

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Казанский государственный энергетический университет»

На правах рукописи

Овсеенко Галина Анатольевна

**МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ
ПРИ ПРОТОЧНОМ ЭКСПРЕСС-КОНТРОЛЕ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТИ
МЕТОДОМ ПРОТОННОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА**

Специальность:

2.2.8. Методы и приборы контроля и диагностики материалов, изделий, веществ и
природной среды

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук,
профессор Кашаев Р.С.

Казань – 2025

Оглавление

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И ТЕРМИНОВ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. АНАЛИЗ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ НЕФТИ ПРИ ДОБЫЧЕ И ПОДГОТОВКЕ. ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО НА КАФЕДРЕ РЕЛАКСОМЕТРА ПМР В СОСТАВЕ АНАЛИЗАТОРА ПМРА-IV.....	19
1.1. Разработанный на кафедре Приборостроение и мехатроника КГЭУ мехатронный комплекс ПМРА-IV четвертого поколения	22
1.2. Свойства искусственных нейронных сетей, этапы их разработки и возможности для улучшения метрологических параметров измерений	29
1.3. Выводы	33
2. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ПМР-РЕЛАКСАЦИИ. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ ДИСПЕРСИЙ ПМР-ПАРАМЕТРОВ ПРИ РАЗНЫХ ИХ СООТНОШЕНИЯХ, ПРИ НАЛИЧИИ ШУМА, УСТРАНЕНИЕМ ПРОМАХОВ И РАЗНОЙ ДЛИТЕЛЬНОСТИ РЧ-ИМПУЛЬСА	36
2.1. Метрология измерений и исследование возможности повышения метрологических параметров метода ПМР-релаксометрии	38
2.1.1. Оценка достоверности измерений и обработки данных	39
2.2. Методы устранения промахов и источники погрешностей измерений.....	42
2.3. Погрешности измерений и обработки данных в методе ПМР	44
2.4. Влияние шумов и соотношений ПМР-параметров на измерения.....	46
2.5. Зависимость времен спин-решеточной и спин-спиновой релаксации от длительности δ 90o-го импульса.....	54
2.6. Выводы	60

3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОБРАТНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЛАПЛАСА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПМР-РЕЛАКСАЦИИ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ ИНС ПОИСКУ ИЗ БАЗЫ ДАННЫХ НАИБОЛЕЕ БЛИЗКИХ КРИВЫХ РЕЛАКСАЦИИ И ПАРАМЕТРОВ ИЗМЕРЕНИЙ РЕЛАКСОМЕТРОМ ПМР	61
3.1. Алгоритм обратного преобразования Лапласа (L^{-1}) для получения спектра времен релаксации и минимизации ошибок данных	61
3.2. Преимущества, предоставляемые спектром времен релаксации $P(T_{2i})$	69
3.3. Выводы	70
4. РАЗРАБОТКА МЕТОДА КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ (НОРМА, НЕИСПРАВНО) РЕЛАКСОМЕТРА ПМР В СОСТАВЕ КОМПЛЕКСА ПМРА-IV ПРИМЕНЕНИЕМ ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ПРИ ПРЕДПОДГОТОВКЕ РЕЛАКСОМЕТРА ПМР К ИЗМЕРЕНИЯМ/ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ	71
4.1. Методы повышения точности измерений T_2 , основанные на информационных нейронных сетях	71
4.2. Алгоритм формирования искусственной нейронной сети для T_2	74
4.3. Выбор параметров персептрона для искусственной нейронной сети	80
4.4. Выводы	86
5. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ДИСТАНЦИОННОГО, С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНС КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КОМПЛЕКСОМ ПМРА-IV УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ С РАСЧЕТОМ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТИ В УСТЬЕ СКВАЖИН	88
5.1. Использование ИНС в установке отстоя воды при разных расходах и температурах с управлением от ПМРА-IV	88
5.2. Функциональная модель управления от ИНС многофункциональной автоматизированной цифровой интеллектуальной скважиной (МАЦИС), по патенту РФ № 2689103 для энергоэкономичной добычи нефти.	90

5.3. Автоматизированная информационно-измерительная система многопараметрического на основе ИНС управления работой куста нефтегазовых скважин от релаксометра ПМРА-IV	92
5.4. Работа автоматизированной информационно-измерительной системы контроля на основе ИНС в Интернет-пространстве управления работой куста нефтегазовых скважин.....	96
5.5. Разработка программного обеспечение в LabView контроля характеристик нефти непосредственно у центробежного насоса	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	102
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	105
Приложение А	119
Приложение Б.....	124
Приложение В	125
Приложение Г	126
Приложение Д	128
Приложение Е.....	129

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И ТЕРМИНОВ

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

АРМ – автоматизированное рабочее место

ВНЭ – водо-нефтяная эмульсия

BFGS – алгоритм обучения Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno

Достоверность – характеристика, определяющая степень доверия к результатам измерений.

ИИ – искусственный интеллект

ИНС – искусственные нейронные сети

МФИ – многофазные измерители

МАЦИС – многофункциональная автомат. цифровая интеллектуальная скважина

МЛП – многослойный персептрон

МНК – метод наименьших квадратов

Надежность измерений (*reliability of mtfsurement*) – воспроизводимость результатов измерения, повторяемого при идентичных условиях

Неопределенность – это выражение факта, что для результата измерения существует не одно, а бесконечное множество значений, рассеянных вокруг реального результата

ОПЛ – обратное преобразование Лапласа L^{-1}

ПМР – протонный магнитный резонанс

ПМРР – протонная магнитно-резонансная релаксометрия

ПМРА – протонный магнитно-резонансный (ПМР) анализатор

РБФ – радиальная базисная функция

СКЖ – скважинная жидкость

СКО – среднеквадратичные отклонения

СЭ – спин-эхо

T_{2Ai} , T_{2Bi} , T_{2Ci} , P_{2Ai} , P_{2Bi} , P_{2Ci} , A_{Ai} , A_{Bi} , A_{Ci} – времена спин-спиновой релаксации, населенности протонов и амплитуды сигналов спин-эхо фаз A, B, C .

Параметры настройки при измерения релаксометром T – период запуска серии импульсов, N – число импульсов в серии, τ_0 интервал между импульсами, n – число накоплений, t_0 точка деления огибающей спин-эхо на экспоненциальные компоненты.

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ФХС – физико-химические свойства

ЦМ – цифровое месторождение

ЯМР – ядерный магнитный резонанс

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности

В инновационной трансформации российской нефтегазовой отрасли перспективно создание цифровых месторождений (ЦМ) с внедрением цифровых технологий искусственного интеллекта (ИИ), в частности, искусственных нейронных сетей (ИНС) для контроля и управления большими массивами данных с объектов добычи и подготовки нефти. Основой функционирования цифрового месторождения является сбор данных по характеристикам сырья, который в настоящее время осуществляется дорогими анализаторами различных, чаще зарубежных фирм, основанных на разных физических принципах и обладающих разной точностью [1].

Кроме того, на отечественных месторождениях в настоящий момент ощущается недостаток интеллектуальных измерительных систем контроля всего набора характеристик добываемой нефти [2]. При этом определяющее значение приобретает обеспечение достоверности/точности измерений и обработки данных, и все измерительные комплексы должны проходить контроль на готовность к анализу. «Энергетическая стратегия России до 2035 г.» ориентирована на построение современной энергетической инфраструктуры, опирающейся на отечественные разработки и минимизирующей использование зарубежных технологий. Поточный мониторинг характеристик жидкости на нефтегазовых месторождениях осуществляется при бригадном учете по промежуточному стандарту ПНСТ 360-2019. Но оперативность и точность его низка (например, до $\pm 10\%$ на используемых при этом групповых замерных установках), данных недостаточно для управления нефтедобычей и подготовкой нефти ЦМ, а применимость мониторинга ограничена из-за необходимости вывода систем из рабочего цикла при контроле и диагностике состояния.

Большие, еще не до конца оцененные возможности в этом плане предоставляет метод ядерного (протонного) магнитного резонанса (ПМР) и релаксометры ПМР на его принципе. Метод ПМР и анализатор на его основе (ПМРА) являются наиболее предпочтительными для решения задач приборного

оснащения ЦМ, поскольку метод является неконтактным, неразрушающим и экспрессным. Это позволяет релаксometру в составе ПМРА осуществлять многопараметрический многофазный контроль на потоке характеристик сырой нефти по ряду ПМР-параметров, коррелирующих с характеристиками компонентов нефти, например, плотности скважинной жидкости. ПМРА позволяет управлять многими процессами на нефтепромысле, поскольку в методе пробоподготовка отсутствует, методические ошибки могут в режиме онлайн минимизироваться многократными усреднениями из-за экспрессности измерений и обработкой данных с высокими коэффициентами корреляций. Это позволяет верифицировать данные по нескольким ПМР-параметрам.

Значительный вклад в развитие ядерного магнитного резонанса (ЯМР) внесли отечественные ученые: Чижик В.И., Вашман А.А., Пронин И.С., Калабин Г.А., Волков В.Я., Тагиров М.С., Скирда В.Д., Фаттахов Я.В. и др., разработавшие ряд уникальных приборов на основе метода ЯМР. Их работы заложили основы для серийного производства. Но, к сожалению, отечественные исследователи пользуются либо самодельными приборами, либо анализаторами зарубежных фирм, имеющими практически недоступное программное обеспечение, что сдерживает оснащение ЦМ отечественными измерительными комплексами и ведет к потере приоритета.

Научная проблема в применении ПМР для проточного онлайн-контроля состоит в постоянном изменении ПМР-сигналов - релаксационных кривых огибающих сигналов спин-эхо при проточном анализе. Это требует развития методов повышения достоверности/точности измерений и обработки постоянно меняющихся текущих массивов данных в процессе проточного экспресс-анализа.

В связи с развитием искусственного интеллекта на основе искусственных нейронных сетей лауреатов Нобелевской премии J. Hopfield и J. Hinton и технических возможностей ЭВМ предоставляется возможность это сделать сочетанием метода ПМР и искусственного интеллекта поиском из базы релаксационных кривых, полученных за 40 лет естественным интеллектом, кривых - образов, наиболее близких к измеряемым (текущим), уточнением их

параметров обратным преобразованием Лапласа, определением параметров, при которых эти кривые получены, настройкой режимов и параметров измерений (периода T и числа импульсов N , интервалов между ними τ_0 , длительности импульса δ , числа накоплений n , временных моментов t_0 , деления релаксационной кривой на компоненты) для проведения достоверных проточных измерений с малой неопределенностью (дисперсией). При этом термин «машинное обучение» - это неточный перевод словосочетания «machine learning», которое точнее переводится как «машинное изучение (знание)», то есть поиск-нахождение наиболее адекватных образов из базы данных для сопоставления с экспериментальными.

Методология и методы исследования

Объект исследования: метод измерения релаксационных кривых релаксометром ПМР для снижения неопределенности измерений.

Предмет исследования: достоверность (степень доверия) и надежность функционирования релаксометра ПМР при проточном экспресс-контроле характеристик нефти на технологических объектах цифрового месторождения.

Цель работы: разработка методов повышения достоверности измерений релаксационных параметров и характеристик нефти методом ПМР и применением искусственного интеллекта при проточном экспресс-анализе на технологических объектах добычи и подготовки нефти.

Поставленная цель решается путем решения следующих задач:

1. Выявлением аналоговых зависимостей дисперсий σ и неопределенностей измерений получаемых при онлайн анализе данных от:

- соотношений параметров ПМР (A_i, T_{2i}), получаемых из релаксационных кривых;
- длительности радиочастотных импульсов δ в применяемой измерительной импульсной последовательности;
- выбора методик измерений параметров ПМР.

2. Повышением достоверности измерений анализатором ПМР по алгоритму:

2.1. Измерение текущей при проточном анализе релаксационной кривой и деление её на экспоненты.

2.2. Поиск с использованием методов искусственного интеллекта и градиентного спуска релаксационной кривой, наиболее близкой к текущей.

2.3. Из-за неопределенностей (по ГОСТ-2017) параметров ПМР в экстремуме (достигающей $\pm 10\%$ при 95%-й достоверности) уточнение их обратным преобразованием Лапласа L^{-1} .

2.4. Поиск по ним из базы данных для релаксационной кривой уточненной релаксационной кривой.

2.5. Определение режимов и параметров измерений (периода запуска серии импульсов T , числа импульсов серии N , интервалов между ними τ_0 , числа накоплений n , моментов t_0 , деления релаксационных кривых на компоненты) уточненной релаксационной кривой.

2.6. Установка данного режима на релаксметре ПМР и проведение последующих измерений анализатором ПМРА с данными настройками.

2.7. Постоянное периодическое отслеживание отклонений релаксационной кривой от выбранной и корректировка режимов и параметров измерений по пп. 2.1-2.6.

3. Разработкой методов повышения достоверности измерения/обработки информации использованием ПМР-анализатора с искусственными нейронными сетями для управления кустом скважин добычи нефти по патенту № 2681738.

Методы исследования

При решении поставленных задач использовалась база данных огибающих спин-эхо релаксационных кривых по более, чем 50-ти образцам нефти (~3000 образов релаксационных кривых), экспериментально полученным за 40 лет «естественным интеллектом», методы статистической обработки, математического моделирования, методы искусственного интеллекта на основе искусственных нейронных сетей. Экспресс-методики контроля разрабатывались с использованием программ *LabView*. Теоретические и экспериментальные результаты основывались на выборе соответствующих текущим измерениям

релаксационных кривых, огибающих спин-эхо из базы данных по образцам нефтям с использованием обратного преобразования Лапласа L^{-1} используя программу *UpenWin*. Полученные в работе данные и закономерности не противоречат фундаментальным принципам, известным из научно-технической литературы.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Экспериментально и математическим моделированием определены зависимости дисперсий σ измерений данных от соотношений параметров ПМР-релаксации (A_i, T_{2i}), длительности радиочастотного импульса δ промахов и внешних условий – температуры, и методик измерений для настройки релаксометра ПМР к измерениям сигналов ПМР.

2. Получены теоретические значения теоретически правильных с использованием обратного преобразования Лапласа L^{-1} параметров ПМР для поиска в базе данных релаксационных кривых для выбора параметров измерения релаксометром (T, N, τ_o, n, t_o).

3. Разработан метод контроля канала измерений релаксометра ПМР, позволяющий классифицировать состояние релаксометра по режимам: «Норма», «Не определено», «Неисправно».

4. Предложены новые методики экспресс-контроля характеристик нефти в устье нефтедобывающих скважин с использованием ПМР-данных и моделирования в программе *LabView*.

5. Разработан алгоритм повышения точности (снижения неопределенности) проточного экспресс-контроля методом ПМР заключающийся в следующих этапах:

- измерении текущей релаксационной кривой;
- использованием методов искусственного интеллекта (на базе искусственных нейронных сетей) и градиентного спуска до оптимального экстремума поиске из базы релаксационной кривой (РК), наиболее близкой к текущей;

- поскольку оптимальный экстремум имеет неопределенность (достигающую $\pm 10\%$) необходимо уточнить ПМР-параметры (времена релаксации и амплитуды, населенности протонов фаз) использованием обратного преобразования Лапласа L^{-1} ;

- на основе новых ПМР-параметров, из базы релаксационной кривой (РК) ищется уточненная релаксационная кривая, которая вносится как новая в базу РК;

- определяются режимы и параметры измерений уточненной релаксационной кривой;

- на релаксметре ПМР в составе ПМРА устанавливается этот режим и параметры измерений;

- дальнейший процесс измерений производится с новыми настройками релаксметра в составе ПМРА;

- постоянно отслеживается и корректируются режимы и параметры измерений по меняющимся (текущим) релаксационным кривым.

Теоретическая значимость результатов работы заключается в разработке основ методов повышения достоверности проточного экспресс-контроля на основе метода ПМР путем применением обратного преобразования Лапласа L^{-1} и искусственных нейронных сетей с использованием многослойного персептрона, математической статистики (метод 3σ), что способствует созданию нового класса измерительных средств, обладающих инновационными метрологическими и функциональными преимуществами; в обосновании методов дистанционного контроля добычи нефти кустом скважин сочетанием ПМР и искусственного интеллекта.

Практическая значимость результатов работы заключается в следующем:

1. Разработана методология повышения достоверности измерений с помощью выбора из базы данных релаксационных кривых, наиболее соответствующих экспериментальным текущим, по которым определяется режим и параметры измерений ПМР-методом, удаления грубых и систематических ошибок, обработкой данных методами искусственного интеллекта.

2. Разработан метод контроля готовности релаксометра к измерениям и обработке данных в режиме «Норма» определением через обратное преобразование Лапласа L^{-1} теоретически точных параметров ПМР, необходимых для поиска наиболее близких к текущим, экспериментально полученным данным.

3. Предложена информационно-измерительная система дистанционного контроля функционирования ПМР в составе проточного анализатора на multifunctional автоматизированных цифровых интеллектуальных скважин (МАЦИС), патент на которую вошел в число 100 лучших по Российской Федерации за 2019-2020 гг.

На защиту выносятся:

1. Снижение неопределенностей параметров ПМР: а) от неточности установки длительности радиочастотного импульса; б) по результатам математического моделирования дисперсий σ ПМР-параметров (A_i, T_{2i}), при разных их соотношениях и при наличии шума; в) устранением промахов; г) выбором подходящих импульсных методик измерений.

2. Поиск с использованием искусственного интеллекта по точным параметрам ПМР (A_i, T_{2i}, P_i), получаемым из спектров времен релаксации, релаксационных кривых, по которым определяются текущие настройки релаксометра ПМР для снижения неопределенностей в процессе проточных измерений.

3. Контроль состояния релаксометра ПМР с применением искусственных нейронных сетей и статистического « 3σ » для определения его готовности к измерениям.

4. Искусственные нейронные сети в схеме управления проточным анализатором ПМР скважин МАЦИС с расчетом характеристик нефти в устье скважины.

Соответствие паспорту специальности

Диссертация соответствует научной специальности и 2.2.8 «Методы и приборы контроля и диагностики материалов, изделий, веществ и природной среды» и отвечает пунктам 1, 2, 3 и 4 паспорта специальности.

1. Пункты 1 и 2 научной новизны диссертации соответствуют пункту 1 паспорта специальности «Научное обоснование новых и совершенствование существующих методов аналитического и неразрушающего контроля, диагностики веществ и природной среды».

2. Пункт 3 научной новизны соответствует пункту 3 паспорта «Разработка, внедрение и испытания приборов контроля, веществ и природной среды, способствующих повышению надежности».

3. Пункт 4 новизны соответствует пункту 6 паспорта специальности «Разработка математических моделей, алгоритмического и программно-технического обеспечения обработки результатов регистрации сигналов в приборах с целью автоматизации контроля и диагностики, подготовки их для внедрения в цифровые информационные технологии».

Публикации результатов исследования

Основное содержание диссертации изложено в 14 научных работ, из них 2 статьи в отечественных рецензируемых научных изданиях, индексируемых в международных базах данных Web of Science и SCOPUS и приравненных к публикациям, входящим в Перечень ВАК, 2 статьи в зарубежных рецензируемых научных изданиях, индексируемых в международной базе данных SCOPUS, 2 статьи в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК по смежным специальностям, 8 материалов докладов на научных конференциях, включенных в РИНЦ.

Апробация работы

Основные результаты работы докладывалась на 14-ти международных и всероссийских конференциях: VI-IX Национальных научно-практических конференциях «Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве», Казань, КГЭУ, декабрь 2020-2024 г.; Межвузовском международном конгрессе «Высшая школа. Научные исследования», г. Москва, 10 ноября 2022 г.; «Энергия-2022», XVII Всероссийской (IX Международной) научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, г. Иваново, ИГЭУ, 11-13 мая 2022 г.;

Международной научной конференции «Технические и технологические системы-22», ФГБОУВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова, г. Краснодар, 23-25 ноября 2022 г.; 4th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE) March 23-25, 2022, Moscow, Russia; 5th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE) March 15-17, 2023, Moscow, Russia; Национальной (с международным участием) научно-практической конференции «Цифровые системы и модели: теория и практика проектирования, разработки и применения», 10-11 апреля 2024 г, Казань.

Внедрения: Результаты работы внедрены в научно-исследовательскую деятельность и образовательный процесс кафедр КГЭУ – ПМ и ЦСМ и в НОЦ «Исследование и моделирование материалов» Института машиностроения, материалов и транспорта Санкт-Петербургского Политехнического университета Петра Великого.

Личный вклад автора состоит в разработке метода контроля достоверности измерений применением методов искусственных нейронных сетей. Проверка алгоритма работы метода произведена на основе экспериментальных данных. Определены основные параметры, характеризующие нейронную сеть и режим работы релаксометра ПМР в составе измерительного комплекса, разработанного программного средства контроля, в математическом пакете *Statistica 10*. Теоретические и экспериментальные результаты получены автором с членами научного коллектива при его участии. Достоверность экспериментальных данных, полученных при исследовании метода ядерного (протонного) магнитного резонанса (ПМР) и релаксометра ПМР на его основе, обеспечивается применением аттестованных измерительных средств и апробированных экспериментальных методик, а также непротиворечивостью результатов измерений результатам, полученным другими авторами и известным положениям науки. Работы, отражающие основные результаты диссертации, написаны автором лично.

Структура и объем диссертации.

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка сокращений, списка использованной литературы и приложений. Работа изложена на 129 страницах, содержит 36 рисунков и 12 таблиц. Список литературы включает 111 наименований.

Список работ, опубликованных по теме диссертации

Статьи в отечественных рецензируемых научных изданиях, индексируемых в международных базах данных WoS и SCOPUS и приравненных к публикациям в изданиях, входящих в Перечень ВАК

1. Kashaev R.S., Kozelkova V.O., Ovseenko G.A., Karachin V.I., Kozelkov O.V. Multiparametric flow-through measuring complex for express control of oil quality using a proton magnetic resonance relaxometry method // Measurement Techniques. 2023. V. 66. № 5. P. 349-358 (статья в отечественном издании МБД, приравнено к ВАК K1).

2. Kozelkov O.V., Mikhailov A.G., Ovseenko G.A., Kozelkova V.O., Van Tung T., Kien N.Ch., Kashaev R.S. Technologies for rapid monitoring and treatment of oil to remove impurities in a mechatronic plant controlled by a hardware and software system using PMR relaxometry // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. 2023. V. 57. № 5. P. 1249-1253 (статья в отечественном издании МБД, приравнено к ВАК K1).

Статьи в зарубежных рецензируемых научных изданиях, индексируемых в международной базе данных SCOPUS

3. Kashaev R.S., Ovseenko G.A., Kozelkova V.O., Kozelkov O.V., N.C. Kien., Tung T.V. Application of nuclear magnetic resonance for the express-control of water concentration // Proceedings of the 2022 4th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2022. С. 489 (статья в издании МБД SCOPUS).

4. Ovseenko G.A., Kashaev R.S., Kozelkov O.V., Evdokimova T.S., Mardanova A.M. Improving the information veracity of the complex of multiparametric control of the relaxometer based on a neural network // Proceedings of the 2023 5th International

Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2023. P. 106-112 (статья в издании МБД SCOPUS).

Статьи в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК по смежным специальностям

5. Овсеенко Г.А., Кашаев Р.С., Хафизова А.Ш. Математическая модель мехатронного комплекса на основе метода контроля достоверности // Научно-технический вестник Поволжья. 2023. № 10. С. 33–36 (статья в рецензируемом научном издании ВАК К2).

6. Овсеенко Г.А., Кашаев Р.С., Чупаев А.В. Измерение концентрации солей и нефти в сточных водах протонно-магнитным релаксометром // Вода: химия и экология. 2023. № 3. С. 18-22 (статья в рецензируемом научном издании ВАК К2).

Публикации в изданиях, включенных в РИНЦ

7. Ovseenko G., Kozelkov O., Kashaev R., Trang T. Apparatus for on-line structure-dynamic analysis of oils by nuclear magnetic resonance relaxometry method // В сборнике: Scientific research of the SCO countries: synergy and integration. September 15, 2021. Beijing, PRC. Beijing, PRC, 2021. С. 190–194.

8. Овсеенко Г.А., Кашаев Р.С. Возможность применения нейронной сети в автоматические системы управления процессами добычи и подготовки нефти // Информационные технологии в строительных, социальных и экономических системах. 2022. № 1 (27). С. 48–53.

9. Овсеенко Г.А., Кашаев Р.С., Козелков О.В. Использование искусственных нейронных сетей для контроля достоверности измерений свойств нефтяных дисперсных систем релаксометром протонного магнитного резонанса // Journal of Advanced Research in Technical Science. 2022. № 31. С. 39–41.

10. Кашаев, Р.С., Овсеенко Г.А., Козелков О.В. Мехатронный комплекс на основе метода ПМР и контроль достоверности его измерений // В сборнике: Технические и технологические системы: Материалы тринадцатой Международной научной конференции, Краснодар, 23–25 ноября 2022 года. – Краснодар: Общество с ограниченной ответственностью "Издательский Дом - Юг", 2022. С. 143-149.

11. Овсеенко Г.А., Кашаев Р.С., Козелков О.В. Алгоритм работы системы контроля функционирования приборно-программного комплекса на основе нейронной сети // В сборнике: Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве. Материалы VIII Национальной научно-практической конференции. Казань, 2023. С. 91–95.

12. Овсеенко Г.А., Кашаев Р.С., Козелков О.В. Контроль достоверности измерений методом ПМР-релаксометрии использованием нейронных сетей / В сборнике: Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве. Материалы VIII Национальной научно-практической конференции. Казань, 2023. С. 96–98.

13. Овсеенко Г.А., Кашаев Р.С. Автоматическая система управления процессами добычи и подготовки нефти на основе нейронной сети // В сборнике: Энергия-2022. Семнадцатая всероссийская (девятая международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: Материалы конференции. В 6-ти томах. Иваново, 2022. С. 20.

14. Овсеенко Г.А., Кашаев Р.С., Козелков О.В. Интеллектуальная система управления мехатронного комплекса при добыче и подготовки нефти // В сборнике: Национальная (с международным участием) научно-практическая конференция «Цифровые системы и модели: теория и практика проектирования, разработки и применения», 10-11 апреля 2024 года, г. Казань. С. 1004–1007.

Автор выражает благодарность своему научному руководителю д.т.н., профессору Кашаеву Рустему Султанхамитович за поддержку и помощь, оказанную в процессе работы над диссертацией.

1. АНАЛИЗ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ НЕФТИ ПРИ ДОБЫЧЕ И ПОДГОТОВКЕ. ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО НА КАФЕДРЕ РЕЛАКСОМЕТРА ПМР В СОСТАВЕ АНАЛИЗАТОРА ПМРА-IV

Контроль характеристик жидкости на современных нефтегазовых месторождениях осуществляется набором анализаторов на каждую характеристику [1] скважинной жидкости (СКЖ), что затрудняет автоматический мониторинг и управление вследствие разнородности анализаторов по физическим принципам, методам анализа, разной точности, разнообразия программного обеспечения, поставок из разных стран и цен.

Так, для бригадного учета по промежуточному национальному стандарту ПНСТ 360-2019 (вместо бывшего ГОСТ 8.615-2005) при нефтедобыче, а также для полноценного анализа характеристик СКЖ и нефти при её подготовке в основном используется автоматическая групповая замерная установка (АГЗУ) типа Спутник 40-8-400 или в измерительной установке МЕРА-МИГ для газосепарации и измерений дебита, концентраций нефти и воды в СКЖ путем статистического взвешивания в мерах полной вместимости, либо датчиком перепада давления. Погрешность измерений влажности СКЖ в актуальном на настоящий момент диапазоне влажности 70-98 % доходит до $\pm 6 \div 10$ %, а при взвешивании в железнодорожных или автомобильных цистернах ошибка возрастает кратно.

Между тем, ошибка измерений влажности всего в ± 1 % дает потерю бюджета Российской Федерации в 100 млрд.руб.

Таким образом, имеющиеся установки бригадного учета вследствие влияния неоднородностей структур потоков и неточности методов измерений недостаточны для оптимального управления добычей нефти на цифровом месторождении и требуют, по меньшей мере, модернизации [2]. И в этом плане у нефтяников вызвало оптимизм сообщение в 1996 году на Конгрессе Ампера в Кентерберри Англия ЯМР-анализаторе [3] для измерений по ГОСТ 8-615-2005, влажности, дебита и газонасыщенности нефти.

Отечественные месторождения в настоящий момент отстают от требований, предъявляемых к цифровым месторождениям по информационному обеспечению, так как в отрасли мало интеллектуальных измерительных систем, обеспечивающих контроль всего набора характеристик нефти. Определяющее значение при этом приобретает обеспечение надежности, достоверности, точности измерений и обработки данных [4]. При этом, однозначно все информационно-измерительные комплексы должны проходить контроль на их готовность к анализу по достоверности измерений.

Для технической классификации на стадии подготовки нефти используются анализаторы: расхода газов VT-900; плотномер ПЛОТ-3Б-1П; вязкости *Viscosite*; концентрации серы *S* ЭКРОС 7700-3; нефти и нефтепродуктов в воде DS530. Но на данный момент отсутствуют: поточный анализатор для измерений концентрации асфальтено-смола и парафинов, важного для предотвращения асфальто-смолисто-парафиновых отложений; измеритель скоростей $v_{\text{ПМР}}$ потоков отдельных фаз жидкости; поточного анализатора дисперсности распределения капель воды в эмульсиях нефти. Цена комплекта поточных анализаторов может достигать ~50 млн.руб.на 2024 г. [5].

На конечных стадиях подготовки нефти в системах измерения качества нефти (СИКН), например СИКН-25-РК-А002, обеспечивающих автоматическое измерение массы брутто и нетто нефти, вязкости, плотности, давления и массовой доли воды в нефти, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, не хватает анализа ряда показателей контроля в устье скважин [6]. СИКН включает: систему обработки информации на автоматическом рабочем месте оператора, технологическое оборудование (циркуляционный насос, автоматический и ручной пробоотборник, промывочный насос с технологической обвязкой и др.), поверочный метрологический узел, основанный на методе динамических измерений [5].

На СИКН-25-РК-А002, которая имеет производительность в 185 м³/час, используются следующие, в основном зарубежные преобразователи: расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N модели 150-600 или серии *Smith Guardsman G* (Gr, GL), L (LB, LSJ, LJ), *Smith Sentry* с Dy 1"; датчиков температуры, давления

измерительные, манометры деформационные и для точных измерений, плотности и вязкости жидкости модели 7827, влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, датчик термокаталитический Polytron 2 XP Ex 22782-02. Кроме того установка: поверочная трубопоршневая двунаправленная EN-FAB 54057-13, вычислитель расхода жидкости и газа модели 7951, комплекс измерительно-управляющий на платформе Logix 42644-09 [7].

Метрологические и технические характеристики СИКН-25-РК-А002: объемный расход, м³/ч от 300 до 1560, нижний предел измерений массового расхода, т/ч 230÷260; верхний предел, т/ч 1220÷1330; плотность, кг/м³ 750÷860; кинематическая вязкость, мм²/с 1÷14; массовая доля воды, %, должна быть <0,5; механических примесей, %, < 0,05; массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³ < 100 [8]. Содержание газа не допускается.

Как видим, СИКН-25-РК-А002 имеет ограниченные пределы расхода, плотности, вязкости, и не обладает возможностью контроля при концентрациях: воды более 0,5 %, мехпримесей более 0,05 %, наличие газа не допускается. То есть СИКН практически также неприменима для управления оборудованием конечной подготовки нефти на ЦМ.

В этой связи нефтедобывающая промышленность и энергетика испытывают потребность в приборах, которые могли бы контролировать параметры многофазных жидкостей и органических смесей на потоке, не разделяя их на фазы и не используя движущихся деталей [6].

Многофазные измерители продукции скважин (МФИ) используются в настоящее время, как на континентальных нефтяных месторождениях, так и на морских промыслах, включая подводные эксплуатационные системы. Использование МФИ ведет к снижению затрат и капитальных вложений на эксплуатацию нефтедобывающего оборудования [9]. Особенно актуальны измерения дебитов скважин многофазными расходомерами (МФР) на расходомерах Кориолиса в сочетании с влагомером [10].

Из зарубежных многофазных ЯМР-расходомеров наиболее продвинутым в плане многофазности, является MRMF-5000 [11].

1.1. Разработанный на кафедре Приборостроение и мехатроника КГЭУ мехатронный комплекс ПМРА-IV четвертого поколения

Ещё не до конца оцененные возможности в плане многопараметрического многофазного анализа нефтяных дисперсных систем, рассматриваемого метода ядерного (протонного) магнитного резонанса (ПМР), для экспресс-контроля на потоке в ПМР-анализаторе (ПМРА) и релаксометр ПМР в его составе, как основной измерительный и контрольно-управляющий блок ПМРА-IV.

Метод ПМР-релаксометрии – практически единственный для решения задач, поставленных в диссертации, поскольку является неконтактным, неразрушающим, не имеющим подвижных деталей в проточном канале измерений характеристик потока нефти. Также ПМР-релаксометр, в составе мехатронного информационно-измерительного комплекса – ПМР-анализатора осуществлять многопараметрический мультифазный on-line экспресс-контроль характеристик СКЖ и нефти по ряду ПМР-параметров, коррелирующих с характеристиками нефти и её компонентов.

С 2014 года на кафедре «Приборостроение и мехатроника КГЭУ» (руководитель д.т.н., доцент Козелков О.В.) разрабатываются проточные ПМР-анализаторы второго и третьего поколений. Рассмотрим мехатронный комплекс для контроля и управления процессами добычи и подготовки нефти, на основе ПМР-анализатора последнего поколения ПМРА-IV для проточного экспресс-контроля характеристик скважинной жидкости (СКЖ), нефти и водонефтяных эмульсий, разработанный силами аспирантов под руководством заслуженного профессора КГЭУ и изобретателя РТ, почетного работника высшего образования России Кашаева Р.С. ПМР-анализатора Последний вариант анализатора четвертого поколения ПМРА-IV (см. рис.1.1) функционирует в режиме внутреннего байпаса, что позволяет использовать его на магистральной трубе любого диаметра, что резко (в 20 раз) снижает его вес и габариты по сравнению с лучшим зарубежным ПМР-анализатором MFMA (Krohne) (см. рис.1.2), рассчитанным на фиксированный диаметр трубы, на которую насажен

цилиндрический электромагнит, что и обуславливает общий вес ~ 800 кг. В ПМРА-IV Релаксометр ПМР-NP2п, выполняет роль контрольно-управляющего блока, представленный в нижней части (см. рис. 1.1). Научная проблема в применении ПМР для проточного онлайн-контроля состоит в необходимости постоянного контроля за изменениями релаксационных кривых огибающих сигналов спин-эхо (СЭ) при проточном анализе. Это требует периодической подстройки режимов измерения релаксометра в составе ПМРА-IV.

На рисунке 1.1 и 1.2 релаксометр ПМР-NP2п в составе ПМРА-IV, MRMF - 5000 (Krohne).



