lischinskiy, L.Yu. Technical and economic analysis and methods of choice of rational structures of flexible production systems: Technology, equipment, organization and economics of machine-building production. - Moscow: VNIITEMR, 1985.64 p.

ТОЛЬКО АРХИВ

УДК 681.513.2

ABOUT SOFTWARE-IMPLEMENTED EMERGENCY PROTECTION SYSTEM WITH SELECTIVE PROCESSING OF LOGICAL INFORMATION

О ПРОГРАММНО-РЕАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ С ВЫБОРОЧНОЙ ОБРАБОТКОЙ ЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

E.R. Enikeeva, E.A. Gilyazieva
(Е.Р. Еникеева, Е.А. Гилязиева)
Almetyevsk State Oil Institute
(ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»)

Until now, the widespread use of this approach has been restrained by the circuitry difficulty, which consists in the fact that the logical part of the emergency protection system as a whole must be divided into separate and relatively independent functional blocks, the development of the structure of which is intuitively a complex engineering task. The situation is drastically simplified if the structure of the above blocks is synthesized using sequential equations.

Key words: *controller, algorithm, operator, logical information, scan*
Ключевые слова: *контроллер, алгоритм, оператор, логическая информация, сканирование*

The development of EPS for especially hazardous petrochemical technological processes proceeding at a high speed imposes strict requirements on the response time of programmable controllers, which should be at least an order of magnitude shorter than the time required to prevent an emergency at technological installations. However, in reality, only expensive programmable controllers, for example, from SIEMENS, partially satisfy this requirement.

From the analysis of the functioning of modern programmable controllers, it follows [1, 7, 8] that their response time consists of two components: the signal delay by the controller hardware caused by transient processes and the algorithmic signal delay, which is equal to the scanning time of the controller's control program. Statistical studies show [7] that for a number of programmable controllers, the signal delay by the controller hardware is less than 5%, and the algorithmic delay is 95% of the total controller response time.

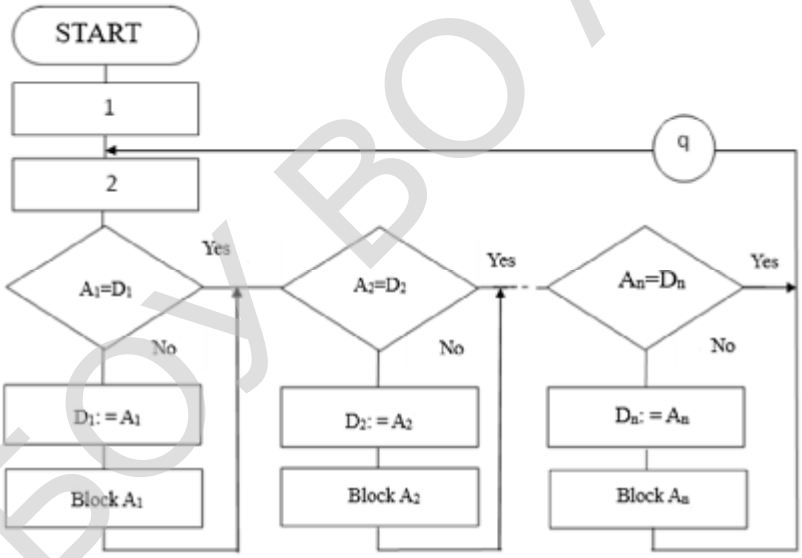
Under operating conditions, it is not possible to reduce the first component, since it is completely determined by the technical characteristics of the controller's element base. In addition, due to its small share in the total signal delay, this is not an urgent task.

To reduce the algorithmic response delay of programmable controllers in [4, 5] proposed a method, the essence of which is illustrated by the diagram shown in picture 1. Depending on the state of the input and output signals of

the programmable controller combined in conjunction, it allows initiating only the part of the program related to conjunctions, the members of which changed their state during the previous scanning period of the control program.

The scheme consists of the following elements: 1 - a software module that sets the controller blocks to the required state when it is initially turned on; 2 - operators serving abnormal controller modes; $A_1 = D_1$, $A_2 = D_2$, ..., $A_n = D_n$ are conditional jump operators analyzing information in registers A_1 ¸ A_n of input modules and cells D_1 ¸ D_n of the programmable controller's RAM for equality, and n is the number of its input modules; D_1: = A_1, D_2: = A_2, ..., D_n: = A_n - operators assigning contents of cells D_1, D_2,…., D_n to the contents of A1¸ An, respectively. Block A_1 - Block A_n - fragments of the controller program are closely related, respectively, to the registers A1¸ An.

The algorithm works as follows. When the supply voltage is applied to the controller, blocks 1, 2 and conditional jump statements are executed sequentially. If the data in the input register A_1 and in the cell D_1 are the same, then the transition to the analysis of the contents of A_2 occurs. Otherwise, the operators A_1:= D_1 and Block A_1 are executed. The rest of the program is executed in the same way. At point q, the first scan cycle ends and the second begins, then the third, etc.



Picture 1 - Logic diagram of selective processing of logical information

Thus, for each scanning period, only the program volume is executed that refers to the input and output signals that have changed their state. The only exceptions are operators 1 and 2, which, due to the importance of the information they process, are unconditionally executed with each scan.

The proposed EPS implementation method shows that the control program can be represented as separate branches with a quasi-parallel service discipline. In the general case, the execution of each branch takes a different processor time, and it is always much less than the time required to execute the program as a whole. This allows you to reduce the scanning period of the controller, and therefore, to reduce its response time since the value of the

ГБОУ ВО АГПА

scanning period, in this case, is determined by the duration of the execution of not the entire program, but only that part of it that refers to the input signals that changed their state in the previous scanning period.

Until now, the widespread use of this approach has been restrained by the circuitry difficulty, which consists in the fact that the logical part of the SIS as a whole must be divided into separate and relatively independent functional blocks (in picture 1 - Block A_1 - Block A_n), the development of the structure of which is intuitively difficult engineering task.

However, the situation is drastically simplified if the structure of these blocks is synthesized using sequential equations, which, as has already been pointed out more than once, are an unsurpassed tool for the decomposition of control logical structures. Sequential equations make it possible to represent the EPS as a set of organically interconnected blocks, each of which is associated with only one input module of the programmable controller. This opens up the prospect of completely abandoning the currently very widespread ineffective bitwise processing of logical information and moving on to processing it with machine words, which, in turn, will significantly increase the performance of modern programmable controllers. Considering that the bit capacity of modern programmable controllers has a steady tendency to increase, then the perspective of this approach becomes obvious.

As follows from picture 1, EPS is decomposed into n blocks A1 ¸ An, that is, according to the number of input modules (n) of the controller. The number of arguments supplied to the input of each block is equal to the bit width of the controller input modules plus the arguments of the SIS actuators that are controlled by the block in question. This is due to the fact that in the structure of a sequential equation, the synthesized function itself is always present as an argument, the state of which is interrogated by the controller processor directly from its output modules. Hence it follows that if the EPS implemented in software can be divided into n equal blocks, then the algorithmic performance of the programmable controller will increase n times.

Sequential equations are a universal means of synthesizing control logical structures of any complexity, which make it very simple to decompose the SIS into a number of blocks equal to the number of input modules of a programmable controller. However, in a number of cases, when all or part of the blocks A1¸ An in Picture 1 control the EPS actuators according to a given cycle, it is advisable to synthesize them on the basis of extended Boolean matrices [3]. Having a limited area of application, extended Boolean matrices have a number of advantages in comparison with sequential equations, among which the main ones are: the absence of a deterministic prescription for the unconditional use of feedback for each SIS executive body; simplicity of conditions of realizability of initial data; the result of synthesis by extended Boolean matrices is the PDNF of Boolean functions, which, without additional transformations, can be used for minimization by the Quine - McCluskey method.

ГБОУ ВО АГНИ

The above arguments indicate that for the development of logical structures of blocks A1 ¸ An in Picture 1 during the cyclic operation of the EPS, it is advisable to use the apparatus of extended Boolean matrices. They allow you to create a minimized logical structure of the SIS, which controls one or more automatic or semi-automatic cycles with parallelism, as well as adjustment or other additional modes of operation of technological units [6].

This extension is based on the integration of the following new components into the Boolean matrix [7]: the blocking vector, which allowed the introduction of blocking elements at the design stage of the SIS, vectors of functions of abnormal modes that describe the behavior of the SIS executive bodies in the commissioning mode, and a variety of service functions.

CONCLUSIONS

1. On the basis of sequential equations, a general algorithm is proposed that contains all the necessary functions for the automated obtaining of minimized logical structures used to control the executive bodies of the SPS of technological installations.

2. Depending on the form of specifying the conditions for enabling and disabling Boolean functions, an algorithm for choosing a rational option for minimization has been developed, which makes it possible to compose an appropriate computer program for a priori determination of the option of minimization with the least labor input.

3. A numerical technique is proposed for transforming sequential equations, in which conjunctions are obtained by simply enumerating their binary codes from the corresponding series of numbers. It is shown that with the same dimension of Boolean functions, the time for the microprocessor to execute this operation is approximately 64 - 128 times less than the multiplication of two conjunctions. All this saves the user from the heuristic use of the laws and equivalences of the Boolean algebra when unfolding sequential equations in SDNF, thereby creating a good basis for developing high-speed programs for minimizing logical functions of large dimension.

REFERENCE

1. Электротехника и электроника. Кн. 2. Электромагнитные устройства и электрические машины. –М. Герасимов В.Г., Кузнецов Э.В., 2012. – 73 с.

2. Е. Хорошев «Энергоэффективность асинхронного и вентильного электропривода». - Нефтегазовая Вертикаль, 2013, № 2, стр. 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., Емекеев А.М., Ахметов Р.Р., Якунин А.Н. «Принцип построения автоматизированной системы управления

ГБОУ ВО АГНИ

электроприводом механизмов добычи нефти». - Вестник ПНТПУ Геология. Нефтегазовое и горное дело №7 – Пермь: ПНИПУ, 2013
5. Муравьева Е.А., Еникеева Э.Р., Нургалиев Р.Р. «Автоматическая система поддержания оптимального уровня жидкости и разработка датчика уровня жидкости». - Нефтегазовое дело. Т. 15. № 2. С. 171-176, 2017.
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.

УДК 622.24

ОБ ИЗМЕРЕНИИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

MEASURING WELL PERFORMANCE

Р.Н. Зарипова, Н.Н. Алаева
(Regina N. Zaripova, Natalya N.Alaeva)
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»
(Almetyevsk State Oil Institute)

Приведен сравнительный анализ измерительных установок с указанием основных характеристик и особенностей. Предложено разработанное устройство для измерения содержания газа и жидкости в газожидкостном потоке.

Analysis comparative of the measuring installations with the main characteristics and features is presented. Device developed for measuring the content of gas and liquid in a gas-liquid stream is proposed.

Ключевые слова: *производительность скважин, измерительные установки, погрешность*

Key words*: well performance, measuring units, error*

В современной нефтяной промышленности одной и самых главных характеристик скважины по праву считается дебит жидкости. Именно он дает возможность определить нефтеотдачу скважины, а также правильно выбрать производительность насосного оборудования.

ГБОУ ВО АГНИ

Точные данные дебита жидкости дают возможность контролировать режим эксплуатации скважин и месторождения, что позволяет принимать нужные меры по устранению возможных отклонений.

Для измерения дебита жидкости используются различные счетчики и расходомеры, которых на современном рынке большое количество. Однако на малодебитных скважинах выбор в счетчиках становится достаточно узким. На скважинах без содержания попутного газа используются счетчики РИНГ, а на скважинах, в составе которых содержится попутный газ, бесспорным лидером является счетчик количества жидкости (СКЖ). Счетчики количества жидкости применяются как отдельно, так и в составе измерительных установок. Установки для измерения имеют идентичные технологические характеристики и рассчитаны на работу в определенных условиях.

Важным узлом в процессе подготовки нефти являются автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), предназначенные для автоматического учета количества жидкости и газа, добываемых из нефтяных скважин. Измерение дебита жидкости производится СКЖ, установленным на АГЗУ. Существующий сепаратор на АГЗУ типа «Спутник» не обеспечивает необходимую сепарацию [1], вследствие чего, измерение дебита жидкости с регламентированной точностью невозможно.

Система измерения количества и параметров нефти сырой (СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения количества нефти сырой, для определения в автоматизированном режиме показателей качества (плотность, вязкость, влагосодержание) и параметров нефти (давление, температура). СИКНС изготавливаются на базе объемных, массовых или ультразвуковых преобразователей расхода, включая массомеры и преобразователи расхода следующих фирм: *Emerson, Endress+Hauser, Yokogawa*, «Метран», «БОЗНА» и другие. Измерение дебита нефти осуществляют, например, с помощью счетчика-расходомера массового *CMF 300M*. Как показывает опыт, массовые расходомеры увеличивают погрешность измерений с повышением содержания остаточного газа в жидкости [2].

Установка «Спектр М» предназначена для измерения в потоке продукции нефтяной скважины объёма сверхвязкой нефти, а также объёма сырой нефти, объёма свободного попутного нефтяного газа, давления и температуры нефтегазоводяной смеси; индикации, регистрации и хранения измеренной и обработанной информации. В установке используется бессепарационный способ измерений. Способ заключается в измерении объемов, давлений и температуры нефтегазоводяной смеси в двух различных термодинамических состояниях, что позволяет решить задачу определения объема сырой нефти и объема свободного нефтяного газа в её потоке. Измерение объема выполняется, например, счетчиками кольцевыми РИНГ или счетчиками жидкости камерными *FLOCO*. В реальных условиях, в

ГБОУ ВО АГНИ

зависимости от величины вязкости, расхода некоторая сепарация все-таки происходит, поэтому результирующая величина погрешности измерений будет несколько меньше. Тем не менее понятно, что при увеличении газосодержания происходит резкий рост погрешности измерения объема жидкости.

Установки измерительные «НАФТА-СКАН» предназначены для измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси без учета воды. Измерение массы водонефтяной смеси осуществляется кориолисовым расходомером-счетчиком, а объемная доля воды – поточным влагомером за счет обеспечения выделения остаточного газа в сепарационной емкости из измеряемой водонефтяной смеси. Величину объема выделяемого остаточного газа можно учесть в результате измерения объема свободного нефтяного газа в продукции нефтяных скважин. Такой метод измерения позволяет повысить точность определения содержания доли пластовой воды в сырой нефти за счет прямых измерений плотности расслоенной сырой нефти.

Установка измерительная «МЕРА®-Массомер» предназначена для автоматического измерения массовых расходов сепарированной сырой нефти и объемного расхода попутного свободного газа, добываемых из нефтяных скважин, с последующим определением месячного покомпонентного дебита скважин. Основной отличительной особенностью установки является применение многофазного расходомера *NetOil&Gas* (МФРС), применение которого позволяет производить измерение количества нефти, газа и воды, поступающих из скважины, без предварительного разделения в сепараторе. Принцип работы основан на измерении массы и плотности жидкости кориолисовым расходомером, что в совокупности с данными от датчиков обводненности, давления и температуры позволяет рассчитать массу и объем трех компонентов газожидкостной смеси (нефть, вода, попутный нефтяной газ), находящихся в двух агрегатных состояниях (жидкость и газ). Установка измеряет в реальном масштабе времени расходы и массы (объемы) накопленным итогом по следующим компонентам: жидкость (сырая нефть), нефть (сырая нефть без учета воды), вода, свободный газ и растворенный газ.