Рисунок 1.1 – Релаксометр ПМР-NP2п (в нижней части) в комплексе ПМРА-IV



Рисунок 1.2 – MRMF - 5000 (Krohne)

На рисунке 1.3 приведена функциональная схема стенда, на котором отработывались методики повышения достоверности измерений релаксометра ПМР в составе анализатора ПМРА-IV.

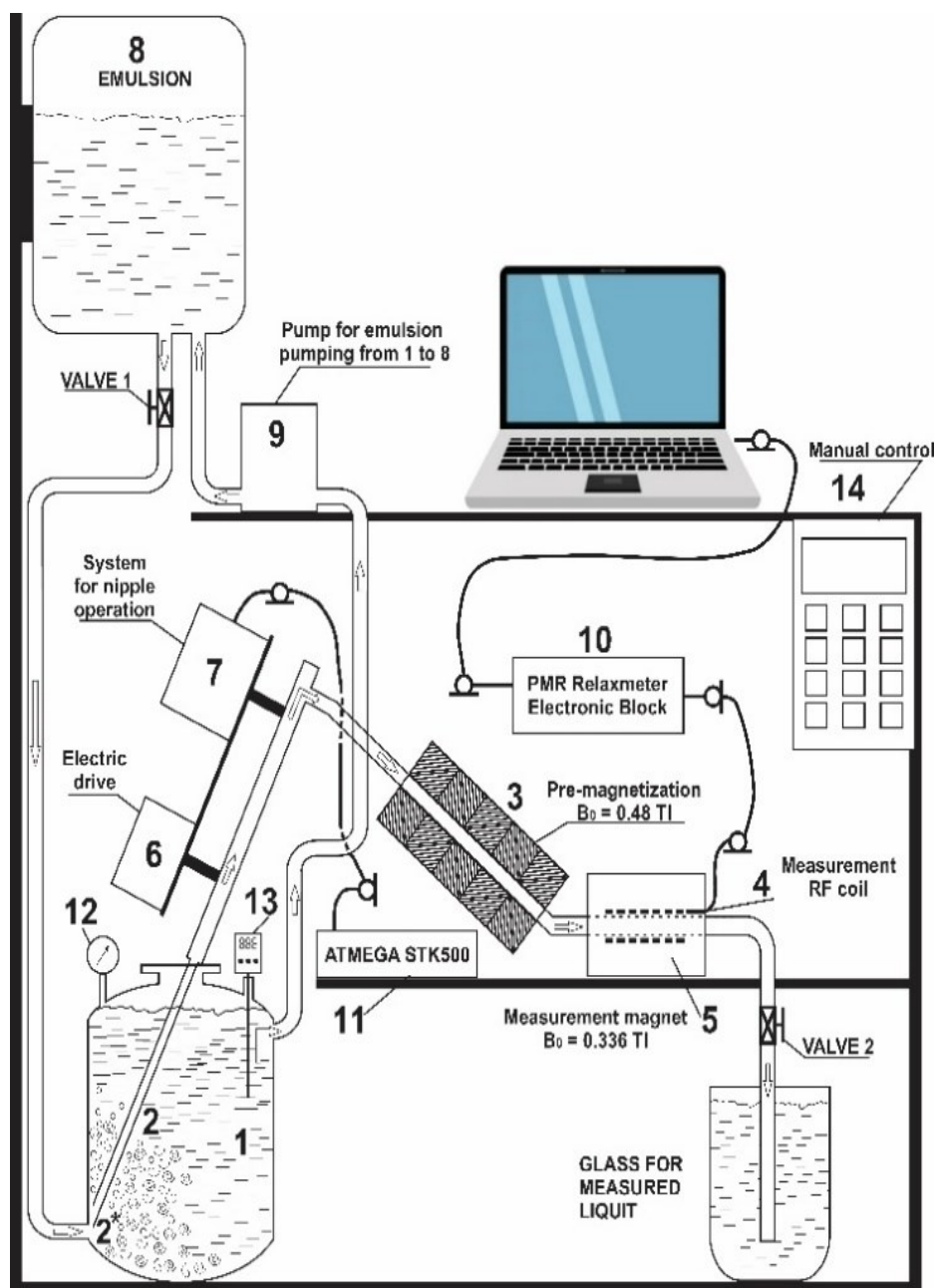


Рисунок 1.3 – Структурно-функциональная схема стенда для испытаний ПМРА-IV

Ниже, в таблицах 1.1 и 1.2 приведены технические параметры релаксометра ПМР в составе ИИК ПМРА-IV в сравнении с аналогами.

Таблица 1.1 – Параметры портативного релаксометра ПМР-NP2 в сравнении спрототипом и его лабораторными (портативных нет) аналогами

Технические параметры	Релаксометр ПМР-NP2 (КГЭУ, 2019)	Релаксометр ПМР-NP1, «КБРК», Казань,2007	Minispec Pc 120 (Bruker, ФРГ)	MQC-23 (OxfordInst, UK, 2018)
Ошибки измерений времен релаксации/амплитуд, %	3/2	4/2	3	3
Критерий $K = \nu^2 V$, МГц ² ·см ³	3608	2174	1600-6400	4232
Резонансная частота, МГц	18.45	14.32	10 – 40	23
Диаметр датчика, мм	10-30	30	10 – 40	18
Питание:	+12 В, сеть	+12 В, сеть	сеть	сеть
Потребляемая мощность, ВА	15	60	300	-
Габариты: Электр. Блока, Магнита, мм	40x250x300 200x150x100	320x200x390 200x150x100	1060x540x430 1060x540x430	300x320x410 360x360x360

Таблица 1.2 – Характеристики ПМРА-IV по сравнению с аналогами

Наименование комплекса	Диапазон измерений характеристик НДС (%)	Масса M , кг, габариты L , м, потр. Мощн. P вт	Ошибка (%)
“НЕДРА”, КНИРТИ, Kazan, 1998 г.	Расход 1-200 м ³ /ч; Концентрации воды, нефти 0-100 %, газа 0-250 %	$M = 350$, $L = 1.6 \times 0.8 \times 0.2$; $0.31 \times 0.43 \times 0.5$, $P = 1500$	± 4.0 ,расход; ± 4.0 ,вода; ± 4.0 ,oil; ± 6.0 ,gas.
MFMA (Krohne) 2013 г.	0,64-46,3 м ³ /ч (расход), 0-100 (вода) 0-250 (газ)	$M = 800$ оценка, нет данных, $L = \varnothing 0.3 \times 3$ m, $P = 1000$ (оценка)	0.5-1.0, расход; 0.5-1.0, вода 0.5-1.0, gas
“ПМРА-IV” Казанский государственный энергетический университет, 2022 г.	0.66-475 м ³ /ч (расход); 0-100(вода, нефть; 0-250 газ; 700-1100 кг/м ³ плотность; 1.5-350 мПа·с вязкость; 0–15µm, Дисперсное распределение капель ДРК; 0-15 % Асфальтено-смолы-парафины АСП	$M = 200$, $L = 1.5 \times 1.5 \times 1.0$ $P = 300$	Расход ± 2.8 вода, нефть - ± 3.85 , газ ± 1 , плотность, вязкость, ДРК, АСП

Из таблиц видно, что в отличие от лучшего аналога – многофазного расходомера-влажмера «MFMA» (*Krohne, Norway*) [11], ПМРА-IV имеет более широкую номенклатуру измеряемых характеристик; возможность измерения скоростей V_i отдельных компонентов непрерывных потоков (аналогов нет); экспресс-контроль концентраций воды, нефти, газа, асфальтено-смола (проточных аналогов нет) и парафинов; плотности, вязкости, молекулярной массы (проточных

аналогов нет), дисперсного распределения капель воды в водо-нефтяных эмульсиях (проточных аналогов нет), температур застывания. Массо-габариты и цена ПМРА-IV в ≈ 20 меньше чем у MFMA (Krohne, Norway) [12].

Широкие возможности ПМР-релаксометрии при экспресс-контроле нефтей и нефтепродуктов были продемонстрированы в более, чем 50 статьях журналов БД Scopus, WoS и ВАК и 30 патентах, некоторые из которых приведены в ссылках [13-22].

Перспективность применения ПМР обусловлена уникальной совокупностью свойств метода: релаксометр в составе ПМРА может управлять многими процессами на нефтепромысле, поскольку в методе пробоподготовка отсутствует, методические ошибки минимизируются возможностью многократных усреднений (время анализа < 2 мин.) и градуировками по стандартным образцами данных месторождений, обработкой данных с высокими коэффициентами корреляций и малыми стандартными ошибками (СКО). Технология ПМР – наиболее прогрессивный метод контроля дебита, скоростей потоков фаз и процентного соотношения воды, нефти и газа с возможностью получения данных без остановок и нарушений производственных процессов. Метод ПМРР является уникальным по ширине диапазона измерений, отсутствию движущихся деталей в агрессивной (с реагентами) среде.

На рисунке 1.4 отображены возможные области применения ПМРА-IV на цифровом месторождении. Это установки:

- АГЗУ (автоматическая групповая замерная установка);
- передвижная многофазная установка;
- многофункциональная автоматическая цифровая интеллектуальная скважина (МАЦИС) по патенту Кашаева Р.С., Козелкова О.В., Сафиуллина Б.Р. РФ № №2689103 [23], вошедшего в число лучших 100 патентов России за 2019-2020 гг.);
- Замена (часто отмена) датчиков погружной телеметрии;
- Система управления УЭЦН с технологией «виртуальный расходомер-анализатор».

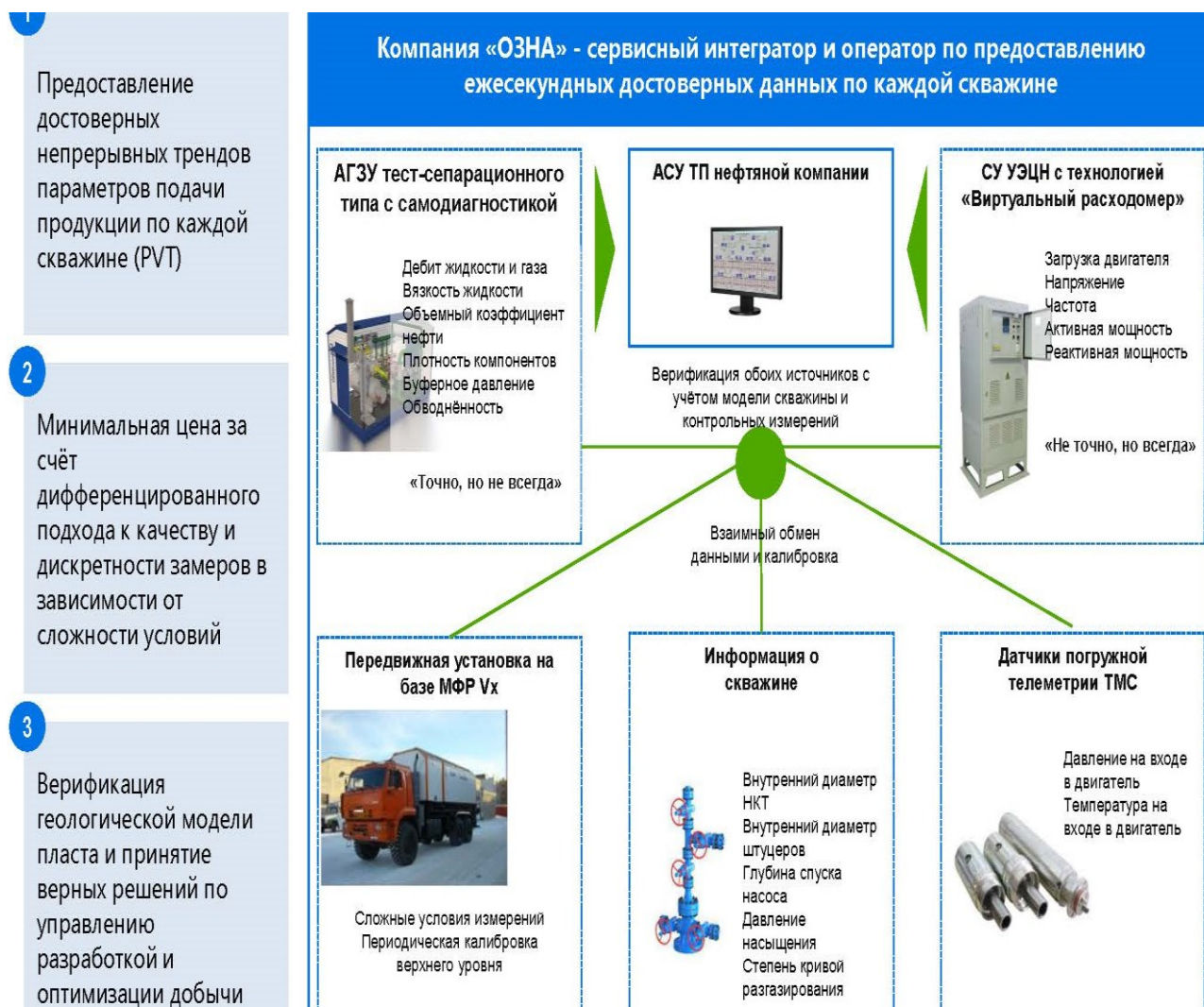


Рисунок 1.4 – Области применения ПМРА-IV на цифровом нефтегазовом месторождении

В РФ порядка 60 тысяч скважин и ежегодно вводится порядка ~5500. При себестоимости ПМРА-IV в 2 млн.р., и их продаже по 100 шт./год по цене 5-7 млн руб. (для сравнения, в Интернет цена рекламируемого лабораторного ЯМР-спектрометра SLK-200 равна 12.5 млн. руб.), прибыль составит до 500 млн. руб. Один комплекс ПМРА может заменить набор нескольких анализаторов на большую часть характеристик нефти общей ценой в 50 млн. руб.

Точность измерений определения массы нефти также очень важна – если она будет отличаться на 1 %, это может лишить бюджет РФ доходов на сумму до 100 млрд руб.

Релаксометр ПМР может быть использован также для лабораторного или ручного, по технологической цепочке и в окружающей среде, экспресс-контроля характеристик СКЖ, нефти и загрязнений вод и почв солями металлов и нефтью. Поскольку его питание осуществляется от аккумулятора в 12 В.

Но проблема, связанная с применением релаксометра ПМР и ПМР-анализатора состоит в необходимости развития теории и методов контроля готовности, достоверности измерений и надежности каналов измерений при обработке больших объемов данных перед каждым измерением.

В релаксометр поступает как минимум 9 параметров ПМР от трех протонных фаз – это: времена спин-решеточной и спин-спиновой релаксации, амплитуды сигналов спин-эхо и населенности протонных фаз. Это позволяет верифицировать измерительно-аналитический процесс определения характеристик нефти и СКЖ по большому числу входных параметров при наличии установленных их корреляций с ПМР-параметрами. Число ПМР-параметров может быть доведен до 21 при использовании производных ПМР-параметров: скоростей релаксации, времен корреляции и обмена, энергий активации и др.

Во всех случаях для обеспечения достоверности измерений и обработки данных необходим предварительный контроль готовности режимов работы релаксометра по состояниям: «Норма», «Неисправно», как это принято делать в сложных мехатронных информационно-измерительных комплексах, например, в ЯМР-томографах.

В теории и методах контроля надежности и точности измерений и обеспечения достоверности обработки больших баз данных на сегодняшний день сформировался вектор развития информационных технологий, направленный на ускоренную «оцифровку» нефтегазовой индустрии, на автоматизацию и снижение «человеческого фактора» и соответственно снижение вероятности ошибок [24]. Это нашло отражение в серии работ по развитию и применению ИНС в нефтегазовых технологиях [25-38].

В этой связи увеличивается интерес к цифровым методам повышения достоверности и надежности метрологических параметров поточного контроля и

управления, классификации и прогнозирования через методы математической статистики, математическое моделирование, обратное преобразование Лапласа и искусственного интеллекта через искусственные нейронные сети (ИНС) для определения готовности анализатора к новому циклу измерений и получения точных спектров времен релаксации.

1.2. Свойства искусственных нейронных сетей, этапы их разработки и возможности для улучшения метрологических параметров измерений

Главным преимуществом искусственных нейронных сетей (ИНС) является возможность воспроизводить сложные нелинейные зависимости с большим числом переменных величин [39-43]. Ключевым свойством сети является способность к обучению, в ходе которого на основе выборки из представительных данных путем исключения «промахов» и «шумов», определяются связи между исходными параметрами и выработка решения в виде «Норма», «Не определено» и «Неисправно».

По характеру обучения ИНС бывают: с «учителем», когда выходное пространство решений ИНС известно; «самоорганизующиеся», когда сеть сама формирует решение на основе выходных данных, и с «подкреплением», с системой штрафов и поощрений от сети.

По характеру настройки синапсов различают сети с фиксированными связями, когда весовые коэффициенты ИНС выбираются сразу, и с динамическими связями с весовыми коэффициентами, определяемыми настройкой синаптических связей.

По типу связей ИНС бывают прямого распространения, когда связи направлены строго от входных нейронов к выходным (перцептрон Розенблата, многослойный перцептрон, сети Ворта); рекуррентные сети, когда сигнал с выхода (скрытого слоя) частично передается на вход (сети Хопфилда и Коско).

Решение задачи с использованием ИНС включает несколько этапов:

1. Сбор, подготовка и нормализация данных для обучения [44]. Данные осредняются (нормируются), квантуются и выделяется конечный набор дискретных величин, фильтруются – исключаются «промахи», «выбросы» или «шумы»;

2. Отбор топологии сети зависит от поставленных задач и характеристик данных для обучения. Так, для настройки ИНС «с учителем» для каждого параметра необходима «экспертная» оценка верификация. Если она невозможна, используют «самоорганизующейся» ИНС с картой Кохонена или НС Хопфилда;

3. Характеристика сети определяется опытным путем – количество слоев, блоков в скрытых слоях, наличие или отсутствие обходных соединений, передаточные функции нейронов;

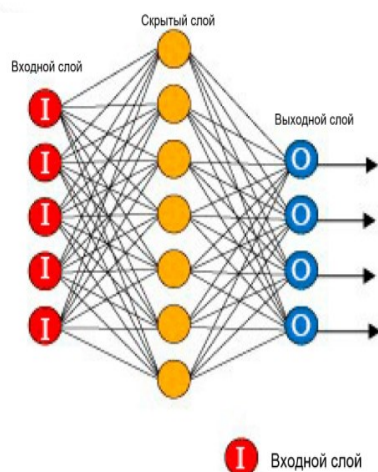
4. Экспериментальный подбор параметров обучения – скорость обучения, качества сходимости данных, величина ошибки/штрафа, критерии завершенности обучения, т.е. минимальной ошибки и ограничений во времени обучения [45,46];

5. Собственно обучение с просмотром входных параметров, при этом исходные данные делятся на две части – обучающую выборку и тестовые. Если в ходе обучения ошибка уменьшается, то ИНС работает, делает обобщения. Если ошибка уменьшается, но на тестовых данных увеличивается, это означает, что сеть перестала обобщать и просто запоминает обучающие данные. Тогда обучение прекращают.

6. Проверка адекватности обучения тестированием на примерах, которые не участвовали в обучении ИНС, причем число тестовых примеров должно быть тем больше, чем выше требуемое качество ИНС.

Искусственный интеллект на основе ИНС в нефтегазовой отрасли используется в основном в двух направлениях: машинное обучение и анализ данных. Компьютерные системы обучаются без участия человека с помощью машинного обучения, тем самым улучшают работоспособность путем неоднократного повтора операций. Это дает возможность наблюдать за сложными внутренними процессами и быстро принимать решения по устранению тех или иных проблем. Можно использовать ИНС для моделирования потенциальных экологических рисков нового проекта до того, как он будет претворен в жизнь. ИНС связывает обрывки информации и создает более полную картину. На сегодняшний день ИНС, представляют собой систему с большим числом простых процессоров с множеством связей (см. рис.1.5) – персептронов [40].

"Не-глубинные" нейронные сети прямого распространения



"Глубинные" многослойные нейронные сети

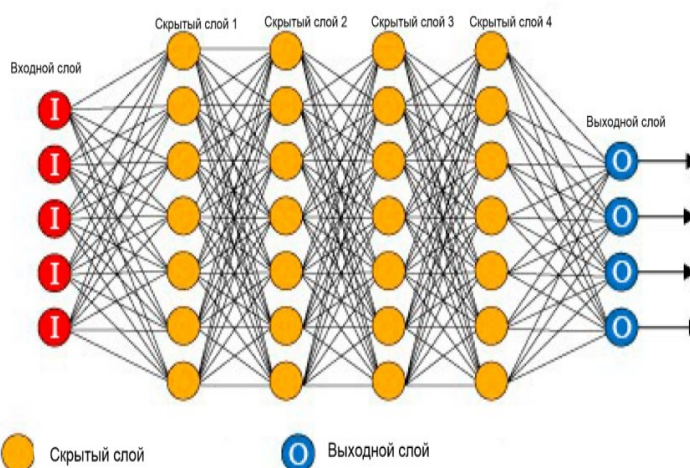


Рисунок 1.5 – «Не-глубинные» и многослойные нейронные сети

После построения графа ИНС инициализируются веса в её ребрах. Чаще всего используют следующие функции инициализации [41]:

а) пороговая с формулой $f(s) = \begin{cases} 1, & \text{если } s > 0 \\ 0, & \text{в противном случае} \end{cases}$ вида

б) сигмоидная с формулой $f(s) = \frac{1}{1+e^{-s}}$ вида

в) гиперболический тангенс с формулой $f(s) = \frac{1-e^{-s}}{1+e^{-s}}$ вида

Если в пороговой функции входное значение в ИНС меньше заданного, то значение функции активации принимается минимально.

Линейно-пороговая. Это кусочно-линейная функция. Имеет два пороговых участка и участок, на котором функция монотонно возрастает.

Сигмоидальная функция или сигмоида (sigmoid) – монотонно возрастающая дифференцируемая S-образная нелинейная функция, позволяющая усиливать слабые сигналы и не насыщается от сильных сигналов.

Гиперболический тангенс. Данная функция, которая принимает на вход действительное число и возвращает значение в интервале от -1 до 1 , что позволяет ей быть центрированной относительно нуля. Это часто делает ее более подходящей для нейронных сетей, поскольку улучшает сходимость и может помочь справиться с проблемами, связанными с градиентным спуском.

В работе [24] авторами использована ИНС в установке отстоя воды при разных расходах и температурах (см. рис. 1.6).

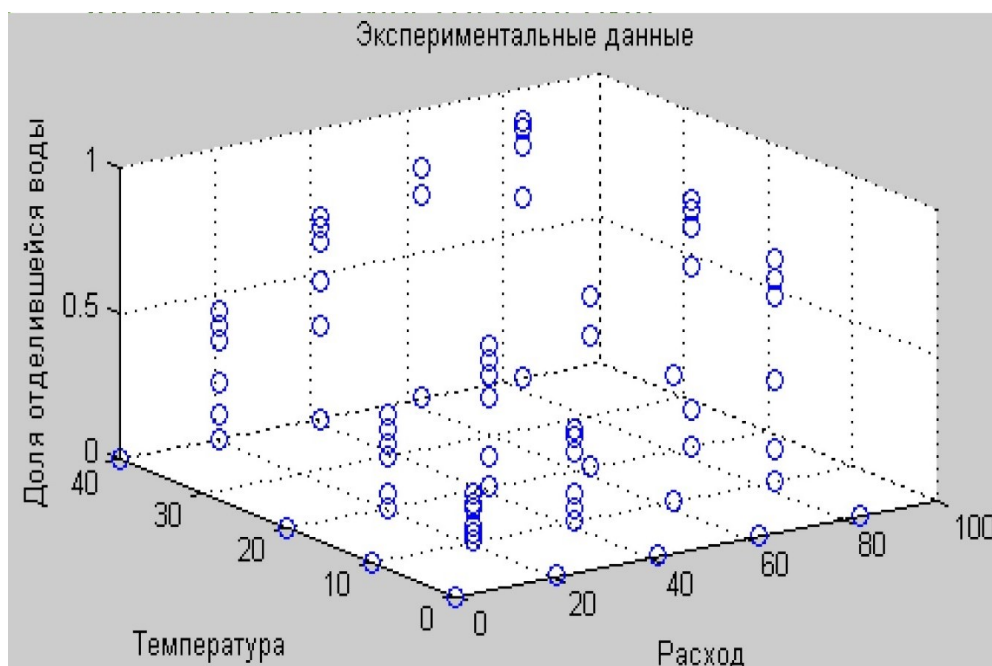


Рисунок 1.6 – Граф экспериментальных данных по ИНС.

Доля отделившейся воды при разном расходе и температуре

В результате расчетов авторами была получена модель регулятора управления термодинамическим отстоем воды на основе ИНС (см. рис. 1.7).

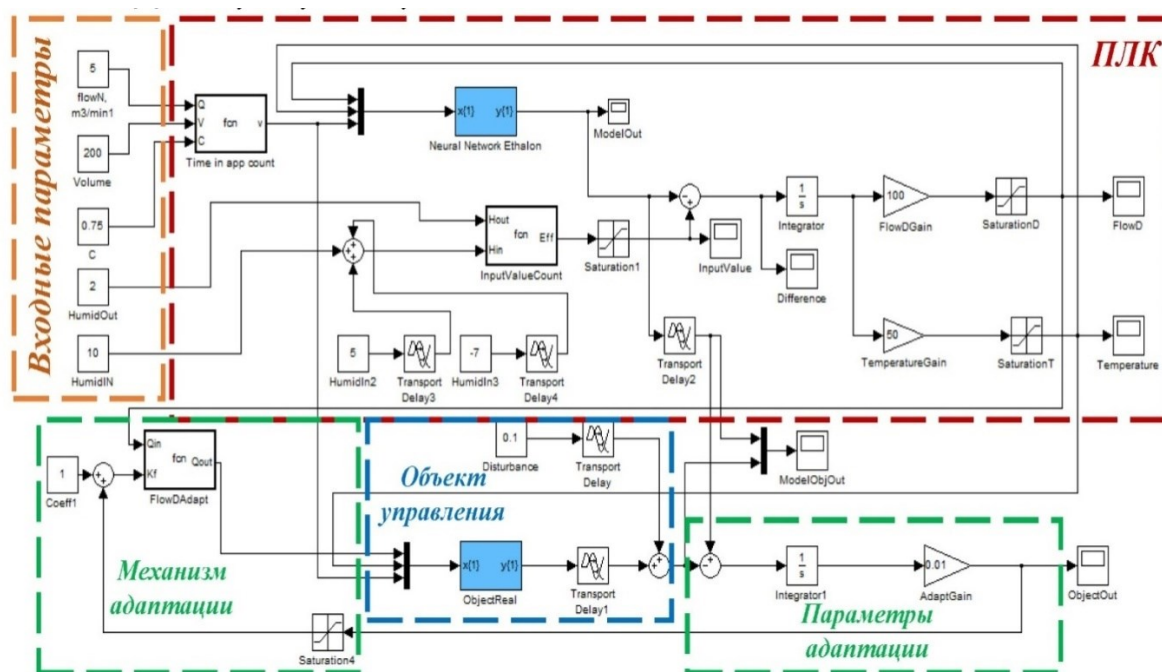


Рисунок 1.7 – Модель регулятора на базе ИНС

при термодинамическом отстое воды

Данный пример демонстрирует большие возможности искусственных нейронных сетей для управления процессами подготовки нефти на нефтегазовом цифровом месторождении. Но требуется расширение их возможностей путем увеличения номенклатуры измеряемых характеристик и повышения готовности, надежности и точности аппаратуры перед каждым измерением для достоверности обработки больших объемов данных.

Создание цифрового месторождения с использованием ИНС невозможно без разработки автоматизированного комплекса, и наиболее подходящим здесь является приборно-программный комплекс на базе метода импульсной ядерной (протонной) магнитной рензонаансной релаксометрии, реализованной в портативном релаксometре ПМР в составе ПМР-анализатора. В нем для повышения метрологической достоверности измерений релаксometром ПМР предлагается применить искусственную нейронную сеть.

1.3. Выводы

1. Обзор состояния и методов функционирования автоматизированных приборно-программных комплексов контроля характеристик скважинной жидкости и нефти на современных нефтегазовых месторождениях показал, что контроль осуществляется отдельным анализатором на каждую характеристику, что затрудняет автоматический мониторинг и управление из-за их разнородности по физическим методам анализа, разной точности, разнообразия программного обеспечения, поставок из разных стран и цен.

2. Имеющиеся установки бригадного учета и системы измерения качества нефти вследствие зависимости от неоднородностей структур потоков и неточности методов измерений недостаточны для оптимального управления добычей и подготовкой нефти на цифровом месторождении и требуют, по меньшей мере, модернизации в части увеличения номенклатуры измеряемых параметров и повышения точности измерений и обработки данных.

3. Нефтедобывающая промышленность испытывает потребность в проточных анализаторах, которые могли бы контролировать параметры

многофазных жидкостей и органических смесей на потоке, не разделяя их на фазы и не используя движущихся деталей. Это привело к закупкам отечественных нефтяников многофазных расходомеров/анализаторов, надежность работы которых ограничивается возможностью отключения оборудования по сигналам со спутников, что происходило не раз.

4. Широкие возможности в этом плане предоставляет метод ядерного (протонного) магнитного резонанса (ПМР) и Релаксометр на его основе. Метод и прибор являются практически единственными для решения поставленных задач, поскольку являются и неразрушающими и позволяющими Релаксометром в составе мехатронного комплекса – ПМР-анализатора (ПМРА) осуществлять многопараметрический мультифазный экспресс-контроль. Зарубежный лучший многофазный ЯМР-анализатор имеет фиксированный диаметр входного патрубка, существенный вес.

5. На каф. ПМ КГЭУ разработан мехатронный комплекс для проточного экспресс-контроля и управления процессами добычи и подготовки нефти ПМР-анализатор последнего поколения ПМРА-IV для характеристик скважинной жидкости (СКЖ) и нефти. В отличие от лучшего аналога – многофазного расходомера-влажмера «MFMA» (*Krohne, Norway*), ПМРА-IV имеет: более широкую номенклатуру измеряемых характеристик; возможность измерения скоростей V_i отдельных компонентов непрерывных потоков (аналогов нет); экспресс-контроль концентраций воды, нефти, газа, асфальтено-смола (проточных аналогов нет) и парафинов; плотности, вязкости, молекулярной массы (проточных аналогов нет), дисперсного распределения капель воды в водо-нефтяных эмульсиях (проточных аналогов нет), температур застывания. Массо-габариты и цена ПМРА-IV в 20 меньше чем у MFMA (*Krohne, Norway*).

6. Проблема, связанная с применением ПМР-IV заключается в необходимости развитии теории и методов контроля готовности, надежности и точности аппаратуры перед каждым измерением и обеспечения достоверности обработки больших объемов данных.

7. Сформулирована цель диссертационной работы. Это разработка новых, научно обоснованных цифровых методов методического и информационно-технического обеспечения достоверности измерений релаксационных параметров и характеристик нефти методом ПМР и применением искусственного интеллекта при проточном экспресс-анализе на технологических объектах добычи и подготовки нефти.

2. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ПМР-РЕЛАКСАЦИИ. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ ДИСПЕРСИЙ ПМР-ПАРАМЕТРОВ ПРИ РАЗНЫХ ИХ СООТНОШЕНИЯХ, ПРИ НАЛИЧИИ ШУМА, УСТРАНЕНИЕМ ПРОМАХОВ И РАЗНОЙ ДЛИТЕЛЬНОСТИ РЧ- ИМПУЛЬСА

Результаты главы 2 опубликованы в работах автора [49-51]

В главе дается сравнение ГОСТ 5725-1-2002, ГОСТ 8.010-2013 ГСИ [47] и ГОСТ 34100.3 2017 «неопределенность измерения, как сомнение в достоверности измерения» [48].

Из результатов детального сравнения следует, что:

1. ГОСТ-2017 подробно рассматривает стандартную неопределенность (СН) $u_c(y)$, суммарную стандартную неопределенность (ССН) U , расширенную СН $u = k u_c(y)$ но практический их расчет громоздок [48], что показывает пример в Приложении А Диссертации.

2. ГОСТ-2017—это перевод, что сменило названия ряда терминов, что вносит путаницу с терминологией государственной системы измерений (ГСИ), которая не отменена.

3. В ГОСТ-2017 сказано, что $k u_c(y)$ не дает новой информации, но другой её вид.

4. Мерой неопределенности является не дисперсия наблюдаемой величины, а дисперсия среднего арифметического по выборке наблюдений [48].

5. Неопределенность характеризует предельную точность, с которой может быть измерена величина, что согласует с ГОСТ-2013 [47] и выражение факта, что есть не одно, а бесконечное множество значений, рассеянных вокруг реального результата.

6. Руководство ГОСТ-2017 [48] признает [D 5.3, с.47], что в большинстве измерительных ситуаций детализация понятий не требуется. Это когда эталоны или приборы калиброваны, а также когда неопределенности поправок

незначительны по сравнению с таковыми от показаний приборов или малого числа наблюдений. У нас точек всегда больше, 50.

7. В большинстве измерительных ситуаций расчет интервалов с заданными уровнями доверия через неопределенность может быть выполнен только в приближении. Аналитическое решение задачи преобразования плотностей вероятностей невозможно.

8. Значения коэффициента охвата k_p , интервала от уровня доверия p для нормально распределенной переменной дается в таблице G.1 [48].

Таблица G.1

Уровень доверия p , %	68,27	90	95	95,45	99	99,73
Коэффициент охвата k_p	1	1,645	1,960	2	2,576	3

Таким образом, концепция неопределенности измерения является переводом ISO/IEC Guide 98.3:2008 с английского для выражения качества результата измерения взамен концепции погрешностей измерений по ГСИ для возможности сравнения точностей зарубежных и отечественных приборов по интервальным оценкам, в качестве которых используется доверительный интервал, соответствующий заданной доверительной вероятности. В отличие от теории погрешностей концепция неопределенности [48] (на основе субъективной вероятности) не имеет принципиальных ограничений в получении результата измерения в виде функции распределения измеряемой величины. Переход от концепции погрешностей к концепции неопределенности может рассматриваться как переход от частотного (объективного) подхода в интерпретации вероятностей по ГОСТ-2013 [47] к байесовскому (субъективному). Оба подхода дают одинаковые интервальные оценки, поскольку статистика, используемая для построения доверительного интервала, подчиняется одному и тому же t -распределению [48]. Но распределение часто бывает неоднозначным и трудно определяемым, что демонстрирует определение распределения времен релаксации через обратное преобразование Лапласа ОПЛ L^{-1} . Это делается для

сокращения объема передаваемых данных и удобства их хранения в компьютерах и документах JCGM/WG.