В таблице 1 представлены основные характеристики измерительных установок.

ГБОУ ВО АГИИ

Таблица 1 – Основные характеристики измерительных установок

	ГЗУ	СИКНС	СПЕКТР-М	НАФТА-СКАН	МЕРА-массомер
Расходомер	МАСК	CMF 300M	РИНГ	ROTAMASS	МФРС
Производительность по жидкости	400-1500 $м^3$/сут	50-17100 $м^3$/ч	1,68-1142,4 т/сут	1-500 т/сут	200-3200 т/сут
Количество подключаемых скважин	16	14	14	14	14
Давление	4 МПа	6,3 МПа	4 МПа	0,3-4 МПа	4 МПа
Вязкость жидкости	120 сСт	1,5-200 $мм^2$/с	10-10000 сСт	500 $мм^2$/с	1-150 сСт
Плотность жидкости	910-1120 кг/$м^3$	300-1600 кг/$м^3$	700-1360 кг/$м^3$	1200 кг/$м^3$	750-1100 кг/$м^3$
Температура, ^{0}С	0 до+90	-10 до +80	0 до +110	0 до +50	+5 до+90
Массовая для воды в измеряемой среде	99%	98%	99%	98%	98%
Относительная погрешность измерения жидкости	±2,5%	±1-3%	±1,5%	±2%	±2,5%
Производитель	ООО «БОЗНА», г. Бугульма	НПП «Томская электронная компания»	ЗАО «ОЗНА» г. Октябрьский	АО «Нефтеавтоматика» г. Уфа	АО «ГМС-Нефтемаш», г. Тюмень
Срок службы	10 лет	15лет	10лет	20лет	10лет

ГБОУ ВО АГНИ

Рассмотренные измерительные установки идентичны по функциональным возможностям, но характеризуются некоторыми особенностями. Указанный предел относительной погрешности в реальных условиях оказывается выше и зависит от множества факторов. Это является основной проблемой.

Повышения достоверности измерения дебита жидкости можно добиться путем применения разработанного устройства для измерения содержания газа и жидкости в газожидкостном потоке. Данное устройство содержит измерительный участок с последовательно установленными объемным и массовым расходомерами. Объемный и массовый расходомеры установлены на технологическом патрубке, сообщенным с

измерительным участком и установленным с отклонением при входе от измерительного участка под углом 30°±5° для поддержания равномерного турбулентного потока. Технологический патрубок с обоих концов оснащен задвижками для изоляции от измерительного участка, который между входом и выходом технологического патрубка оснащен запорным механизмом [3].

Предлагаемое устройство для измерения содержания газа и жидкости в газожидкостном потоке просто в изготовлении и применении, позволяет производить измерения с небольшими погрешностями за счет работы с однородным турбулентным потоком с использованием измерительной линии трубопровода. Перспективой дальнейших исследований является испытание разработанного устройства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Габдуллин Т.Г., Зарипова Р.Н., Томус Ю.Б., Шафикова Г.М. К вопросу измерения дебита скважин с погружными электронасосами // НТЖ Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности.-2006.-№10.-с.8-11

2. Зарипова Р.Н., Алаева Н.Н. Сравнительный анализ результатов производительности скважин по данным ГЗУ и СИКНС // журнал НТВП.-2020г.-№10.-с. 41-44

3. Инсапов М.М., Алаева Н.Н., Макаров Г.В. Устройство для измерения содержания газа и жидкости в газожидкостном потоке трубопровода // Патент на полезную модель РФ №191412, опубл. 05.08.2019.

УДК 621.5:622.276.53

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ РЕГУЛЯТОРА ДАВЛЕНИЯ В СИСТЕМУ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF A PRESSURE REGULATOR IN THE RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM

Р.Р. Махмибуллин[1], Н.В. Абдулкина[2]

(Rinat R. Makhmibullin[1], Natalia V. Abdulkina[2])

[1]Управление Татнефтегазпереработка,

[2]ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

([1]Tatneftegazpererabotka Department, [2]Almetyevsk state oil Institute)

Современная система ППД должна обеспечивать установленную добычу нефти. *Одной из основных задач в системе ППД является поддержание стабильного давления. Для этой цели было решено разработать и внедрить регулятор давления в высокоприемистую нагнетательную скважину.*

ГБОУ ВО АГНИ

A modern reservoir pressure maintenance system must ensure the established oil production. One of the main tasks in the pressure maintenance system is to maintain a stable pressure. For this purpose, it was decided to develop and implement a pressure regulator in a high-intake injection well.

Ключевые слова: *система ППД, регулятор давления, нагнетательная скважина*

Key words*: pressure maintenance system, pressure regulator, injection well*

Главное требование, предъявляемое к регуляторам – это точная, стабильная и безотказная работа. С применением регулятора давления на скважине обеспечится стабильное давление во всей системе ППД, так как на самой высокоприемистой скважине произойдет регулирование давления. Оно, в свою очередь, уменьшит нагрузку на все трубопроводы со стороны КНС, на все установленное оборудование, что приведет к более долгому сроку службы, также это позволит выдержать все режимы нагнетательных скважин, положительно влияя при этом на добывающие [1].

При централизованной схеме закачки воды в нагнетательные скважины с помощью насосов КНС в качестве способа регулирования расхода закачки воды применяют дросселирование – прикрытие регулируемой задвижки на выкиде насоса.

Регулирование давления в низконапорных подводящих водоводах производят с помощью регуляторов давления [2].

Регуляторы позволяют поддерживать давление в трубопроводе по принципу «после себя» на уровне, не превышающем предварительно заданного значения, в автоматическом режиме при изменяющемся давлении на входе в регулятор давления [3].

Регуляторы позволяют ограничивать давление в хвостовых участках водоводов или ответвлениях от водоводов для создания условий в соответствии с требованиями технологии (например, для защиты насоса КНС от скачков избыточного давления на его входе, подкачки воды с УПСВ системы нефтегазосбора и т.д.) [4].

Программно - технический комплекс для реализации регулирования давления состоит из трех иерархических уровней:

- нижний уровень – полевой КИП;
- средний уровень – контроллер «А2И-ТК»
- верхний уровень – Автоматизированная Система Дистанционного Контроля и Управления (АСДКУ).

В контроллер вводится уставка по давлению, которое необходимо поддерживать в системе трубопроводов со стороны КНС. Также в контроллер вводится величина (дельта) давления, в переделах которой давление считается не вышедшим за уставку.

ГБОУ ВО АГНИ

При росте давления в системе трубопроводов со стороны КНС контроллер приоткрывает задвижку для увеличения объема сброса воды и стабилизации давления на уровне уставки.
При снижении давления в системе трубопроводов со стороны КНС стабилизация давления на уровне уставки достигается за счет прикрытия или полного закрытия задвижки.

Контроллер определяет и фиксирует неисправности, происходящие с системой автоматизации нагнетательной скважины.

Таблица 1- Перечень неисправностей

№№ п/п	Наименование (запись в журнал событий)	Код неисправности	Причина
1	Нет неисправностей	0	-
2	Нет сигнала с датчика давления до задвижки	1	С датчика давления не поступает сигнал 4-20мА.
3	Нет сигнала с датчика положения задвижки	2	С датчика положения не поступает сигнал 4-20мА.
4	Сигнализация о перегреве ЭД от БТЗ 3.2	3	Перегрев электродвигателя задвижки. Цепь управления разрывается через БТЗ 3.2. Снимается по месту нажатием кнопки на БТЗ 3.2

В период эксплуатации регулятора в базе данных сохраняются следующие параметры: давление со стороны КНС, степень открытия задвижки, концевое положение открытия задвижки, концевое положение закрытия задвижки.

На рисунках 1 и 2 изображены уставки по давлению и тренды изменения давления при осуществлении регулирования.

Рассчитаем одноконтурную систему регулирования давления в нагнетательной скважине. Для нахождения передаточной функции объекта воспользуемся методом Симою [5].

После произведенных расчетов воспользуемся программой *MatLAB* и произведем расчет оптимальных параметров настроек ПИ-регулятора. Для этого соберем схему, представленную на рисунке 3.

ГБОУ ВО АГНИ

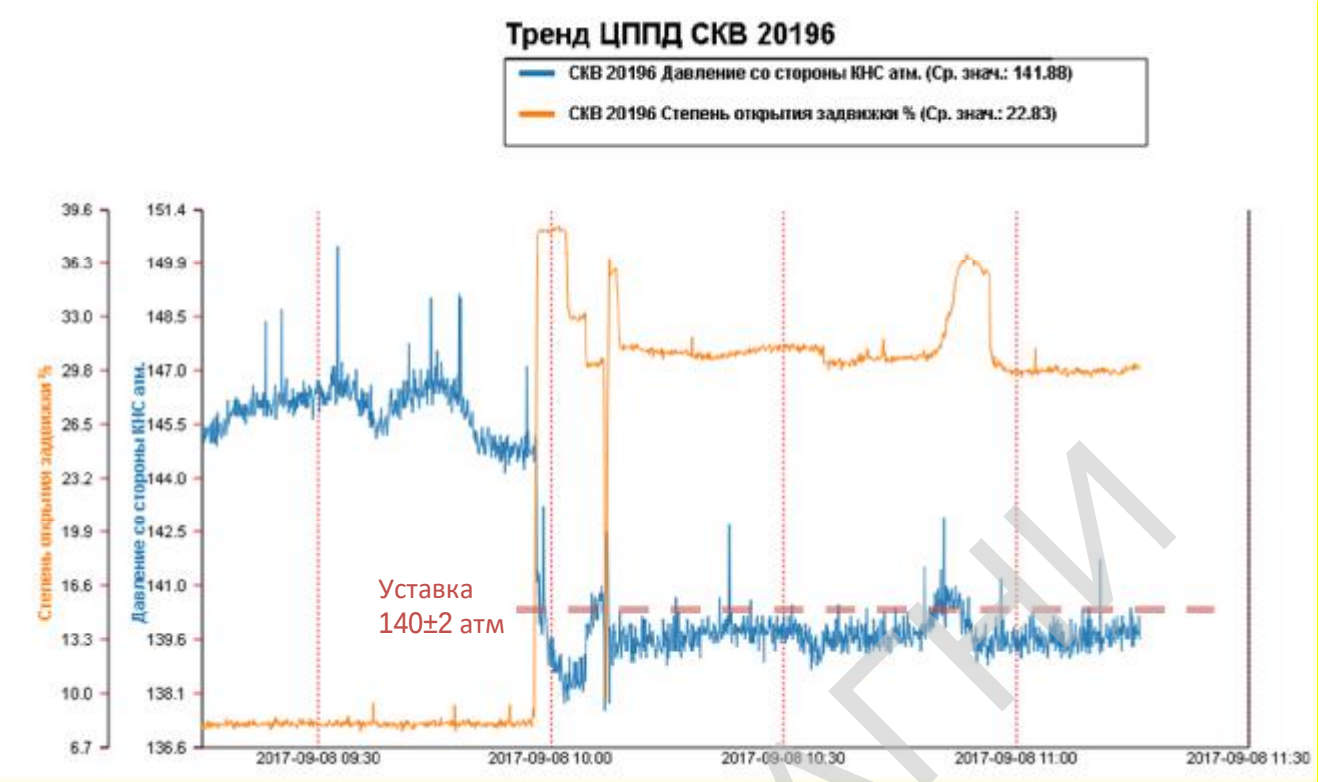


Рисунок 1 - Регулирование давления со стороны КНС на уровне 140±2 атм

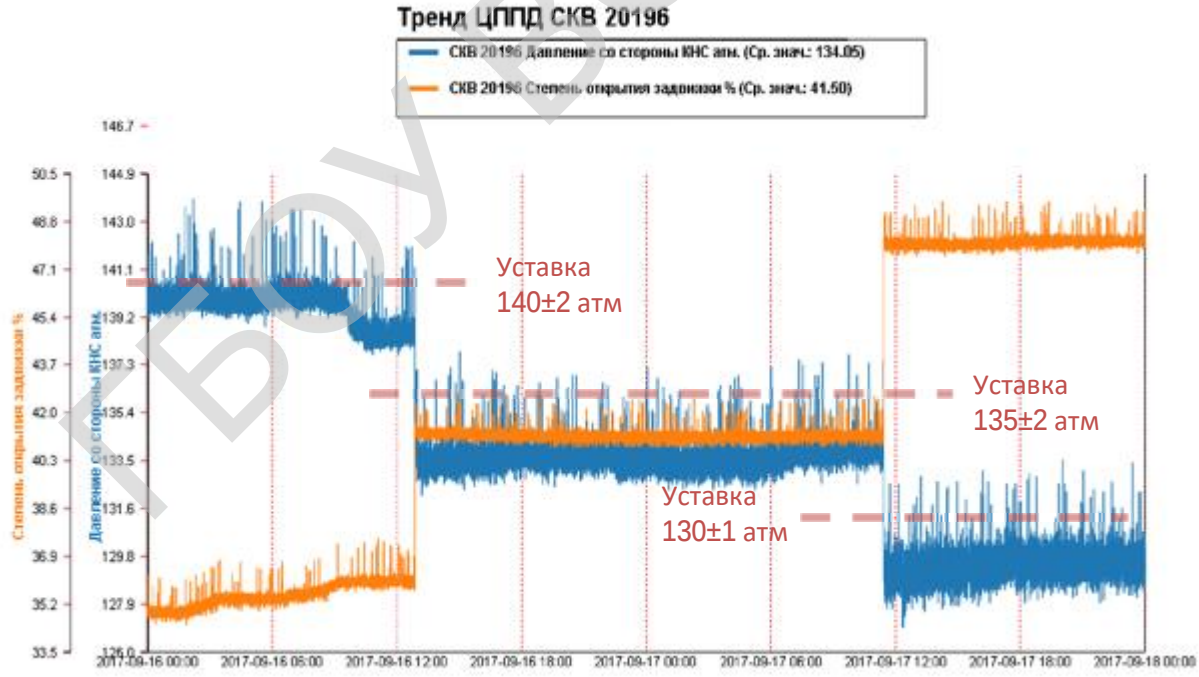


Рисунок 2 - Регулирование давления со стороны КНС на уровне (1) – 140±2 атм, (2) – 135±2 атм, (3) – 130±1 атм.

ГБОУ ВО АГМА

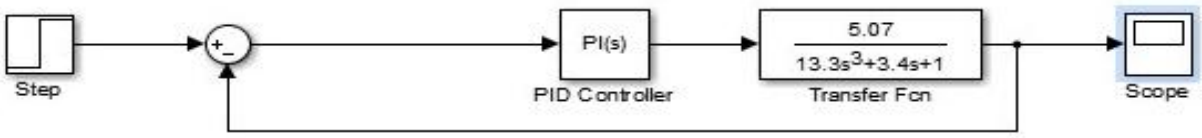


Рисунок 3 - Схема в *MatLAB.*

Controller Parameters

	Tuned
P	0.16721
I	0.21828
D	
N	

Рисунок 4 - Оптимальные настройки регулятора.

Далее строим переходную характеристику и определяем прямые показатели качества регулирования.

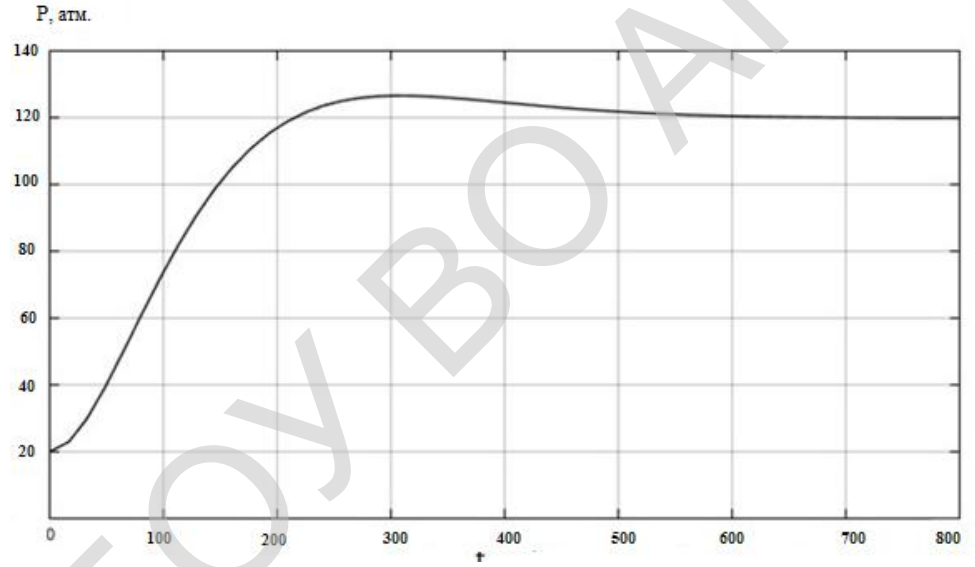


Рисунок 5 - Переходная характеристика системы

Прямые показатели качества, согласно полученному графику, следующие $t_p = 600c$,$\sigma = 0{,}75\%$. Система устойчива и прямые показатели качества удовлетворяют требованиям.

В ходе испытаний проверена работоспособность регулятора давления в системе ППД в промысловых условиях эксплуатации: в реальных климатических условиях (солнце, дождь), в условиях образования «точки росы», при нештатном отключении электропитания.

Отказов и сбоев в работе регулятора давления в системе ППД во время работы не зафиксировано.

Внедренная система показала работоспособность разработанного технического решения по регулированию давления в системе ППД.

ГБОУ ВО АГНИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Бобрицкий И.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности.- М.: Недра. 1965 - 211 с.

2. Бржозовский Б.М., Игнатьев А.А., Мартынов В. В., Схиртладзе А.Г.; под ред. Б. М. Бржозовского. Диагностика и надежность автоматизированных систем: учебник для вузов / Старый Оскол : ТНТ, 2012 г. - 352 с.

3. Жарковский Б.И. Приборы автоматического контроля и регулирования, М., высш. школа, 2003 г. - 271с.

4. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений; Феникс - Москва, 2015 г. - 320 с.

5. Шандров Б. В. Технические средства автоматизации: учебник для студ. высш. учеб. заведений. — М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 368 с.

УДК 681.518.3

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ БАЗ ДАННЫХ ДЛЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КОНТУРОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE DATA BASES FOR CONTROL LOOP PERFORMANCE MONITORING

В.Е. Попадько, Д.В. Спорягин, Р.Л. Барашкин, В.В. Южанин

(V.E. Popadko, D.V. Sporyagin, R.L. Barashkin, V.V. Yuzhanin)

ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»

(National University of Oil and Gas «Gubkin University»)

Система мониторинга контуров регулирования представляет собой программный комплекс, предназначенный для мониторинга и анализа показателей качества работы контуров регулирования, формирования диагностических сообщений по неисправным контурам регулирования и последующей выдачей рекомендаций по их улучшению их работы. В статье описана архитектура разработанной системы мониторинга контуров регулирования, модули сбора, хранения, обработки и передачи данных, приведен сравнительный анализ баз данных, рекомендуемых для использования в системах мониторинга контуров регулирования.

The control loop performance monitoring system is a software package designed to monitor and analyze the quality of the control loops, run diagnostic messages on faulty control loops and issue diagnostic messages to improve their performance. The article describes the developed monitoring system for control loops, the recommended comparative analysis of databases, modules for collection, storage, use in monitoring systems for control loops.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *мониторинг контуров регулирования, технологические процессы, мониторинг, обнаружение неисправностей, управление технологическим процессом*

Key words: *control loop performance, industrial process, monitoring, fault detection, process control*

Широкое распространение системы мониторинга контуров регулирования (СМКР) получили вследствие развития АСУ ТП на промышленных предприятиях. Во время эксплуатации технологических процессов часть оборудования, как технологического, так и относящегося к АСУ ТП, изнашивается и выходит из строя. Так как на предприятиях находится большое количество объектов регулирования, то обслуживающему персоналу необходимо оперативно решать задачи мониторинга и диагностики качества работы оборудования КИП и АСУ ТП. Как показала практика решать такие задачи без вспомогательных программных средств неэффективно, так как требует затрат большого количества времени оперативного персонала на анализ и выявление неэффективно работающих контуров.

Согласно опросу, приведенному в [4], большое число инженеров со всего мира не полностью удовлетворены качеством работы систем мониторинга. К недостаткам таких систем относят:

· отсутствие возможности осуществления удаленного мониторинга;

· ограниченные возможности по диагностированию неисправностей;

· сложный процесс конфигурирования и интеграции в существующие системы управления;

· высокая стоимость лицензирования.

На текущий момент разработка и развитие систем мониторинга контуров регулирования является важной задачей в области АСУ ТП [5].

Требования к функциям системы мониторинга

Наиболее часто встречающиеся проблемы с элементами одноконтурных систем автоматического регулирования [4]:

· неверные настройки регулятора, не учитывается многосвязность объекта управления;

· залипание клапана, неисправность привода;

· изношенное оборудование, нарушение эксплуатации технологического режима;

· неисправность чувствительного элемента датчика, линии связи.

Диагностика подобных проблем является одной из основных задач СМКР. Система должна так же предлагать порядок действий по

ГБОУ ВО АГИУ

ликвидации возможных неисправностей. Основные требования, предъявляемые к СМКР:

· автоматический сбор, длительное хранение и обработка данных;

· определение критических контуров регулирования и предложение порядка действий по их улучшению;

· программный интерфейс предоставления данных для отображения результатов работы системы в графическом виде;

· поддержка кроссплатформенности приложения для эффективного и гибкого использования на любой ОС.

В соответствии с данными требованиями и анализом основных проблем, возникающих в САР, была предложена и разработана модульная архитектура приложения, которое позволяет осуществлять сбора данных по протоколам OPC DA/UA.

Архитектуры системы мониторинга

СМКР состоит из 5 основных частей (рис. 1): управляющего модуля, расчетного модуля, сервиса сбора, базы данных и web интерфейса [2].

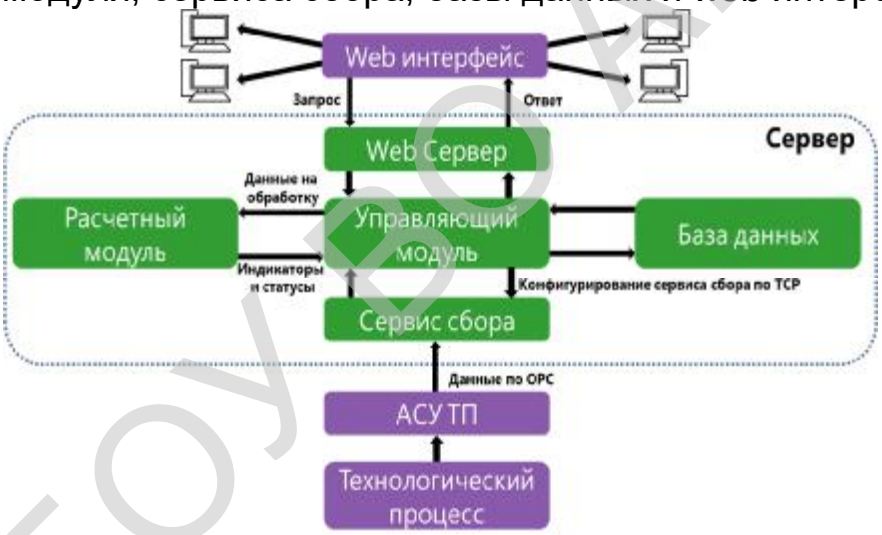


Рисунок 1 - Схема система мониторинга контуров регулирования

Данные с датчиков по протоколу OPC поступают в сервис сбора, где происходит первичная обработка и накопление данных. Затем обработанные данные поступают на управляющий модуль, который имеет коммуникационный адаптер с базой данных и расчетным модулем, далее данные отправляются в базу данных [3]. В момент, когда данные готовы для обработки (накоплено нужное количество точек по контуру регулирования), они отправляются на расчетный модуль, где происходит расчет различных показателей, характеризующих работу контура (индикаторов) и формирование диагностических сообщений (статусов). В итоге сводка работы контура регулирования отправляется в базу данных и становится доступна в клиентской части. Оператор может запросить

ГБОУ ВО АГНИ

нужные данные и сводки через управляющий модуль и получить результат в веб-интерфейсе [1].

Важным аспектом разработки гибкой архитектуры программного обеспечения является выбор базы данных для хранения временных рядов, так как именно от этого существенно зависит производительность приложения. В рамках работа был проведен сравнительный анализ и выбор базы данных для СМКР.

Методология сравнительного анализа базы данных

Критерии сравнения

В качестве ключевых критериев, которым должна удовлетворять база данных для СМКР, выделены следующие:

- пропускная способность на запись;
- время выполнения запросов (в частности выборка данных);
- степень сжатия.

Базы данных

В рамках исследования сравнивались следующие базы данных:

- OpenTSDB
- InfluxDB
- ClickHouse
- MongoDb
- PostgreSQL

В проекте могут быть не только временные ряды, но и метаданные, которые так же нужно хранить, поэтому рассматривались и реляционные базы данных.

Тестирование проводилось на следующей системе: Core i7-4790, 16 Gb RAM, 256 Gb SSD, 1 Tb HDD

Методика тестирование

Проводилось сравнение производительности по пропускной способности в зависимости от числа клиентов и по времени выполнения запросов. Запускается нагрузочное тестирование на 5 минут, каждую секунду осуществляется логирование, сколько мы записали в эту секунду. Далее строится гистограмма распределений этих точек и выбирается медиана. Полученное значение откладывается по вертикали, а по горизонтальной оси откладываем, сколько потоков пишется. На рис. 2 представлен сравнительный график зависимости пропускной способности в зависимости от числа клиентов для двух нереляционных баз данных (InfluxDb и MongoDb).

ГБОУ ВО АГНИ

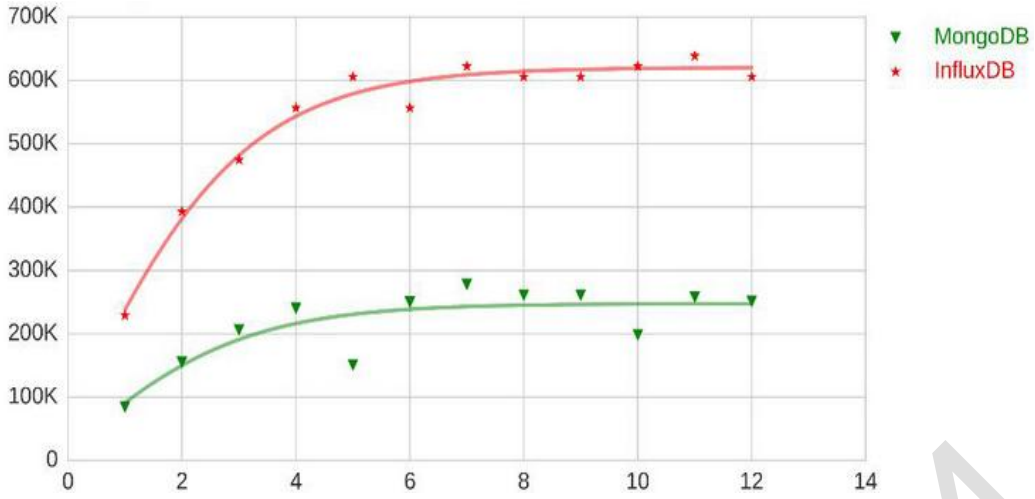


Рисунок 2 – Пропускная способность в зависимости от числа клиентов

По графику видно, что пропускная способность InfluxDb выше почти в 3 раза MongoDB.

На рис. 3 представлен сравнительный график зависимости времени выполнения запроса в зависимости от объема выборки двух нереляционных баз данных (InfluxDb и OpenTSDB). По горизонтальной оси откладывается длина интервала, по которому необходимо осуществить выборку (сутки, неделя и т.д.), а по вертикальной – время выполнения запроса.

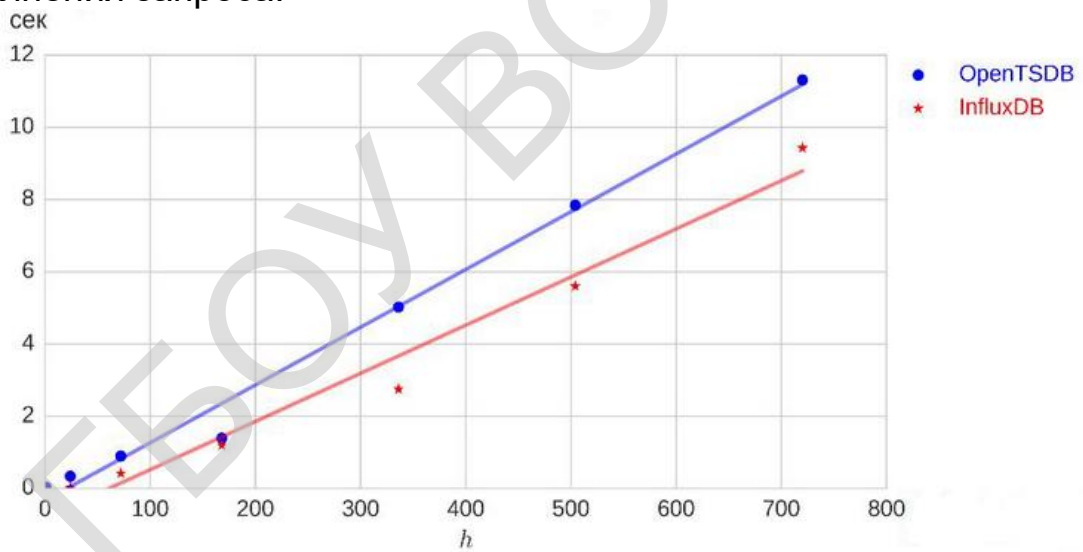


Рисунок 3 – Время выполнения запросов

По графику видно, что при увеличении объема выборки, время выполнения запроса в базе данных InfluxDb становится меньше по сравнению с OpenTSDB.