В главе дано научное обоснование новых и усовершенствование существующих методов для снижения погрешностей (неопределенностей) определения аналоговых параметров ПМР-релаксации. Рассмотрена метрология измерений и обработки, данных методом ПМР-релаксометрии и исследование возможности повышения его метрологических параметров. Проведено математическое моделирование зависимости дисперсий σ измерений данных от соотношений параметров ПМР-релаксации (A_i, T_{2i}) о длительности радиочастотного импульса δ , промахов и внешних условий - температуры, и методик измерений для настройки релаксометра ПМР к измерениям сигналов ПМР. Приведены результаты измерений зависимости времен релаксации от длительности возбуждающего спин-систему импульса и рекомендована методика измерений времен спин-спиновой релаксации T_{2i} и амплитуд A_{2i} многофазных систем вода + фазы нефти.

2.1. Метрология измерений и исследование возможности повышения метрологических параметров метода ПМР-релаксометрии

Обозначения: a – параметр в распределении Пуассона; генеральная дисперсия D – среднее арифметическое квадратов отклонений значений X генеральной совокупности от генеральной средней $\bar{x}_r$; $\sigma_r = \sqrt{D_r}$ – стандарт, генеральное среднеквадратичное отклонение, СКО; $M(\bar{X}) = a$; $\sigma(\bar{X}) = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$ математическое ожидание X и дисперсия σ при нормальном распределении; состоятельная оценка $\tilde{\Theta}_n$ неизвестного параметра Θ , когда для любого наперед заданного числа $\varepsilon > 0$ доверительная вероятность $P\{|\tilde{\Theta}_n - \Theta| < \varepsilon\}$; надежностью (доверительной вероятностью) оценки $\tilde{\Theta}_n$ параметра Θ для заданного $\delta > 0$ есть вероятность γ того, что интервал $(\tilde{\Theta}_n - \delta, \tilde{\Theta}_n + \delta)$ покрывает Θ , $\gamma = P\{\tilde{\Theta}_n - \delta < \Theta < \tilde{\Theta}_n + \delta\} = P\{|\tilde{\Theta}_n - \Theta| < \delta\}$.

2.1.1. Оценка достоверности измерений и обработки данных

Достоверность измерений можно повысить также при обработке данных, удаляя промахи. Мы будем пользоваться ГОСТ 8.010-2013 [47] «Точность методов и результатов измерений». В нем дается определение точности (ассигасу) как: «Степень близости результата измерений к принятому опорному значению». Достоверность при проведении физических измерений является одной из основных характеристик измерения [52]. Она показывает степень доверия к результату, который характеризуется вероятностью того, что истинное значение измеряемой величины находится в указанных пределах доверительной вероятности (надежности) γ . В свою очередь доверительная вероятность задана для случайной выборки (с.в.), и которая содержит случайную выборку $X \sim N(a, \sigma)$ с параметрами a и дисперсией σ .

Если сплошное обследование невозможно, то из всей совокупности выбирают часть объектов – выборку. Свойства объектов выборки должны правильно отражать свойства объектов генеральной совокупности, т.е. выборка должна быть репрезентативной (представительной). Считается, что выборка репрезентативна, если все объекты генеральной совокупности имеют одинаковую вероятность попасть в выборку, т.е. изучаемый признак распределен в генеральной совокупности нормально. Для этого надо оценить, т.е. приближенно найти математическое ожидание $M(X)$ и среднее квадратическое отклонение (СКО) $\sigma(\bar{X})$, так как эти два параметра полностью определяют нормальное распределение.

Генеральной дисперсией D , называется среднее арифметическое квадратов отклонений значений признака X генеральной совокупности от генеральной средней $\bar{x}_r$. Если все значения $x_1, x_2, \dots, x_N$ признака генеральной совокупности объема N различны, то дисперсия рассчитывается по формуле [53]:

$$D_r = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}_r)^2 \quad (2.1)$$

Если же значения $x_1, x_2, \dots, x_k$ имеют частоты $N_1, N_2, \dots, N_k$ причем $N_1 + N_2 + \dots + N_k = N$, то дисперсия рассчитывается по формуле:

$$D_r = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}_r)^2 N_i \quad (2.2)$$

Состоятельной называют такую оценку $\tilde{\Theta}_n$ неизвестного параметра Θ , что для любого наперед заданного числа $\varepsilon > 0$ доверительная вероятность $P\{|\tilde{\Theta}_n - \Theta| < \varepsilon\}$ при $n \rightarrow \infty$ стремится к единице. Это значит, что при достаточно больших значениях числа n можно с вероятностью, близкой к единице утверждать, что оценка Θ_n отличается от оцениваемого параметра Θ меньше, чем на ε и такому требованию должна удовлетворять оценка, пригодная для практического использования [54-56]. То есть для оценки генерального СКО используют исправленное СКО, равное квадратному корню из исправленной дисперсии D , что можно рассчитать по формуле:

$$S = \sqrt{\frac{n}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \quad (2.3)$$

Надежностью (доверительной вероятностью) оценки $\tilde{\Theta}_n$ параметра Θ для заданного $\delta > 0$ называется вероятность γ того, что интервал $(\tilde{\Theta}_n - \delta, \tilde{\Theta}_n + \delta)$ покрывает параметр Θ , т. е. согласно формуле:

$$\gamma = P\{\tilde{\Theta}_n - \delta < \Theta < \tilde{\Theta}_n + \delta\} = P\{|\tilde{\Theta}_n - \Theta| < \delta\} \quad (2.4)$$

Иными словами, γ есть мера нашего доверия вычисленной оценке $\tilde{\Theta}_n$

Доверительным интервалом называется найденный по данным выборки интервал $(\tilde{\Theta}_n - \delta, \tilde{\Theta}_n + \delta)$, который покрывает параметр Θ с заданной надежностью γ . Надежность γ обычно принимают равной 0,95 или 0,99, или 0,999. Пусть случайная величина X распределена нормально с параметрами α и σ , причем $\sigma = S = \text{СКО}$ известно из результатов обработки данных в *Advanced Grafer*. Оказывается, что и выборочная средняя случайная величина $\bar{X} = \frac{1}{n}(X_1 + X_2 + \dots + X_n)$ имеет нормальное распределение:

$$M(\bar{X}) = a; \sigma(\bar{X}) = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (2.5)$$

Потребуем, чтобы для a выполнялось соотношение $P(|\bar{X} - a| < \delta) = \gamma$, где γ – заданная надежность. Пользуясь формулой (2.5), получим:

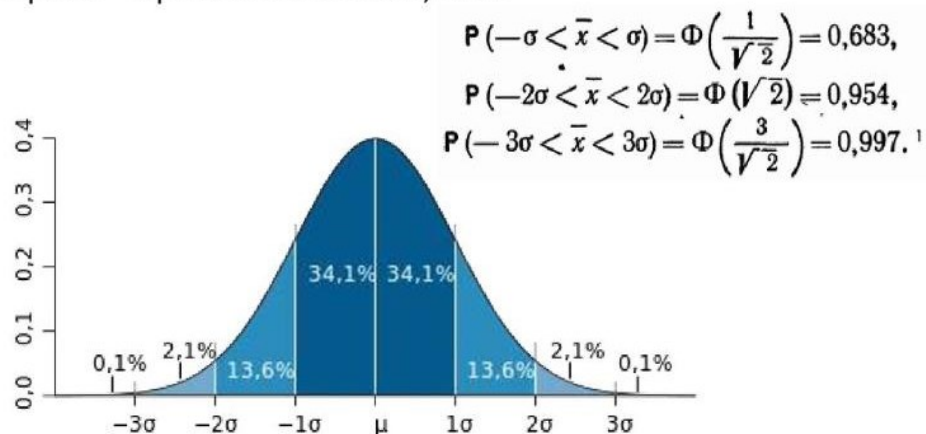
$$P(|X - a| < \varepsilon) = 2\Phi_0(t), \quad (2.6)$$

где $t = \varepsilon \frac{\sqrt{n}}{\sigma}$ – коэффициент Стьюдента, который при заданной надежности γ , находится по таблице функции Лапласа $\Phi_0(t)$. Найдя что $\varepsilon = t \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$, получим: $P(|X - a| < \varepsilon) = 2\Phi_0(t)$, или так как P задана и равна γ , то заменяем выборочную среднюю на $\bar{x}_B$, окончательно имеем следующую формулу:

$$P\left(\bar{x}_B - \frac{t\sigma}{\sqrt{n}} < a < \bar{x}_B + \frac{t\sigma}{\sqrt{n}}\right) = 2\Phi(t) = \gamma \quad (2.7)$$

Смысл полученного соотношения в формуле (2.7) таков: с надежностью γ можно утверждать, что доверительный интервал $\left(\bar{x}_B - \frac{t\sigma}{\sqrt{n}}; \bar{x}_B + \frac{t\sigma}{\sqrt{n}}\right)$ покрывает неизвестный параметр a с точностью оценки $\delta = \frac{t\sigma}{\sqrt{n}}$. Правило трёх сигм означает, что практически все значения нормально распределённой случайной величины с вероятностью 0,9973 лежат в интервале ± 3 сигма от среднего значения. При этом вероятность того, что случайная величина отклонится от своего математического ожидания на большую величину, чем утроенное СКО, практически равна нулю [57].

Правило трёх сигм (3 σ) — практически все значения нормально распределённой случайной величины лежат в интервале. Более строго — приблизительно с 0,9973.



Пример:

Параметр X распределен в генеральной совокупности нормально с известным $\sigma = 0,40$. Найдем по данным выборки доверительный интервал для α с надежностью $\gamma = 0,99$, если $n = 20$, $\bar{x}_b = 6,34$. Для $\Phi(t) = \frac{\gamma}{2} = \frac{0,99}{2} = 0,495$ находим по таблице коэффициентов Стьюдента [53] $t = 2,58$. Следовательно, $\delta = 2,58 \cdot \frac{0,40}{\sqrt{20}} \approx 0,23$. Границы доверительного интервала $6,34 - 0,23 = 6,11$ и $6,34 + 0,23 = 6,57$. Таким образом, доверительный интервал $(6,11; 6,57)$ покрывает α с надежностью 0,99. Значения, превышающие $2\sigma = 2\text{СКО}$ могут быть отнесены к промахам для $P = 0,954$.

Для получения $P = 0,95$ необходимо иметь не менее 40 точек измерения.

2.2. Методы устранения промахов и источники погрешностей измерений

В процессе анализа данных обычно прослеживается закономерность в том, что все значения колеблются возле определенного центрального уровня – медианы. Но некоторые из них выпадают далеко от центра. Такие значения называются статистическими выбросами (находятся далеко за прогнозируемым диапазоном). Статистические выбросы могут исказить результаты статистического анализа, что приводит к ошибкам.

Если мы знаем, что распределение значений в выборке является гауссовским или гауссовидным, мы можем использовать стандартное отклонение выборки в качестве предела для выявления выбросов. Одно стандартное отклонение от среднего имеют доверительную вероятность $P = 68 \%$; два стандартных отклонения от среднего имеют доверительную вероятность $P = 95 \%$; три стандартных отклонения от среднего имеют $P = 99,7 \%$. Три стандартных отклонения от среднего значения – это обычное ограничение на практике для выявления выбросов в гауссовом или гауссовоподобном распределении. Для небольших выборок данных может быть использовано два стандартных отклонения (95 %).

Погрешности измерений связаны в большой степени с аппаратурными отклонениями от внешних факторов и погрешностями обработки данных эксперимента. Так, в работе [58] приводится статистика (см. рис. 2.1) влиянии разных операций и показателей на точность измерений: приготовление образцов; человеческий фактор; проблемы с оборудованием; калибровка; ошибки расчетов; выбор метода; проблемы с тестируемым веществом; проблемы, вызванные транспортировкой и хранением и др.

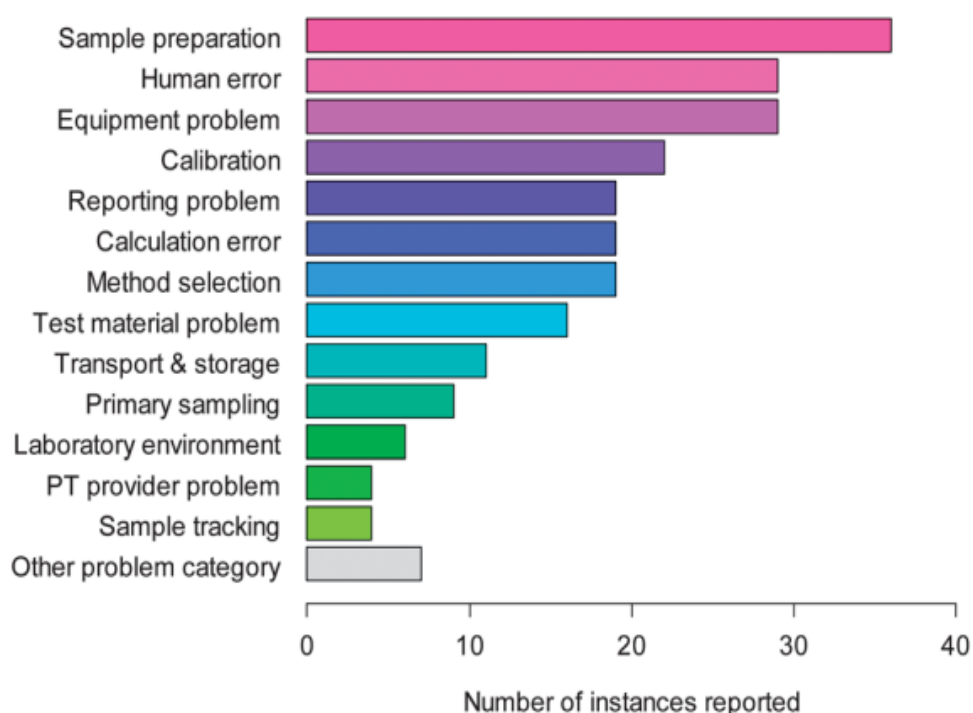


Рисунок 2.1 – Зависимость по данным работы [49] числа примеров ошибочных данных, вызванных разными причинами

Большинство ошибок приходится на приготовление образцов (36), человеческий фактор (30), проблемы с оборудованием (30) и его калибровку (22). Поскольку первые две причины в автоматическом методе ПМР практически исключаются, следует обратить внимание на последние два.

В настоящее время определение грубой погрешности приведено в ГОСТ Р 8.736–2011: «Грубая погрешность измерения: Погрешность измерения, существенно превышающая зависящие от объективных условий измерений значения систематической и случайной погрешностей» [59,60].

Среди существующих критериев отсеивания грубых погрешностей критерий «трех сигм» применяется для случая, когда вероятностью $P = 0,9973$ и значимостью $\alpha = 0,0027$ появление даже одной случайной погрешности можно считать промахом, если $x_i > 3S$, где S – СКО [61].

2.3. Погрешности измерений и обработки данных в методе ПМР

Погрешности аппаратурные представлены погрешностями: *воспроизводимости, дополнительной, систематической, прогрессирующей и основной*, относящимися к достоверности [62,63].

Максимальная погрешность *воспроизводимости* сигнала γ_B , рассчитывается по формуле:

$$\gamma_B = \Delta_{\text{куMax}} 100\% / (\lambda_{\text{max}} - \lambda_{\text{min}}) = \Delta_{\text{куMax}} 100\% / Nq = 100\% / 2N, \quad (2.8)$$

где $\Delta_{\text{куMax}}$ – абсолютная погрешность аналого-цифрового преобразования (АЦП), $N = \lambda_{\text{max}} - \lambda_{\text{min}}$ – число интервалов q квантования [62]. Для 8-разрядного АЦП $\gamma_B = 100\% / 2 \cdot 256 = \pm 0,2\%$. Линейность амплитудного детектора составляла $< 40\text{Дб}$, что обеспечило линейность амплитудных измерений в пределах $N = \lambda_{\text{max}} - \lambda_{\text{min}} = 2^8 = 256$, т.е. $\Delta_d = q/2 = \pm 0,2\%$.

Дополнительная погрешность $\gamma_{\text{доп}}$ может быть вызвана изменением ν (кГц) поля магнита от температуры внешней среды. Эта погрешность устраняется термостатированием магнита с образцом в устройстве [63].

Неоднородность поля B_1 минимизировалась использованием рулонной катушки датчика и особым профилем наматываемой полосы. Неоднородность РЧ поля составила $\delta B_1 < 2\%$ в 75 % объема образца. Погрешность от нестабильности B_1 не превышала $\pm 0,3\%$. Стабильность длительностей импульсов автоматически обеспечивалась фиксированными уровнями цифровых микросхем, стабильность питающих напряжений которых $\pm 0,2\%$. Таким образом, общая дополнительная погрешность значение составила $\gamma_d = \pm 0,94\%$ [63].

Систематические и дрейфовые погрешности от изменений характеристик элементов аппаратуры устранялись регулярной коррекцией по западным

стандартным образцам (СО) с известными временами релаксации. Стабильность температуры в температурных датчиках поддерживалась с точностью $\pm 0,5^\circ\text{C}$, т.е. систематическая погрешность $\gamma_c = \pm 0,25 \%$. Таким образом, основная инструментальная погрешность [63], согласно формуле составила:

$$\gamma_o = \pm 1,4 \% \quad (2.9)$$

Основная погрешность пробоотбора связана с вариацией массы образца (число резонирующих ядер пропорционально массе пробы) и коэффициента заполнения η катушки датчика ПМР. Точность обеспечивалась: а) измерением образцов одной массы; б) в пробирках одного диаметра; в) в одной и той же области максимальной однородности внешнего H_o и радиочастотного H_1 полей, ампула заполнялась на высоту $2/3$ высоты катушки датчика и образец находился в центре катушки [63]. Погрешности измерений времен релаксации $\Delta T_2 / T_2$ оцениваются автоматически по формуле:

$$(T_2)^{-1} = (T_2^*)^{-1} + (T_2)^{-1}, \quad (2.10)$$

где $(T_2)^{-1} = \gamma \delta B / 2\pi$ – обусловлена неоднородностью магнитного поля, $(T_2^*)^{-1}$ – обусловлена естественными релаксационными процессами (адиполь- дипольным, скалярным и др.). В нашем случае неоднородности поля $\delta B / B_o = 10^{-4}$ при резонансной частоте $\nu_o = 14,45$ МГц будет соответствовать значение $(T_2)^{-1} = 3 \cdot 10^{-3} \text{c}^{-1}$. В этом случае погрешность $\Delta T_2 / T_2 \approx 1 \%$.

Погрешности обработки результатов экспериментов.

Доверительная вероятность P_d измерений бралась равной $P_d = 0,95$, что обычно и делается при систематических измерениях [63]. Тогда, погрешности измерения описываются формулой:

$$\gamma_{\text{exp}} = \gamma_{\text{icp}} \pm 1,6\sigma_i \approx \pm 2,2 \% \quad (2.11)$$

Т.е. составила $\pm 2,2 \%$. В уравнении (2.12) $k_i = 1,6$ – квантильный множитель, соответствующий данной доверительной вероятности $P_d = 0,95$, σ_i – СКО или выборочная дисперсия. Точность измерения растет в $\sqrt{n}$ раз согласно формуле (2.2), поэтому при измерениях мы старались использовать максимальное $n = 10 - 100$, но не в ущерб времени измерения.

2.4. Влияние шумов и соотношений ПМР-параметров на измерения

Почти в любой области измерений значение сигнала определяется помехой (шумом) [64], который подавляет полезный сигнал. Искажение, производимое помехой, может привести к тому, что передаваемый сигнал будет не опознан или принят за другой. Даже если измеряемая величина велика, шум снижает точность измерения. Некоторые шумы неустранимы (напр. флуктуации измеряемой величины), и их устраняют методами усреднения сигнала и сужения полосы. Другие шумы (напр. радиочастотные) уменьшают фильтрацией, а также расположением проводов и элементов на плате [65].

«Джонсоновский шум». Любой резистор генерирует на «шум Джонсона» (тепловой шум) [66]. Он имеет горизонтальный частотный спектр, т.е. одинаковый по мощности шума на всех частотах. Напряжение шума в незамкнутой цепи и порожденное сопротивлением R , при температуре T , выражается формулой [56,65]:

$$U = U_R = (4kTRB)^{1/2} \quad (2.12)$$

где k -постоянная Больцмана, B – полоса частот в герцах. При комнатной температуре (293 К) $(4kTRB)^{1/2} = 1,27 \cdot 10^{-10} R^{1/2}$. Шум Джонсона устанавливает нижнюю границу напряжения шумов схемы с резистивными элементами.

Дробовой шум. Электрический ток представляет собой движение электронов, конечность заряда которых приводит к флуктуациям тока и рассеивается по формуле:

$$I_{ш.эфф.} = I_{ш.R} = \sqrt{2qI_{пост}B}, \quad (2.13)$$

где q -заряд электрона ($1.6 \cdot 10^{-19}$ Кл), $I_{пост}$ – установившееся значение тока [65].

Шум $1/f$ (фликкер-шум) [66]. Реальные устройства имеют источники дополнительных шумов. Резисторы подвержены флуктуациям сопротивления, которые порождают шум, пропорциональный протекающему через резистор постоянному току. Этот шум имеет спектр, примерно описываемый зависимостью $1/f$ (постоянная мощность на декаду частоты) и называется «розовым шумом»

[65]. Данный шум часто используют как метод контроля качества микропленочных резисторов.

Все основные виды шумов в электронных схемах являются центрированными (т.е. с нулевым математическим ожиданием) и нормальным распределением. Поэтому снижение уровня (среднеквадратического значения – СКЗ) шума производят путем временного или пространственного усреднения [64-68,69].

Временное усреднение в аппаратуре осуществляется путем ограничения полосы пропускания канала усиления сигнала с помощью фильтра нижних частот или полосового фильтра. Уменьшение полосы пропускания в 4 раза вызывает снижение СКЗ шума в 2 раза [65,67,69].

Диагностические свойства электрических флуктуаций (в частности – шума) является одним из эффективных методов неразрушающего контроля многих видов оборудования электронной техники и автоматики. НЧ-шум (НЧШ) возникает в структуре или контактах только при протекании электрического тока, и его спектральная плотность прямо пропорциональна току и обратно пропорциональная частоте, и позволяет косвенно обнаруживать наличие внутренних дефектов и процессов деградации, приводящим к отказам. С одной стороны, НЧШ – интегральная характеристика изделия, коррелирующая с его характеристиками, определяющими его безотказную работу, с другой стороны НЧШ связан с параметрами проводящей среды и его спектр и уровень меняются от частоты тока при техпроцессе [65].

При анализе данных в экспериментах импульсного ЯМР сложных гетерогенных систем в работе [67,70,71] был предложен метод, который преобразовывает задачу нелинейной регрессии к линейной. Программа реализует быстрый прием информации с импульсных релаксметров ядерного магнитного резонанса и осуществляет обработку огибающих сигналов спинового эха с разделением многоэкспоненциальных релаксационных кривых на экспоненциальные компоненты. Этот подход позволяет с большой достоверностью описать сигналы спинового эха и связать параметры полученной модели с рядом параметров, характеризующих внутренний состав исследуемых

объектов [70-72]. Аналогичное уравнение может быть составлено для времен спин-решеточной релаксации T_{1i} . При многофазной релаксации на точность определения релаксационных характеристик помимо отношения С/Ш влияет соотношение значений T_{2i} и соответствующих им начальных амплитуд сигналов спин-эхо A_i .

Типичная задача при обработке релаксационных кривых (РК) огибающих сигналов спин-эхо заключается в точном разложении РК и в определении ПМР-параметров. Для этого могут быть использованы: метод наименьших квадратов; прямое решение интегрального уравнения методом регуляризации Тихонова; обратное преобразование Лапласа. Некоторые из данных методов существуют в виде программных продуктов: *Stenly*, *Provencher* и *UPEN*. Нами использован модифицированный метод МНК и проведено математическое моделирование разделения РК с определением времен спин-спиновой релаксации (длинновременной T_{21} и коротковременной T_{22}) и исследованы зависимости их дисперсий $\sigma(T_{21}, T_{22})$ при наличии гауссова шума ε и разных отношений времен T_{21}/T_{22} и долей амплитуд A_i . Релаксационная кривая представляет собой сумму экспонент, которую используют в дискретном виде [65]:

$$f(t) = \sum_{i=1}^n A_i \exp\left(-\frac{t}{T_{2i}}\right) + C, \quad (2.14)$$

где $f(t)$ – амплитуда сигнала СЭ в момент времени t ; A_i – амплитуда i -й экспоненциальной составляющей соответствующей i -й компоненте; обычно $i = 1 - 3$ – номер компоненты; T_{2i} – время спин-спиновой релаксации i -й экспоненты; C – постоянная. Аналогичное уравнение может быть составлено для времен спин-решеточной релаксации T_{1i}

При многофазной релаксации на точность определения релаксационных характеристик помимо С/Ш влияет соотношение значений T_{2i} и соответствующих им начальных амплитуд сигналов спин-эхо A_i . При переходе к дискретному описанию функции релаксации $f(t)$ от времени, т.е. при рассмотрении функции

$f(t)$ в дискретные моменты времени $\{t_j\} = 1, 2, 3, \dots, J$, уравнение (2.15) принимает вид:

$$f(t_j) = f_j = \sum_{i=1}^n A_i \exp\left(-\frac{t_j}{T_{2i}}\right) + C_j. \quad (2.15)$$

Вводя обозначение: $M_{ji} = \exp\left(-\frac{t_j}{T_{2i}}\right)$ получим следующую формулу:

$$f(t_j) = \sum_{i=1}^n A_i M_{ji}. \quad (2.16)$$

Поскольку заранее неизвестно число компонент спиновой системы (n), поиск значений неизвестных параметров осуществляется для $n = 1, 2, 3$. В результате преобразований нелинейная система уравнений, получаемая из (2.16), для значений i и j превращается в систему линейных уравнений [70].

В условиях действия шумов вычислять параметры T_{2i} и A_i по амплитудам СЭ некорректно, и надо сгладить шумы. Для этого в формулах используются суммы соседних членов, и тогда имеем:

$$\begin{cases} S_1 = A_1 \sum_{j=k_{11}}^{k_{21}} M_{11} + A_2 \sum_{j=k_{11}}^{k_{21}} M_{12} + \dots + A_n \sum_{j=k_{11}}^{k_{21}} M_{1n} + (k_{21} - k_{11} + 1)C, \\ S_2 = A_1 \sum_{j=k_{12}}^{k_{22}} M_{21} + A_2 \sum_{j=k_{12}}^{k_{22}} M_{22} + \dots + A_n \sum_{j=k_{12}}^{k_{22}} M_{2n} + (k_{22} - k_{12} + 1)C, \\ S_h = A_1 \sum_{j=k_{1h}}^{k_{2h}} M_{h1} + A_2 \sum_{j=k_{1h}}^{k_{2h}} M_{h2} + \dots + A_n \sum_{j=k_{1h}}^{k_{2h}} M_{hn} + (k_{2h} - k_{1h} + 1)C, \end{cases} \quad (2.17)$$

где $h = n + 1$; k_{1i} и k_{2i} – минимальное и максимальное значения задаваемого интервала времени релаксации для i -й компоненты в пределах множества j ; $S_{1 \div h}$ – сумма, соответствующая определенному интервалу. Таким образом, разделение функции на экспоненциальные составляющие осуществляется путем решения систем линейных уравнений, полученных путем итерации по T_{2i} . В результате определяются значения A_i и C , соответствующие набору времен T_{2i} [70,71]. Далее находится решение, соответствующее минимуму невязки $\sigma^2 = \sum_{j=1}^J [A(t_j)_{\text{экс}} - A(t_j)_{\text{теор}}]^2$, т.е. искомые значения ПМР-параметров. Алгоритм

решения повторяется для каждого значения $n = 1 \dots 3$. Истинным признается решение A_i и $C, \min \sigma^2$.

Для оценки влияния шума на точность разделения двухкомпонентных релаксационных кривых проведено математическое моделирование задачи. Моделируемый сигнал представляет собой последовательность дискретных по времени отсчетов в виде суммы экспонент. На отсчеты сигналов накладывается нормальный шум с заданной дисперсией $\sigma = 2,0$. Результаты моделирования в зависимости от соотношения времен T_{2i} и A_i – на рисунках 2.2-2.5.

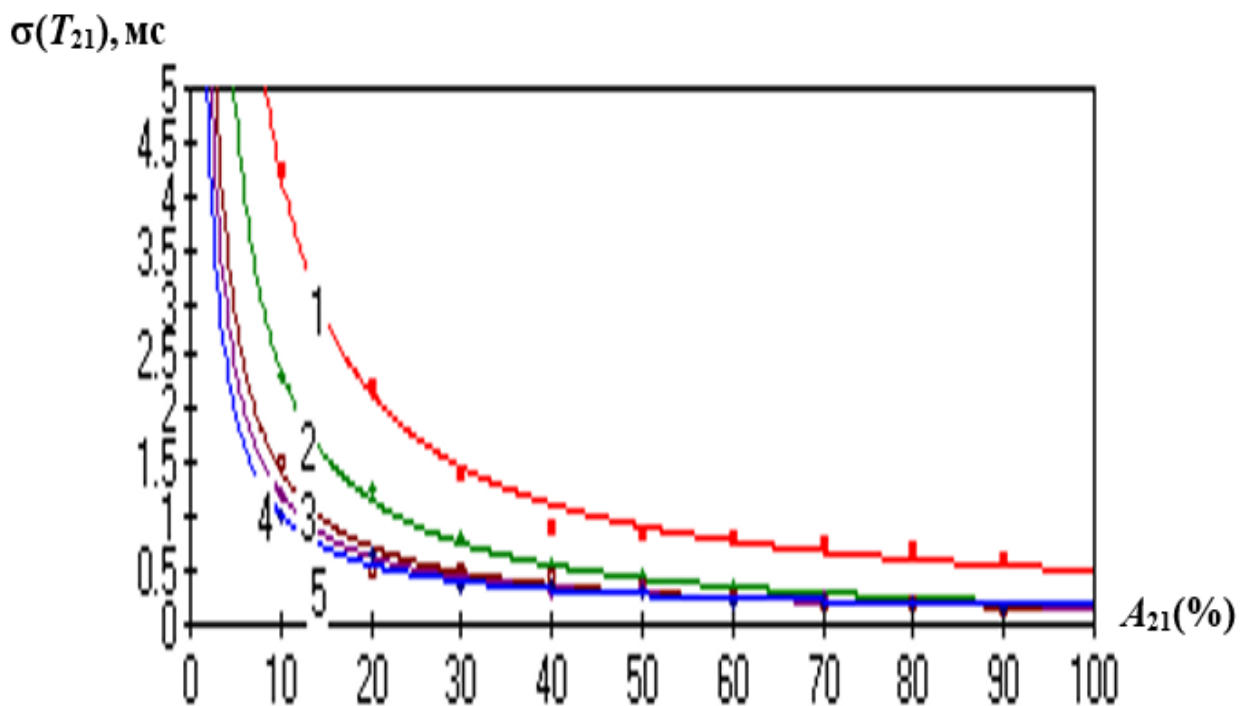


Рисунок 2.2 – Зависимости дисперсий $\sigma(T_{21})$ от доли A_{21} в амплитуде СЭ при гауссовом шуме $\varepsilon = 2,0$ и отношениях $T_{21}/T_{22}=2, 3, 4, 5$ и 6 (кривые 1-5)

Кривые 1-5 на рисунке 2.2 описываются с коэффициентами корреляции $R^2 = 0,993$ и СКО $S = 0,1$ $k_1 = 9,35 \div 41,3$; $k_2 = 0,05 \div 0,09$ уравнениями согласно формуле:

$$\sigma(T_{21}) = k_1/A_1 + k_2 \quad (2.17)$$

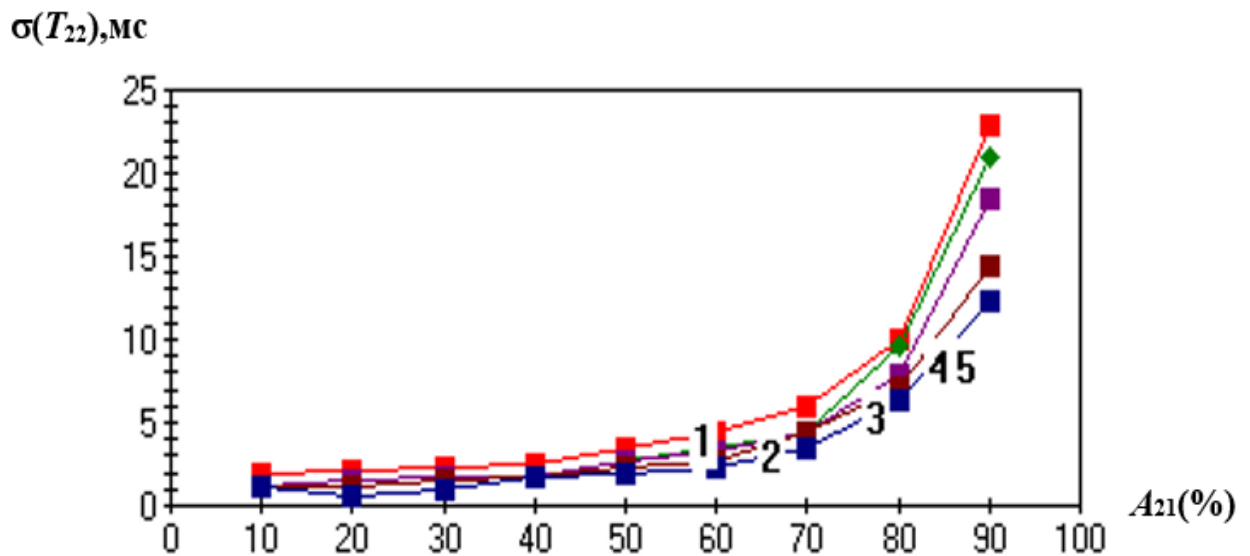


Рисунок 2.3 – Влияние доли $A_{21}(\%)$ на точность определения времени T_{22} при значении гауссова шума $\sigma = 2,0$; $T_{21}/T_{22}=2(1), 3(2), 4(3), 5(4)$ и $6(5)$

Кривые 1-5 на рисунке 2.3 описываются с коэффициентами корреляции $R^2 = 0,9 - 0,95$ и СКО $S = 1,5 - 3$ уравнениями типа согласно формуле:

$$\sigma(T_{22}) = k_3 \exp(k_4 A_1), \quad (2.18)$$

где $k_3 = 0,43 \div 1,03$; $k_4 = 0,03 \div 0,034$.