Степень сжатия проверялась путем набора в каждую СУБД 1 миллиарда точек и оценки свободного пространства на жестком диске.

Анализ результатов

Проведя аналогичное сравнительное тестирование с остальными БД, получились нормированные результаты производительности, представленные на рис. 4.

ГБОУ ВО АГНИ

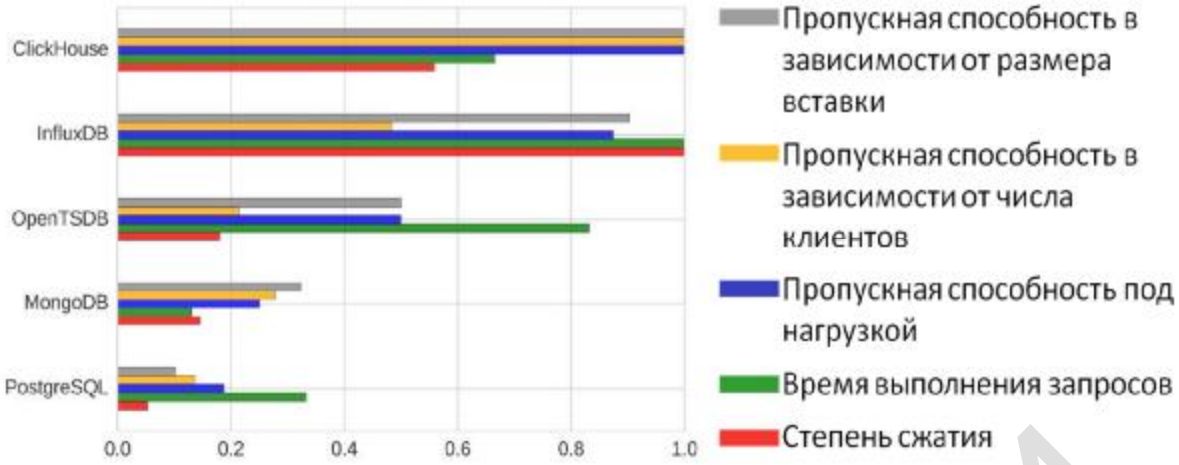


Рисунок 4 – Нормированные результаты по критериям производительности для различных СУБД

Как видно из графика ClickHouse быстрее работает при вставке серией, при многопоточной вставке (много клиентов) и вставке под нагрузкой, но InfluxDb быстрее осуществляет выборку имеющихся данных и лучше сжимает их для хранения. Кроме того, InfluxDb доступна не только для ОС Linux, но и для других операционных систем.

Кроме того, был проведен эксперимент по вставке 1 000 000 точек без индексируемых полей в базу данных InfluxDb. Каждая точка – это значение уставки, значения регулируемого параметра, значение степени открытия клапана и режима работы регулятора в текущий момент времени. Время вставки данного количество точек составило 2.2 секунды. Выборка этих данных заняла 1.1 секунды.

В результате проведенных исследования выбрана InfluxDb, соответствующая требованиям, предъявляемым к базам данным для СМКР.

ЛИТЕРАТУРА

1. Попадько В.Е., Барашкин Р.Л., Южанин В.В. Разработка системы мониторинга контуров регулирования объектов непрерывного производства. Материалы XII всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России», 12-14 февраля 2018 г.- М.:, 364 с.

2. Попадько В.Е., Барашкин Р.Л., Южанин В.В., Маркарян Р.А.. Архитектура и основные функции системы мониторинга контуров регулирования. Материалы международной научно-технической конференции «Автоматический контроль и автоматизация производственных процессов», 3-6 октября 2018 г.- Минск: БГТУ, 219 с. (с. 63-65).

3. Попадько В.Е., Барашкин Р.Л., Южанин В.В.. Интеграция системы мониторинга контуров регулирования с лабораторным стендом управления непрерывными процессами. Тезисы докладов Региональной научно-технической конференции «Губкинский университет в решении

вопросов нефтегазовой отрасли России», посвященная 100-летию Московской горной академии. Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – С.182.
4. Bauer, M., Horch, A., Xie, L., Jelali, M. and Thornhill, N., The current state of control loop performance monitoring–A survey of application in industry. Journal of Process Control, vol. 38, 2015, pp.1-10.
5. M. Jelali, An overview of control performance assessment technology and industrial applications, Control Eng. Pract. 14 (2006) 441–466

УДК 537.2

ОПТОЭЛЕКТРОННЫЕ ДАТЧИКИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ

OPTOELECTRONIC SENSORS FOR CONTROL OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF OIL

Н.Р. Рахимов, А.Р. Султанов, Л.Г. Янсубаев
(N.P. Rahimov, A.R. Sultanov, L.G. Yansubaev)
Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет филиал в г. Октябрьский
(Ufa State Petroleum Technological University branch in Oktyabrsky)

Одним из перспективных направлений физики, которая растет высокими темпами является оптоэлектроника. На основании данного подраздела физики базируется дисциплина под названием «Автоматизация Технологических Процессов». Сутью изучения данной дисциплины является принятие решений о контроле технологических параметров, в частности, нефти и ее производных. Оптоэлектроника в нефтяной отрасли, предлагает, решение для замера с последующим ее контролем технологических параметров. Замер технологических параметров нефти осуществляется при помощи специальных оптоэлектронных датчиков. В данной статье рассматриваются те разновидности оптоэлектронных датчиков, которые применяются для контроля технологических параметров нефти и ее производных, а также описывается методика замера одного из технологических параметров.

Optoelectronics is one of the promising areas of physics that is growing rapidly. On the basis of this subsection of physics, a discipline called "Automation of Technological Processes" is based. The essence of the study of this discipline is to make decisions on the control of technological parameters, in particular, oil and its derivatives. Optoelectronics in the oil industry offers a solution for measuring with its subsequent control of technological parameters. Measurement of technological parameters of oil is carried out using special optoelectronic sensors. This article discusses those types of optoelectronic sensors that are used to monitor the technological parameters of oil and its derivatives, and also describes the method for measuring one of the technological parameters.

ГБОУ ВО УГНТУ

Ключевые слова: *оптоэлектроника, технологический параметр, концентрация, датчики, метод фотометрии*

Keywords: *optoelectronics, technological parameter, concentration, sensors, photometry method*

В настоящее время одним из быстро развивающихся направлений физики полупроводников, оптики и электроники является оптоэлектроника. Техническую основу оптоэлектроники определяют конструктивно-технологические концепции современной электронной техники: миниатюризация элементов, предпочтительное развитие твердотельных плоскостных конструкций, интеграция элементов и функций, ориентация на специальные сверхчистые материалы, применение методов групповой обработки изделий [1].

В практике развитых странах мира, как США, Япония, Германия и др., неплохо освоена разработка оптоэлектронных систем неразрушающего контроля различного назначения. Однако в России отсутствуют или плохо внедряются различные оптоэлектронные контрольно-измерительные системы. Создание многофункциональных систем для оптоэлектронного мониторинга физико-химических параметров веществ и изделий характеризуется своими особенностями и трудностями, требующими изыскания новых научных, технических и технологических решений [2]. Поэтому необходимо глубокое понимание физических процессов, происходящих в элементах нарушенного полного внутреннего отражения (НПВО) и оптических волокнах (ОВ), в источниках и приемниках излучения для разработки на их основе высокочувствительных датчиков для мониторинга физико-химических параметров нефти и нефтепродуктов.

Преимущества разрабатываемой системы по сравнению с другими известными устройствами состоят в том, что, в отличие от датчиков, использующих электрический ток, оптоэлектронные НПВО и оптоволоконные датчики не требуют изоляции, линзы и световоды не подвержены коррозии, что способствует более эффективной автоматизации процессов измерений.

На современном этапе научно–технического развития все больший акцент уделяется системам автоматического управления производственными процессами и контроля качества. За счет повышения качества и объема продукции повышается экономический эффект, которую вносит в нефтегазовую отрасль «Автоматизация технологических параметров», в частности в нефтепереработку [3].

Следует отметить, что технологическими параметрами в нефтепереработке являются:

- Содержание влаги;
- Концентрация минеральной соли;
- Содержание различных примесей в нефти и т.д.

ГБОУ ВОАНИ

Соответственно, для того, чтобы контролировать технологические параметры нефти, необходимо в первую очередь определить значение вышеописанных параметров нефти. Как и описывалось выше, «Автоматизация технологических параметров» вносит коррективы в традиционные методы определения технологических параметров нефти. Осуществляется оно, т.е., определение технологических параметров нефти при помощи, датчиков, которые классифицируются на 3 вида:

- Поляметрический;
- Фотометрический;
- Рефрактометрический.

На основе трех разновидностей датчиков, которые описаны выше, функционируют такие приборы как: фотоэлектроколориметры, спектрометры, турбидиметры, спектрофотометры, рефрактометры т.д.

Попробуем, пояснить на примере как работает оптоэлектронный датчик на основе элемента, нарушенного полного внутреннего отражения содержания серы в нефти и нефтепродуктах.

Пояснить пример можно дав качественное определение того параметра, которого мы хотим регулировать. Как и описывалось выше, для того, чтобы регулировать тот или иной технологический параметр, необходимо научиться его определять. Итак, мы руководствуемся датчиком основанном на принципе нарушенного полного внутреннего отражения содержания светового излучения и тем, самым на определяющем концентрацию серы в нефти.

Принцип нарушенного полного внутреннего отражения определения содержание серы в нефти и нефтепродуктах относится к фотометрическому методу. Основу данного фотометрического метода составляет реакция взаимодействия свободной серы с цианидами щелочных металлов. После через нефть пропускают свет длиной волны равной 465 нм, который наглядно представлен на рисунке 1.

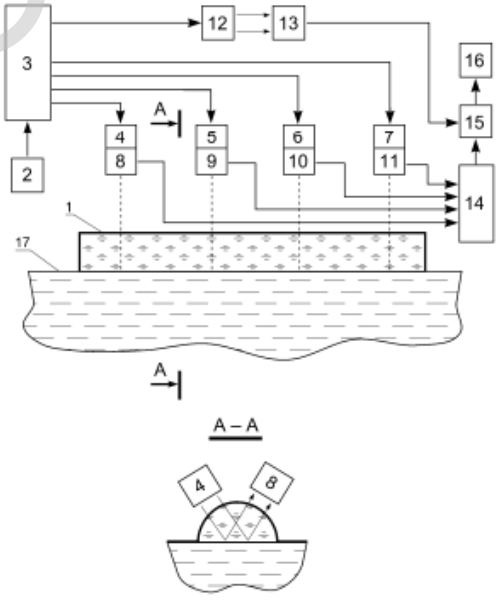


Рисунок 1 – Схема анализатора определения содержания серы.

ГБОУ ВО АГНИ

А, специфическое содержание серы определяется согласно, спектру вышедшего луча, которая аналитически определен и представлен в графике «Оптическая плотность – концентрация». Согласно данному методу можно определить содержание серы в нефтепродукте от диапазона 0,000002 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рахимов Н.Р. Оптический контроль в нефтеперерабатывающем производстве: монография. - Фергана: Техника, 2004. - 91 с.
2. Рахимов Н.Р. Оптоэлектронные системы на основе эффекта НПВО для контроля технологических параметров нефти и нефтепродуктов / Н.Р. Рахимов, Л.Ф. Парфирьев // Изв. вузов. Приборостроение. - 2005. - № 10. - С. 41 - 45.
3. Кутенкова Е.Ю., Рахимов Н.Р., Мадумаров Ш.И., Исломов Д.Д. Математическая модель оптоэлектронного преобразователя для мониторинга жидких сред // Сборник научных трудов НГТУ. Автоматика и программная инженерия. - 2012. - № 2(2). - С. 36-40.

УДК 622.276

МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА СКВАЖИН

WELL FLOW MEASUREMENT METHODS

И.И. Ризатдинов
(I.I. Rizatdinov)
ООО «ТАТИНТЕК»
(«TATINTEC» LLC)

Статья об измерении дебита скважин, не имеющих индивидуальных средств измерения дебита.

Article about measuring the flow rate of wells that do not have individual flow measurement tools.

Ключевые слова: *измерение дебита, добывающая скважина, ТСУИФ*

Keywords: *flow rate measurement, production well*

На сегодняшний день, одной из важнейших задач нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих компаний является измерение расхода добываемой и перерабатываемой нефти. В процессе разработки месторождений работа добывающих скважин характеризуется их дебитами по нефти, газу и воде; равномерностью подачи (или пульсирующим режимом); темпом обводненности нефти и

ГБОУ ВО АГНИ

увеличением газовых факторов по отдельным скважинам.

В последнее время в России ужесточается государственный контроль разработки нефтяных месторождений и рационального использования недр нашей страны. В этих условиях задача измерений количества добываемой нефти становится всё более актуальной. Измерение количества добываемой жидкости является задачей, которая до настоящего времени вызывает довольно большие трудности. Поэтому к решению этой задачи, как правило, подходят с совершенно разных позиций и предлагается достаточно большое количество методов и средств измерений, которые с той или иной степенью точности позволяют получить сведения о расходе нефти. Каждый из этих методов имеет определенные достоинства и недостатки.

По результатам наблюдений за изменением дебита скважины строят кривые его зависимости от времени, по которым с помощью математических расчётов устанавливают коэффициент падения дебита скважины, используемый при подсчёте запасов.

Таким образом, измерение количества нефти, газа и воды по отдельным скважинам добывающего фонда имеет исключительно важное значение, как для техники и технологии сбора и подготовки скважинной продукции, так и для анализа контроля и регулирования за процессом разработки месторождения. При измерении продукции скважин помимо измерения дебитов скважин особое внимание должно уделяться измерению и анализу темпов обводненности нефти изменению газового фактора по каждой скважине.

Во многих случаях экономически нецелесообразно применение индивидуальных средств измерения (далее – СИ) дебита скважин, поэтому часто на один отвод измерительной установки бывают подключены несколько скважин, что создает определенные трудности для контроля и управления режимом работы добывающей скважины.

Рассмотрим три метода измерений для определения дебита нефтегазоводяной смеси скважин (не имеющих индивидуальных стационарных СИ дебита и не подключенных на отдельный отвод АГЗУ) в составе группы скважин. При этом группа скважин территориально расположена на одной площади, имеет общую систему нефтесбора и оснащена одним общим СИ массы/объема, измеряющим суммарный дебит группы скважин.

Первый метод измерений заключается в поочередном отключении скважин от замера и сравнения дебитов до и после отключения. Получаемая разница является расчетным дебитом измеряемой скважины.

Второй метод заключается в применении технических средств с измерительными функциями (ТСУИФ).

Третий метод измерений заключается в проведении индивидуальных измерений дебита каждой скважины с применением

ГБОУ ВО АГНИ

передвижных/мобильных измерительных установок или СИ утвержденного типа.

Остановимся на втором методе и рассмотрим его более подробно.

Одновременно с проведением замера общим СИ нефтегазоводяной смеси группы скважин производят поочередное измерение значения дебита каждой скважины группы скважин с применением ТСУИФ. Затем определяют суммарный дебит группы скважин с применением СИ за те сутки, в течение которых проводились измерения дебита отдельных скважин этой группы. Далее, сумма расчетных суточных дебитов отдельных скважин, измеренных с применением ТСУИФ, сравнивается с измеренными значениями суммарного дебита группы скважин по общему СИ нефтегазоводяной смеси и проводится уточнение измеренных применением ТСУИФ дебитов отдельных скважин.

При реализации данного метода измерений одновременно определяют:

- дебит каждой i-й скважины $G_{СКВi}$ группы, измеренный с применением ТСУИФ одного типа, установленных на каждой скважине;

- дебит группы скважин, $G_{общ}$, т, измеренный за этот же период с применением СИ, установленного на выходном коллекторе куста (группы скважин).

Определяют дисбаланс ΔG, т, по формуле:

$$\Delta G = \sum_{i=1}^{N} G_{скв i} - G_{общ} \quad (1)$$

Определяют относительную величину дисбаланса, δG, %, по формуле:

$$\delta G = \frac{|\Delta G|}{G_{общ}} \times 100\% \quad (2)$$

В случае, если величина δG не превышает значений, установленных в таблице 1, результаты измерения дебита скважин считаются положительными. В противном случае проводят повторные измерения до тех пор, пока значение дисбаланса не будет удовлетворять требованиям настоящего пункта.

Таблица 1 – Дебит и относительная величина дисбаланса

Дебит* $G_{общ}$, м³/сут	δG, %	Дебит* $G_{общ}$, м³/сут	δG, %	Дебит* $G_{общ}$, м³/сут	δG, %	Дебит* $G_{общ}$, м³/сут	δG, %
1	50.00	26	20.37	51	14.24	76	10.62
2	43.70	27	20.03	52	14.07	77	10.50
3	40.01	28	19.70	53	13.89	78	10.38
4	37.90	29	19.38	54	13.72	79	10.26
5	35.36	30	19.07	55	13.56	80	10.15
6	33.71	31	18.77	56	13.39	81	10.01

ГБОУ ВО АГНИ

7	32.30	32	18.48	57	12.23	82	9.92
8	31.09	33	18.20	58	13.07	83	9.81
9	30.02	34	19.93	59	12.92	84	9.17
10	29.06	35	17.67	60	12.77	85	9.60
11	28.19	36	17.41	61	12.62	86	9.49
12	27.40	37	17.16	62	12.47	87	9.39
13	26.67	38	16.92	63	12.32	88	9.28
14	26.00	39	16.68	64	12.18	89	9.18
15	25.37	40	16.45	65	12.04	90	9.08
16	24.79	41	16.23	66	11.90	91	8.98
17	24.23	42	16.01	67	11.76	92	8.88
18	23.71	43	15.80	68	11.63	93	8.78
19	23.22	44	15.59	69	11.49	94	8.68
20	22.76	45	15.38	70	11.36	95	8.59
21	22.31	46	15.18	71	11.23	96	8.49
22	21.89	47	14.99	72	11.11	97	8.40
23	21.49	48	14.79	73	10.98	98	8.30
24	21.10	49	14.61	74	10.86	99	8.21
25	20.73	50	14.42	75	10.74	100	8.12
*Дебит по жидкости, определенный СИ на общем коллекторе группы скважин							

Примечание: При не целых значениях дебитов по жидкости, определенных СИ на общем коллекторе группы скважин, δG определяют методом линейной интерполяции по формуле:

$$dG_{(i)} = dG_{(i-1)} + \frac{G_{общi} - G_{общ(i-1)}}{G_{общ(i+1)} - G_{общ(i-1)}} \times \left(dG_{(i+1)} - dG_{(i-1)} \right) \qquad (3)$$

где $G_{общ(i)}$ – измеренный дебит на общем коллекторе группы скважин, м^3/сут;

$dG_{(i)}$ – искомое значение dG, соответствующее $G_{общ(i)}$;

$dG_{(i+1)} - dG_{(i-1)}$ – значения dG, соответствующие $G_{общ(i+1)}$ и $G_{общ(i-1)}$;

$G_{общ(i+1)}, G_{общ(i-1)}$ – ближайшее к $G_{общ(i)}$ большое целое значение $G_{общ}$ и ближайшее к $G_{общ(i)}$.

В случае если результаты измерений дебита группы скважин считаются положительными, определяют уточненное значение дебита по жидкости каждой скважины $G^{уточн}$, т, по формуле:

ГБОУВО АГНИ

$$G_{скві}^{уточн} = G_{скві} - \Delta G \times \left(\frac{G_{скві} \times \Delta СИ_i}{\frac{N}{\sum_{i=1} G_{скві} \times \Delta СИ_i}} \right) \quad (4)$$

где $G_{скві}$ – дебит по жидкости і-й скважины, т, определенный с применением ТСУИФ;

ΔG – дисбаланс, т;

$\Delta СИ_i$ – погрешность измерений количества скважинной жидкости ТСУИФ;

ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамов Г. С., Барычев А. В., Зимин М. И. «Практическая расходометрия в промышленности.» - М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2000 – 472 с.

2. О вариантах решения проблемы измерения дебита жидкости на устье скважин в ОАО "Татнефть" Чудин В.И., г. Бугульма, НПО "НТЭС", Самойлов В.В., г. Альметьевск, ОАО "Татнефть 2008 г.

3. Фатхутдинов А.Ш., Слепян М.А., Ханов Н.И. и др. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке - М.: Недра, 2008. - 417 с.

UDC 622.276.53: 622.279

CALCULATION OF A JET PUMP IN THE ANSYS SOFTWARE PACKAGE

РАСЧЕТ СТРУЙНОГО НАСОС В ПАКЕТЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ANSYS

Diana A. Saracheva[1], Roza I. Vakhitova[1], Renat R. Khaidarov[2]

(Д.А. Сарачева[1], Р.И. Вахитова[1], Р.Р. Хайдаров[2])

[1]Almetyevsk State Oil Institute, [2]Institute of Nuclear Physics of the Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan

([1]ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», [2]Институт ядерной физики Академии наук Республики Узбекистан)

A mathematical model of the layout of an electric centrifugal pump (ESP) with a jet apparatus for selecting annular gas is proposed, on the basis of which dependencies to determine the optimal parameters and calculated values of the jet apparatus, ensuring the stable operation of the ESP-jet apparatus technology, are obtained analytically.

Предложена численная модель компоновки установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) со струйным аппаратом для отбора затрубного газа, на основании которой аналитически получены зависимости для определения расчетных величин и

ГБОУ ВО АГНИ

оптимальных параметров струйного аппарата (СА), обеспечивающие устойчивую работу технологии «УЭЦН – струйный аппарат».

***Key words**: installation of electric centrifugal pump, jet apparatus, annular gas pressure, Ansys*

***Ключевые слова:** установка электроцентробежного насоса, струйный аппарат, затрубное давление газа, Ansys*

Let us carry out a numerical calculation (modeling) of the pressure drop across the jet apparatus nozzle, obtaining hydraulic local resistances and establishing forces affecting the design of the jet apparatus ESP as a result of narrowing the flow section of the channel.

Ansys 14.5 software package was chosen for modeling. The problem was solved in a symmetric setting. The operation of the unit was considered in the open and closed position.

The input parameters for modeling of the jet apparatus are [1 - 5]:

- inner diameter of tubing (tubing) - 50.7 mm;
- gas pressure in the annulus 2.0 MPa - at the beginning of the jet apparatus operation, 1.0 MPa - at the end of the operation;
- density of the liquid - 870 kg / m^3;
- medium temperature - 25 ° C;
- liquid viscosity - 7 mPa • s.
- total inlet pressure - 2.5 MPa;
- static pressure at the outlet - 0.6 MPa.

The calculation was carried out for a two-dimensional computational domain. In the contact areas, the wall roughness was set with a coefficient of 0.2. To simplify the decision, it was decided to build a pair of design models when the movable half of the thread is in the lower part and, accordingly, the jet apparatus does not function, and the situation when the movable element is lifted by the spring - in this case, the jet apparatus is in the operating mode, the remaining elements, which do not affect the calculation are simplified [6 - 8].

For the correct calculation of the processes occurring at the walls (Couette-Taylor flow, Poiseuille flow, etc.), the “Inflation” tool was used with the refinement of the wall cells.

The gas-liquid formation mixture at the entrance to the jet apparatus has a pressure P_{in}. Passing through a nozzle with a diameter of 5 mm, it accelerates, as a result of which a reduced pressure is created at the entrance to the receiving chamber $P_{in.l}$. Due to the gas pressure in the annular space, gas is injected into the jet apparatus ESP. Further, the flow rate of the gas-liquid mixture is equalized with pressure P_{out}.

In the process of modeling, a single-phase flow was considered as a first approximation. Subsequently, to study the influence of the gas factor on the

ГБОУ ВО АГНИ

operating mode of the jet apparatus, three calculations were performed with an increase in the volumetric gas content in the feed to 20% vol.
Of the jet apparatus in the closed position: the force acting on the moving part of the apparatus is 1857.31 N or 189.3 kgf (Fig. 1 - 3).

Figure 1 - Vector field of velocities

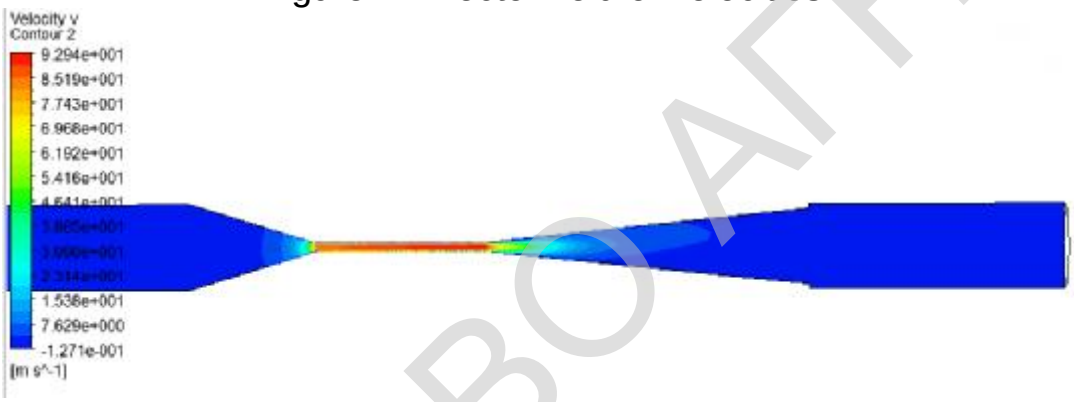


Figure 2 - Distribution of the axial velocity component

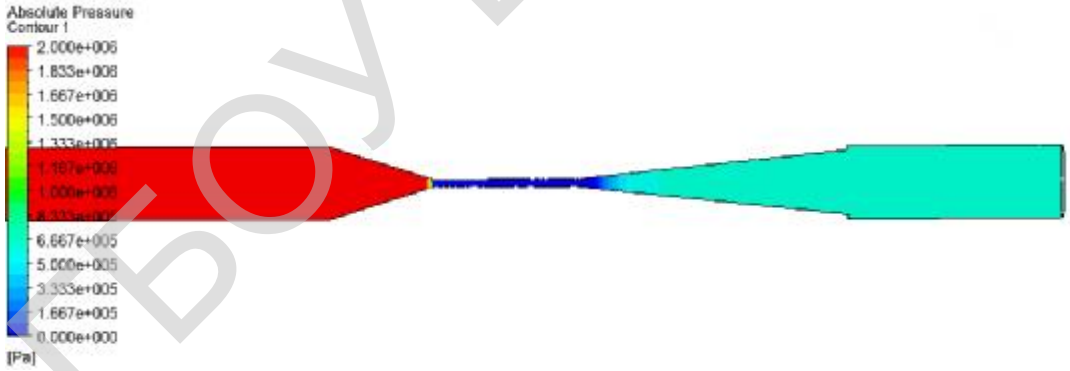


Figure 3 - Absolute pressure field

In the open position of the apparatus, the forces are distributed as follows: a force of 1107 N acts in the frontal part, and 1210.8 N in the diffuser part; the high force in the diffuser is due to the rarefaction of the flow.

Also, when simulating a single-phase flow, a sharp pressure drop was observed in the diffuser region, which in turn may mean the presence of a developed cavitation region.

Based on the foregoing, the desired resulting value F_{shift} - the force acting on the moving part of the CA (Fig. 4) [9, 10]:

ГБОУ ВО АГНИ

$$F_{\text{shift}} = \left(F_{\text{full(frontal)}} - F_{mg} + F_{\text{spring}} - F_{\text{full(back)}}\right),$$

where: $F_{\text{full(frontal)}}$ - total force acting on the moving part of the jet apparatus in the direction of fluid movement;

F_{mg} - the force developed by the weight of the moving part with a weighting agent;

F_{spring} – spring force;

$F_{\text{full(back)}}$ - total force acting on the moving part of the jet apparatus in the direction opposite to the movement of the fluid, as a result of the drop in fluid pressure in the diffuser.

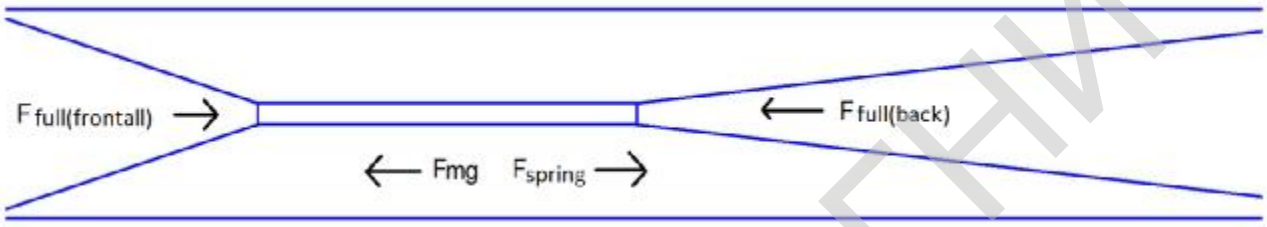


Figure 4 - Distribution of forces on the moving part of the jet apparatus

The simulation results for jet apparatus are shown in Table 1.

Table 1 - Checking calculation of a spring made of carbon steel wire GOST 18793-80

Initial data:	
The outer diameter of the spring, mm.	D_H =15
Wire diameter, mm.	$d_{пр}$ = 4
Spring working stroke, mm	h = 600
Spring of the third class	II_a
Wire class	$[t_{кр}]$ = 157,74
Calculation results:	
Spring force at maximum deformation, kg	P_3 =218,13449308227
Stiffness of one turn, N / m	z_1 = 192,3365890308
Deformation of one turn, mm	f_3 = 1,1341289464551
Spring rate, N / m	z = 0,2501125995199
Number of working turns	n = 769
Total number of turns	n_1 = 770,5
Average spring diameter, mm	D_0 = 11
Spring index	c = 2,75
Preliminary deformation, mm	F_1 = 199,9099609375
Working deformation, mm	F_2 = 799,9099609375
Maximum deformation, mm	F_3 = 872,14515982395

ГБОУ ВО АГНИ

Also, by successive solutions with different geometric dimensions, the optimal values of the geometric parameters of the nozzle were obtained (Fig. 5). The diameter of the constriction, based on the reference values and the boundary conditions, is 5.034 mm, the angle of the constriction = 17^0, the angle of expansion = 6^0.