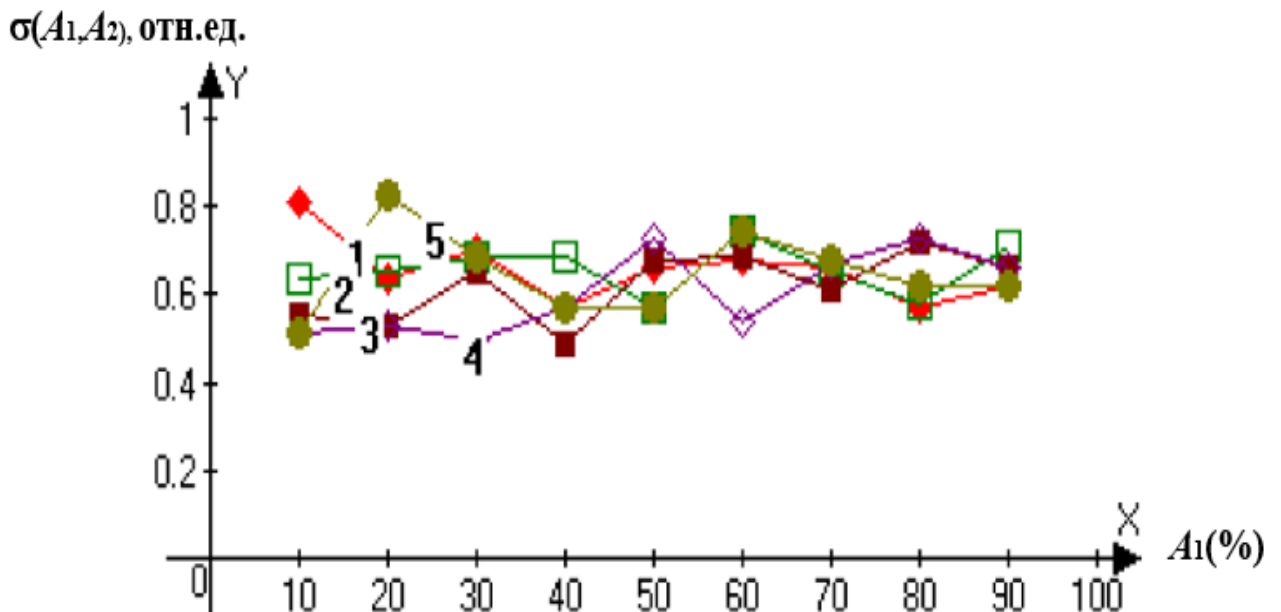


Рисунок 2.4 – Влияние доли $A_1(\%)$ на точность определения амплитуд A_1, A_2 при значении гауссова шума $\sigma = 2,0$; $T_{21}/T_{22}= 2 (1), 3 (2), 4(3), 5(4)$.

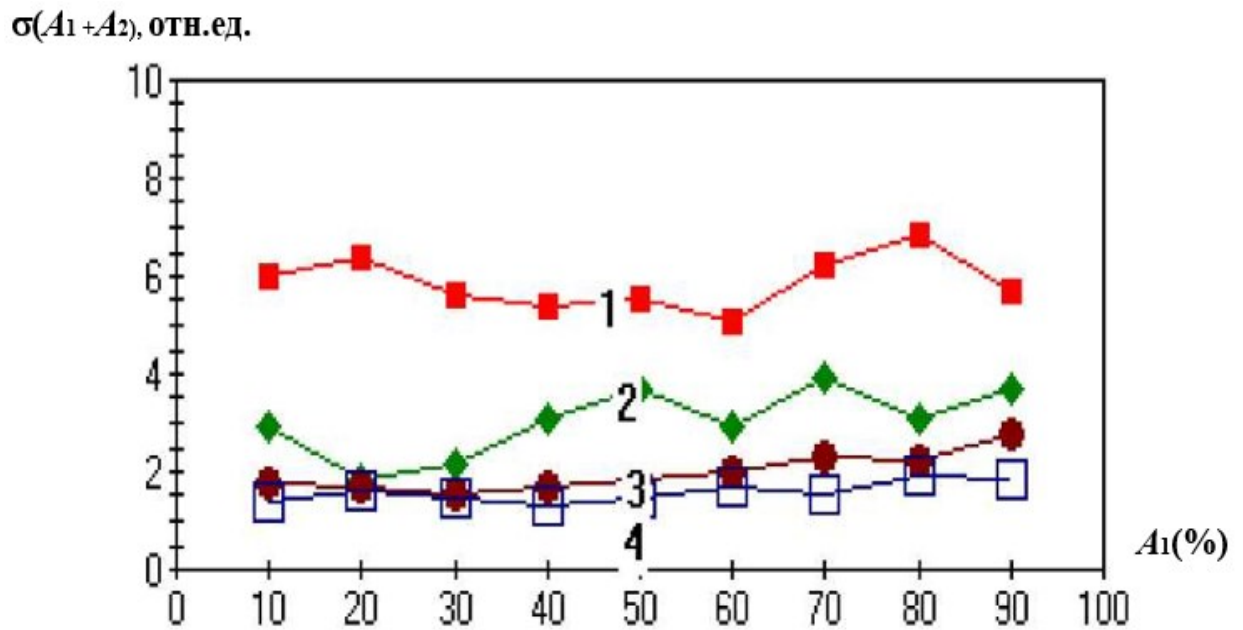


Рисунок 2.5 – Влияние доли A_1 (%) на точность определения суммарной амплитуды $A_0 = A_1 + A_2$ при значении гауссова шума $\sigma = 2,0$; $T_{22}/T_{21} = 2$ (1), 3(2), 4 (3), 5(4).

Как видно из рисунка 2.2, на зависимости дисперсии $\sigma(T_{21})$ от доли суммарной амплитуды $A_0 = A_1 + A_2$, наиболее точно определяемой амплитуды A_1 при наличии гауссова шума $\sigma = 2,0$, дисперсия $\sigma(T_{21})$, мс увеличение отношения длинного времени T_{21} к короткому T_{22} и увеличение A_1 ведет к снижению $\sigma(T_{21})$ дисперсии определения T_{21} . На рисунке 2.3 в дисперсии $\sigma(T_{22})$, мс определения T_{22} уменьшение отношения длинного времени T_{21} к короткому T_{22} и уменьшение A_1 ведет к снижению $\sigma(T_{22})$ дисперсии определения T_{22} и находится на уровне $\sigma(T_{22}) = 2,0$ при $A_1 < 40\%$ и любых значениях T_{22}/T_{21} . Для амплитуд отдельных экспоненциальных компонент A_1 и A_2 на рисунке 2.4 зависимость дисперсии $\sigma(A_1, A_2)$ от соотношения амплитуд (доли A_1) не прослеживается и СКО определяемых значений $A_{1,2}$ одинаковы, но резко чувствительны к соотношению времен T_{21}/T_{22} , находясь на самом низком уровне $\sigma(A_1, A_2) = 2,0$ только при $T_{21}/T_{22} \geq 4$. Из рассматриваемых параметров только суммарная амплитуда ($A_0 = A_1 + A_2$) определяется с минимальным СКО $\sigma(A_0) < 1,0$ во всем диапазоне соотношений T_{2i} и A_i (см. рис. 2.5) [70]. Аналогичная закономерность наблюдается и для средневзвешенного времени

спин-спиновой релаксации $T_{2cb} = (T_{21}T_{22})/(A_1T_{22} + A_2T_{21})$, кроме случая, когда $A_1 = 10\%$ от суммарной.

В таблице 2.1 приведены СКО в определении релаксационных параметров при разделении двухкомпонентных моделей релаксационных кривых при различных значениях σ нормального гауссова шума.

Полученные результаты моделирования позволяют прогнозировать точность измерений параметров релаксации и соответственно принимать меры по снижению дисперсий подбором параметров измерений:

- изменением температуры измерений для увеличения T_{21} вследствие увеличения подвижности молекул;
- уменьшая период запуска T серии импульсов КПМГ для изменения A_{21} путем насыщения длинновременной фазы образца (СКЖ, эмульсии).

Таблица 2.1 – Среднеквадратичные отклонения в определении релаксационных параметров при разделении двухкомпонентных моделей релаксационных кривых при различных значениях σ нормального шума

Определяемый параметр	Заданное значение	ε (шум)			
		0,5	2	4	10
T_{21}	50	0,01	0,59	1,51	3,80
T_{22}	150	0,01	0,37	0,55	1,51
A_1	50	0,54	0,63	1,82	4,65
A_2	50	0,30	0,69	0,95	2,47

Из таблицы видно, что при значениях дисперсии гауссова шума $\sigma = 0,1$ значение среднеквадратичных отклонений для времен релаксации невелики и составляют СКО = 0,01 для T_{21} и T_{22} и СКО = 0,3 – 0,54 для A_{21} и A_{22} [70]. Но СКО резко вырастают до СКО = 1,5 – 3,8 для T_{21} и T_{22} и СКО = 2,5 – 4,65 для A_{21} и A_{22} при росте шума в 20 раз, и в этом случае прибор не может быть назван анализатором, а может быть использован лишь как индикатор.

Достоверность можно также повысить удаляя промахи измерений. В настоящее время определение грубой погрешности приведено в ГОСТ Р 8.736–2011: «Грубая погрешность измерения: Погрешность измерения,

существенно превышающая зависящие от объективных условий измерений значения систематической и случайной погрешностей» [59,73].

Первичная обработка результатов наблюдений состоит в разметке результатов, целью которой является обнаружение и исключение ошибочных измерений или измерений, которые вызывают сомнения. Наличие грубой погрешности (промаха) может заметно исказить среднее значение измеряемой величины [74,75]. Для выявления промахов применяется критерий, согласно формуле:

$$v = \frac{a_n - \bar{a}}{\sqrt{\frac{n-1}{n} \Delta S_n^2}}, \quad (2.19)$$

где a_n – наибольшее значение измеренной величины в серии из n измерений;

$\bar{a}$ – среднее значение измеренной величины в серии из n измерений;

ΔS_n^2 – выборочная дисперсия (корень квадратный из выборочной дисперсии определяет среднюю квадратическую погрешность (СКО) отдельного измерения). Выборочная дисперсия определяется уравнением:

$$\Delta S_n^2 = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta a_i}{n-1}, \quad (2.20)$$

где n – число измерений.

Новейшие исследования (в Церне) позволили достичь уровня открытия 5σ частицы каона, состоящей из двух кварков (протоны и нейтроны всегда состоят из трёх кварков), верхнего и антиверхнего, странного и антистранного теоретически каон при столкновении может распасться на пион, нейтрино и антинейтрино, и это значит, что статистическая погрешность такого открытия составляет 0,00006 %.

2.5. Зависимость времен спин-решеточной и спин-спиновой релаксации от длительности $\delta 90^\circ$ -го импульса

На рисунке 2.6 приведены экспериментальные зависимости параметров ПМР-релаксации (на релаксометре ПМР-NPп), полученная «Зависимость времен»

спин-решеточной T_1 (мс)(кривая 1) и спин-спиновой релаксации T_2 (мс) (кривая 2) от длительности δ 90° -го импульса в методике Хана.

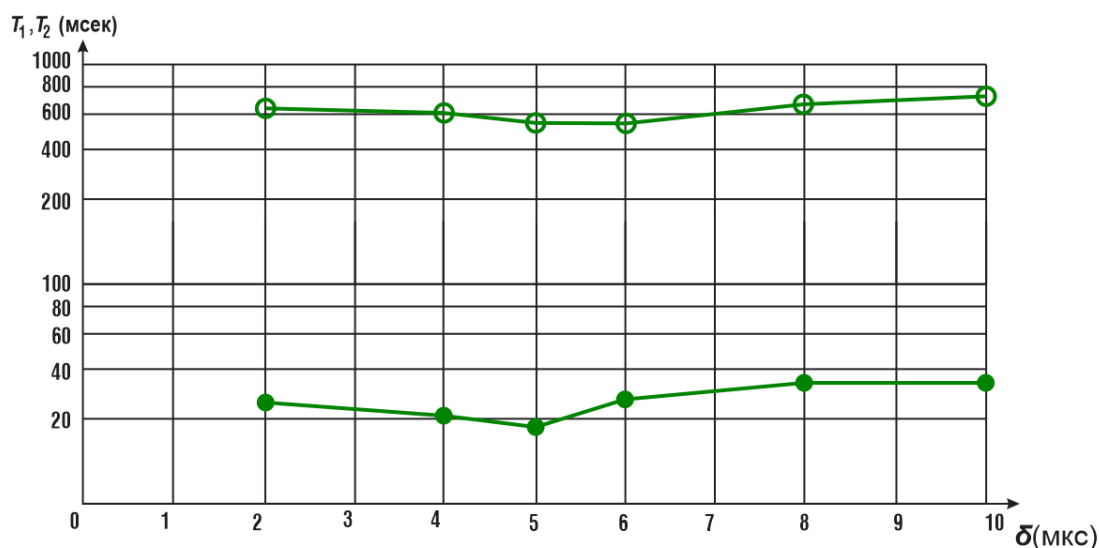


Рисунок 2.6 – Зависимости времен спин-решеточной T_1 (мс) (кривая 1) и спин-спиновой релаксации T_2 (мс) (кривая 2) в двухфазном образце от длительности δ 90° -го импульса в методике Хана и КПМГ.

Анализ графиков показывает, что длительность 90° -го δ импульса сильнее влияет на время спин-решеточной релаксации T_1 (диапазон неопределенностей $\Delta T_1 = 280$ мс), и для T_2 неопределенность составляет $\Delta T_2 = 15$ мс, что говорит о меньшей чувствительности T_2 к погрешностям установки τ длительности импульса. Поэтому, для большей достоверности измерений следует выбрать T_2 , а в качестве методики их измерений – методику Карра-Парселла-Мейбума-Гилла, которая устраняет расстройку длительности δ импульса.

Кроме того, условием, при котором самодиффузия молекул образца не влияет на измеряемую величину T_2 , для жидкости является соотношение [76] $\frac{12}{T_2^3} \gg \gamma^2 G^2 D$, где G – градиент магнитного поля в образце; D – коэффициент самодиффузии жидкости. Из этого неравенства следует, что применение двухимпульсной последовательности для измерения времени спин-спиновой релаксации при $\gamma \sim 10^4 \text{ рад} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{Гс}^{-1}$, $G \approx 10^{-2} \text{ Гс} \cdot \text{см}^{-1}$ и $D \sim 10^{-5} \text{ см}^2 \cdot \text{с}^{-1}$ ограничено условием $T_2 \leq 0,1$ с, что бывает довольно редко.

Влияние диффузии можно предотвратить путем модификации последовательности $90^\circ - t - 180^\circ$ в многоимпульсную последовательность $90^\circ - \tau_1 - 180^\circ - 2\tau_1 - 180^\circ - 2\tau_1 - 180^\circ \dots$, предложенную Карром и Парселлом [67]. В этой последовательности все импульсы прикладываются вдоль положительного направления оси x' . Первый мутационный 90-градусный импульс совмещает вектор намагниченности с положительным направлением оси y' . За время τ_1 под влиянием неоднородности поля H_0 происходит рассывание спиновых изохромат в плоскости $x'y'$, которые вновь соберутся вдоль оси $-y'$ под воздействием 180-градусного импульса. Последующие 180-градусные импульсы будут поочередно собирать спиновые изохроматы вдоль направлений y' и $-y'$. Рассывание спиновых изохромат под влиянием только неоднородности поля H_0 происходит без потери фазовой памяти, поэтому уменьшение амплитуды сигнала эха после каждого 180-градусного импульса относительно предыдущего сигнала эха будет зависеть только от процесса спин-спиновой релаксации, так как в этом случае происходит необратимая потеря фазовой памяти спиновыми изохроматами. На рисунке 2.7 представлена осциллограмма сигналов спиновых эхо в последовательности Карра-Парселла [77]. В момент времени t амплитуда сигнала эха, возникающего между 180-градусными импульсами в такой последовательности, описывается уравнением, согласно формуле:

$$A_t = A_0 \exp\left(-\frac{t}{T_2}\right) \exp\left[-\frac{\gamma^2 G^2 D}{12} (2\tau_1)^2 t\right] \quad (2.21)$$

Из этого уравнения видно, что с уменьшением интервала $2\tau_1$ второй экспоненциальный множитель, учитывающий влияние диффузии, можно сделать исчезающе малым.

Возвращаясь к нашим результатам на рисунке 2.6, отметим, что программа КП позволяет измерять T_2 за одно прохождение. Поэтому здесь чрезвычайно важно точно установить длительность 90 и 180-градусных импульсов, чтобы избежать накопления ошибки за счет неточного поворота вектора намагниченности на 90° и 180° и искажения огибающей СЭ (см. рис. 2.7).

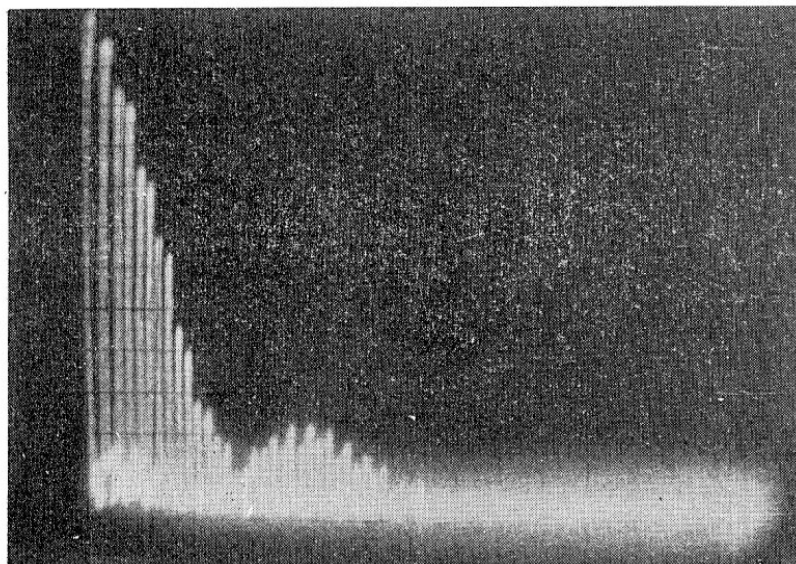


Рисунок 2.7 – Искажение огибающей сигналов СЭ в последовательности КПМГ при неточной установке длительности 180-градусных импульсов [78]

Мейбум и Гилл [79] предложили способ компенсации накопления ошибки, возникающей из-за неточной установки длительности 180-градусного импульса в последовательности Карра-Парселла, путем сдвига фазы частоты, заполняющей 90-градусный импульс, на 90° по отношению к фазе частоты, заполняющей 180-градусные импульсы. Сущность такой самокорректирующей последовательности импульсов состоит в том, что поворот спиновых изохромат на 180° осуществляется вокруг направления y' поскольку все 180-градусные импульсы прикладываются вдоль оси y' . При этом любой вектор отдельного магнитного момента перед каждым 180-градусным импульсом возвращается в то же положение на плоскости $x'y'$, которое он занимал перед предыдущим 180-градусным импульсом. Другими словами, каждый четный 180-градусный импульс исправляет ошибку каждого предыдущего нечетного импульса, поэтому амплитуды первого и всех последующих нечетных сигналов спиновых эхо имеют несколько меньшую величину, чем амплитуды четных сигналов. Поведение вектора намагниченности при воздействии на спиновую систему последовательности Карра-Парселла-Мейбума-Гилла схематически представлено на рисунке 2.8.

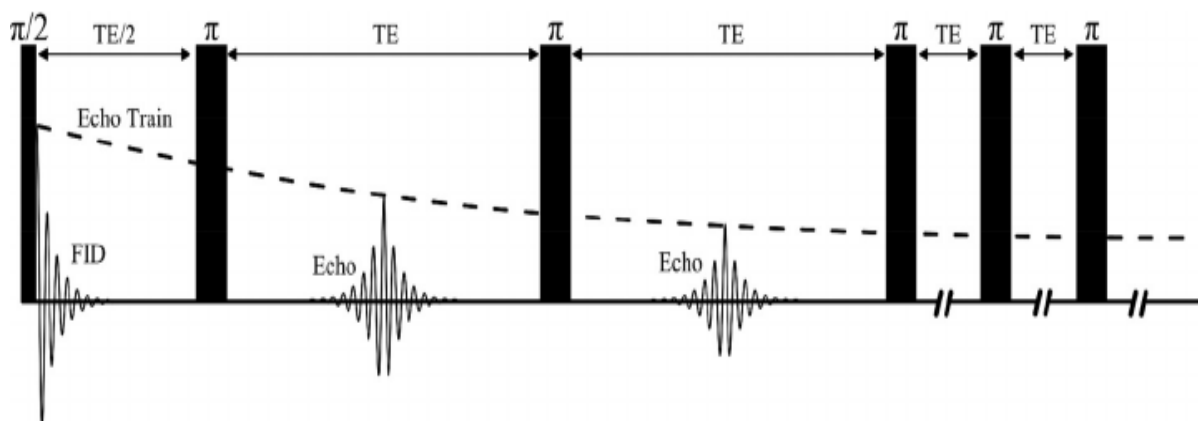


Рисунок 2.8 – Последовательность Карра-Парселла-Мейбума-Гилла

Иллюстрация метода Мейбума-Гилла для компенсации накопления ошибки в последовательности импульсов Карра-Парселла представлена на рисунке 2.9.

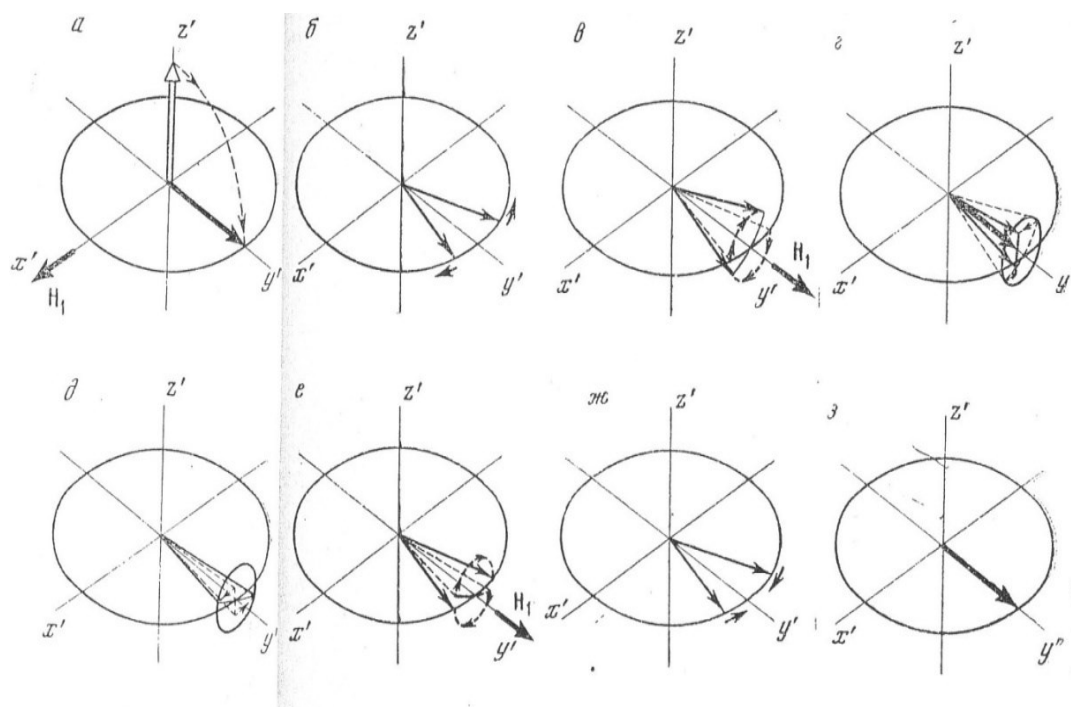


Рисунок 2.9 – Иллюстрация метода Мейбума-Гилла для компенсации накопления ошибки в последовательности импульсов Карра-Парселла

- а) поворот вектора макроскопической намагниченности M_0 в плоскость $x'y'$ 90-градусным импульсом, направленный по оси x' ;
- б) расфазирование векторов m_i спиновых изохромат, составляющих вектор M_0 , в плоскости $x'y'$;
- в) поворот векторов m_i вокруг y' импульсом, который немного короче 180° и направлен по оси y' ;

г) собирание m_i в плоскости $y'z'$, но не вдоль оси y' , вследствие чего проекция результирующего вектора на ось y' меньше M_0 ;

д) расфазирование векторов m_i , которые все еще не находятся в плоскости $x'y'$;

е) поворот векторов вокруг y' вторым импульсом, который также немного короче 180° , в результате чего все m_i оказываются в плоскости $x'y'$;

ж) собирание m_i в плоскости $x'y'$;

з) полная фокусировка векторов m_i вдоль оси y' (процедура повторяется начиная с рисунка б).

Дальнейшее развитие многоимпульсной последовательности с целью устранения накапливающейся ошибки заключается во введении фазового сдвига не в 90° -градусный, а в 180° -градусные импульсы так, чтобы фаза каждого последующего импульса отличалась на 180° от фазы предыдущего импульса. Этот способ позволяет значительно уменьшить требование к стабильности резонансных условий, так как здесь отпадает необходимость в долговременной памяти фазы высокой частоты, заполняющей зондирующие импульсы. Применение методики ПМР позволяет достоверно и с высокой точностью измерять времена спин-спиновой релаксации T_{2i} и амплитуды A_{2i} многофазных систем типа СКЖ и водо-нефтяные эмульсии (вода + легкие и тяжелые фракции нефти).

Для измерения времен спин-решеточной релаксации T_{1i} требуется время $t \geq T = 5T_1$ для восстановления намагниченности, где T – период запуска импульсной последовательности. В водо-нефтяных эмульсиях, где $T_1 \approx 1000$ мс, для прохождения даже всего $N = 100$ шагов с $\tau = 10$ мс при однократном измерении потребуется время $t = 5T_1 \approx 17$ мин. Поэтому при измерениях гораздо удобнее использовать времена спин-спиновой релаксации T_{2i} , измеряемые методом КПМГ с любым числом импульсов за одно прохождение (время измерения составит в среднем $t \leq 2$ мин.), устраняющим также влияние на результаты измерений неточности настройки длительностей импульсов и диффузии молекул в градиентах магнитного поля магнита.

2.6. Выводы

1. Рассмотрена теория оценки достоверности измерений и обработки данных, влияние разных операций на точность измерений, а именно: приготовление образцов; человеческий фактор; проблемы с оборудованием; калибровка; ошибки расчетов; выбор метода; проблемы с тестируемым веществом; проблемы, вызванные транспортировкой и хранением и др.

2. Определены методы устранения промахов в измерениях и определены источники максимальных погрешностей (неопределенностей) при измерениях и обработке данных.

3. Математическим моделированием определены дисперсии измерений параметров ПМР и при наличии шума метод снижения неопределенностей параметров ПМР. На основании моделирования можно прогнозировать точность измерений и принимать меры инструментального характера – увеличить число накоплений или повысить частоту запуска (снизить период) последовательности Карра-Парселла-Мейбум-Гилла (КПМГ).

4. Определены погрешности измерений времен спин-решеточной и спин-спиновой релаксации при неточности установки длительности 90° -го импульса. Рекомендовано использовать при измерениях методику КПМГ, позволяющую не только компенсировать неточности длительности импульса, но и устранять влияние самодиффузии молекул (из-за градиентов магнитного поля) на результаты измерений времен релаксации.

3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОБРАТНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЛАПЛАСА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПМР- РЕЛАКСАЦИИ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ ИНС ПОИСКУ ИЗ БАЗЫ ДАННЫХ НАИБОЛЕЕ БЛИЗКИХ КРИВЫХ РЕЛАКСАЦИИ И ПАРАМЕТРОВ ИЗМЕРЕНИЙ РЕЛАКСОМЕТРОМ ПМР

Результаты главы 2 опубликованы в работах автора [80-83]

3.1. Алгоритм обратного преобразования Лапласа (L^{-1}) для получения спектра времен релаксации и минимизации ошибок данных

Для повышения точности измерений характеристик нефти и скважинной жидкости по параметрам ПМР, в работе предложено для поиска искусственным интеллектом (ИНС) из базы данных, полученных естественным интеллектом за более, чем 40 лет, наиболее близких для текущего измерения огибающих сигналов спин-эхо (релаксационных кривых), и соответственно параметры измерений в методике КПМГ, T – периода запуска последовательности РЧ-импульсов, N – числа импульсов, $2\tau_0$ – интервала между ними, n – числа накоплений и точек на временной оси огибающей СЭ, при которых осуществляется разделение огибающей на компоненты. Для этого, как ориентир для поиска, должны быть определены теоретически точные параметры ПМР – амплитуды сигналов спин-эхо A_i , времена спин-спиновой релаксации T_{2Ti} и населенности протонных фаз P_{2Ti}

Для исследований методом ЯМР различных многофазных гетерогенных углеводородных систем в последние декады Soren [84] исследователи используют спектры времен спин-спиновой релаксации $P(T_{2i})$, получаемые с помощью компьютерных программ *Contin*, *Dasha*, *Upen* обратного преобразования Лапласа (L^{-1}), впервые предложенные Provencher [85,86]. Они удобны, но требуют тщательного выбора числа точек, интервалов поиска и начальных условий Song [87]. Это связано с тем, что затухание $f(t)$ намагниченности в многофазных системах, имеет вид зависимости времен релаксации $P(T_{2i})$, которая всегда содержит шумовую составляющую $E(t)$ и рассчитывается по формуле:

$$f(t) = \int P(T_{2i}) \exp(-t/T_{2i}) dT_{2i} \quad (3.1)$$

Поскольку увеличение числа экспоненциальных компонент $f(t)$ дает неустойчивое решение, на практике выделяют не более трех компонент, что целесообразно, если заранее известно, что сигнал от СКЖ содержит фазы: воду, легкие (алкановые и нафтенные) и средние (дизельные) + тяжелые (мазутные) фракции нефти или нефть, включающую легкие, средние и тяжелые фракции.

Расшифровка кривой релаксации намагниченности с математической точки зрения сводится к нахождению распределения времен релаксации $P(T_{2i})$ путем решения интегрального уравнения Фредгольма 1-го рода, которое рассчитывается по формуле:

$$\int_{T_{2min}}^{T_{2max}} P(T_2) \exp(-t/T_{2i}) dT_2 = A(t) \quad (3.2)$$

Методы инверсии позволяют решить уравнения данного типа, но сложность заключается в том, что задача относится к классу задач, имеющих множество решений. Путем регуляризации кривой намагниченности по методу Тихонова [86] удастся решить уравнение (3.2) и для таких сложных систем, как водо-нефтяные эмульсии и нефть и вода в пористых средах [88-90]. Здесь в уравнении (3.2) T_{2max} и T_{2min} – максимальное и минимальное время релаксации [91].

Одним из чаще всего используемых методов анализа многоэкспоненциальных зависимостей является математическая инверсия. Система n уравнений, предложенная, например в работе [92] предполагает, что распределение T_2 состоит из m времен релаксации T_{2i} с соответствующими компонентами ϕ_i . Инкременты значений T_{2i} задаются заранее с логарифмическим интервалом по степени числа 2 (напр. 0,5, 1, 2, 4, 16, 32, ...). Обычно необходимо 30-50 интервалов. Решение уравнения (3.2) заменой интегральной формы $f(t)$ на дискретную не всегда адекватно и надежно, поскольку в зависимости-решении невозможно получить линию, ширина которой на полувысоте ΔT_2 меньше 0,5 дес, а линия шириной $\Delta T_2 > 0,5$ дес может соответствовать набору узких линий [90].

Важно поэтому задать пределы – интервалы поиска решения при использовании метода ЯМР. При задании интервала левая граница при этом всегда постоянна, поскольку определяется временным интервалом – раздвижкой τ_0 между 90о-м и 180о-ми импульсами в методике измерения сигналов спин-эхо, которая является постоянной для конкретного релаксметра. Правая граница меняется в зависимости от объекта анализа – скважинной жидкости, водо-нефтяной эмульсии или нефти. В нашем случае T_{2min} равно времени парализации приемника релаксметра ПМР и составляет $T_{2min} = 20$ мкс, время T_{2max} не превышает $\sim 2,5$ сек для воды, но может быть и больше (до $T_{2max} = 18$ сек) для н-алканов [65]. При достаточном числе экспериментальных точек обратным преобразованием Лапласа L^{-1} временная зависимость сигнала (функция $\exp(-t/T_{2i})$) для получения спектра ПМР-параметров, преобразуется в дельта-функцию $\delta(t - T_{2i})$ [70] по формуле:

$$L^{-1} \left[\sum P_i \exp(-t/T_{2i}) \right] = P_i \delta(t - T_{2i}) \quad (3.3)$$

Тем самым определяется распределение (спектр) времен релаксации $P_i(T_{2i})$. Одним из достоинств такого подхода является отсутствие необходимости задания числа релаксационных компонент [90].

В работе авторов [90] рассмотрена возможность минимизации ошибок эксперимента в методе ПМР через спектры времен релаксации. Для проверки правильности работы алгоритма L^{-1} , построен спектр от модельной кинетической кривой [92], заданной суммой пяти экспонент, согласно формуле:

$$M(t) = M_0 \left(\frac{1}{15} e^{-\frac{t}{0,001}} + \frac{2}{15} e^{-\frac{t}{0,01}} + \frac{3}{15} e^{-\frac{t}{0,1}} + \frac{4}{15} e^{-\frac{t}{1}} + \frac{5}{15} e^{-\frac{t}{10}} \right) \quad (3.4)$$

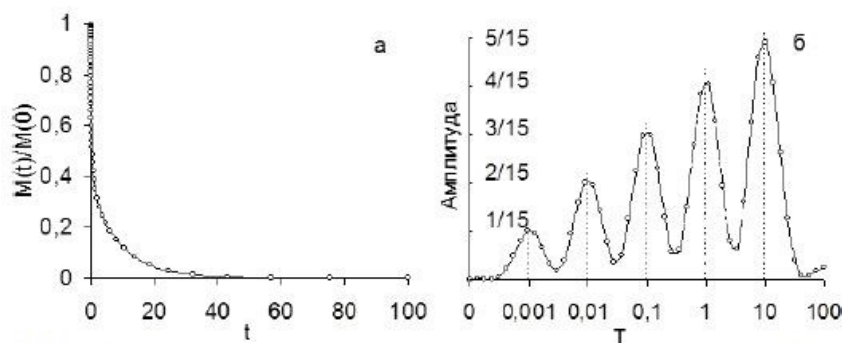


Рисунок 3.1а,б – Модельная кинетическая кривая огибающей спин-эхо (2а), и теоретически рассчитанный спектр времен релаксации из суммы пяти экспонент

При правильно настроенном алгоритме построения спектра через L^{-1} из огибающей сигналов спин-эхо на рисунке 3.1а должен получиться спектр на рисунке 3.1б.

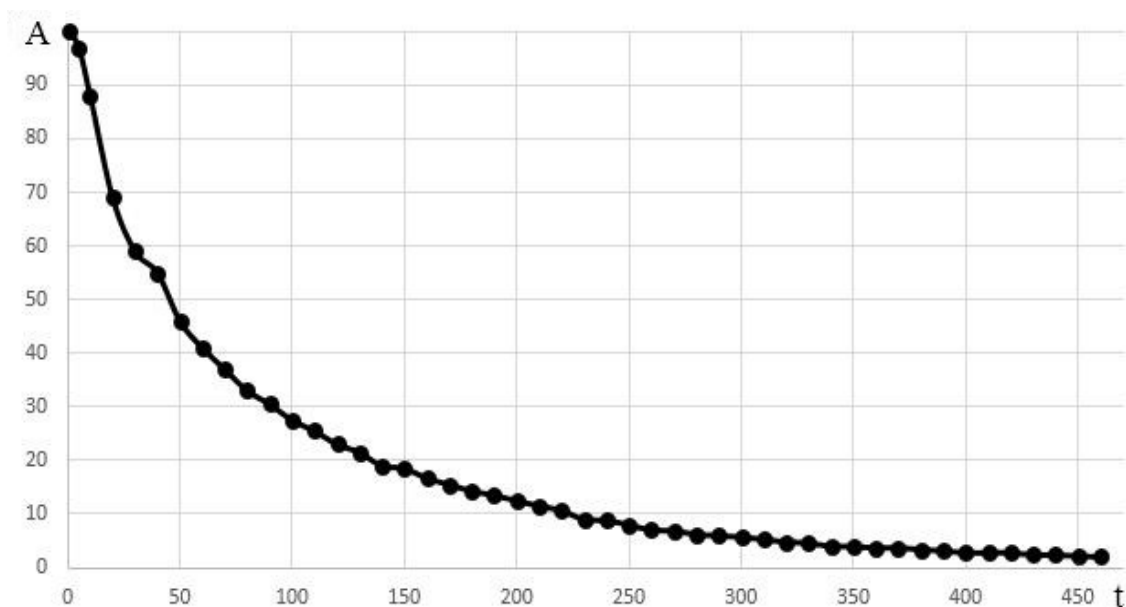


Рисунок 3.2 – Экспериментальная кинетическая кривая для двухфазной легкой нефти с $\rho = 827 \text{ кг/м}^3$

Применим к экспериментальным данным релаксационной кривой на рисунке 3.2 программу *UpenWin* при произвольном числе времен релаксации.

Результат обработки кривой рис.3.2. программой *UpenWin* представлен на рисунке 3.3.

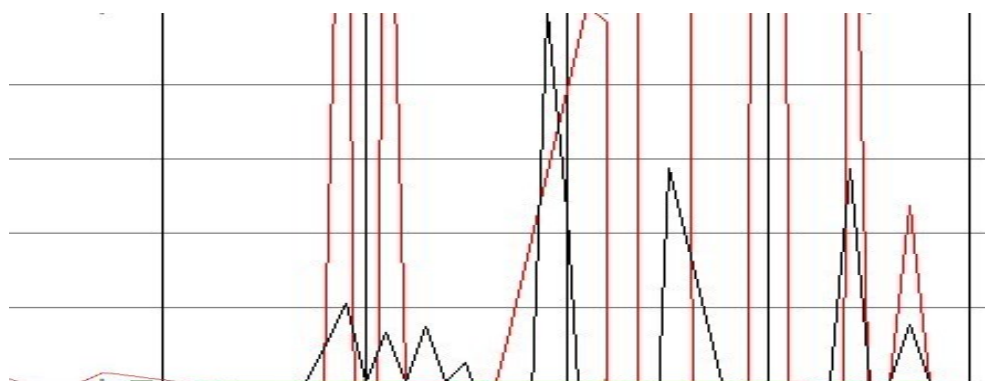


Рисунок 3.3 – Пример неверного построения спектра $P(T_2)$ с малым MI

Здесь мы видим хаотичную, неинформативную картину. Дело в том, что большое влияние на построение спектра оказывает параметр MI – количество

логарифмически разнесенных времен релаксации, для которых вычисляется распределение $P(T_{2i})$ и *HiXtrap* – значение последней расчётной точки времени.

Для проверки метода использования обратного преобразования Лапласа L^{-1} , примененного в итерации искусственной нейронной сети (ИНС) получим спектр времен релаксации от двухфазного двухкомпонентного образца легкой нефти с плотностью $\rho = 827 \text{ кг/м}^3$ Ромашкинского месторождения. Задача заключается в построении плавного спектра, который даст наибольшее количество информации об исследуемом веществе. Стандартные настройки *UpenWin* не дают в полной мере точного спектра, пока не будет изменен параметр *HiXtrap*. После уменьшения параметра с 4,0 до 0,2 и увеличения параметра *MI* с 100 до 245 программа L^{-1} получает спектр T_2 как на рисунке 3.4.

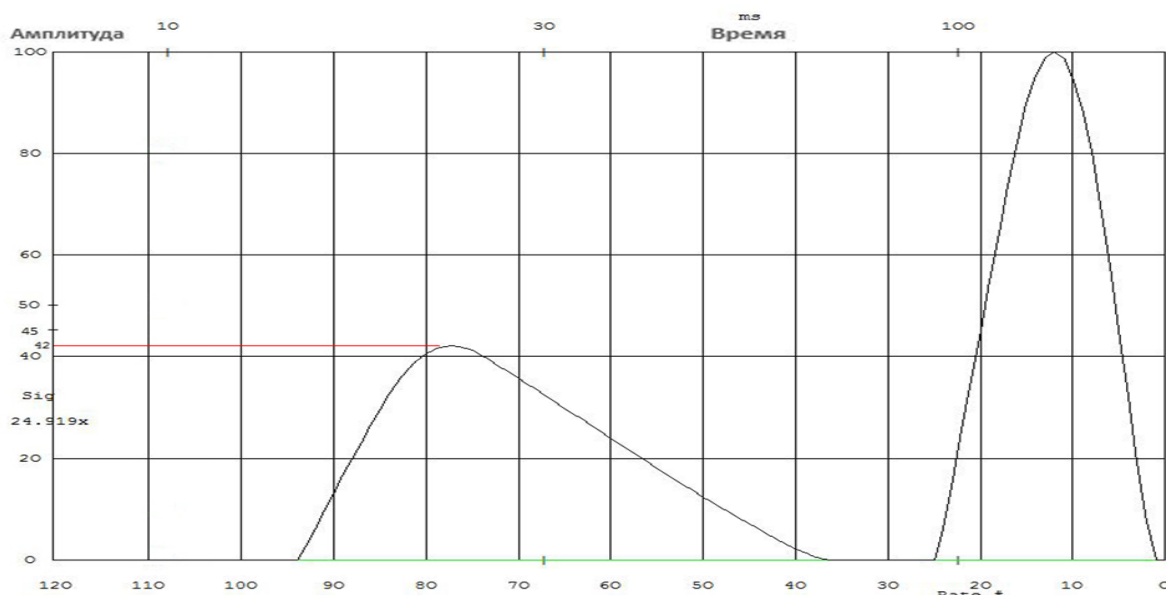


Рисунок 3.4 – Спектр времён релаксации $P(T_2)$ кинетической кривой

Параметр *MI*, в свою очередь, позволяет получить при его увеличении более «гладкий» спектр [90]. Однако, чрезмерное увеличение *MI* также увеличивает и количество информации, которую необходимо обработать, что влечет за собой увеличение времени компьютерного вычисления.

Как реально выглядят кинетические кривые амплитуд сигналов спин-эхо. На рисунке 3.5 приведен интерфейс релаксометра с огибающими сигналов спин-эхо (левое окно), логарифмами СЭ (правое окно) и разделением огибающей СЭ на

три компоненты для тяжелой нефти плотностью $\rho = 887 \text{ кг/м}^3$, соответствующих трем протонным фазам со своими параметрами – временами спин-спиновой релаксации T_{2Ai} , T_{2Bi} , T_{2Ci} (обозначенных как relaxation times), населенностями протонов фаз P_{2Ai} , P_{2Bi} , P_{2Ci} , приведенными нижней части по центру (populations) и амплитудами A_{2Ai} , A_{2Bi} , A_{2Ci} .

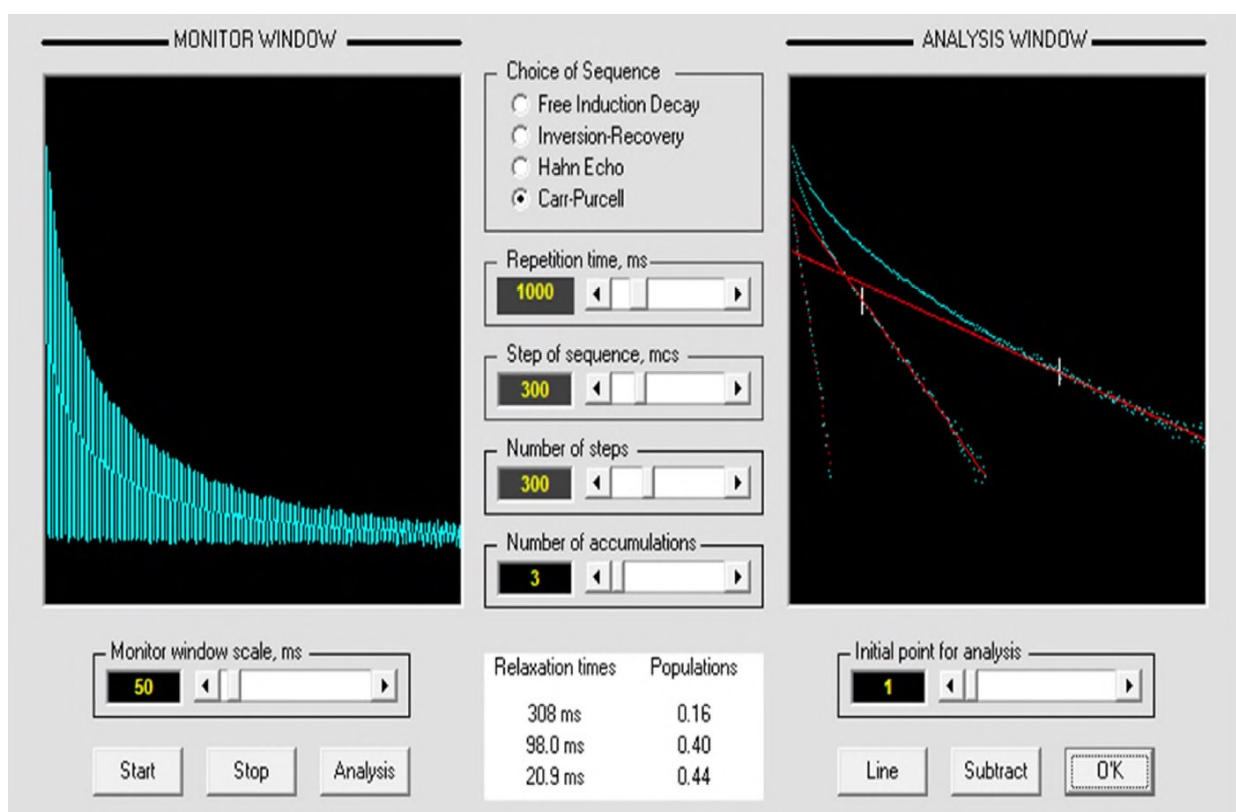


Рисунок 3.5 – Интерфейс релаксометра с разделением огибающей спин-эхо на три экспоненциальные компоненты

В таблице 3.1 приведены численные исходные экспериментальные значения амплитуд спин-эхо (СЭ) $A_{iЭ}$ протонных фаз $i = A, B, C$ и теоретические значения амплитуд СЭ A_{iT} , полученные графоаналитическим разложением экспоненциальной огибающей СЭ по уравнению:

$$\ln(A_i/A_0) = -t/T_{2i} + \ln A_i \quad (3.5)$$

Коэффициенты корреляции R^2 полученные использованием программы *Advanced Grafer* для линейных участков фаз A , B и C равны соответственно: $R^2 = 0,996; 0,970; 0,990$ с СКО $S = 0,11; 0,05$ и $1,7$.

Таблица 3.1 – Исходная таблица амплитуд спин-эхо (СЭ)

$t(\text{мс})$	$A_{\text{АЭ}}$	$A_{\text{АТ}}$	$A_{\text{АЭ}} - A_{\text{АТ}}$	$A_{\text{ВЭ}}$	$A_{\text{ВТ}}$	$A_{\text{ВЭ}} - A_{\text{ВТ}}$	$A_{\text{СЭ}}$	$A_{\text{СТ}}$	$A_{\text{СЭ}} - A_{\text{СТ}}$
0	100			60			50	53,8	-3,8
5	97			58			47,8	45,3	2,4
10	88			50			39,8	38,3	1,5
20	69			33,3			25,1	27,2	-2,1
30	59			25,5			17,3	19,4	2,1
40	52			20,5			12,9	13,8	-0,9
50	46			16,4			9,77	9,8	-0,03
60	41			13,2			6,76	7	-0,06
70	37			10,9			5,12	4,97	0,15
80	33			8,5			3,16	3,54	-0,38
90	30			7,1			2,34	2,52	-0,18
100	27,5			5,8			1,41	1,79	-0,34
110	25,5			5,1			1	1,28	-0,28
120	23			4,1	3,9	0,1			
130	21,5			3,6	3,4	0,2			
140	20			3,35	3,11	0,24			
150	18			3,1	3,11	0,01			
160	16,5			2,81	2,61	0,2			
170	15,5			2,33	2,4	-0,07			
180	14,5			2,25	2,2	0,05			
190	13,5			1,90	1,94	-0,04			
200	12,5			1,88	1,85	0,03			
210	11,5			1,7	1,69	0,01			
220	10,5	10,32	0,18						
230	10	9,7	0,3						
240	9,3	9,12	0,18						
250	8,7	8,57	0,13						
260	8,3	8,05	0,24						
270	7,7	7,57	0,13						
280	7,2	7,11	0,08						
290	6,9	6,686	0,21						
300	6,2	6,28	-0,08						
310	6	5,91	0,09						
320	5,7	5,55	0,15						
330	5,3	5,21	0,08						
340	4,8	4,904	-0,104						
350	4,6	4,61	-0,01						
360	4	4,33	-0,33						
370	3,95	4,07	-0,12						
380	3,7	3,83	-0,13						
390	3,6	3,59	0,01						
400	3,4	3,38	-0,02						
410	3,15	3,18	-0,03						
420	3	2,9	-0,1						
430	2,8	2,81	-0,01						
440	2,6	2,64	-0,04						
450	2,4	2,48	-0,08						
460	2,35	2,33	-0,02						

Окончание таблицы 3.1

$t(\text{мс})$	$A_{\text{АЭ}}$	$A_{\text{АТ}}$	$A_{\text{АЭ}} - A_{\text{АТ}}$	$A_{\text{ВЭ}}$	$A_{\text{ВТ}}$	$A_{\text{ВЭ}} - A_{\text{ВТ}}$	$A_{\text{СЭ}}$	$A_{\text{СТ}}$	$A_{\text{СЭ}} - A_{\text{СТ}}$
470	2,2	2,19	-0,01						
480	2,1	2,06	-0,04						
490	2	1,93	-0,07						
500	1,8	1,82	-0,02						

Для случая трехкомпонентной огибающей спин-эхо можно применить метод ИНС с персептроном рассчитанного нами типа (см. рис. 4.4) и описанный далее. При этом достаточно не 9, а 6 входных параметров – $T_{2\text{A,B,C}}$ и $P_{2\text{A,B,C}}$. Путем итераций обратного преобразования Лапласа и применения ИНС получен спектр трехкомпонентной зависимости $P(T_{2i}^{-1})$, от скорости релаксации $(T_{2i})^{-1}$ представленный на рисунке 3.6.

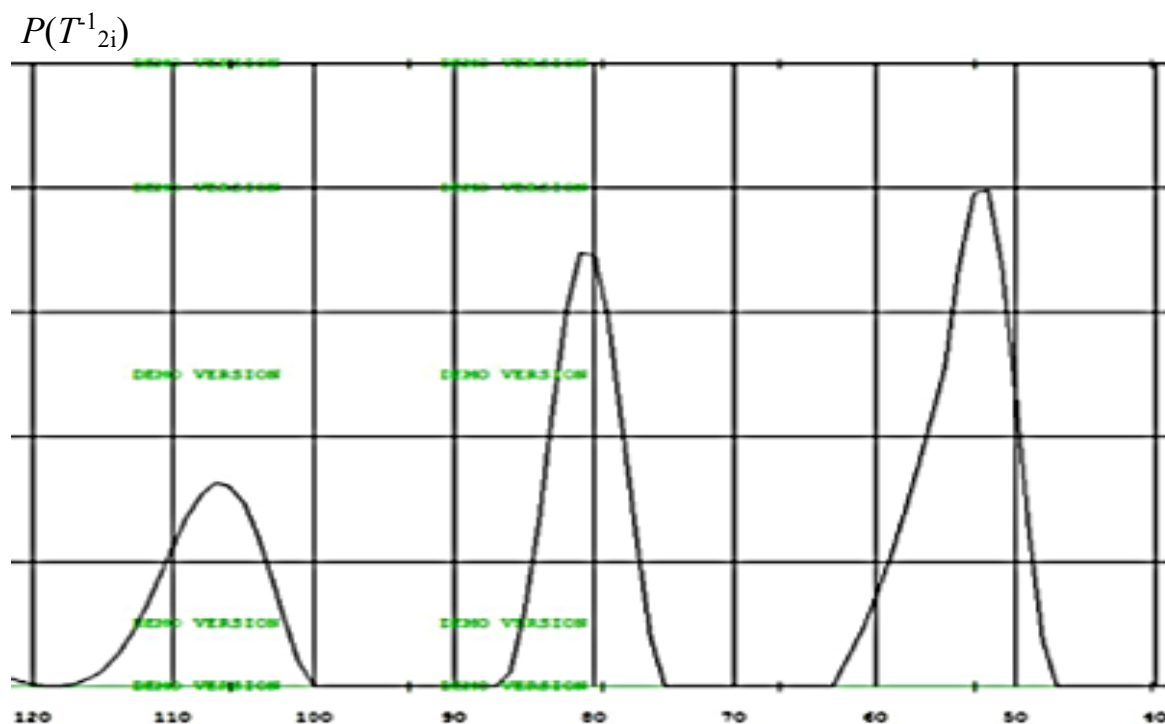


Рисунок 3.6 – Спектр населенностей протонов $P(T_{2i}^{-1})$ от скорости релаксации $(T_{2i})^{-1}$, полученный обратным Лапласом L^{-1} программой *UpenWin* при $MI = 180$

Из спектра распределения $P(T_{2i})$ получены дисперсии для времен релаксации T_{22} и T_{23} , имеющих максимальный разброс при графоаналитическом методе деления на компоненты, достигающий до 15 %. Из спектра на рисунке 3.6 получены дисперсии: $\sigma_{T_{23}} = 1,35$ мс и $\sigma_{T_{22}} = 2$ мс. Амплитуды компонент равны (в долях от суммарной единицы) $A_{23} = 0,18$ и $A_{22} = 0,38$. Сравнение этих данных

спектра распределения $P(T_{2i})$ с результатами моделирования на рисунке 2.3, показывает, что сочетание ОПЛ L^{-1} с искусственными нейронными сетями дает обнадеживающие результаты: доля $A_{21} = 0,44$ по рисунку 2.3 дает для данного соотношения времен релаксации $\sigma_{T_{22}} = 2,5-3$ мс. Это на $\sim 20\%$ меньше, чем при моделировании с использованием формул 2.12-2.14 и намного меньше, чем при графоаналитическом разделении релаксационной кривой на компоненты.

3.2. Преимущества, предоставляемые спектром времен релаксации $P(T_{2i})$

Таким образом, построение спектра времен релаксации $P(T_{2i})$, на основе обратного преобразования Лапласа L^{-1} , для определения точных значений ПМР-параметров – значений времен спин-спиновой релаксации, амплитуд сигналов, необходимых для настройки Релаксометра ПМР перед каждым измерением вполне возможно и целесообразно. Более того, из спектров могут быть определены также распределения значений времен релаксации вокруг точных значений математических ожиданий T_{2i} .

Можно задать вопрос. А не достаточно ли для выбора параметров для измерения релаксометром ПМР этих теоретических амплитуды сигналов спин-эхо A_i , времена спин-спиновой релаксации T_{2i} и населенности протонных фаз P_i ? К сожалению нет. Дело в том, что ОПЛ L^{-1} не учитывает ряда чисто физических трудностей на молекулярном уровне, обнаруженные в работах профессора Кашаева Р.С. и докторая технических наук, доцента Козелкова О.В.

К ним относятся:

- Наличие протонного обмена между фазами с разной молекулярной подвижностью;
- Явления фрактальности в образовании структурных коллоидных единиц, приводящие к структурно-динамическим переходам;
- Наличие фазовых переходов в молекулярных фазах;
- Квантованный характер зависимостей между физико-химическими свойствами (плотность, вязкость) и ПМР-параметрами;

- Особая, сложная форма парного потенциала межчастичных взаимодействий;
- Зависимости энергий активации молекулярного движения от температуры.

Все эти факторы отражаются на релаксационной кривой и требуют тщательного её анализа альтернативными методами: графоаналитическим разложением на компоненты с использованием статистической математики; измерений температурных зависимостей ПМР-параметров с расчетами энергий активации; исследований протонного обмена изменениями интервалов τ между импульсами и др.

3.3. Выводы

1. Используемые исследователями спектры времен спин-спиновой релаксации $P(T_{2i})$, получаемые с помощью программ Contin, Dasha, Upen с регуляризацией Тихонова, обратного преобразования Лапласа (ОПЛ – L^{-1}), удобны для определения параметров ПМР, но требуют тщательного выбора числа интервалов поиска. Расшифровка кривой релаксации намагниченности с математической точки зрения сводится к нахождению распределения времен релаксации $P(T_{2i})$ решением интегрального уравнения Фредгольма 1-го рода.

2. Для проверки ОПЛ – L^{-1} к цифровым данным релаксационной кривой двухфазной легкой нефти $\rho = 827 \text{ кг/м}^3$ применена программа *UpenWin* и при разных значениях параметра MI (количества логарифмически разнесенных времен релаксации) и *HiXtrap* (последней расчётной точки времени), показавшая совпадение с математической моделью.

3. Путем итераций и подбора значений параметров MI и *HiXtrap* получен спектр времен релаксации $P(T_{2i})$ для трехкомпонентной релаксационной кривой. Это дало точные значения времен спин-спиновой релаксации и амплитуд сигналов, необходимых для настройки Релаксометра ПМР перед каждым измерением. Спектры несут также информацию о разбросе (дисперсии) времен релаксации вокруг точных значений математических ожиданий T_{2i} .

4. РАЗРАБОТКА МЕТОДА КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ (НОРМА, НЕИСПРАВНО) РЕЛАКСОМЕТРА ПМР В СОСТАВЕ КОМПЛЕКСА ПМРА-IV ПРИМЕНЕНИЕМ ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ПРИ ПРЕДПОДГОТОВКЕ РЕЛАКСОМЕТРА ПМР К ИЗМЕРЕНИЯМ И ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ

Результаты главы 4 опубликованы в работах автора [80-83]

4.1. Методы повышения точности измерений T_2 , основанные на информационных нейронных сетях

При выделении ПМР-параметров из экспериментальных данных и их интерпретации исследователь сталкивается с ошибками, которые следует учитывать и по-возможности минимизировать. По данным работы [58] максимальные доли ошибок измерений возникают и распределяются так: при подготовке пробы $\approx 38\%$, неверных методиках обработки данных $\approx 30\%$, неверной калибровке прибора $\approx 23\%$. В методе ПМР-релаксометрии пробоподготовка отсутствует, что является одним из главных преимуществ метода. Ошибки калибровки минимизируются настройкой релаксометра стандартными образцами перед каждым измерением и использованием калиброванных ампул одного и того же диаметра, наполняемых на высоту, соответствующую размерам катушки датчика [90].

Поэтому целью главы 2 является оценка возможности повышения точность измерений T_2 , которое можно сделать двумя путями:

1. На основе прямого применения искусственных нейронных сетей и
2. Обратным преобразованием Лапласа (L^{-1}).

При вычислении характеристик нефти измерений физико-химических свойств (ФХС) скважинной жидкости (СКЖ), нефти, сточных и поверхностных вод по данным ПМР-параметров: временам спин-спиновой релаксации T_{2i} , населенностям протонов P_{2i} и амплитудам сигналов спин-эхо (СЭ) A_{2i} по трем

фазам под определением неопределенности измерений понимается нахождение общей предельно допустимой погрешности измерения $\delta_{\text{И}}$ в пределах допустимых границ [93] и рассчитывается по формуле:

$$\delta_{\text{И}} \leq \pm 1,1 \sqrt{\delta_{T_2} + \delta_{P_2} + \delta_{A_2}} \quad (4.1)$$

где $\delta_T, \delta_P, \delta_A$ – погрешности измерения ПМР-параметров: δ_T – погрешность для времен релаксации, %; δ_P – погрешность для населенностей фаз протонов, %; δ_A – погрешность для амплитуд сигналов спин-эхо, % [93,94]. В качестве $\delta_{\text{И}}$ может быть взята погрешность измерений одной из ФХС нефти или воды – расход, скорость потока, влажность, плотность, газосодержание в СКЖ, вязкость, молекулярная масса, концентрация асфальтено-смола и парафинов, температура застывания и параметр дисперсного распределения капель воды в эмульсии.

В работе Лапшенков и др. [94] искусственные нейронные сети ИНС применены для повышения точности оцифровки огибающей спин-эхо в известном методе Карра-Парселла-Мейбум-Гилла при обработке сигналов спин-эхо (СЭ). Как известно, огибающая СЭ, описывается формулой:

$$A_i = \sum A_{oj} \exp(-t/T_{2j}), \quad (4.2)$$

где $j = A, B, C$

В работе авторов [94] формируется из $N = 4000$ числа 180° -х импульсов КПМГ с интервалом между ними $\tau = 100$ мкс. При таком N изменение амплитуд A_i СЭ с каждым шагом будет отличаться на величину меньше инструментального шума N_s . Поэтому требуется уменьшить N увеличением τ (интервала между импульсами) до значений, согласно формуле:

$$\Delta A_i(t_1, t_2) > N_s, \quad (4.3)$$

решив уравнение (4.2) для нахождения минимального $\Delta A_i(t_1, t_2)$ для удовлетворения неравенства (4.3). Это делается с помощью структуры на основе релаксометра ЯМР и ИНС, представленной на рисунке 4.1.

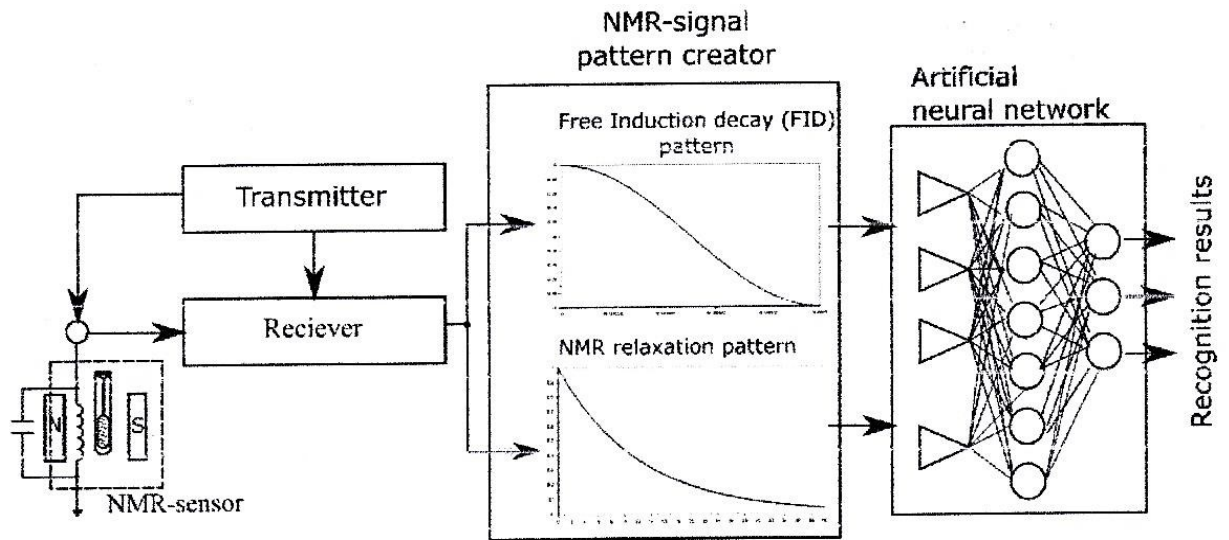


Рисунок 4.1 – Структура метода работы [87] на основе ЯМР и ИНС

Преобразуя уравнение (4.2) можно получить соотношение между значением среднего шума N_s и значимого инкремента $\Delta A_i(t_1, t_2)$ нарастания амплитуды сигнала, выражаемого в виде:

$$N_s > \Delta A_i(t_1, t_2) = A_{oi} \left[\exp\left(-\frac{t}{T_{2j}}\right) - \exp\left(-\frac{t_2}{T_{2j}}\right) \right] \quad (4.4)$$

Если уравнение (4.4) выполняется, то амплитуды в точках t_1 и t_2 следует исключить из обработки компьютером и рассматривать амплитуды через увеличенный интервал Δt . Его можно определить, преобразуя уравнение (4.4) к виду следующей формулы:

$$-\exp[-(t_1 + \Delta t)/T_{2j}] = N_s/A_{oi} - \exp(-t_2/T_{2j}) \quad (4.5)$$

Здесь минус обозначает, что инкремент является отрицательной величиной.

Далее, логарифмируя обе части и решая уравнение относительно Δt получают минимальное значение интервала Δt , через который надо учитывать амплитуду сигнала при компьютерной обработке огибающей, согласно формуле:

$$\Delta t_{min}(t_1) = -T_{2j} \cdot \left\{ \ln \left[-\left(\frac{N_s}{A_{oi}}\right) + \exp\left(-\frac{t_2}{T_{2j}}\right) \right] \right\} \quad (4.6)$$

Таким образом, при временах $220 > t > 120$ мс значение Δt_{imin} следует, по указанной процедуре, увеличить по меньшей мере в 2 раза, а при $t > 120$ мс в 4 раза.

Но можно поступить еще проще – запрограммировать автоматическое кратное увеличение интервалов Δt через, например, каждые 100 мс.

Но для большинства случаев указанного способа повышения точности, предложенного в работе [94] недостаточно.

Недостоверность измерений релаксометра ПМР-*NP2* в информационно-измерительном комплексе ПМРА-IV связана с такими воздействиями на процессы измерения, как излучения на близкой к магнитному резонансу частоте, температуры окружающей среды, дрейфа параметров микросхем и транзисторов, выход из строя узлов и элементов аппаратуры. ПМР-релаксометр является центральным блоком в анализаторе на методе ПМР. Точность и неопределенность измерений характеризуется способностью релаксометра стабильно работать с компонентами, чувствительными к электромагнитным шумам окружающей среды или искажениям при усилении сигнала. Контроль функционирования релаксометра в составе ПМРА-IV осуществляется с автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора в персональном компьютере [65]. Важнейшим преимуществом и особенностью комплекса является возможность одновременного контроля всех (более 9) ПМР-параметров и ФХС.

4.2. Алгоритм формирования искусственной нейронной сети для T_2

Алгоритм контроля релаксометра ПМР на готовность использующего искусственную нейронную сеть следующий [65]:

1. В информационную сеть (персептрон) посылается команда запомнить текущие вектора измерений ПМР-параметров $N_{ij} = [T_{2A_i}, T_{2B_i}, T_{2C_i}, P_{2A_i}, P_{2B_i}, P_{2C_i}, A_{A_i}, A_{B_i}, A_{C_i}]$, где $T_{2A_i}, T_{2B_i}, T_{2C_i}, P_{2A_i}, P_{2B_i}, P_{2C_i}, A_{A_i}, A_{B_i}, A_{C_i}$ – времен спин-спиновой релаксации, населенностей протонов и амплитуд сигналов спин-эхо, где i – индекс переменной, $j = A, B, C$ – молекулярные фазы, к которым относятся экспериментальные $T_{2A,B,C_i}, T_{2A,B,C_i}, A_{A,B,C_i}$ [3].

2. Данные многопараметрического вектора измерений N_i обрабатываются по формулам разделения огибающей сигналов спин-эхо на компоненты по уравнению (4.2). На экране интерфейс такого разделения выглядит как на рисунке 4.2.

После логарифмирования амплитуд СЭ, через точки, соответствующие наиболее длинным временам, лежащим на линейную зависимость, проводится прямая, описываемая уравнением (4.4) и определяются теоретические ПМР-параметры $T_{A,B,C_i,T}$, $P_{A,B,C_i,T}$, $A_{A,B,C_i,T}$.

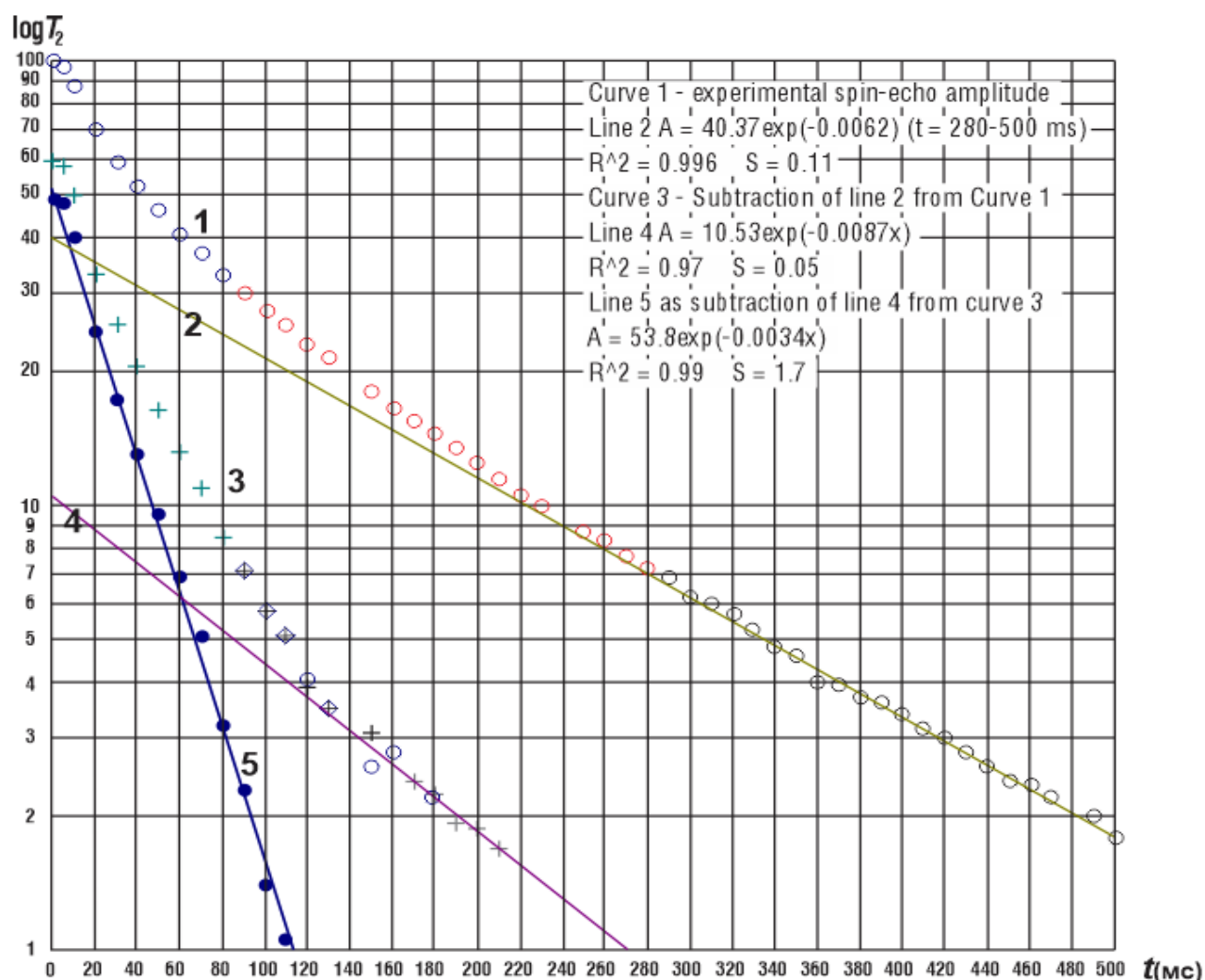


Рисунок 4.2 – Пример разложения огибающей сигналов СЭ в многофазной жидкости (нефти) на три экспоненциальные компоненты

3. Использование обратного преобразования Лапласа ОПЛ L^{-1} определяются теоретические точные значения параметров ПМР, которые используют в качестве $T_{2A,B,C_i,T}$, $P_{2A,B,C_i,T}$, $A_{2A,B,C_i,T}$. Разности вычисленных по уравнениям (4.2, 4.4) ПМР-параметров с их экспериментальными значениями образуют новый текущий вектор:

$N_{it} = [|A_{2AЭ} - A_{2AT}|, |A_{2AЭ} - A_{2AT}|, |A_{2AЭ} - A_{2AT}|, |T_{2AЭ} - T_{2AT}|, |T_{2BЭ} - T_{2BT}|, |T_{2CЭ} - T_{2CT}|, |P_{2AЭ} - P_{2AT}|, |P_{2AЭ} - P_{2AT}|, |P_{2AЭ} - P_{2AT}|]$, с численными значениями ПМР-параметров для $A_{jЭ} - A_{jT}, T_{jЭ} - T_{jT}, P_{jЭ} - P_{jT}$ представленными в таблицах 3.1 и 4.1 – 4.3.