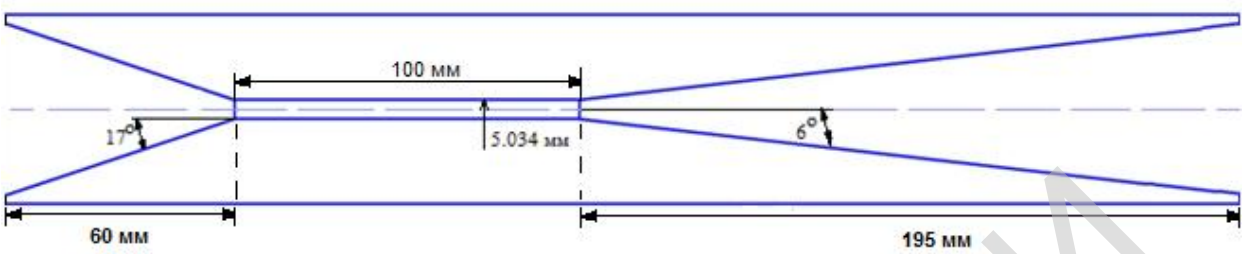


Figure 5 - Geometric characteristics of the jet pump

By numerical calculation of the pressure drop across of the jet apparatus nozzle, the values of local hydraulic resistances were obtained and the forces affecting the design of the jet apparatus ESP as a result of narrowing of the flow section of the channel were determined. The dimensions of the jet apparatus for the development of design documentation were obtained.

ЛИТЕРАТУРА

1. Removal of gas from the annular space of wells equipped with ESP, jet pumps / R.I. Vakhitova, D.A. Saracheva, E.V. Abramova // Materials of the scientific session of scientists of the Almetyevsk State Oil Institute. 2012. P. 139-141.

2. Mishchenko I.T. Downhole Oil Production: Textbook for Universities. Moscow: FSUE Publishing House "Oil and Gas" Russian State University of Oil and Gas named after THEM. Gubkin. 2003. 816 p.

3. Panevnik A.V. Classification of structures of borehole ejection systems // Chemical and Oil and Gas Engineering. 2002. No. 2. Pp. 19-20.

4. Patent No. 2517287 RF. Jet apparatus for bypassing annular gas / K.R. Urazakov, R.I. Vakhitova, D.A. Saracheva, E.V. Abramov. Publ. 05/27/2014. Bul. No. 15.

5. Saracheva D.A. On the decrease in gas pressure in the annular space of wells equipped with submersible centrifugal pumps / D.A. Saracheva, R.I. Vakhitova, M.Sh. Davletov // Materials of the scientific-practical conference with international participation "Earth sciences: current state and development priorities". 2013. V.9. P. 38.

6. Saracheva D.A. Jet apparatus for bypassing annular gas in wells equipped with ESP / D.A. Saracheva, V.A. Molchanova, R.I. Vakhitova // Innovative oil and gas equipment: problems and solutions: mater. III All-Russian. scientific and technical conf. 2014. P. 129-132.

ТГНУ ВО АГНИ

7. Methods for calculating the parameters of a jet pump during joint operation with an ESP / A. Topolnikov, K.R. Urazakov, R.I. Vakhitova, D.A. Saracheva // ENZH "Oil and Gas Business". 2011. No. 3. P. 134-146.
8. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores // SPEPF 143, Trans. AIME. 1994, pp. 143-152.
9. Carvalho P.M., Podio A.L., Sepehrnoorik H.B. An Elektrikal Submerrsible jet Pump for Gassy Oil Well // J. of Petroleum Technology. – May 1999. – P.34-36.
10. Urazakov K.R., Mukhin I.A., Vakhitova R.I., Saracheva D.A., Volkov I.V. Investigation of the characteristics of a jet pump by numerical modeling // Oil and Gas Business: scientific magazine. 2015. Vol. 13 (4). P. 149-155.

УДК 621.65

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕПАДОВ ДАВЛЕНИЙ В ПОГРУЖНОМ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОМ НАСОСЕ

MODELING PRESSURE DROPS IN A SUBMERSIBLE ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP

Д.А. Сарачева[1], Р.И. Вахитова[1], К.Р. Уразаков[2], Е.Б. Думлер[2], Г.Т.Космбаева[3]

(Diana A. Saracheva[1], Roza I. Vakhitova[1], Kamil R. Urazakov[2], Elena B. Dumler[2], Gulzhan T. Kosmbaeva[3])

[1]ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», [2]ФГОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», [3]Актюбинский региональный университет имени К.Жубанова, Казахстан

([1]Almetyevsk State Oil Institute, [2]Ufa State Petroleum Technological University, [3]Aktobe Regional University named after K. Zhubanov, Kazakhstan)

Предложена математическая модель, комплектования электроцентробежного насоса совместно со струйным насосом, предназначенным для откачки затрубного газа, в результате этого получены аналитические зависимости, определяющие оптимальные параметры и расчетные величины струйного аппарата, обеспечивающие устойчивую работу системы «электроцентробежный насос – струйный насос». Разработана методика расчета места расположения эжектора в скважине, эксплуатируемой установкой электроцентробежного насоса.

A mathematical model is proposed for completing an electric centrifugal pump together with a jet device designed to pump out annular gas, as a result of this, analytical dependences are obtained that determine the optimal parameters and calculated values of the jet device, ensuring stable operation of the "electric centrifugal pump - jet pump" system. A method for calculating the location of an ejector in a well operated by an electric centrifugal pump has been developed.

ГБОУ ВО АГНИ

Ключевые слова: *установка электроцентробежного насоса, струйный насос, затрубное давление газа, сопло*

Key words*: installation of an electric centrifugal pump, jet pump, annular gas pressure, nozzle*

Процесс моделирования в погружном электроцентробежном насосе (ЭЦН) перепадов давлений предусматривает знание его напорных и дебитных характеристик с известным содержанием в пластовой среде свободного газа. Для этого необходимо построить общую модель погружной установки с учетом того, что электроцентробежный насос сможет обеспечивать напор произвольной величины, но ограничиваться соотношением:

$$H = \frac{P_{out} - P_{in}}{\rho_{wat} g D_{gas} D_{vis}} \pounds H_{cr}, \quad (1)$$

где P_{in} и P_{out} – давления на приеме и выкиде погружного насоса, Па;

D_{vis} и D_{gas} – безразмерные коэффициенты деградации напорной характеристики;

H_{cr} и H – максимальный и фактический напоры погружного насоса, м;

ρ_{wat} – плотность воды.

Для моделирования перепадов давления в струйном насосе, который эксплуатируется в составе установки электроцентробежного насоса, приведем схему перемещения газожидкостной смеси (рис.1).

Пластовая смесь со свободным газом на входной линии в струйный насос имеет давление P_{in1}. Газожидкостная смесь, двигаясь через сопловый аппарат, увеличивает скорость, поэтому в приемной камере эжекторного устройства образуется пониженное давление P_{in2}. В струйном насосе газ инжекцируется за счет перепада давления $P_{an\,in} - P_{in2}$, где $P_{an\,in}$ – давление в затрубном пространстве свободного газа. Потом наблюдается выравнивание температурных значений потоков смеси и скоростей в камере смешения. В результате на выходной линии получается однородная смесь с давлением $P_{out\,2}$. Далее эта смесь подается в диффузор со значения P_{out1}.

ГБОУ ВО АГНИ

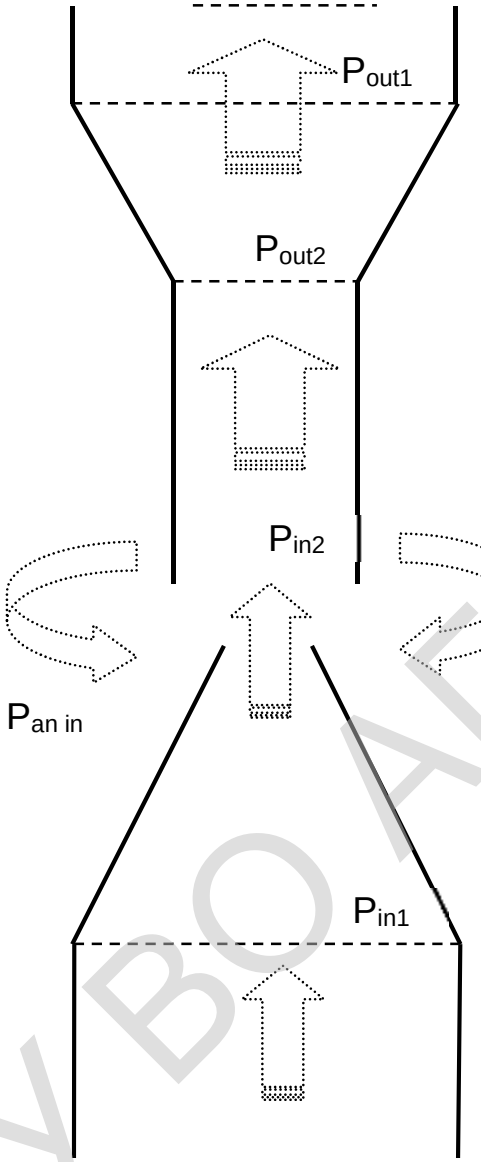


Рисунок 1 - Схема струйного насоса в составе УЭЦН: P_{out1} - давление ГЖС в диффузоре; P_{in2} - давления на входе в приемную камеру; P_{anin} - давление свободного газа в затрубном пространстве; P_{in1} - давление пластовой жидкости на входе в струнный аппарат; P_{out2} - давление ГЖС на выходе из камеры смешения

Определим параметры струйного насоса в сечении P_{out1}(при этом известны параметры инжектируемого газа и пластовой жидкости в сечении P_{in1}).

Пусть для определения давления на входе P_{in2} перемещение пластовой смеси происходит в сопловом аппарате вдоль линий тока, а жидкость является несжимаемой Тогда решение уравнения Бернулли сводится к:

ГБОУ ВО АГНИ

$$\frac{\rho_{in1}+\rho_{in2}}{2\rho_{in1}\rho_{in2}}\left(P_{in1}-P_{in2}\right)=\left(1+x_{in2}\right)\frac{u_{in2}^2}{2}-\frac{u_{in1}^2}{2}, \quad (2)$$

где x_{in2} – коэффициент сопротивления сопла;

u_{in2} и u_{in1} – скорости пластовой продукции в сечении сопла и на входе в струйное устройство, м/с;

ρ_{in1} и ρ_{in2} – плотности в сечениях P_{in1} и P_{in2}.

При движении через сопловый аппарат пластовой смеси будет выполняться условие:

$$\rho_{gin1}Q_{gin1}+\rho_{lin1}Q_{lin1}=\rho_{gin2}Q_{gin2}+\rho_{lin2}Q_{lin2}, \quad (3)$$

где ρ_g и ρ_l – соответствующие им плотности газа и жидкости, кг/м^3;

Q_g и Q_l – дебиты затрубного газа и жидкости в продукции пласта, выделенные для различных сечений, м^3/сут.

Плотность смеси рассчитывается по формуле:

$$\rho_l=wc\rho_w+\left(1-wc\right)\rho_o, \quad (4)$$

где wc – объемная доля воды;

ρ_o и ρ_w – плотности нефти и воды, кг/м^3.

Из уравнения состояния реального газа Менделеева-Клайперона определяется его плотность:

$$\rho_{c.c.}=\rho_g RT, \quad (5)$$

где T – температура, ^{0}К;

R – газовая постоянная, Дж/(кг·К).

Плотность смеси выражается через плотности фазовых состояний:

$$\rho=\frac{\rho_g Q_g+\rho_l Q_l}{Q_g+Q_l}. \quad (6)$$

Для определения изменения температуры в сечениях $P_{in1}-P_{in2}$ применяем уравнение сохранения энергии смеси:

$$\rho_{gin1}Q_{gin1}\left(c_{vg}T_{in1}+\frac{P_{in1}}{\rho_{gin1}}+\frac{u_{in1}^2}{2}\right)+\rho_{lin1}Q_{lin1}\left(c_{vl}T_{in1}+\frac{P_{in1}}{\rho_{lin1}}+\frac{u_{in1}^2}{2}\right)=$$
$$=\rho_{gin2}Q_{gin2}\left(c_{vg}T_{in2}+\frac{P_{in2}}{\rho_{gin2}}+\frac{u_{in2}^2}{2}\right)+\rho_{lin2}Q_{lin2}\left(c_{vl}T_{in2}+\frac{P_{in2}}{\rho_{lin2}}+\frac{u_{in2}^2}{2}\right). \quad (7)$$

Между собой дебит и скорость связаны соотношением:

$$u=\frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (8)$$

где d – диаметр сопла или насосной трубы, м.

Система уравнений (2)–(8) позволяет определять параметры струйного насоса в требуемом сечении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores // SPEPF 143, Trans. AIME. 1994, pp. 143-152.

ГБОУ ВО АГНИ

2. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // Int.J. Multiphase Flow, 1992, Vol. 18, pp. 279-293.
3. Сарачева Д.А., Вахитова Р.И., Давлетов М.Ш. О снижении давления газа в затрубном пространстве скважин, оборудованных погружными центробежными насосами // Материалы научно-практической конференции с международным участием «Науки о земле: современное состояние и приоритеты развития». 2013. Т.9. - С. 38.
4. Топольников А.С., Уразаков К.Р., Вахитова Р.И., Сарачева Д.А. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН // ЭНЖ «Нефтегазовое дело». 2011. №3. - С. 134-146.
5. Carvalho P.M., Podio A.L., Sepehrnoorik H.B. An Elektrikal Submerrsible jet Pump for Gassy Oil Well // J. of Petroleum Technology. – May 1999. – P.34-36.
6. Eames I.W., Milazzo A., Paganini D., Livi M. The design, manufacture and testing of a jet-pump chiller for air conditioning and industrial application. Applied Thermal Engineering. 2013. Т. 58. № 1-2. PP. 234-240.
7. Taubert D., Schinner G.J., Tomaras C., Ludwig S., Tranitz H.P., Wegscheider W. An electron jet pump: the venturi effect of a fermi liquid. Journal of Applied Physics. 2011. Т. 109. № 10. PP. 102-112.

УДК 621.316

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ МАТРИЧНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ЧАСТОТЫ

RESEARCH OF MATRIX FREQUENCY CONVERTER OPERATION

Д.Н. Сигачев, Н.В. Абдулкина
(D.N. Sigachev, N.V. Abdulkina)
ООО «Сервис НПО», ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»
(ООО «Service NPO», Almetyevsk state oil Institute)

Наиболее перспективным направлением развития рекуперативного электропривода переменного тока видится сравнительно новая разновидность непосредственных преобразователей частоты – матричный преобразователь частоты, не содержащий в своем составе ненадежных элементов и характеризующийся более высоким качеством потребляемой энергии и малыми массогабаритными показателями.

The most promising direction for the development of a recuperative AC electric drive is a relatively new type of direct frequency converters – a matrix frequency Converter that does not contain unreliable elements in its composition and is characterized by a higher quality of energy consumed and small weight and size indicators.