Таблица 4.1. – Таблица начальных амплитуд СЭ по протонным фазам

$A_{0Э}$	A_{0T}	$A_{A0Э} - A_{A0T}$	$A_{B0Э}$	A_{B0T}	$A_{B0Э} - A_{B0T}$	$A_{C0Э}$	A_{C0T}	$A_{C0Э} - A_{C0T}$
40,37	40,37	0	17,44	17,44	0	53,8	61,25	-7,46
40,68	40,37	0,31	13,2	17,44	-4,24	55,37	61,25	-5,88
41	40,37	0,63	16,19	17,44	-0,54	54,68	61,25	-6,57
41,45	40,37	1,08	17,44	17,44	0	53,23	61,25	-8,02
41,575	40,37	1,205	19,74	17,44	2,3	55,92	61,25	-5,33
41,877	40,37	1,507	20	17,44	2,54	61,25	61,25	0
41,913	40,37	1,543	17,8	17,44	0,36	66,75	61,25	5,5
39,465	40,37	-0,905	16,63	17,44	-0,81	72,87	61,25	11,62
39,548	40,37	-0,822	14,97	17,44	-2,47	68,5	61,25	7,25

За теоретическую для фазы В взяли $A_{B0T} = 17,44$, для фазы С взяли $A_{C0T} = 61,25$.

Таблица 4.2 – Таблица значений населенностей протонов фаз, вычисленных из отношения $P_{j0Э} = A_{j0Э}/A_{\Sigma}$ и $P_{j0T} = A_{j0T}/A_{\Sigma}$, где A_{Σ} – начальная амплитуда спин-эхо

$P_{A0Э}$	P_{A0T}	$P_{A0Э} - P_{A0T}$	$P_{B0Э}$	P_{B0T}	$P_{B0Э} - P_{B0T}$	$P_{C0Э}$	P_{C0T}	$P_{C0Э} - P_{C0T}$
40,37	40,37	0	17,44	17,44	0	53,8	61,25	-7,46
40,68	40,37	0,31	13,2	17,44	-4,24	55,37	61,25	-5,88
41	40,37	0,63	16,19	17,44	-0,54	54,68	61,25	-6,57
41,45	40,37	1,08	17,44	17,44	0	53,23	61,25	-8,02
41,575	40,37	1,205	19,74	17,44	2,3	55,92	61,25	-5,33
41,877	40,37	1,507	20	17,44	2,54	61,25	61,25	0
41,913	40,37	1,543	17,8	17,44	0,36	66,75	61,25	5,5
39,465	40,37	-0,905	16,63	17,44	-0,81	72,87	61,25	11,62
39,548	40,37	-0,822	14,97	17,44	-2,47	68,5	61,25	7,25

Таблица 4.3 – Таблица времен релаксации, вычисленных из уравнения (4.2)

$T_{A0Э}$	T_{A0T}	$T_{A0Э} - T_{A0T}$	$T_{B0Э}$	T_{B0T}	$T_{B0Э} - T_{B0T}$	$T_{C0Э}$	T_{C0T}	$T_{C0Э} - T_{C0T}$
161,29	161,29	0	114,95	87,7	27,25	28,04	27,1	1,3
160,5	161,29	-0,79	101,5	87,7	13,8	27,92	27,1	0,21
144,7	161,29	-16,6	91,52	87,7	3,82	28,1	27,1	1
159,3	161,29	-1,08	87,7	87,7	0	28,37	27,1	1,27
146,5	161,29	-14,8	81,8	87,7	-5,9	27,9	27,1	0,8
158,7	161,29	-2,6	77,6	87,7	-10,1	27,1	27,1	0
158,6	161,29	-2,7	86,8	87,7	-0,9	26,42	27,1	-0,68
166,33	161,29	5,04	90,39	87,7	2,7	25,78	27,1	-1,32
162,2	161,29	-0,91	95,28	87,7	8,1	25,2	27,1	-1,9

4. Вектор N_{itN} обрабатывается ИНС для определения соответствия режиму работы релаксометра ПМР, формируемого в виде вектора контроля $N_{out} = [\text{«Норма»}, \text{«Не определено» и «Неправильно»}]$ [50]. В итерационном процессе происходит сравнение полученного результата с идеальными значениями из образов релаксационных кривых из их базы данных. Если выход правильный, переходят к следующему шагу, иначе вычисляют разницу выхода $\delta = Y_I - Y$ между идеальным Y_I и полученным Y значениями выхода, именуют веса w_{ij} в слое персептрона по формуле:

$$w_{ij}(t + 1) = w_{ij}(t) + v \cdot \delta \cdot x_i, \quad (4.7)$$

где t и $t + 1$ – номера текущей и следующей итерации, i – номер входа, j – номер нейрона в слое [93-97].

Процесс итерации с целью минимизации разности экспериментальных и теоретических значений параметров ПМР можно осуществлять вдоль *градиента*, то есть по кратчайшему пути. Идею градиента проще увидеть на функции с двумя весами. Такая функция имеет три измерения (две независимых переменных, веса w_1 и w_2 и одну зависимую, L) и графически задает наиболее оптимальный маршрут из точки А, представленный на рисунке 4.3.

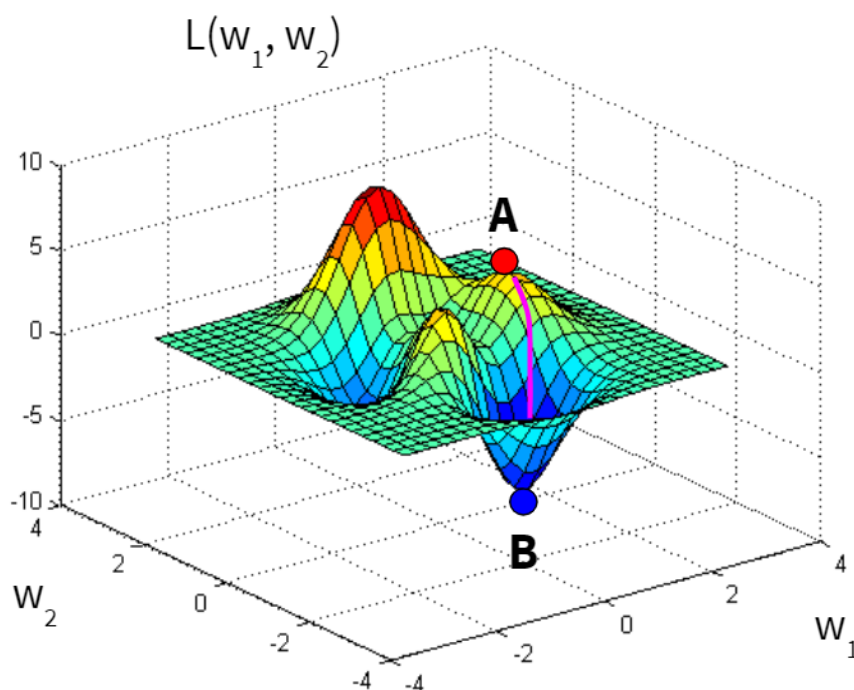


Рисунок 4.3 – Графическое изображение процесса итерации ИНС по градиенту

Стохастичность (или случайность) этого алгоритма заключается в том, что мы берем не всю выборку для обновления весов модели, а лишь одно или несколько случайных наблюдений. Такой подход сильно сокращает время оптимизации [98].

5. Результаты контроля выводятся на монитор автоматизированного рабочего места оператора, а также сохраняются в базе данных измерительного комплекса ПМРА-IV для принятия дальнейших решений [50].

Относительное отклонение параметров представляется в виде формулы:

$$\delta_N = (N_{ij} - N_{ijt}) \cdot 100\% \quad (4.8)$$

Очевидно, что при правильной работе каналов измерения и обработки данных релаксометра ПМР [65] и соответственно программно-приборного комплекса ПМРА-IV должно быть близко к нулю $\delta_N \approx 0$.

В случаях, когда $|\delta_N| \leq 3\sigma$, где σ – СКО, можно говорить об удалении промахов [59] и нормальной работе канала измерения релаксометра ПМР и программы обработки данных ПМР-релаксации.

Используя метод, развитый в работе [99], пронормируем значимые показатели для релаксометра и получим:

– $N_{\text{сред}} = (N_{\text{мин}} + N_{\text{макс}})/2$ (среднее значение для каждого рассматриваемого интервала) отношением $N_{\text{норм}} = N_{\text{сред}t}/N_{\text{средмакс}}$, где $N_{\text{сред}t}$ – текущее значение $N_{\text{сред}}$ на интервале, $N_{\text{средмакс}}$ – максимальное значение $N_{\text{сред}}$ на всем диапазоне интервалов значений;

– Значени σ случайной величины Y через отношение $\sigma_{\text{норм}} = \sigma_t/\sigma_{\text{макс}}$, где σ_t – текущее значение σ , рассчитанное для $N_{\text{сред}t}$, $\sigma_{\text{макс}}$ – максимальное σ , рассчитанное для $N_{\text{средмакс}}$ [99].

Для применения полученных данных для определения достоверности измерений и обработки ПМР-параметров релаксометра ПМР необходимо определить, какая именно функция зависимости для контроля режимов релаксометра наиболее подходящая [99].

Математическую модель в статистическом методе 3σ решено искать в виде универсальной степенной зависимости, описываемой в работе [25], которая показывает, что СКО σ изменяется пропорционально N в степени k , как показано в уравнении 4.9.

$$\sigma = f(N^k) \quad (4.9)$$

В нормированном представлении уравнение (4.10) имеет вид, согласно формуле:

$$\sigma_{\text{норм}} = A \cdot N_{\text{норм}}^k, \quad (4.10)$$

где A и k – безразмерные эмпирические константы. Тогда:

$$\ln \sigma_{\text{норм}} = \ln A N_{\text{норм}}^k = \ln A + k \ln N_{\text{норм}} \quad (4.11)$$

По методу наименьших квадратов (МНК), получены системы уравнений, которые можно рассчитать по формулам:

$$S = \sum (k \ln N_i + \ln A - \ln \sigma_i)^2 \rightarrow \min \quad (4.12)$$

$$\partial S / \partial k = 2 \sum (k \ln N_i + \ln A - \ln \sigma_i) \ln N_i = 0 \quad (4.13)$$

$$\partial S / \partial A = 2 \sum (k \ln N_i + \ln A - \ln \sigma_i) / A = 0 \quad (4.14)$$

$$- \sum \ln \sigma_i \ln N_i + k \sum \ln N_i^2 + \ln A \sum N_i = 0 \quad (4.15)$$

$$- \sum \ln \sigma_i + k \sum \ln N_i + 30 \ln A = 0 \quad (4.16)$$

$$k \sum \ln N_i^2 + \ln A \sum \ln N_i = \sum \ln N_i \ln \sigma_i \quad (4.17)$$

$$k \sum \ln N_i + 30 \ln A = \sum \ln \sigma_i, \quad (4.18)$$

где $i = 1 - 30$ число интервалов [50]. Решив систему алгебраических уравнений получают $\{k(101,73) + \ln A \cdot (-47,51) = 8,78; \{k(-47,51) + 30 \ln A = -7,47$.

Решение системы методом Крамера дает $k = -0,2$, $A = 0,7$, т.е. $\sigma_{\text{норм}}$ имеет вид:

$$\sigma_{\text{норм}} = 0,7 \cdot N_{\text{норм}}^{-0,2}, \quad (4.19)$$

По полученной зависимости $\sigma = f(N)$, по правилу 3σ , как критерий достоверности учета характеристик СКЖ, нефти и воды можно использовать условие $|y_{\text{норм}}| \leq 3\sigma_{\text{норм}}$.

Алгоритм рассматриваемого метода контроля по уравнению (4.9) состоит из следующих шагов:

1. С релаксометра ПМР фиксируются многопараметрические вектора состояния ПМР-параметров: $T_i = [|T_{2AЭ} - T_{2AT}|, |T_{2BЭ} - T_{2BT}|, |T_{2CЭ} - T_{2CT}|, P_i = |P_{2AЭ} - P_{2AT}|, |P_{2AЭ} - P_{2AT}|, |P_{2AЭ} - P_{2AT}|, A_i = |A_{2AЭ} - A_{2AT}|, |A_{2AЭ} - A_{2AT}|, |A_{2AЭ} - A_{2AT}|.$

2. По этим величинам вычисляются значения, согласно формулам:

$$x_i = \max\{|T_i|, |P_i|, |A_i|\} \quad (4.20)$$

$$y_i = \ln x_i \quad (4.21)$$

3. Если для параметра y_i , зависимого от величины ПМР-параметра, выполняется условие принадлежности интервалу $(a - 3\sigma; a + 3\sigma)$, то с уверенностью 95 % можно утверждать, что достоверность учета характеристик СКЖ, нефти и воды обеспечивается, режим работы «Норма». Если же $[a - 3\sigma; a + 3\sigma] \notin y$, режим работы комплекса и релаксометра в его составе оценивают как «Неисправно» [99].

4.3. Выбор параметров персептрона для искусственной нейронной сети

Метод контроля достоверности многопараметрического контроля измерений комплекса в пакете Statistica 10 [65,99] из анализа диаграмм рассеяния режимов работы комплекса показывает, что режимы «Норма», «Неисправно» и «Не определено» обычно невозможно разделить [18]. Они пересекаются и нет возможности верификации классическим линейным способом. Поэтому проверка данным методом состоит в вычислении ошибки прогнозирования по формуле:

$$\Delta_{\text{ош}} = (E_{\text{обуч}} - E_{\text{тест}}) \cdot 100 \% / E_{\text{обуч}}, \quad (4.22)$$

где $E_{\text{обуч}}$ – ошибки ИНС на обучающей выборке, $E_{\text{тест}}$ – значение ошибки нейронной сети на тестовой выборке. В качестве минимизируемой целевой функции ошибки ИНС по МНК, применяется величина E , согласно формуле:

$$E = \sum (d_i - y_i)^2 / 2, \quad (4.23)$$

где d_i – желаемое значение нейрона на выходе из слоя, y_i – реальное значение нейрона. Ошибка нейронной сети при обучении вычисляется как разность между эталонным выходом и желаемой реакцией системы контроля [99].

Экспериментально определим наиболее подходящую структуру персептрона в ИНС для контроля функционирования релаксометра. Выбор структуры персептрона будет опираться на рассмотрении реальных данных, полученных при эксплуатации релаксометра ПМР, подаваемых на разные модели ИНС с разным числом нейронов скрытого слоя.

В Таблице 4.4 представлены результаты обучения ИНС с архитектурой многослойного персептрона (МЛП).

Таблица 4.4 – Результаты обучения нейронной сети с архитектурой МЛП

№ п.п	Архитектура МЛП	Надежность классификации	Контрольная надежность классификации	Тестовая надежность классификации	Алгоритм обучения	Функция ошибки	Функция активации нейронов скрытого слоя
1	9-3-3	83,9	86,9	83,9	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
2	9-5-3	85	87,6	84,4	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
3	9-9-3	82	85,8	83,2	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
4	9-12-3	84,8	87,8	85,3	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
5	9-19-3	84,3	87,2	84,4	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
6	9-24-3	86,6	88,3	87,2	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
7	9-3-3	97,6	98,4	97	BFGS	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
8	9-5-3	100	100	98,4	BFGS	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
9	9-9-3	94,1	92,5	94,1	BFGS	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
10	9-12-3	92,3	90,5	92,5	BFGS	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
11	9-19-3	90,7	89,5	90,4	BFGS	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
12	9-24-3	99,9	100	99,1	BFGS	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
13	9-3-3	95,3	95,1	96	Сопряжен. градиенты	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс

Окончание таблицы 4.4

№ п.п	Архитектура МЛП	Надежность классификации	Контрольная надежность классификации	Тестовая надежность классификации	Алгоритм обучения	Функция ошибки	Функция активации нейронов скрытого слоя
14	9-5-3	95,2	95,8	95,1	Сопряжен. градиенты	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
15	9-9-3	98,3	99,3	97,4	Сопряжен. градиенты	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
16	9-12-3	98,4	99,1	98,6	Сопряжен. градиенты	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
17	9-19-3	97,8	99,1	98,6	Сопряжен. градиенты	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
18	9-24-3	98,1	99,1	98,4	Сопряжен. градиенты	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
19	9-3-3	78,2	82,9	78	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Логистическая
20	9-5-3	82	85,5	84,1	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Логистическая
21	9-9-3	82,4	84,8	83,9	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Логистическая
22	9-12-3	81,4	83,6	82,9	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Логистическая
23	9-19-3	79,2	81,8	81,8	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Логистическая
24	9-24-3	79,6	82,2	80,6	Градиентный спуск	Кросс-энтропия	Логистическая
25	9-3-3	95	95,3	95,8	BFGS	Кросс-энтропия	Логистическая
26	9-5-3	92,9	93,2	93,7	BFGS	Кросс-энтропия	Логистическая
27	9-9-3	97,8	98,6	97,2	BFGS	Кросс-энтропия	Логистическая
28	9-12-3	98,9	98,6	98,7	BFGS	Кросс-энтропия	Логистическая
29	9-19-3	99,6	99,8	99,3	BFGS	Кросс-энтропия	Логистическая

Здесь в качестве функции ошибки взята кросс-энтропия, а как функция активации нейронов скрытого слоя – гиперболический тангенс и логистическая.

Анализ таблицы показывает, что наиболее подходящая архитектура построения нейронной сети для решения задачи контроля функционирования комплекса является многослойный персептрон. Выберем три наилучшие архитектуры из таблицы 4.5, которые продемонстрировали выигрышные итоги обучения на всех подвыборках данных.

Таблица 4.5 – Наиболее оптимальные структуры многослойного персептрона

№ п.п	Архитектура	Надежность классификации	Контрольная надежность классификации	Тестовая надежность классификации	Алгоритм обучения	Функция ошибки	Функция активации нейронов скрытого слоя
1	9-5-3	100	100	98.4	BFGS	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
2	9-24-3	99.9	100	99.1	BFGS	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс
3	9-19-3	99.9	99.8	99.3	BFGS	Кросс-энтропия	Гипербол. тангенс

На рисунке 4.4 представлен график обучения ИНС с использованием архитектур многослойного персептрона и радиально-базисных функций для Релаксометра ПМР в ПМРА.

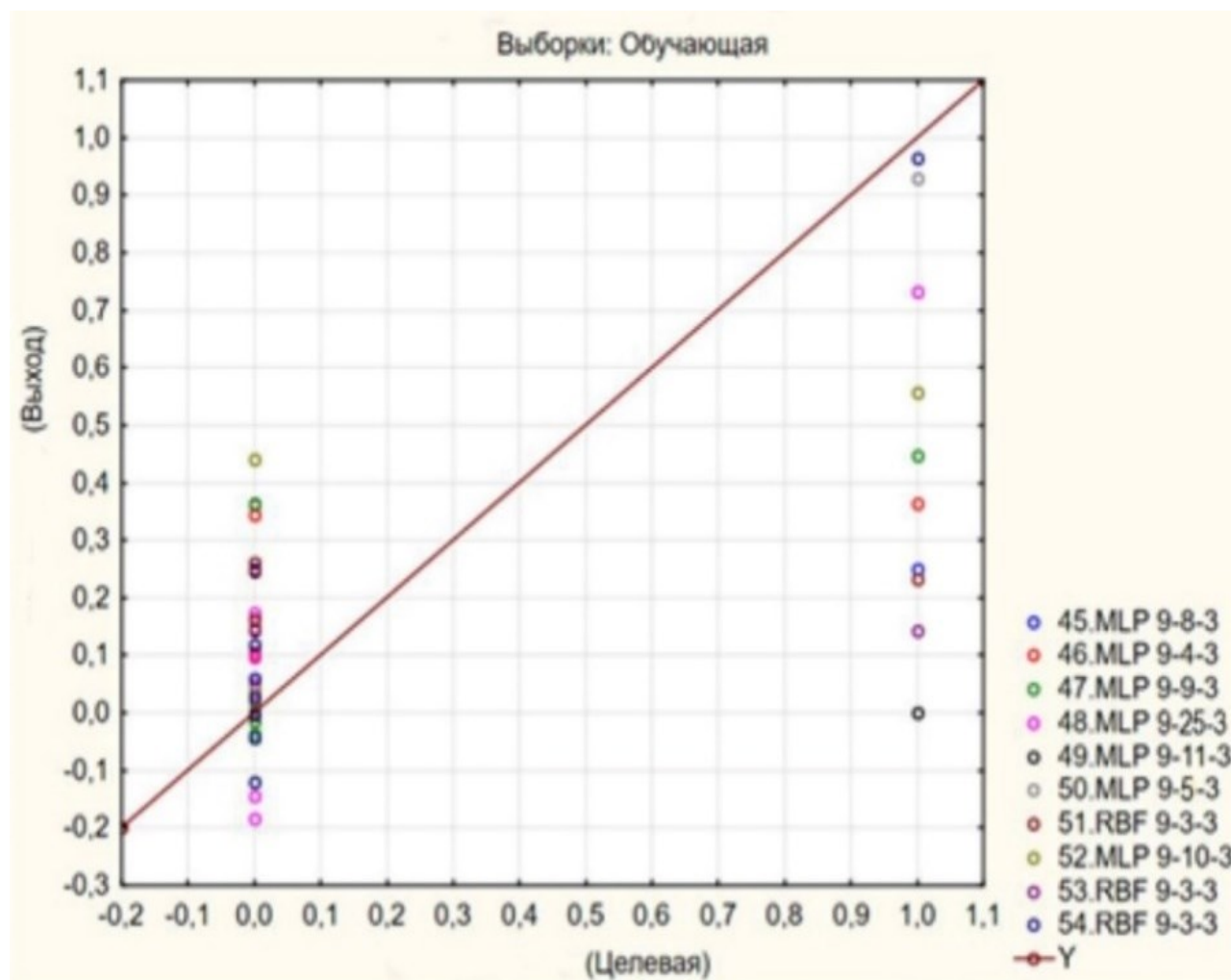


Рисунок 4.4 – График обучения ИНС с использованием архитектур МЛП и РБФ для Релаксометра ПМР в составе ПМРА-IV

По оси x отложена величина разности вектора девяти параметров ПМР (в долях от единицы), по оси y (выход) – результаты поиска 3-х параметров состояния (режимов работы) «Норма», «Неисправно» и «Не определено» для разных архитектур многослойного персептрона (МЛП). В качестве алгоритма закрепления связей («обучения») был использован метод BFGS (Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno) [41], в качестве функции активации нейронов скрытого слоя – гиперболический тангенс, который является монотонной и дифференцируемой ограниченной асимптотической функцией, имеет способность усиливать сильные сигналы в меньшей степени, чем слабые, что предотвращает насыщение от больших сигналов. MLP – (многослойный персептрон), RBF – (радиально-базисная функция). Цифры перед MLP и RBF это номер архитектур (моделей), который показали лучшие результаты при обучении.

Анализ графика показывает, что подходящим (с выходом близким к 1) персептроном для контроля функционирования релаксометра ПМР является персептрон 50.MLP 9-5-3 с промежуточным слоем из 5 нейронов и с выходом 0.93. Близок к нему 48 МЛП 9-25-3. Персептрон с выходом, близким к 1,0 имеет наибольшую точность в отличии от тех, что ниже. Структуры МЛП 9-5-3 и МЛП 9-25-3 из табл.4. производят верификацию наиболее правильно, число неверных заключений для обеих структур составило 7 из 285 вариантов (т.е. 2,5%). Для контроля структура МЛП 9-5-3 менее сложна по архитектуре и поэтому является предпочтительной для верификации режимов работы комплекса [49,65].

На рисунке 4.5. показана структура многослойного персептрона (МПЛ) 9-5-3. Здесь во входной слой поступают параметры ПМР, в промежуточном слое формируется текущий вектор N_{it} , на основе которого далее в базе релаксационных кривых ведется поиск оптимальных параметров (и режимов измерения) для достижения состояния «Норма» при совпадении экспериментальных и теоретических ПМР-параметров.

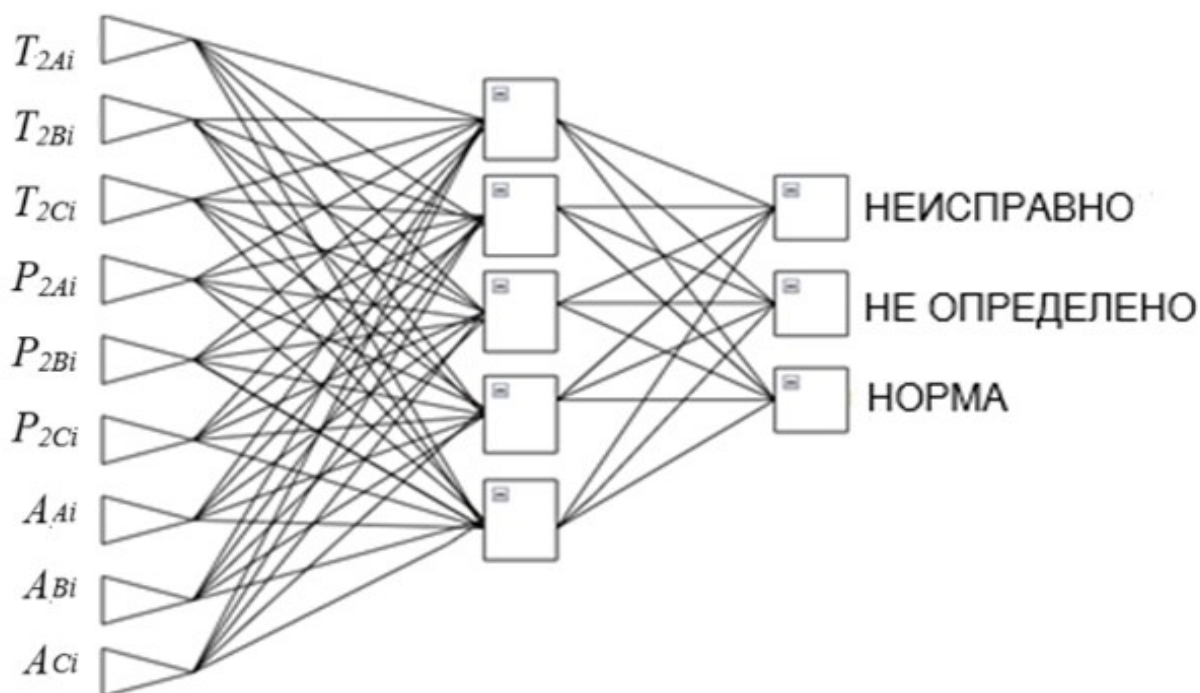


Рисунок 4.5 – Нейросетевая архитектура многослойного персептрона МЛП 9-5-3

Для рассмотрения искусственной нейронной сети (ИНС) наилучшие результаты показал итерационный алгоритм обучения BFGS в соединении с уменьшением активации нейронов скрытого слоя – гиперболическим тангенсом. Учитывая переменный характер ПМР-параметров, считывались многопараметрические вектора ПМР-параметров.

Таблица 4.6 – Статистика режимов работы узлов учета комплекса многопараметрического учета

Режим работы релаксометра	Количество наблюдений	Метод ИНС		Метод 3σ	
		верно	Не верно	верно	Не верно
НОРМА	941	939	3	940	1
НЕИСПРАВНОСТЬ	904	900	4	171	727
НЕ ОПРЕДЕЛЕНО	54	53	1	9	45

Точность положительного диагностического теста составила, согласно формуле:

$$TM = 100 \% \cdot (a + b) / (a + b + c + d), \quad (4.24)$$

где a – количество результатов режима «Норма», b – количество результатов режима «Норма» и «Не определено», идентифицируемых как режим «Норма», c – число результатов режимов «Неисправно» и «Не определено», идентифицируемых как режим «Неисправно», d – число результатов режимов «Неисправно». Из уравнения (4.21) получено: для метода 3σ : ТМ=72,6 %, для метода ИНС: ТМ=89,8 %.

То есть метод контроля режимов релаксометра ПМР на его готовность к измерениям на основе ИНС, по сравнению со статистическим методом 3σ , показал большую точность.

4.4. Выводы

1. Описан разработанный с применением искусственной нейронной сети (ИНС – machine learning – машинное познание) метод контроля состояния релаксометра ПМР с применением ИНС и метода 3σ для определения его готовности к измерениям.

2. Предложен алгоритм контроля релаксометра ПМР на готовность путем посылки в ИНС (в персептрон) текущего вектора: $N_{it} = [|A_{2AЭ} - A_{2AT}|, |A_{2AЭ} - A_{2AT}|, |A_{2AЭ} - A_{2AT}|, |T_{2AЭ} - T_{2AT}|, |T_{2BЭ} - T_{2BT}|, |T_{2CЭ} - T_{2CT}|, |P_{2AЭ} - P_{2AT}|, |P_{2AЭ} - P_{2AT}|, |P_{2AЭ} - P_{2AT}|]$ в виде разности экспериментальных и теоретически правильных (полученных ОПЛ) и используя базу данных накопленных значений ПМР-параметров для разных нефтей ПАО «Татнефть» определяется минимально допустимая общая погрешность измерений.

3. По установленным таким образом ПМР-параметрам из той же базы данных определяются режимы измерений – период запуска T , интервал между импульсами τ , число 180° -х импульсов, число накоплений n , требуемых для получения необходимой дисперсии измерений (см. Гл.2, рис.2.2-2.5)

4. Предложены два метода контроля состояния каналов измерения релаксометром ПМР. Первый – на ИНС, второй – на использовании статистического критерия (метод 3σ) по ГОСТ-2013 ГСИ. Доверительный уровень у метода ИНС по

сравнению с методом 3σ выше в 1,4 раза (99,8 % против 72,6 %), неопределенность контроля через искусственную нейронную сеть составила – 0,25 % по сравнению с 2,7 % при методе 3σ .

5. Установлено, что многослойный персептрон со структурой МЛП 9-5-3 с девятью нейронами во входном слое, пятью в промежуточном и тремя в выходном слое, более точен и чувствителен для определения режимов «Норма» и «Неисправно» по сравнению с аналогичными и проще по сравнению с МЛП 9-25-3.

5. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ДИСТАНЦИОННОГО, С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНС КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КОМПЛЕКСОМ ПМРА-IV УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ С РАСЧЕТОМ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТИ В УСТЬЕ СКВАЖИН

5.1. Использование ИНС в установке отстоя воды при разных расходах и температурах с управлением от ПМРА-IV

Требования к ограничению содержания воды и солей в нефти постоянно растут, поскольку одно только снижение концентрации солей в СКЖ с 20 до 5 мг/л вдвое увеличивает межремонтный пробег установок переработки нефти, сокращает расход топлива, уменьшает коррозию аппаратуры и расход катализаторов, улучшает качество топлив, получаемых с НПЗ [24].

Для управления установкой вначале строится персептрон, который рассчитывается по формуле:

$$\frac{N_y \cdot Q}{1 + \log_2 Q} \leq N_w \leq N_y \cdot \left(\frac{Q}{N_x} + 1 \right) \cdot (N_x + N_y + 1) + N_y \quad (5.1)$$

где N_x – количество входных факторов-аргументов, определяющих число нейронов входного слоя, N_y – количество нейронов выходного слоя; Q – размерность обучающей выборки; N_w –необходимое число синаптических связей [100]. Тогда модель регулятора работы установки подготовки водо-нефтяной смеси (ВНС) по эталону ИНС для управления установкой (ObjectReal) в сочетании с устройством для обезвоживания водонефтяных эмульсий по патенту РФ № 198224 Кашаев и др.[101] будет иметь вид на рисунке 5.1.

Входные и выходные параметры нефти и воды контролируются релаксометром ПМР с ИНС в составе ПМРА-IV. Функциональная система автоматики на основе эталона ИНС (Neural Network Ethalon) для отстоя воды имеет вид, представленный на рисунке 5.2.