ГБОУВО АГНИ

Ключевые слова: *матричный преобразователь, устройство регулирования, алгоритм управления, асинхронный двигатель*
Key words*: matrix converter, control device, control algorithm, asynchronous motor*

Постоянное стремление к повышению энергетической эффективности, включающей в себя обеспечение синусоидальности входных токов, близкий к единице коэффициент мощности, а также возможность сброса электрической энергии в режиме рекуперативного торможения в промышленную сеть – это один из основных современных путей развития электропривода переменного тока.

В настоящее время на международном рынке преобразовательной техники наиболее распространенными и востребованными являются двухзвенные преобразователи частоты (ДПЧ). Большая часть таких преобразователей выполняется на основе автономных инверторов напряжения (АИН), реже инверторов тока (АИТ). АИН обычно связывают с промышленной сетью с помощью диодного моста, а для обеспечения тормозных режимов работы асинхронного двигателя в звене постоянного тока устанавливают тормозной резистор или дополнительный тиристорный мост, подключенный между звеном постоянного тока и промышленной сетью [1].

Данные технические решения хороши для определенных условий работы, но обладают значимыми недостатками: потребляют значительную реактивную мощность и характеризуются высоким коэффициентом гармоник входного тока. Устранить данные проблемы можно заменив в топологии преобразователя диодный мост на активный выпрямитель (АВ). Однако это не позволит решить еще одну насущную проблему – наличие накопителя в звене постоянного тока (конденсатора в АИН или дросселя в АИТ), существенно влияющего на массогабаритные показатели преобразователя и влекущего за собой дополнительные проблемы, связанные с ограничением эксплуатационных условий работы электропривода и периодической замены накопителя.

Только сейчас первые опытные образцы МПЧ выходят на мировой рынок силовой преобразовательной техники, характеризуясь высокими энергетическими показателями и не менее высокой ценой, что по-прежнему заставляет их оставаться объектом научно-технических изысканий. Тем не менее существующие топологии силовой части МПЧ позволяют снизить размеры входного фильтра или полностью исключить его из конструкции преобразователя, а отсутствие звена постоянного тока влечет к существенному снижению массогабаритных показателей и повышению надежности всего электропривода в целом, что делает этот тип преобразователей привлекательным объектом для исследований.

Работа МПЧ представлена на рисунке 1 в виде эквивалентной схемы замещения. Развитие современной микропроцессорной техники

ГБОУ ВО АГНИ

дали возможность строить системы управления МПЧ на основе хорошо известных пространственно-векторных алгоритмов управления выпрямительной и инверторной частей ДПЧ [3].

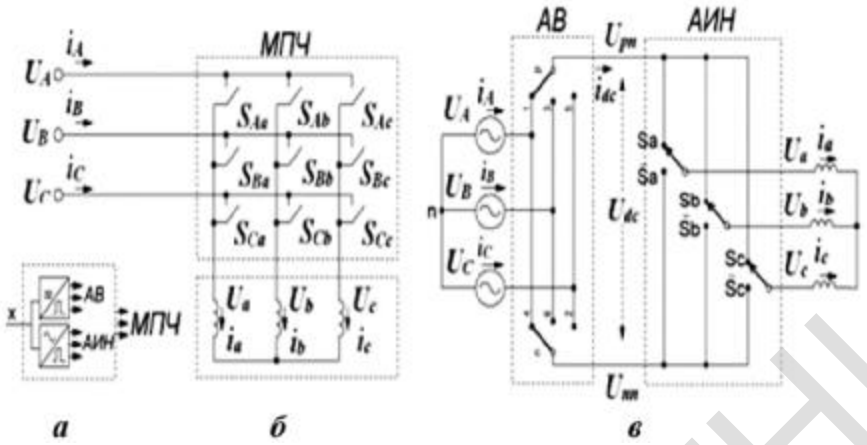


Рисунок 1 – МПЧ: а – управляющая часть; б – силовая часть; в – схема замещения

Работа преобразователя частоты матричного типа исследовалась в среде моделирования Matlab/Simulink. Общий вид модели представлен на рисунке 2.

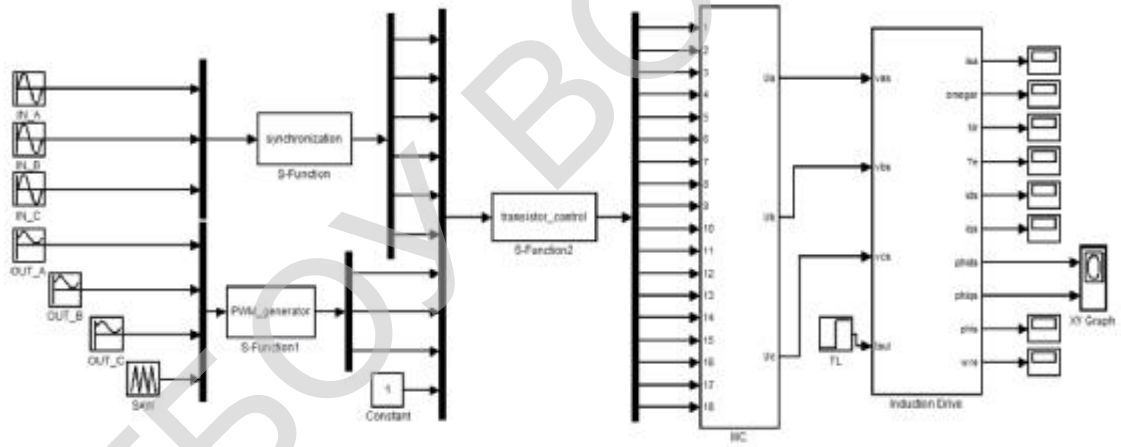


Рисунок 2 – Исследование МПЧ в среде Matlab

Для отработки алгоритма управления использовались три блока пользовательских функций S-Function. S-функция «synchronization» формирует синхроимпульсы S1-S6, сравнивая между собой мгновенные значения фазных напряжений питания, имитируемых блоками IN_A, IN_B, IN_C аналогично тому. S-функция PWM_generator формирует три ШИМ-сигнала посредством сравнения мгновенных значений желаемых выходных синусоид OUT_A, - OUT_C с уровнем пилообразного сигнала, заданного блоком SAW.

Импульсы управления формирует S-функция transistor_control. Управляющие импульсы формируются для каждого транзистора в

ГБОУ ВО АГНИ

соответствии с условиями, описанными выше, и подаются на затворы IGBT.

Нагрузкой МПЧ служит трехфазный асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором. В созданной авторами имитационной модели используется двухфазная модель асинхронного двигателя. Как известно, преобразование трехфазной координатной системы в эквивалентную двухфазную значительно упрощает систему уравнений, описывающую АД.

При моделировании рассматривалась работа МПЧ на АД мощностью 500 Вт. Результаты моделирования при выходных частотах МПЧ, равных 30 и 100 Гц, приведены на рисунках 3-8. Диаграммы изменения угловой частоты вращения вала при пуске АД с выходными частотами МПЧ 30 и 100 Гц приведены на рисунках 3,4 соответственно; фазный ток статора АД для указанных рабочих частот показан на рисунках 5,6; электромагнитный момент двигателя приведен на рисунках 7,8 соответственно [2].

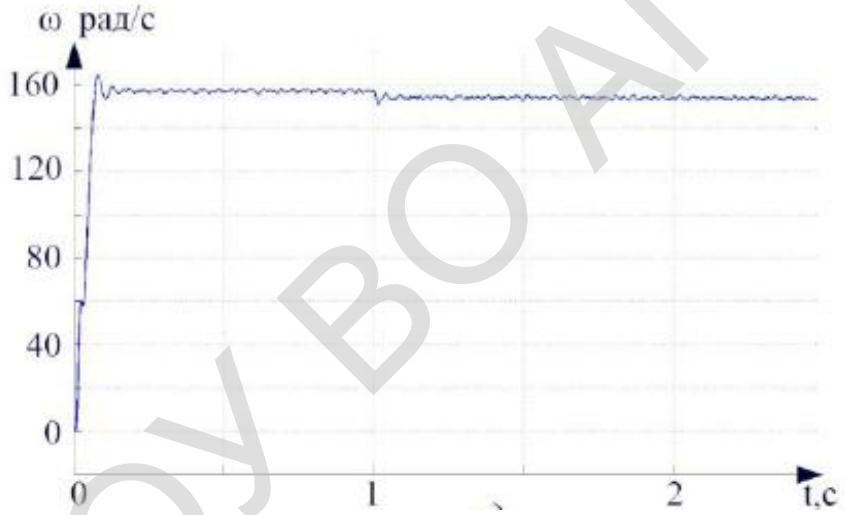


Рисунок 3 – Диаграмма изменения угловой частоты вращения ротора при частоте 30 ГЦ

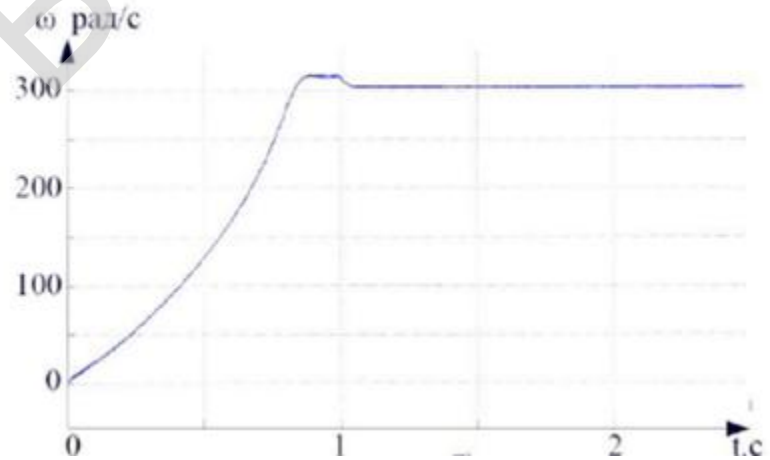


Рисунок 4 – Диаграмма изменения угловой частоты вращения ротора при частоте 100 ГЦ

ГБОУ ВО АГИУ

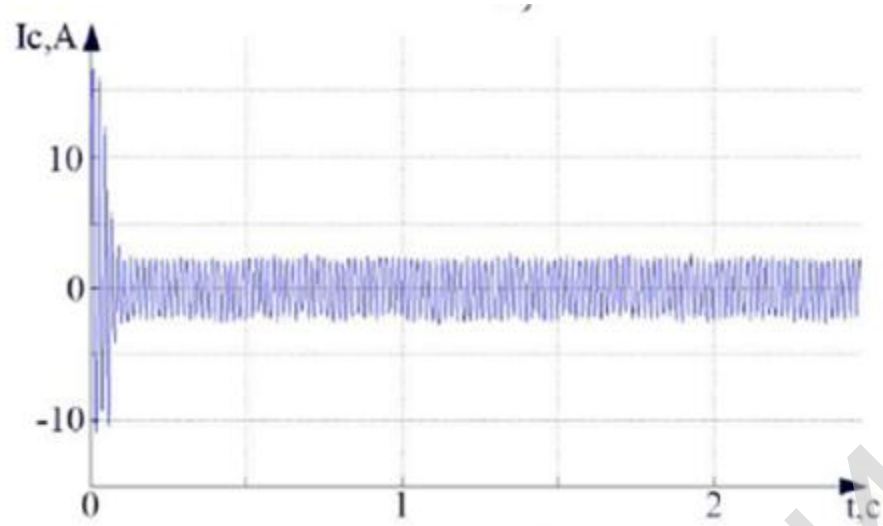


Рисунок 5 – Диаграмма изменения тока статора при частоте 30 ГЦ

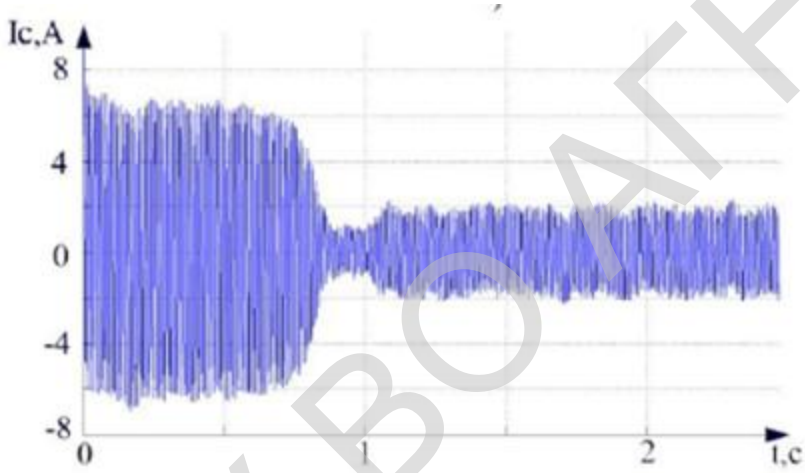


Рисунок 6 – Диаграмма изменения тока статора при частоте 100 ГЦ

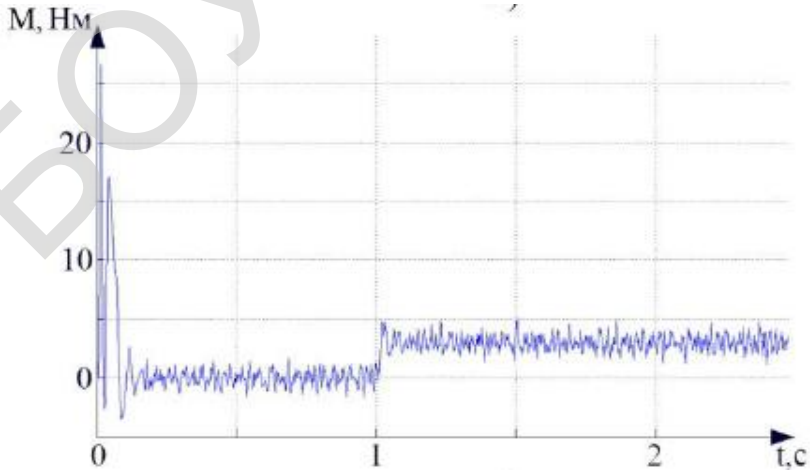


Рисунок 7 – Диаграмма изменения электромагнитного момента при частоте 30 ГЦ

ГБОУ ВО АГНИ

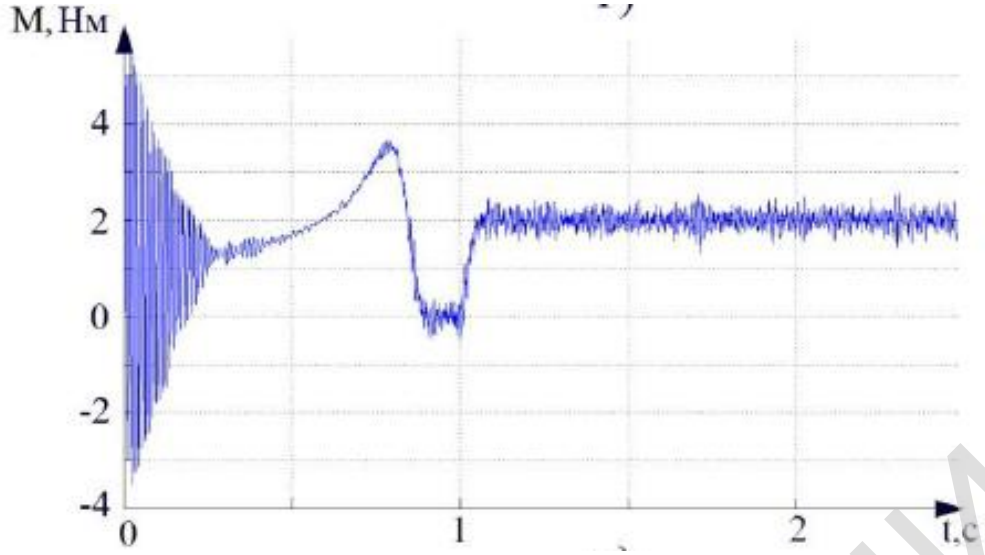


Рисунок 8 – Диаграмма изменения электромагнитного момента при частоте 100 ГЦ

Диаграммы изменения скорости и электромагнитного момента показывают тенденцию к увеличению амплитуды пульсаций скорости с уменьшением выходной частоты. Как видно из результатов моделирования, фазные токи статора АД близки по своему внешнему виду к аналогичным диаграммам, полученным при подключении к входу АД идеального источника сетевого напряжения.