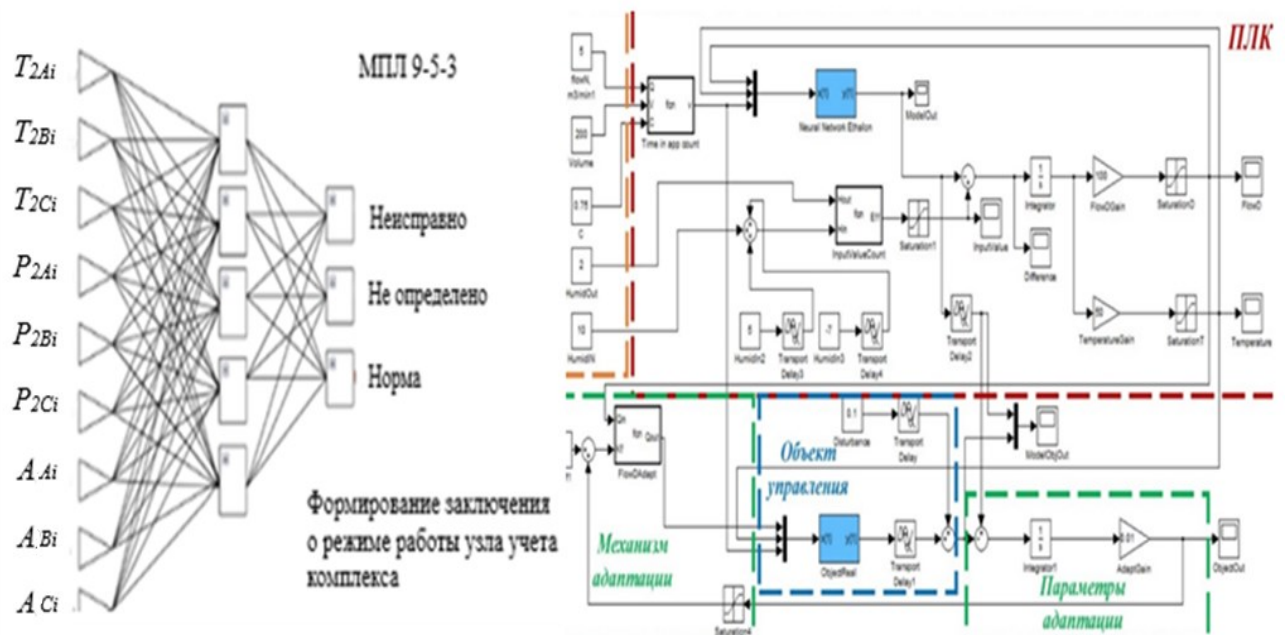


Рисунок 5.1 – Модель регулятора работы установки подготовки водонефтяной смеси, эмульсии (ВНС) на базе эталона ИНС.

На рисунке 5.2 представлена структурно-функциональная схема технической реализации автоматизированной системы управления установкой подготовки нефти на основе ИНС для термического отстоя воды.

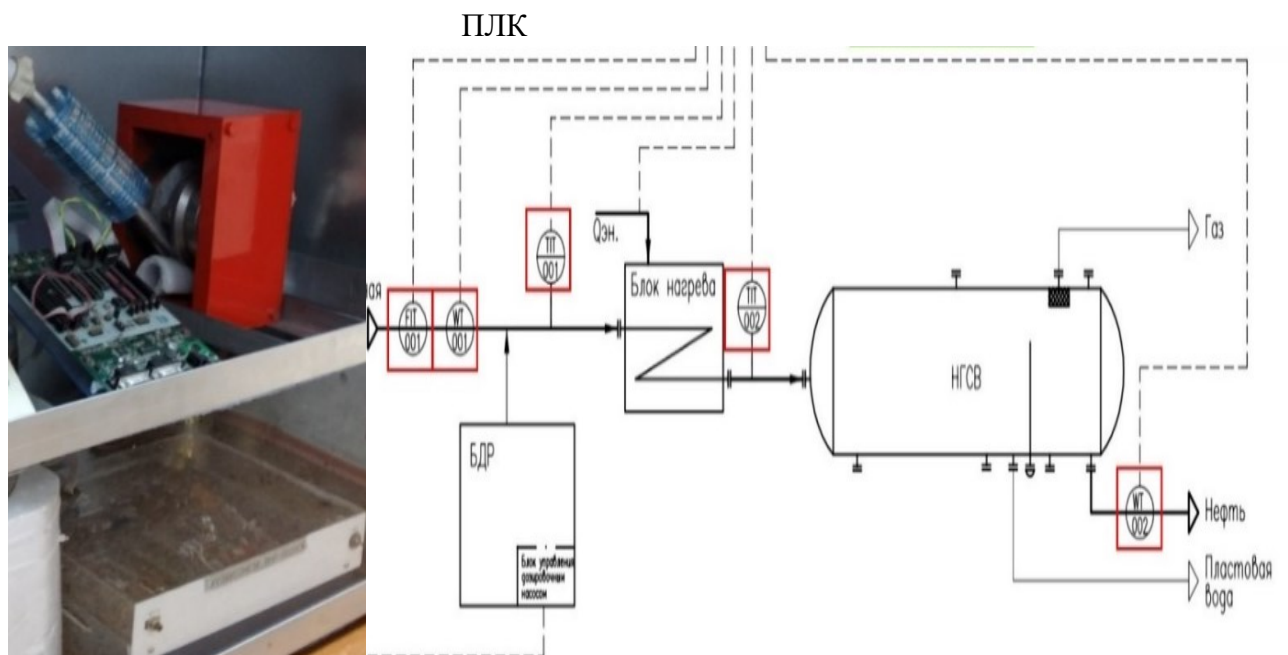


Рисунок 5.2 – Функциональная система автоматики на основе ИНС установки отстоя воды.

Здесь на рисунке 5.2 ПЛК – программно-логический контроллер, БДР – блок дозирования реагента, НГСВ – блок разделения нефте-газовой смеси с водой, WT – датчики ПМРА, настроенные на контроль влажности нефти, ТТ – датчики температуры эмульсии. Функции входного и поточных влагомеров/расходомера выполняет ПМРА-IV.

5.2. Функциональная модель управления от ИНС многофункциональной автоматизированной цифровой интеллектуальной скважиной (МАЦИС), по патенту РФ № 2689103 для энергоэкономичной добычи нефти.

При управлении установками добычи вязкой нефти на нефтегазовом месторождении имеется ряд проблем, требующих решения: повышение достоверности экспресс-контроля характеристик нефти, необходимость обработки больших объемов информации, поступающей с погружных датчиков скважины, необходимость смены режима работы скважин, например, при повышении концентрации воды в СКЖ до критического уровня 98-99 %, когда целесообразно остановить процесс добычи.

Для использования преимуществ ИНС для оптимальной, энергоэкономичной добычи нефти разработана функциональная модель управления на базе ИНС многофункциональной автоматизированной цифровой интеллектуальной скважиной (МАЦИС), патент РФ № 2689103 [23] на которую вошел в число 100 лучших патентов 2019-2020 гг. по России (см. рис. 5.3).

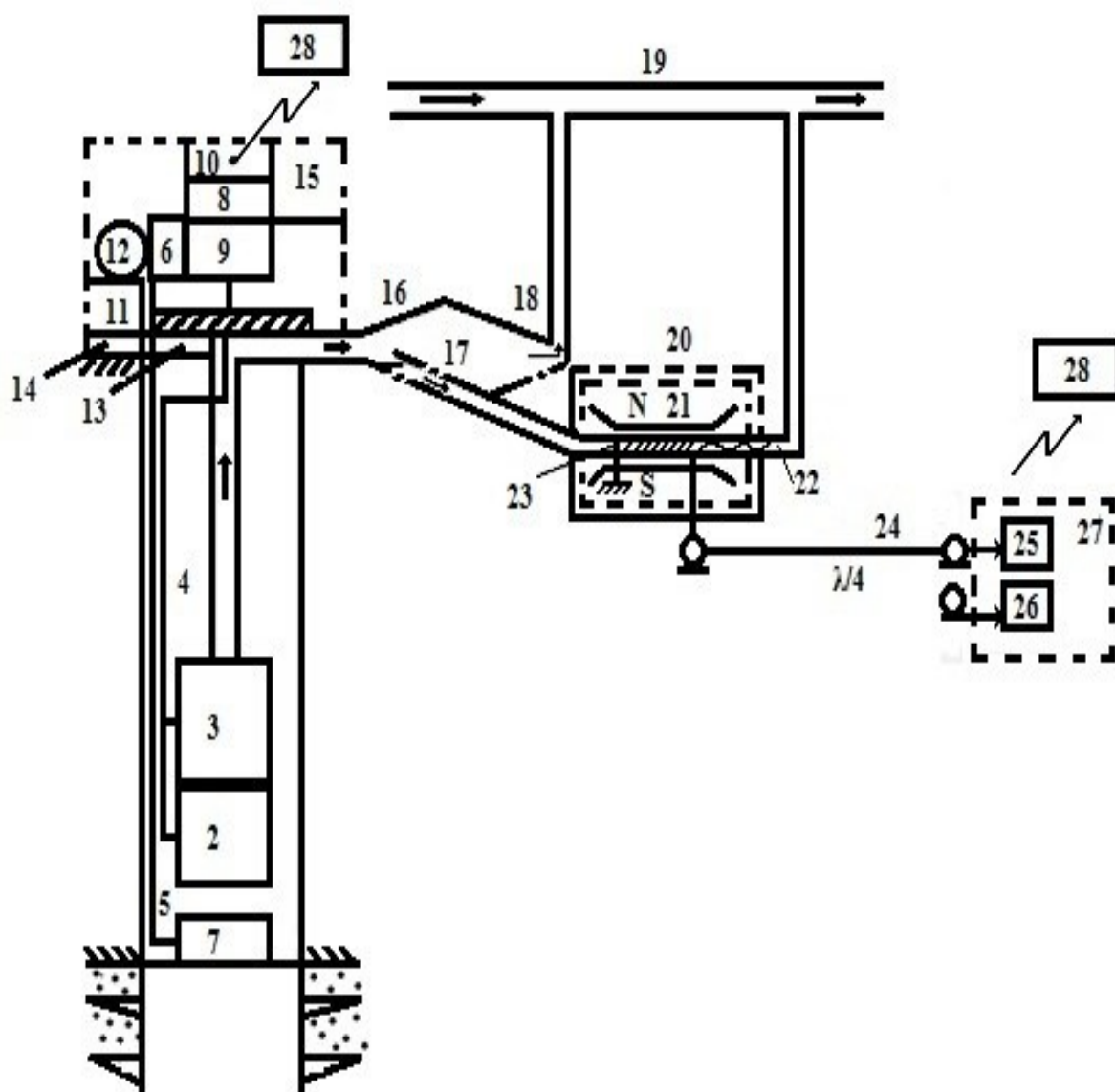


Рисунок 5.3 – Структурная схема многофункциональной автоматизированной цифровой интеллектуальной скважины (МАЦИС) по патенту РФ № 2689103

В скважине 1 электроцентробежный насос 2 погружным электродвигателем (ПЭД) 3 откачивает вязкую нефть после получения от ИНС информации о готовности релаксометра как НОРМА и параметрах измерения. Происходит снижение вязкости нефти прогревом СВЧ-генератором 6. Станцией наземного оборудования 8, в которую входит система ИНС, осуществляет управление ПЭД 3 и насосом-дозатором реагента 11, подает информацию о расходе на блок 10, который преобразователем напряжения/частоты 15 в зависимости от свойств СКЖ управляет скоростью вращения ротора ПЭД. В устьевом модуле 16 патрубком 17 отбирается проба в релаксометр ПМР в составе проточного ПМРА-IV, в котором ИНС выбором

в базе данных релаксационных кривых, определяет РК, наиболее соответствующую измеряемой и по спектру ПМР-параметров определяет свойств нефти и параметры измерений. Эти данные передаются на диспетчерский пульт 28. Остальная часть СКЖ выталкивается в трубопровод 19. В состав входит ИНС характеристик СКЖ и ПМРА-IV релаксометра (в режиме готовности к работе «Норма»), четверть волновой ($\lambda/4$) кабель длиной в 25 м, по которому осуществляется передача ВЧ импульсов и сигналов, а также результатов их измерения/обработки от скважины на диспетчерский пульт.

5.3. Автоматизированная информационно-измерительная система многопараметрического на основе ИНС управления работой куста нефтегазовых скважин от релаксометра ПМРА-IV

В данном параграфе описана автоматизированная информационно-измерительная система многопараметрического контроля по ПМР-параметрам ПМРА на основе ИНС через *Интернет*.

На вход персептрона ИНС системы подается многопараметрический вектор данных ПМР-параметров, на выходе получаются одномерный одноэлементный вектор наблюдаемой выходной переменной – заключения о режиме работы узла многопараметрического контроля [102,103].

В качестве первичных источников сигналов используются методики измерения времен спин-спиновой релаксации T_{2i} , населенностей протонов P_{2i} и амплитуд сигналов спин-эхо A_{2i} , разработанные в работах [13-23]. Связь с блоком (сервером) обработки данных, в котором имеется программное обеспечение (ПО) для контроля функционирования системы ИИУУ производится по многоканальной связи.

На рисунке 5.4 представлена структурная схема автоматизированной информационно-измерительной системы контроля для куста из трех скважин МАЦИС [24], управляемых от комплекса ПМРА по патенту [101].

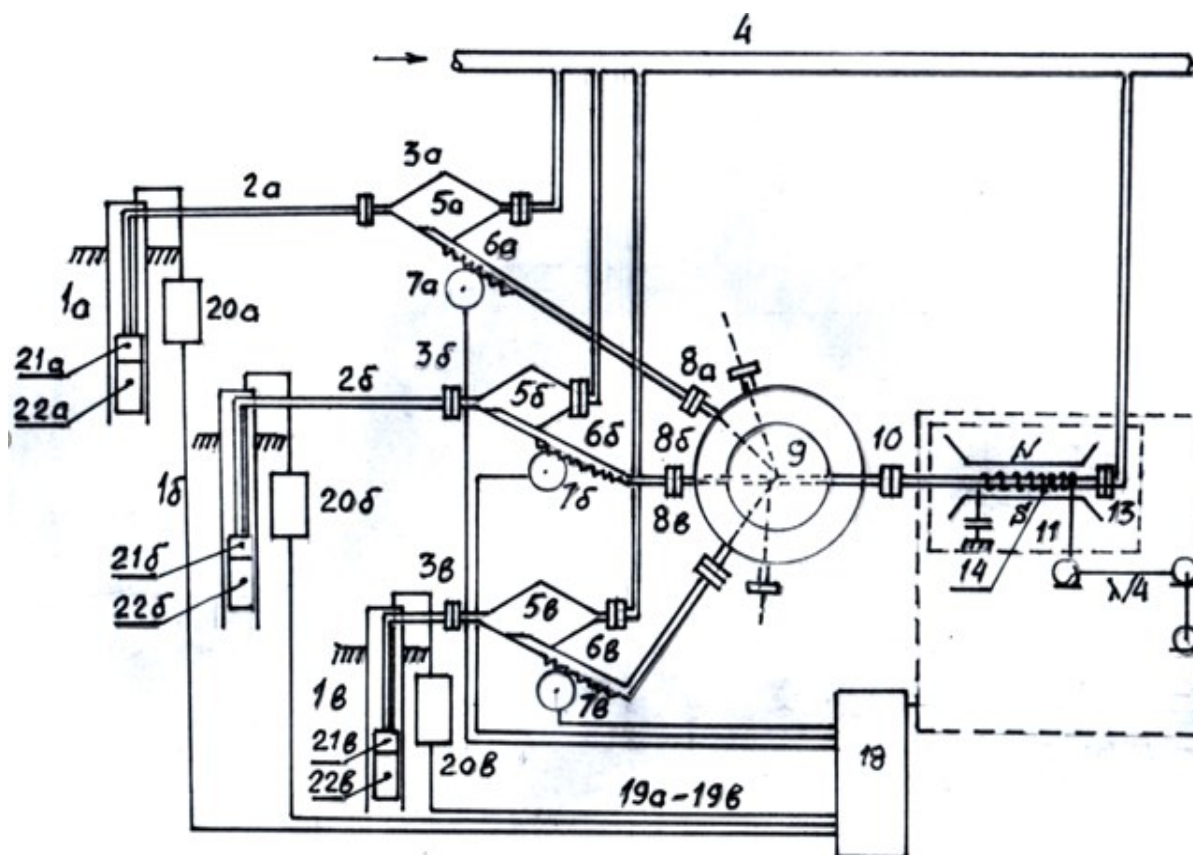


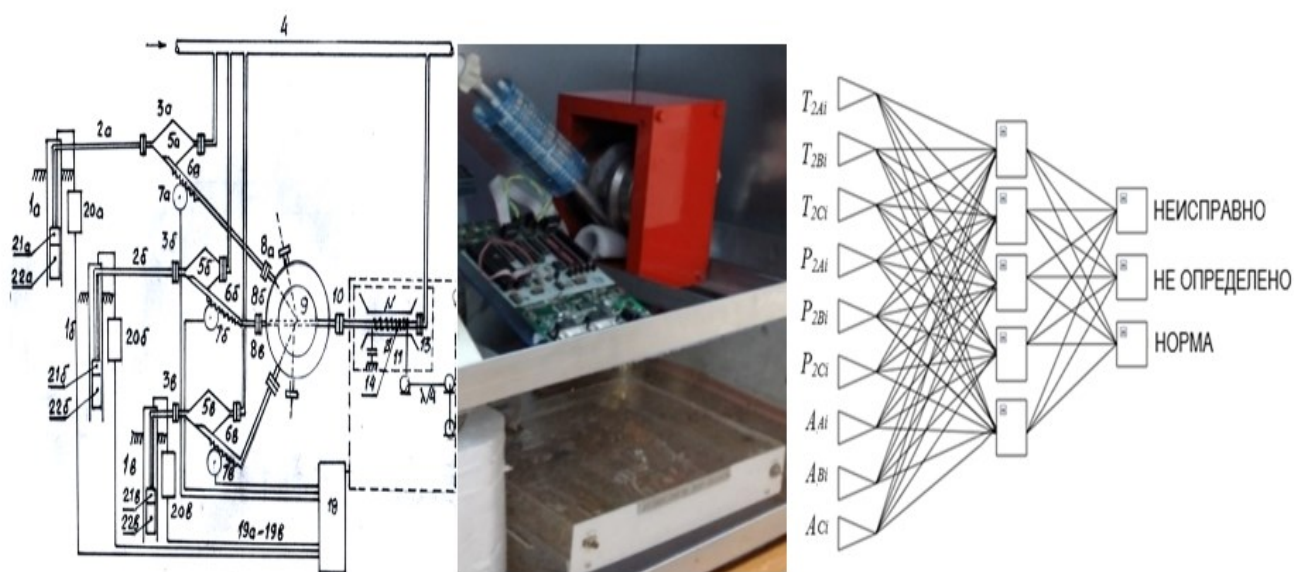
Рисунок 5.4 – Структурно-функциональная схема контроля работой куста скважин от ПМРА-IV с применением ИНС.

Рассмотрим основные блоки и элементы схемы при её работе на ЦМ.

Здесь 1а,б,в – скважины МАЦИС, 2а,б,в – трубопровод для подачи СКЖ из скважин через штуцеры 3а,б,в, приводимые в движение гребенками 7а,б,в, в измерительные емкости 5а,б,в системы представительного пробоотбора ПМРА. Отбираемый поток СКЖ, попадая в расширение измерительной части системы пробоотбора 5а,б,в, снижает скорость v и увеличивает давление P пропорционально $\sqrt{S}$, где S – сечение [104]. В результате происходит интенсивная турбулизация и перемешивание водо-нефтяной смеси (СКЖ, эмульсии), которая гомогенизируется, поскольку скорость потока будет определяться разницей давлений $(P_i - P_0)$ в сечениях S_i и S_0 , где S_0 – сечение патрубка на входе поступления СКЖ [105]. При положении патрубка на уровне сечения S_0 , когда разница давлений P_d в датчике ПМР и в самом нижнем положении конуса расширения трубы P_0 равны нулю $(P_d - P_0) = 0$, независимо от скорости и давления P_0 в магистральной трубе, скорость движения потока через датчик ПМР

также будет равна нулю, и измерение можно осуществлять в так называемом «остановленном потоке». Это позволяет отказаться от взрывозащищенных вентилей, имеющих ограниченный ресурс работы. Через входной патрубок ба,б,в со скоростью u_i , (определяемой положением патрубка) поток жидкости поступает через входы 8а,б,в в круговой распределитель потоков 9 и далее поочередно-последовательно от каждой скважины порция жидкости поступает в катушку 14 датчика ПМР 11 в зазоре магнита 13 релаксометра ПМР и выходит через выходной патрубок в магистральную трубу 4 [104]. Из катушки датчика ПМР сигнал в виде девяти параметров ПМР подается в персептрон ИНС, с выхода которого получается информация о готовности канала измерения/обработки сигналов ПМР и о характеристиках нефти.

В комплексе система может быть представлена в виде рисунка 5.5.



а) структура куста скважин б) фото ПМРА; в) персептрон с магнитом ПМРА;

Рисунок 5.5 – Структурная схема системы контроля куста скважин

через ПМРА+ИНС

При обработке полученных ПМР-параметров в полной мере может быть использована возможность многопараметрической верификации данных о характеристиках нефти, скважинной жидкости и воды [14,16], представленная в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристики СКЖ и нефти, измеряемые по ПМР-параметрам системой на базе ПМРА-IV

Характеристики скважинной жидкости, нефти и воды	Возможность использования параметров ПМР (+)				
	Времена спин-решеточной релаксации $T_{1i}(i = A, B, C)$	Времена спин-спиновой релаксации $T_{2i}(i = A, B, C)$	Скорость релаксации $R_{1,2} = (T_{1,2i})^{-1}$	Амплитуды сигналов спин-эхо $A_i(i = A, B, C)$	Насыщенность протонов $P_i(\%)$
Скорость потока v (м/сек)	+	+	+	+	+
Скорости потоков фаз v_i (м/сек)	+	+	+	+	+
Дебит скважин $Q = v \cdot S$ (м ³ /час)	+	+	+	+	+
Влажность СКЖ $W(\%)$	+	+	+	+	+
Газосодержание G (м ³ /м ³)				+	
Плотность нефти (кг/м ³)	+	+	+	+	
Молекулярная масса а.е.м	+	+	+	+	
Концентрация серы (%)	+	+	+		+
Концентрация асфальтено-смола (%)	+	+	+	+	
Вязкость динамическая (мПа·с)	+	+	+		
Вязкость кинематическая (мм ² /с)	+	+	+		
Вязкостный фактор $T_{1,2}/TK(с/К)$	+	+	+		
Температура застывания нефти $T_{ЗАС}(°C)$	+	+			
Температура застывания дизтоплива $T_{ЗДТ}(°C)$	+	+			
Концентрация нефти в воде C (мг/л)	+	+	+		
Концентрация солей в воде C (мг/л)	+	+	+		

Здесь + обозначены параметры ПМР, которые можно использовать для определения характеристики СКЖ и нефти [105], перечисленные в левом столбце.

5.4. Работа автоматизированной информационно-измерительной системы контроля на основе ИНС в Интернет-пространстве управления работой куста нефтегазовых скважин

С развитием цифровых интернет-технологий вещей, появляются возможность контроля работы нефтяных скважин и установок подготовки нефти ЦМ через Интернет, вести мониторинг их работы, получать аналитические данные с датчиков, сообщения и отчеты о добыче, информировать удаленного пользователя о сбоях в работе оборудования и в режиме реального времени принимать решения об их устранении [106] (патент РФ, США № 10.940.273) по каждой из скважин несколько раз в день.

Инициализация контроллера и передача данных может производиться по Интернет-сообщениям. В патенте [107] системы управления и получения данных находятся в спутниковой связи с удаленным контроллером.

Но во всех патентах предусматривается использование погружных датчиков, что затратно и требует постоянного контроля. Приборно-программный комплекс на базе ПМРА объединяющее автоматику и программное обеспечение, это делает его перспективным направлением в экспресс-контроле скважин на ЦМ используя интернет-технологии.

В системе измерительно-информационного контроля система релаксометром ПМР выполняет следующие действия. СКЖ из скважин 1а-1в через выкидные нефтепроводы 2а-2в каждой из скважин поступает в устьевые модули 3а-3в и выходит в магистральный трубопровод 4. Часть СКЖ попадает в подвижные патрубки 5а-5в, через гребенки 6а-6в проводимые в движение ЭД 7а-7в и далее через входные патрубки 8а-8в кругового переключателя потоков 9 через патрубок 10 поочередно поступает в датчик 11 релаксометра 17 проточного ПМР 12, где производится замер параметров СКЖ и далее трубопровод 4. Сигнал ПМР через $\lambda/4$ волновую линию поступает в приемник 16 релаксометра ПМР 17 в составе ПМР

ПМРА к 12, соединенный с блоком управления 18, в котором формируется сигнал управления и с которого по шинам 19а-19в поступают сигналы на преобразователь напряжения/частоты (ПНЧ) 20а-20в, меняющий напряжение и частоту ПЭД 21а-21в УЭЦН 22а-22в [23].

Клиентская часть является ключевым компонентом, позволяющим операторам получать доступ к различным датчикам и системам на поле. Маршрутизатор каналов связи обеспечивает соединение с анализаторами на разных скважинах или установках подготовки нефти по протоколу *RS-485*, а также позволяет передавать данные по сети *GSM* через *Ethernet/Internet* на сервер систему контроля ЦМ. Одним из основных преимуществ данного способа контроля является возможность дистанционного управления на основе технологий сотовой связи и Интернета.

Важным элементом для релаксометра ПМР в составе автоматизированной системы контроля является *IRZ Collector* [108]. Технология *GSM* обеспечивает всесторонний охват и обширную сеть, позволяя собирать и обрабатывать большие объемы данных в режиме реального времени. Популярен опрос устройств по протоколу *GPRS* [109,110]. Этому способствует широкое распространение у сотовых операторов безлимитных тарифов на 3g/gprs передачу данных. Для решения задачи приемлемо использовать персональный компьютер в качестве сервера и модема *iRZ ATM2-485* в качестве клиента для веб-доступа к ПМРА-IV в информационных сетях. Блоки и релаксометр ПМР для многопараметрического контроля подсоединяются параллельно к одному модему на интерфейс *RS-485*. Модем обеспечен каналом связи с веб-сервером по протоколу *IP*. Каждому релаксометру сопоставляется *IP* адрес: порт, через которое программное обеспечение выполняет опрос данных (см. рис. 5.6) [101].

Если соединение персонального компьютера с Интернет осуществляется через роутер, то для связи *iRZ-Dispatcher* и *iRZ-Server* используется отдельный локальный порт. Диспетчер имеет встроенные средства для удаленной настройки модемов. Каждому модему *ATM* присвоен заводской *IMEI*, ему сопоставляют отдельный *COM*-порт или связку локальный *ip*-адрес:порт [101]. На скважинах и

установках подготовки нефти на ЦМ может быть создана система опроса датчиков релаксметров через GPS-Glonass маршрутизатором каналов связи через GSM-модем iRZ ATM2-485.

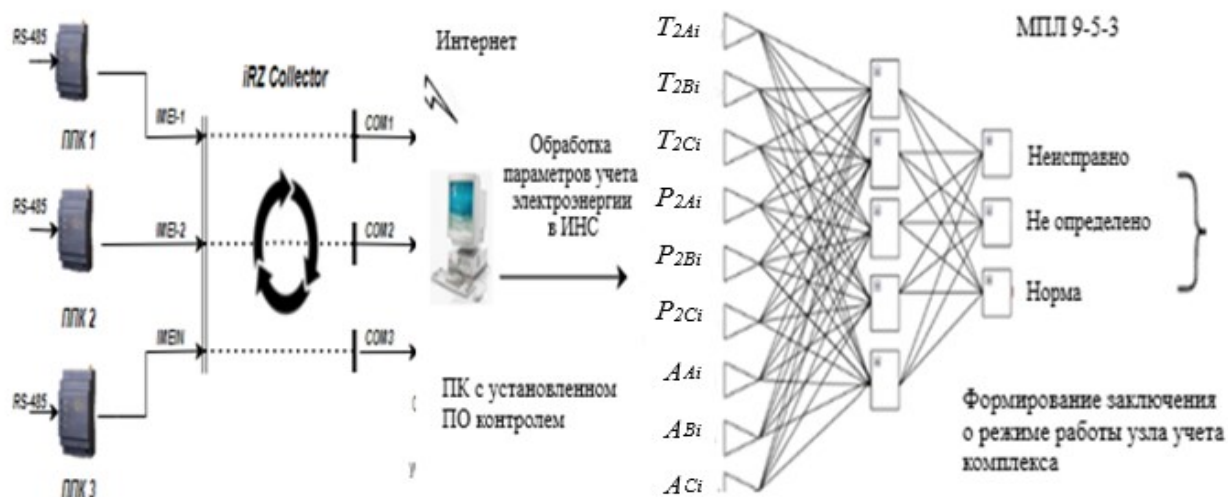


Рисунок 5.6 – Структурная схема контроля через ИНС в Интернет пространстве

5.5. Разработка программного обеспечение в *LabView* контроля характеристик нефти непосредственно у центробежного насоса

На рисунке 5.7 представлена в *LabView* программа измерения одной из характеристик СКЖ, нефти, водо-нефтяной эмульсии или воды.

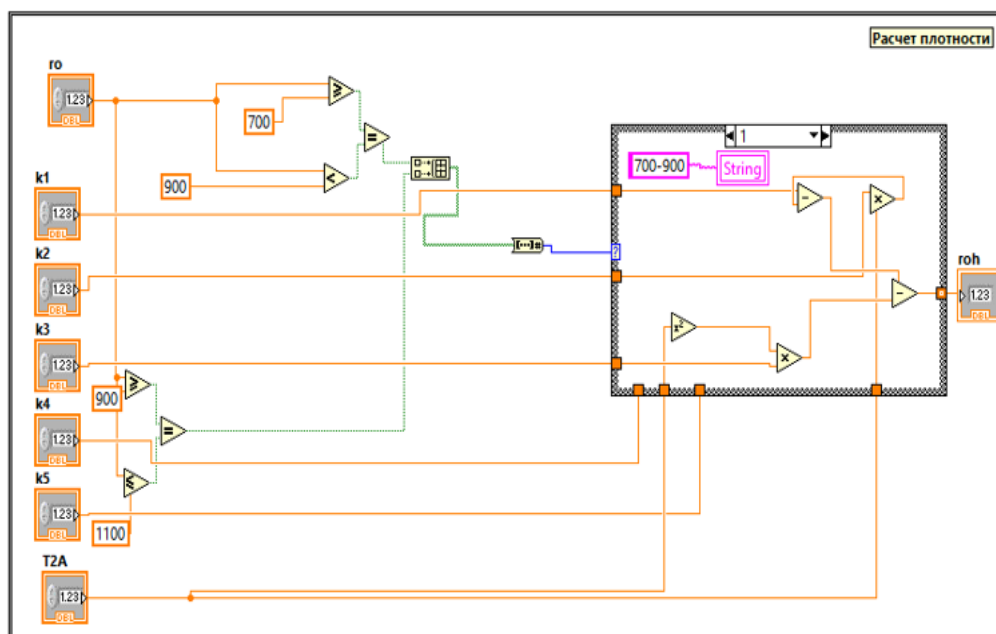


Рисунок 5.7 – Программа измерения характеристик СКЖ по ПМР-данным

Всеобъемлющий контроль с использованием ПМРА с ИНС обеспечивается многопараметричностью анализа характеристик скважинной жидкости и нефти измеряемых по ПМР-параметрам релаксметром ПМР в составе ПМРА, представленной в таблице 5.1.

В программе *Labview* смоделированы структурные схемы ввода параметров ПМР (см. рис. 5.8) расчетом исходных данных и вычисления физико-химических свойств СКЖ и нефти для автоматизации измерений (см. рис. 5.9).

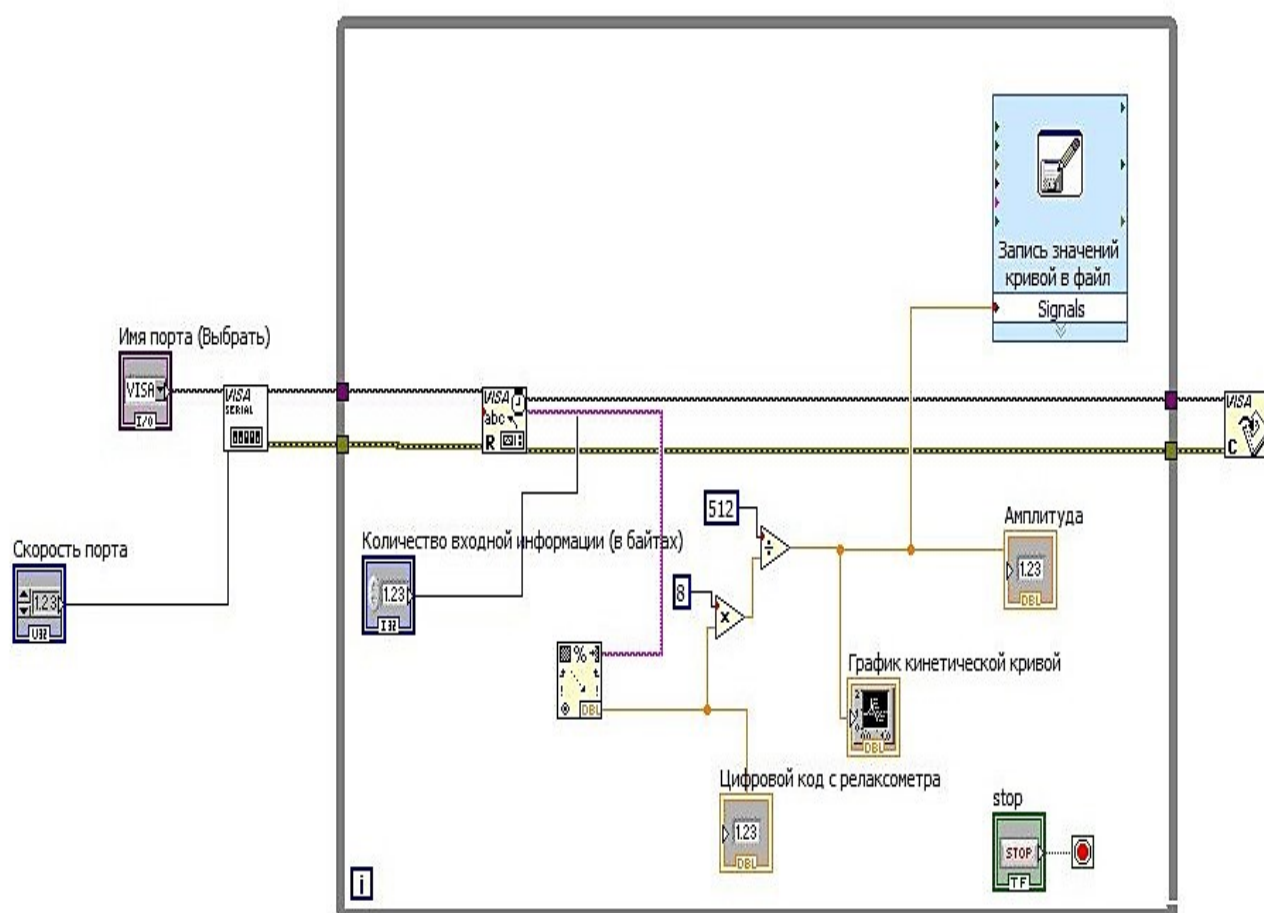


Рисунок 5.8 – Программа в *LabView* ввода измеренных ПМР-данных в компьютер

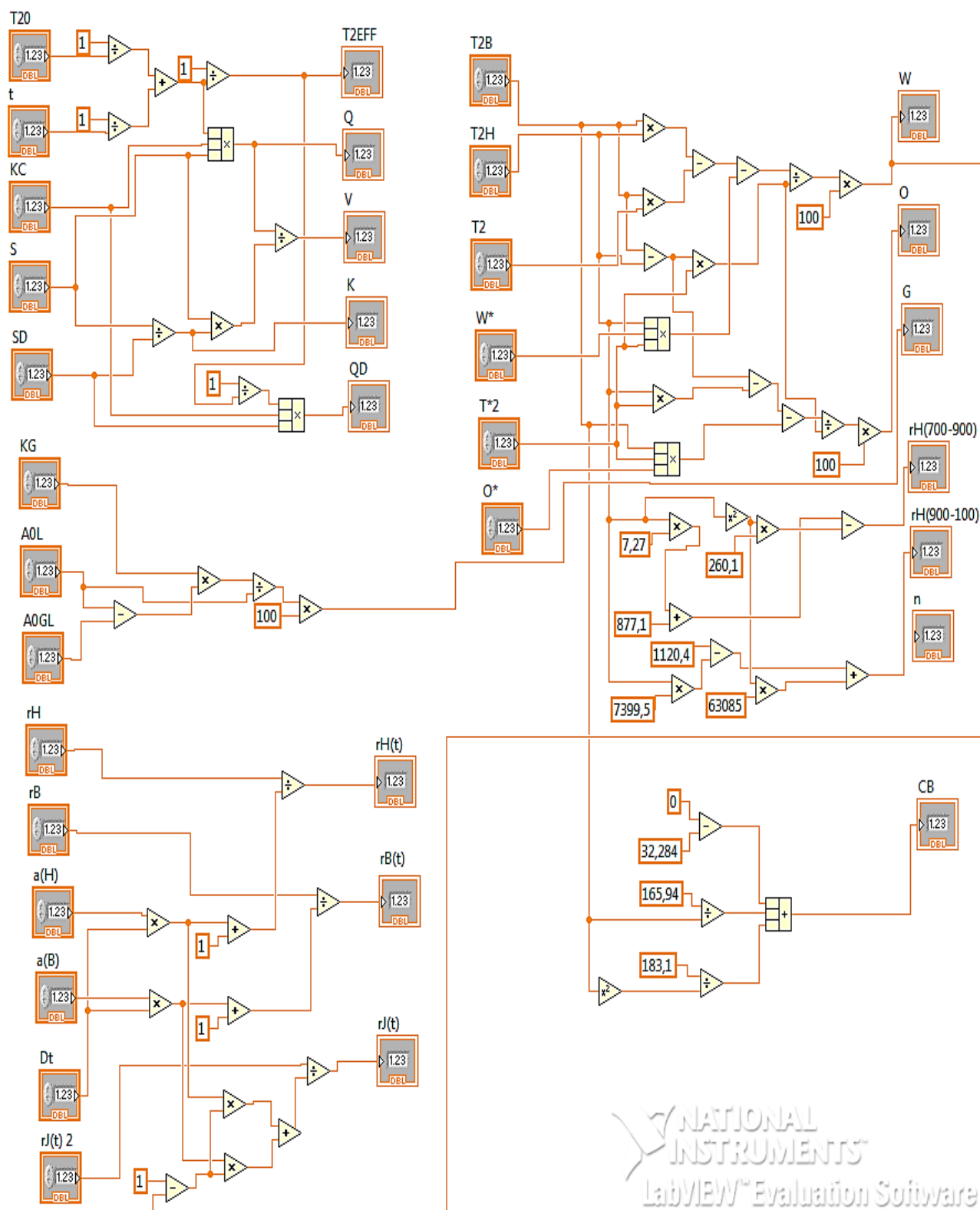


Рисунок 5.9 – Программа в *LabView* вычисления свойств скважинной жидкости и нефти по данным измерений ПМР-релаксации.