Пульсации электромагнитного момента составляют по амплитуде 0,5 Нм (25% от постоянного значения), что может привести к нагреву ротора АД. Таким образом, следует уделять особое внимание качеству выходных напряжений, генерируемых МПЧ.

Несмотря на это, качество работы асинхронного электропривода на базе МПЧ снижается в меньшей степени, т. к. режим малой мощности может быть, как при малой нагрузке на валу, так и при низких скоростях вращения АД, а при малой нагрузке будет целесообразным обеспечить в МПЧ режим потребления реактивной мощности с целью компенсации первой гармоники емкостного тока входного фильтра, что приведет к повышению коэффициента.

Матричный преобразователь частоты является перспективным направлением для внедрения в системы электропривода. В западных странах таких как США и Германия уже активно ведется установка МПЧ в различных областях промышленности. Матричный преобразователь частоты значительно улучшает качество производственного процесса. Использование МПЧ позволяет устранить необходимость установки тормозных резисторов, что существенно скажется на габаритах системы; кинетическая энергия механизма теперь может беспрепятственно быть возвращена в сеть, таким образом, будет достигнут лучший экономический эффект за счет и рекуперации, и увеличенного КПД системы [4].

ГБОУ ВО АГНИ

Улучшение коэффициента нелинейных искажений благоприятно сказывается на общем состоянии питающей сети: это снизит нагрев трансформатора и позволит установить другие электрические компоненты, не опасаясь их выхода из строя.

ЛИТЕРАТУРА

1. Виноградов А.Б. Новые алгоритмы пространственно-векторного управления МПЧ / Электричество. 2018. – 78 с.
2. Ведущие производители преобразователей частоты/ Молодой ученый. – 2017. – №9. – URL https://moluch.ru/archive/143/45162/ (дата обращения: 11.04.2019).
3. Леонтьев А.Г. Автоматизация технологических процессов / А.Г. Леонтьев – М.: ТНТ, 2015. – 524 с.
4. Шрейнер Р.Т. Энергосберегающий регулируемый асинхронный электропривод нового поколения на основе двухзвенно непосредственных преобразователей частоты / Р.Т. Шрейнер, В.К. Кривовяз, А.И. Калыгин и др. / Силовая электроника. 2016. – 290 с.

УДК 681.5

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО СКЛАДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

USING A NEURAL NETWORK TO OPTIMIZE THE OPERATION OF AN AUTOMATED WAREHOUSE

Д.Ю.Темников
(Denis U. Temnikov)
ООО «АЛНАС»
(ООО «ALNAS»)

Для автоматизации процесса укладки стержневой формовочной машины DISA в литейном цехе завода АЛНАС предложено создать автоматизированную складскую систему с использованием технологии нейронных сетей. Целью создания системы является оптимизация отбора стержней со склада и сокращение времени простоя оборудования.

To automate the process of laying the DISA core molding machine in the foundry of the ALNAS plant, it is proposed to create an automated warehouse system using neural network technology. The purpose of the system is to optimize the selection of rods from the warehouse and reduce equipment downtime.

Ключевые слова: *автоматизированная система, склад, нейронные сети*

Key words: *automated system, warehouse, neural networks*

ГБОУ ВО АГИИ

Рассмотрим создание нейронной сети для задачи оптимального отбора стержней со склада.

Условие задачи заключается в том, чтобы поделить все ячейки склада на две группы: значимые и незначимые. К значимым будут относиться стеллажи, находящиеся наиболее близко к входному устройству склада. В данном случае мы получаем задачу классификации. Она может быть решена на сети с одним нейроном в выходном слое, который может принимать одно из двух значений 0 и 1. Тогда веса нейронов будут иметь вид $\omega = [0,1]$.

Создание сети будем производить на языке программирования Python с использование библиотеки numpy.

Используем модель прямого распространения. Нейронная сеть прямого распространения (feedforward neural network) это классический тип нейронных сетей, где соединения между нейронами не формируют замкнутых циклов. В этой сети информация распространяется только в одном направлении (вперед) от входов через скрытые слои к выходам. При этом в сети отсутствуют циклы. В качестве функции активации применяем сигмоиду.

Для обучения сети нам необходим обучающий набор данных, который представляет собой набор наблюдений. Для них указаны значения входных и выходных переменных. В нашем случае входными переменными будут время нахождения стержней на складе T и число требований заданной номенклатуры стержней за все время хранения N. Для нормализации данных проводим произвольные смещения -5 и -150.

Таблица 1- Нормирование входных данных

№	Число обращений минус, N (-5)	Время пребывания на складе,T, дни (-150)	Значимость
1	2	-1	0
….	…	…	…
80	11	- 148	1

Для оценки качества созданной нейронной сети вычисляем среднеквадратичную ошибку. В качестве алгоритма оптимизации используем стохастический градиентный спуск.

На графике (рис.1) видно, что наши потери постоянно уменьшаются по мере того, как учится нейронная сеть.

ГБОУ ВО АГНИ

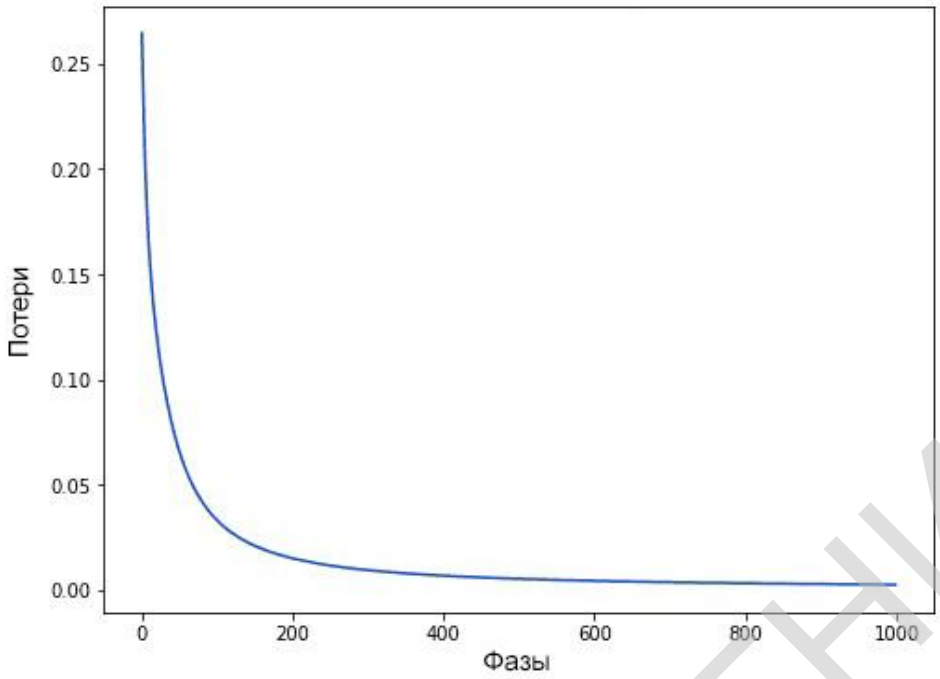


Рисунок 1 – Потери нейронной сети в зависимости от фазы

После проверки потерь нейронной сети производим пробную классификацию значимости для ячеек с двумя произвольными входными данными. Система выдает следующий результат:

ZNACH = np.array([12, -149]) # 17 обращений, 1 день
NEZNACH = np.array([3, -2]) # 8 обращений, 149 дней
print("ZNACHIMO: %.3f" % network.feedforward(ZNACH)) # 0.951 - 1
print("NEZNACHIMO: %.3f" % network.feedforward(NEZNACH)) # 0.039 – 0

Таким образом, делаем вывод о том, что мы создали нейронную сеть, которая классифицирует по входным данным номенклатуру стержней и присваивает им статус «значимо» или «незначимо». На основании этой информации система будет понимать куда в следующий раз нужно складывать данную номенклатуру стержней. В случае, если они используются часто ,это будут ближние ячейки, в обратном случае-дальние. Это позволит быстрее находить нужные для заливки стержни и позволит сократить простои оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Data Science. Наука о данных с нуля: Пер.с англ.-Спб.: БВХ-Петербург,2017. - 336 с.
2. Начинаем программировать на Python.4-е изд.: Пер.с англ.-Спб.: БХИ-Петербург,2019. - 768 с.

ГБОУ ВО АГНИ

УДК 681.5

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

FORECASTING FUEL PRODUCTION AND CONSUMPTION-ENERGY RESOURCES

Л.Г. Тугашова
(L.G. Tugashova)
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»
(Almetyevsk State Oil Institute)

Рассмотрена возможность прогнозирования выработки и потребления топливно-энергетических ресурсов с помощью тренд-сезонных и ARIMA-моделей. Представлен обзор и результаты исследований по данному направлению.

The possibility of forecasting the production and consumption of fuel and energy resources using trend-seasonal and ARIMA models is considered. The review and results of research in this area are presented.

Ключевые слова: *прогнозирование, модель, ресурс*
Key words*: forecasting, model, and resource*

К топливно-энергетическим ресурсам (ТЭР) относятся природные и преобразованные виды топлива и энергии. К первичным энергетическим ресурсам относятся природное топливо, гидроэнергия, солнечная энергия, энергия ветра. К вторичным энергетическим ресурсам относятся нефтепродукты, кокс, отработанный пар, горючие газы. Примером преобразованных энергоресурсов являются электроэнергия, тепловая энергия.

Эффективное использование ТЭР является важным показателем деятельности предприятий, влияющим на себестоимость получаемой продукции.

Среди наиболее общих подходов в стратегии энергосбережения можно назвать применение ресурсосберегающих технологий, использование методов математического моделирования и оптимизации при проектировании и реконструкции предприятий, замену дорогостоящих энергоемких видов энергоносителей, все более широкое использование возобновляемых источников энергии [1].

Вопросы моделирования и прогнозирования производства и потребления ТЭР рассмотрены во многих работах. Для построения прогнозирующих моделей применяются следующие методы: ARIMA (autoregressive integrated moving average), Хольта-Винтерса, сингулярный спектральный анализ, регрессионные многофакторные модели, нейронные сети и другие.

ГБОУ ВО АГНИ

Простой и эффективной моделью прогнозирования нестационарных временных рядов выработки и потребления электрической и тепловой энергии является модель авторегрессии с проинтегрированным скользящим средним (ARIMA) [2].

В работе [3, 4] разработаны модели выработки нефтепродуктов, отличающиеся учетом сезонной компоненты и видом тренда. Предложено использование мультипликативной модели, содержащей тренд в виде линейной, авторегрессионной, авторегрессионно-степенной модели с вычислением индекса сезонности. Лучшие результаты получены с применением модели с авторегрессионно-степенным трендом. Результаты исследований получены с применением программного пакета Matlab.

В работе [5] приведены результаты прогнозирования для горнодобывающей промышленности на примере добычи каменного угля, а также определены факторы, влияющие на спрос на каменный уголь. Показаны возможные варианты применения следующих методов: SSA, экспоненциального сглаживания, ARIMA.

Для повышения точности моделей, применяемых для прогнозирования, необходимо учитывать факторы, влияющие на процесс. Такими факторами являются следующие: сезонность, объемы производства, ассортимент выпускаемой продукции, график ремонта оборудования, выходные и праздничные дни, режимы работы установки и др.

В целом можно сказать, что не существует такого метода, который учитывал бы все особенности прогнозирования и факторы, влияющие на выбранный параметр.

Авторами предлагаются гибридные методы прогнозирования. Например, в работе [6] рассмотрено совместное применение метода опорных векторов SVM и ARIMA для прогнозирования потребления электрической энергии.

Систему прогнозирования можно представить в виде набора модулей, каждый из которых выполняет определенную задачу. Последовательность разработки системы прогнозирования включает следующие шаги: получение и обработка исходных данных; выбор вида и структуры модели; обучение модели; анализ ошибок моделирования; разделение выборки на обучающую и проверочную; выполнение постпрогноза на выбранный период; оценка качества постпрогноза; выбор наиболее качественной модели, пригодной для прогноза. При применении системы прогнозирования в производственном процессе важным этапом является выбор инструментов моделирования и прогнозирования, а также средств интеграции, необходимых для получения данных из информационных систем (MES, АСУ ТП, АСКУЭ и др.) и выполнения расчетов.

ГБОУ ВО АГИУ

ЛИТЕРАТУРА

1. Чернова В.Э., Шмулевич Т.В. Актуальность энергосбережения. Государственная политика в области повышения эффективности использования энергии: учебное пособие / СПбГТУРП. СПб., 2014. – 68 с.

2. Hyndman R.J., Athanasopoulos G. Forecasting: principles and practice. OTexts [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL: https://otexts.com/fpp.

3. Тугашова Л.Г. Прогнозирование показателей качества нефтепродуктов на установках первичной переработки нефти // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2015. Т. 14. С. 99–103.

4. Тугашова Л.Г., Затонский А.В. Моделирование и прогнозирование производства нефтепродуктов с учетом сезонности на основе авторегрессионных моделей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2020. – Т. 331. № 5. С. 109-119.

5. Rybak A., Manowska A. Sales forecasting and coal mining planning in the context of hard coal production strategies // MAPE 2018, volume 1, issue 1, forecasting, model, and resource. P. 483–489.

6. Nie h., Liu G., Liu X., Wang Y. Hybrid of ARIMA and SVMs for Short-Term Load // International Conference on Future Energy, Environment, and Materials Energy Procedia 16, 2012. P. 1455–1460.

7. Тугашова Л. Г. Моделирование системы управления процессом ректификации нефти с применением Matlab, Codesys // Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2016. – Т. 2. – С. 256-258.

ГБОУ ВО АГНИ

Подписано в печать 21.12.2020 г.
Формат 60×84/16
Печать RISO Объем 19 ус.печ.л.
Тираж 300 экз. Заказ № 153

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

ГБОУ ВО АГНИ