Для контроля процесса нефтедобычи в программе *LabView* разработаны методики вычисления по ПМР-параметрам характеристик нефти: плотности СКЖ на участке «забой скважины – прием насоса» с учетом газонасыщенности G ,

температурных зависимостей плотности нефти $\rho^t H$, воды $\rho^t B$, объемного коэффициента жидкости B^* при разных давлениях на входе в насос.

Плотность СКЖ по ПМР-параметрам рассчитывается по уравнению, согласно формуле [111]:

$$\rho_{\text{см}} = ([\rho_B W + p_H(1 - W) \cdot (1 - G) + p_r G] \quad (5.2)$$

где ρ_B – плотность пластовой воды, p_r – плотность газа; G – текущее объемное газосодержание; W – обводненность водо-нефтяной смеси.

$$\rho^t H = \rho_H / (1 + \alpha_H \Delta t) \quad (5.3)$$

$$\rho^t B = \rho_B / (1 + \alpha_B \Delta t) \quad (5.4)$$

$$\rho^t_{\text{Ж}} = \rho_{\text{Ж}} / [(1 - W)(1 + \alpha_H \Delta t) + (1 - W)(1 + \alpha_B \Delta t)] \quad (5.5)$$

где α_H , α_B , Δt – коэффициенты объемного расширения нефти и пластовой воды.

Объемный коэффициент жидкости B^* при давлении на входе в насос можно рассчитать по формуле:

$$B^* = W + (1 - W) \cdot [1 + (B - 1)\sqrt{P_1/P_2}], \quad (5.6)$$

где B – объемный коэффициент при давлении насыщения P_2 ; P_1 – давление на входе в насос. Дебит жидкости вычисляется на входе в насос по формуле [111]:

$$Q_1 = Q \cdot B^* \quad (5.7)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационном исследовании обоснованы способы повышения достоверности измерений характеристик нефти методом ПМР при зависимости их дисперсий σ от; соотношений ПМР-параметров (A_i, T_{2i}) , наличия шума, присутствия промахов, неточности установки длительности δ радиочастотного импульса, возбуждающего сигналы спин-эхо. С помощью искусственного интеллекта из базы данных, полученных за 40 лет естественным интеллектом, подбираются наиболее соответствующие на данный момент экспериментальным релаксационным кривым. С их использованием определяются режимы и параметры измерений $(T, N, \tau_o, n, t_\partial)$, при которых они получены, вычисляются обратным преобразованием Лапласа спектры точных параметров ПМР (A_i, T_{2i}, P_i) , определяется готовность релаксометра ПМР к измерениям и обработке больших объемов, текущих данных.

1. Разработан метод снижения неопределенностей параметров ПМР от неточности установки длительности радиочастотного импульса применением импульсной последовательности Карра-Парселла-Мейбум-Гилла.

2. Разработан по результатам математического моделирования дисперсий σ ПМР-параметров (A_i, T_{2i}) при разных их соотношениях и при наличии шума метод снижения неопределенностей параметров ПМР путем: увеличения числа накоплений n для уменьшения σ ; изменения температуры измерений образца для увеличения времени релаксации T_{21} ; уменьшения периода запуска T серии импульсов для снижения значений A_{21} насыщением импульсами длинновременной компоненты T_{21} .

3. Предложен метод получения точных параметров ПМР (A_i, T_{2i}) применением к релаксационным кривым обратного преобразования Лапласа L^{-1} . Точные параметры необходимы для подбора с помощью искусственного интеллекта из базы данных релаксационной кривой, наиболее соответствующей экспериментально измеряемой на данный момент, а по ней – режимов измерения $(T, N, \tau_o, \delta, n)$.

4. Предложены методы контроля готовности каналов измерения релаксметра ПМР. Первый метод основан на применении искусственных нейронных сетей, второй - на методе 3σ по ГОСТ-2013 ГСИ. Доверительный уровень в методе ИНС по сравнению с методом 3σ выше в 1,4 раза (99,8 % против 72,6 %), неопределенность контроля через искусственную нейронную сеть составила 0,25% по сравнению с 2,7% при методе 3σ .

5. Установлено, что многослойный персептрон со структурой МЛП 9-5-3 с девятью нейронами во входном слое, пятью в промежуточном и тремя в выходном слое, более точен и чувствителен к определению режимов «Норма» и «Неисправно» по сравнению с аналогичным МЛП 9-25-3.

6. Разработана с применением искусственных нейронных сетей схема управления проточным анализатором ПМР кустом скважин нефтедобычи МАЦИС по патенту №2681738, вошедшему в число лучших 100 по РФ в 2019-2020-х годах.

7. Разработан набор методик вычисления по ПМР-параметрам в программе *LabView* характеристик нефти: плотности скважинной жидкости на участке «забой скважины – прием насоса» и объемного коэффициента жидкости B^* при разных давлениях на входе в центробежный насос для снижения неопределенности контроля процесса нефтедобычи.

Результаты исследования внедрены на кафедрах Приборостроение и мехатроника и Цифровые системы и модели КГЭУ, в Национальном образовательном центре «Исследование и моделирование материалов» Института машиностроения, материалов и транспорта Санкт-Петербургского Политехнического университета Петра Великого.

В перспективе предполагается существенно расширить базу данных релаксационных кривых нефтей Поволжья и Зап. Сибири, включив в неё релаксационные кривые нефтей Восточной Сибири и Казахстана, а также релаксационные кривые в сточных, поверхностных водах, загрязненных солями металлов и нефтью. Дополнить базу данными о температурных зависимостях РК для повышения достоверности измерений характеристик нефти и эмульсий

компенсацией этих зависимостей, что позволит существенно расширить область применения разработанных методов повышения достоверности, в том числе на удаленных скважинах и морских платформах. Максимально автоматизировать процесс измерения/обработки, включив в предподготовку диагностику узлов релаксометра ПМР и анализатора ПМРА.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Власов, Д.Ю. Автоматизация мониторинга и факторный анализ отклонений по добыче / Д.Ю.Власов, А.А. Занчаров, Е.В. Юдин, Г.А. Мосягин // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 3. – С. 78-82.
2. Фаткуллин, А.А. Измерение содержания воды в сырой нефти / А. А. Фаткуллин // Мир измерений. – 2013. – № 3. – С. 16-21.
3. NMR-Analyser for Automatic Control of Physical-Chemical Parameters of Crude Oil and Bitumen. / R.S. Kashaev [et al.] // Magnetic Resonance & Related Phenomena: Ext. Abs. XXVIII Ampere Cong. Canterbury, UK, 1996. – P. 295–296.
4. Патент № 57478U1 Российская Федерация, МПК G06F 7/00(2006.01). Устройство для линейного объединения независимых оценок показателей надежности подобных изделий при известных дисперсиях: N2005111069: заявлено 14.04.2005: опубл. 10.10.2006 / Корнилов В.Ю., Рыбаков А.А., Удников А.С. [и др.]. – 9 с.
5. МИ 3532-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти: утверждена Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии от 24 августа 2015 г. / Разработана ФГУП «ВНИИР». – Казань, 2015. – 65 с.
6. Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://oilcapital.ru/news/markets/24-12-2003/evolyutsiya-izmereniy-mnogofaznyh-potokov-i-ih-vliyanie-na-upravlenie-ekspluatatsiey> (дата обращения: 15.12.2020)
7. ГОСТ 8.587-2019. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений: межгосударственный стандарт: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 ноября 2019 г. N 1170-ст: введен впервые: 2019-04-30 / Подготовлен

Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть». – Москва: Стандартиформ, 2019. – 50 с.

8. ГОСТ 34396-2018. Системы измерения количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия: межгосударственный стандарт: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 24 мая 2018 г. N 272-ст: введен впервые: дата введения 2018-12-01 / Подготовлен Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть». – Москва: Стандартиформ, 2018. – 28 с.

9. Scott, S.L. Status Multiphase Metering [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/06_Multiphase.pdf (дата обращения: 12.12.2020).

10. Кашаев, Р.С. Аппаратура и методики ЯМР – анализа нефтяных дисперсных систем / Р.С. Кашаев // LAP Lambert Academic Publishing, 2012. – 100 с.

11. Hogendoorn, J. Magnetic Resonance Technology. A New Concept for Multiphase Flow Measurement / J. Hogendoorn, A. Boer, M. Appel, H. de Jong [et al.] // 31st International North Sea Flow Measurement Workshop, 22-25 October 2013, Tonsberg, Norway. – 22 p.

12. Кашаев, Р.С. Интеллектуальные мехатронные системы экспресс-контроля добычи и подготовки нефти / Р.С. Кашаев, О.В. Козелков // Фундаментальная и прикладная наука: состояние и тенденции развития: Монография. – Петрозаводск: Международный центр научного партнерства «Новая Наука», 2023. – С. 363-374.

13. Релаксометр протонного магнитного резонанса / Р.С. Кашаев, А.Н. Темников, Ч.В. Тунг [и др.] // Приборы и техника эксперимента. – 2019. – № 2. – С. 145-148.

14. Kashaev, R. Online Multiphase Flow Measurement of Crude Oil Properties Using Nuclear (Proton) Magnetic Resonance Automated Measurement Complex for

Energy Safety at Smart Oil Deposits / R. Kashaev, N.D. Ahn, V. Kozelkova, O. Kozelkov [et al.] // Energies. – 2023. – Vol. 16. – № 3. – P. 1-16.

15. Kashaev, R.S. On-line express-analyzer and method of water monitoring on the base of proton magnetic resonance / R.S. Kashaev, O.V. Kozelkov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Kazan, 29 октября – 02 2018 года. Vol. 288. – Kazan: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012035.

16. Kozelkov, O.V. Technologies for rapid monitoring and treatment of oil to remove impurities in a mechatronic plant controlled by a hardware and software system using pmr relaxometry / O.V., Kozelkov A.G., Mikhailov G.A. Ovseenko [et al.] // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. 2023. V. 57. № 5. P. 1249-1253.

17. Kashaev, R.S. Multiparametric flow-through measuring complex for express control of oil quality using a proton magnetic resonance relaxometry method / R.S. Kashaev, V.O. Kozelkova, G.A., Ovseenko [et al.] // Measurement Techniques. 2023. V. 66. № 5. P. 349-358.

18. Кашаев, Р.С. Проточные протонные магнитно-резонансные анализаторы для контроля скважинной жидкости по ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ / Р.С. Кашаев, О.В. Козелков, Б.Э. Кубанго // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. – Т. 19 – № 1-2. – С. 137-151.

19. Автоматическое управление электроцентробежным насосом, используя контроль параметров скважинной жидкости проточным магнитно-резонансным анализатором / Р.С. Кашаев, О.В. Козелков, Н.А. Малев, Б.Э. Кубанго // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. – Т. 19. – № 5-6. – С. 119-131.

20. Кашаев, Р.С. Способы и мехатронные комплексы нефтедобычи / Р.С. Кашаев, О.В. Козелков, Б.Э. Кубанго // Современные наукоемкие технологии. – 2017. – № 6. – С. 52-57.

21. Кашаев, Р.С. Приборы и методы анализа физико-химических свойств нефти / Р.С. Кашаев, О.В. Козелков // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 7. – С. 12-17.

22. Кашаев, Р.С. Приборно-мехатронный комплекс отбора пробы из потока

нефти / Р.С. Кашаев, О.В. Козелков // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 8 (часть 1). – С.38-43.

23. Патент № 2689103 Российская Федерация, МПК E21B 47/00 (2012.01), E21B 43/00 (2006.01). Многофункциональная автоматическая цифровая интеллектуальная скважина: N2018116940: заявлено 07.05.2018: опубл. 23.05.2019 / Кашаев Р.С., Козелков О.В., Сафиуллин Б.Р. – 10 с.

24. Артюшкин, И.В. Разработка автоматической системы управления процессом термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий на основе искусственной нейронной сети / И.В. Артюшкин, А.Е. Максимов // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2017. – № 1(53). – С. 7-15.

25. Глазунова, А.М. Применение искусственных нейронных сетей для решения задач обработки измерительной информации в электроэнергетической системе: специальность 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Глазунова Анна Михайловна; Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. – Иркутск, 2002. – 19 с.

26. Патент № 2614338С1 Российская Федерация, МПК E21B 47/10 (2012.01), E21B 43/20 (2006.01). Способ оперативного управления заводнением: N2015156293: заявлено 25.12.2015: опубл. 24.03.2017 / Бриллиант Л.С., Комягин А.И., Бляшук М.М. [и др.] – 20 с.

27. Хайкин, С. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание / Саймон Хайкин. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1104 с.

28. Киселев, В.А. Обоснование выбора оптимальных показателей обучения искусственных нейронных сетей, сформированных для определения кадастровой стоимости земель населенных пунктов / В.А. Киселев, С.С. Гринченко // Имущественные отношения в РФ. – 2012. – № 11 (134). – С.68-76.

29. Lu, C. Quantifying the Impact of Natural Fractures and Pore Structure on NMR Measurements in Multiple-Porosity Systems / C. Lu, Z. Heidari // International Petroleum Technology Conference. – 2014. – S. 23.

30. Ge, X. Reservoir pore structure classification technology of carbonate rock based on NMR T_2 spectrum decomposition / X. Ge, Y. Fan, Y. Cao [et al.] // Applied Magnetic Resonance. – 2014. – Vol. 45. – № 2. – p. 155-167.
31. Coates, G.R. NMR Logging Principles and Applications /G.R. Coates, L. Xiao, M.G. Prammer // Halliburton Energy Services. – 1999. – 253 p.
32. Sakhaee-Pour, A. Effect of pore structure on the producibility of tight-gas sandstones / A. Sakhaee-Pour, S.L. Bryant // AAPG Bulletin. – 2014. – Vol. 98. – №4. – P.663-694.
33. Вяткин, Д.А. Использование множественных функций потерь для обучения нейронной сети / Д.А. Вяткин // XIV Ежегодная научная сессия аспирантов и молодых ученых: материалы Всероссийской научной конференции: в 3 т., Вологда, 24–27 ноября 2020 года. Том Т.1. – Вологда: Вологодский государственный университет, 2020. – С. 37-41.
34. Loss Functions and Optimization Algorithms. Demystified. Medium [Электронный ресурс]. – URL: <https://medium.com/data-science-group-iitr/loss-functions-and-optimization-algorithms-demystified-bb92daff331c> (дата обращения: 21.12.2020).
35. Metrics to Evaluate your Machine Learning Algorithm. Towards data science [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://towardsdatascience.com/metrics-to-evaluate-your-machine-learningalgorithm-f10ba6e38234> (дата обращения: 21.12.2020).
36. Predicting Metrics With Neural Nets. Medium [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://medium.com/swlh/predicting-metrics-with-neural-nets-2425244c9f2e> (дата обращения: 21.12.2020).
37. Ineza Havugimana, L.F. Review of Artificial Intelligent Algorithms for Engine Performance, Control, and Diagnosis / L.F. Ineza Havugimana, B. Liu, F. Liu, [et al.] // Energies. – 2023. – Vol.16. – №3. – P. 1-25.
38. Soofastaei, A. Development of a multilayer perceptron artificial neural network model to determine haul trucks energy consumption / A. Soofastaei, S.M. Aminossadati, A.M. Mohammad, K.S. Mehmet // International Journal of Mining Science and Technology. – 2016. – №26(2). – P. 1-9.

39. Фазылова, М.В. Алгоритм обучения нейронных сетей для задач диагностики состояния оборудования нефтегазовой отрасли / М.В. Фазылова // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 1. – С. 1-7.

40. Rosenblatt, F The Perceptron: A probabilistic model for information storage and organization in the brain / F. Rosenblatt // Psychological review. – 1958. – Vol. 65. – № 6. – P. 386-408.

41. Audrain-Pontevia, A. Kohonen self-organizing maps: a neural approach for studying the links between attributes and overall satisfaction in a services context / A. Audrain-Pontevia // Kohonen Self-Organizing Maps – 2006. – Vol. 19. – P. 128-138.

42. Круглов, В.В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика / В.В. Круглов, В.В. Борисов – 2-е изд., стереотип. – М.: Горячая линия-Телеком, 2002. – 382 с.

43. Оценка влияния искусственного интеллекта на оффшорную нефть и газ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://habr.com/ru/companies/otus/articles/472394/> (дата обращения 20.10.2021).

44. Гончаров, Д.С. Когерентные оптико-цифровые корреляторы изображений с нейросетевой обработкой выходных сигналов: специальность 01.04.21 «Прикладная математике и информатика»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук / Гончаров Дмитрий Сергеевич; Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ». – Москва, 2021. – 23 с.

45. Романчук, В.А. Разработка алгоритма оптимизации вычислений в нейрокомпьютерных системах / В.А. Романчук // Теория. Практика. Инновации. – 2017. – № 10(22). – С. 11-17.

46. Попов, Е.А. Внедрение алгоритмов машинного обучения в производственные процессы компаний нефтяной и газовой промышленности / Е.А. Попов, М.А. Стариков, А.А. Невкин // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 36-40.

47. ГОСТ 8.010-2013 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Методики выполнения измерений. Основные положения (с

Изменением N 1): внесен Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт): дата введения 2015-03-01. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 14 ноября 2013 г. N 44). Разработан Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»). Москва: Стандартинформ, 2013. – 17 с.

48. ГОСТ 34100.3 2017/ ISO/IEC Guide 98 3:2008. Неопределенность измерения. Руководство по выражению неопределенности измерения. Подготовлен Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 125 «Статистические методы в управлении качеством продукции» на основе собственного перевода на русский язык англоязычной версии международного документа, указанного в пункте 5: внесен Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 14 июля 2017 г. № 101-п). Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 12 сентября 2017 г. № 1065-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34100.3—2017 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 сентября 2018 г. ООО «НИИ Транснефть». – Москва: Стандартинформ, 2018. – 112 с.

49. Improving the information veracity of the complex of multiparametric control of the relaxometer based on a neural network / G.A. Ovseenko, R.S. Kashaev, O.V. Kozelkov [et al.] // 2023 5th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering,(REEPE). – 2023. – 5 p.

50. Овсеенко, Г.А. Математическая модель мехатронного комплекса на основе метода контроля достоверности / Г.А. Овсеенко, Р.С. Кашаев, А.Ш. Хафизова // Научно-технический вестник Поволжья. – 2023. – № 10. – С. 33-36.

51. Apparatus for on-line structure-dynamic analysis of oils by nuclear magnetic resonance relaxometry method / G. Ovseenko, O. Kozelkov, R. Kashaev, T. Trang // Scientific research of the SCO countries: synergy and integration. September 15, 2021.

Beijing, PRC, Beijing, PRC, 15 сентября 2021 года. – Beijing, PRC: AUS PUBLISHERS, 2021. – P. 190-194.

52. Письменный, Д.Т. Конспект лекций по теории вероятностей, математической статистике и случайным процессам. / Д.Т. Письменный – 3-е изд. – М.: «Айрис Пресс». 2008 – 288 с.

53. Кацко, И.А. Теория вероятностей и математическая статистика: учебник для вузов / И.А. Кацко, П.С. Бондаренко, Г.В. Горелова. – 3-е изд., испр. и доп. – Санкт-Петербург: Лань, 2023. – 436 с.

54. Баврин, И.И. Математическая обработка информации: учебник / И.И. Баврин. – Москва: Прометей, 2016. – 262 с.

55. Баврин, И.И. Теория вероятностей и математическая статистика: учебник / И.И. Баврин.— М.: Высш. шк., 2005.— 160 с.

56. Теория вероятностей и математическая статистика: учебное пособие / сост. Г.Е. Шевелев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 114 с.

57. Гурьянов, А.А. Теория вероятностей и математическая статистика: учебное пособие / сост. Г.Е. Шевелев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 114 с

58. Analytical Methods Committee, AMCTB No 56. What causes most errors in chemical analysis? Analytical Methods. – 2013, – №5, – P.2914-1915.

59. ГОСТ Р 8.736–2011. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 декабря 2011 г. N 1045-ст: переиздан: дата переиздания 2019-03-01 / подготовлен Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева». – Москва: Стандартинформ, 2019. – 26 с.

60. Богомолова, С.А. Процессы метрологического обеспечения сборочного

производства / С.А. Богомолова, И.В. Муравьева // Сборка в машиностроении, приборостроении. – 2019. – № 5. – С. 202-207.

61. Фаюстов, А. А. Еще раз о критериях отсеивания грубых погрешностей / А. А. Фаюстов // Законодательная и прикладная метрология. – 2016. – № 5(144). – С. 25-30.

62. Новицкий, П.В. Динамика погрешностей средств измерений / П.В. Новицкий, И.А. Зограф, В.С. Лабунец. – Ленинград: Энергоатомиздат: Ленингр. отд-ние, 1990. – С. 191.

63. Основы информационных и измерительных технологий: учебное пособие / В.В. Косулин – Казань: КГЭУ, 2004. – 308 с.

64. Овсеенко, Г.А. Контроль достоверности измерений методом ПМР-релаксометрии использованием нейронных сетей / Г. А. Овсеенко, Р. С. Кашаев, О. В. Козелков // В сборнике: Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве. Материалы VIII Национальной научно-практической конференции. Казань, 2023. С. 96–98.

65. Кашаев, Р.С. Мехатронный комплекс на основе метода ПМР и контроль достоверности его измерений / Р. С. Кашаев, Г. А. Овсеенко, О. В. Козелков // Технические и технологические системы: Материалы тринадцатой Международной научной конференции, Краснодар, 23–25 ноября 2022 года. – Краснодар: Общество с ограниченной ответственностью «Издательский Дом – Юг», 2022. – С. 143-149.

66. Оценка уровня шума генератора сигналов сверхмалого напряжения / А. С. Баширов, В. Ю. Соловьев, Д. А. Баловнев, В. Е. Красовский // Вопросы радиоэлектроники. – 2018. – № 2. – С. 128-135.

67. Златоустов, С.В. Измерение токовых шумов как метод контроля качества микропленочных резисторов / С.В. Златоустов, С.О. Острова, В.Р. Асадуллина // Радиоэлектроника. – 1970. – Т.13. – №9. – с.1124-1129.

68. Волович, Г.И. Схемотехника аналоговых и аналогово-цифровых электронных устройств / Г.И. Волович . – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва :

ДМК Пресс, 2018. – 637 с.

69. Попов, Ю.В. Искажения информации в бортовых устройствах регистрации / Ю.В. Попов, Д.В. Клочков // Авиакосмическое приборостроение. – 2019. – № 3. – С. 27-54.

70. Численное определение релаксационных параметров ЯМР в сложных гетерогенных системах / А. В. Панюшкин, С. М. Прудников, Л. В. Зверев [и др.] // Журнал прикладной спектроскопии. – 2003. – Т. 70, № 4. – С. 570-573.

71. Модель для описания многоэкспоненциальных сигналов ядерной магнитной релаксации / А.В. Панюшкин, Л.В. Зверев, С.М. Прудников [и др.] // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Естественные науки. – 2003. – № 2(122). – С. 50-52.

72. Исследование показателей качества и ядерно-магнитных релаксационных характеристик льняных масел / А. И. Блягоз, Е. П. Корнена, Е. В. Лисовая, Д. В. Вергун // Новые технологии. – 2009. – № 4. – С. 9-14.

73. Богомолова, С.А. Процессы метрологического обеспечения сборочного производства / С.А. Богомолова, И.В. Муравьева // Сборка в машиностроении, приборостроении. – 2019. – № 5. – С. 202-207.

74. Эстеркин, Р.И. Эксплуатация, ремонт, наладка и испытания теплотехнического оборудования: учебник для техникумов / Р.И. Эстеркин – 3-е изд., перераб. и доп. СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отд-ние, 1991. – 304 с.

75. Приближенная оценка газосодержания пластовых нефтей восточного участка ОНГКМ при различных давлениях / Т. В. Фролова, Г. Э. Никольский, Н. И. Тюхтин, Л. Г. Петров // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 8. – С. 51-53.

76. Вашман, А.А. Ядерная магнитная релаксация и ее применение в химической физике / А.А. Вашман, И.С. Пронин; Академия наук СССР, Институт физической химии. – М.: Наука, 1979. – 235 с.

77. Уэстбрук, К. Магнитно-резонансная томография: практическое руководство / К. Уэстбрук, К. Каут Рот, Дж. Тэлбот ; пер. с англ. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2012. – 448 с.

78. Carr, H.Y. Effects of diffusion on free precession in nuclear magnetic resonance experiments / H.Y. Carr, E.M. Purcell // *Physical Review* – 1954. – Vol. 94. – № 3. – P. 630-638.

79. Meiboom, S. Modified spin-echo method for measuring nuclear relaxation times / S. Meiboom, D. Gill // *Review of Scientific Instruments* – 1958. – Vol. 29. – № 8. – P. 688-691.

80. Овсеенко, Г.А. Возможность применения нейронной сети в автоматической системе управления процессами добычи и подготовки нефти / Г.А. Овсеенко, Р.С. Кашаев // *Информационные технологии в строительных, социальных и экономических системах: научно-технический журнал*. – 2022. – № 1. – С. 48-53.

81. Овсеенко, Г.А. Использование искусственных нейронных сетей для контроля достоверности измерений свойств нефтяных дисперсных систем релаксметром протонного магнитного резонанса / Г.А. Овсеенко, Р.С. Кашаев, О.В. Козелков // *Journal of Advanced Research in Technical Science*. – Seattle, USA: SRC MS, AmazonKDP. – 2022. – Issue 31. – P. 39-41.

82. Ovseenko G.A. Application of nuclear magnetic resonance for the express-control of water concentration / Kashaev R.S., Ovseenko G.A., Kozelkova V.O., Kozelkov O.V., N.C. Kien., Tung T.V // *Proceedings of the 2022 4th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2022*. С. 489.

83. Овсеенко, Г.А. Измерения физико-химических характеристик методами контроля достоверности и контроля функционирования при эксплуатации нейронной сети / Г.А. Овсеенко, Р.С. Кашаев // *Высшая школа: научные исследования: Материалы Межвузовского международного конгресса (г. Москва, 10 ноября 2022 г.)*. Часть 2. – Москва: Издательство Инфинити, 2022. – С. 124-128.

84. Soren, B.E Modern Magnetic Resonance / B.E. Soren, T. Henrik, B. Ramsus // *Chemistry and Materials Science*. – 2006. – № 7.

85. Provencher, S.W. A constrained regularization method for inverting data represented by linear algebraic or integral equations / S.W. Provencher // *Computer Physics Communications*. – 1982. – Vol. 27. – P. 213-227.

86. Provencher, S.W. CONTIN User Manual / S.W. Provencher // The European Molecular Biology Laboratory (EMBL). Technical Report DA05, European Molecular Biology Laboratory. – 1982. – P. 30.

87. Song, Y. Resolution and uncertainty of Laplace inversion spectrum / Y. Song // Magnetic resonance Imaging. – 2007. – Vol.25. – №4. – P. 445-448.

88. Numerical methods for solving Ill-Posed Problems / A.N. Tikhonov, A.V. Goncharsky, V.V. Stepanov, A.G. Yagola – Nedra: Moscow, Russia, 1992. – p. 232.

89. Estimating Water Content in Water–Oil Mixtures and Porous MEDIA They Saturate: Joint Interpretation of NMR Relaxometry and Dielectric Spectroscopy / M. Shumskayte, A. Mezin, E. Chernova [et al.] // Geosciences (Switzerland). – 2022. – Vol. 12. – № 4. – P. 1-13.

90. Кашаев, Р.С. Минимизация ошибок эксперимента в методе ПМР и возможности получения спектра времен релаксации / Р.С. Кашаев, А.Ю. Свинин, О.В. Козелков // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2018. – Т. 20. – № 11-12. – С. 152-160.

91. Зеленов, А.С. Исследование влияния градиента магнитного поля на результаты измерений методом ядерного магнитного резонанса / А. С. Зеленов, Ю. Л. Иванов // Каротажник. – 2015. – № 8(254). – С. 42-52.

92. Перепухов, А.М. Алгоритм обратного преобразования Лапласа для обработки сложных релаксационных зависимостей / А.М. Перепухов, С.Л. Шестаков // ТРУДЫ МФТИ. Труды Московского физико-технического института (национального исследовательского университета). – 2010. – Т. 2, № 2(6). – С. 35-40.

93. Кашаев, С.-Х.Г. Протонная спин-решеточная релаксация, вязкость и колебание молекул в ряду *n*-парафинов / С.-Х.Г. Кашаев, Б. Ле, М.З. Зинятов // Докл. АН СССР. – 1964. – Т. 157. – № 6. – С. 1438-1440.

94. Lapshenkov, E. M. Synthesis of compact patterns for NMR relaxation decay in intelligent «electronic tongue» for analyzing heavy oil composition / E.M. Lapshenkov, V.Y. Volkov, V.P. Kulagin // Journal of Physics: Conference Series, Tomsk, 17–20 января 2018 года. – Tomsk, 2018. – P. 032083.

95. Диго, Г.Б. О проблемах прогнозирования момента наступления

рискового события при эксплуатации технических систем / Г.Б. Диго, Н.Б. Диго // Инновационные, информационные и коммуникационные технологии. – 2017. – № 1. – С. 362-366.

96. Горбачевская, Е.Н. Обучение искусственной нейронной сети для задач прогнозирования /Е.Н. Горбачевская // Вестник ВУиТ. – 2012. – №2 (19). – С.94-98.

97. Мыльников, Л.А. Статистические методы интеллектуального анализа данных / Л.А. Мыльников – СПб.: БХВ-Петербург, 2021. – 240 с.

98. Машинное обучение. Основы нейронных сетей [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.dmitrymakarov.ru/intro/neural-21/> (дата обращения 20.10.2023).

99. Солдатов, А.А. Информационно-измерительная система контроля функционирования комплекса учета распределенного энергопотребления на основе искусственной нейронной сети: специальность 05.11.16 «Информационно-измерительные и управляющие системы (по отраслям)»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Солдатов Антон Александрович; Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева. – Казань, 2019. – 176 с.

100. Гусарова, О.М. Нейронные сети в кредитном скоринге / О.М. Гусарова, П.И. Комаров, Д.Э. Денисов // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2018. – № 5 – С. 107-113.

101 Патент № 198224 Российская Федерация, МПК C10G 33/02 (2006.01), B01D 17/04 (2006.01). Устройство для обезвоживания водонефтяных эмульсий: N2019137175: заявлено 19.11.2019: опубл. 25.06.2020 / Кашаев Р.С., Киен Н.Т., Тунг Ч.В., Козелков О.В. – 6 с.

102. Овсеенко, Г.А. Автоматическая система управления процессами добычи и подготовки нефти на основе нейронной сети / Г.А., Овсеенко, Р.С. Кашаев // В сборнике: Энергия-2022. Семнадцатая всероссийская (девятая международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: Материалы конференции. В 6-ти томах. г. Иваново, 2022. С. 20.

103. Овсеенко, Г.А. Интеллектуальная система управления мехатронного

комплекса при добыче и подготовки нефти / Г.А., Овсеенко, Р.С. Кашаев // В В сборнике: Национальная (с международным участием) научно-практическая конференция «Цифровые системы и модели: теория и практика проектирования, разработки и применения», 10-11 апреля 2024 года, г. Казань. С. 1004–1007.

104. Кашаев, Р.С. Установка по снижению концентрации парафина в нефти и нефтепродуктах, управляемая от ЯМР-анализатора / Р.С. Кашаев, О.В. Козелков, Л.Р. Хазиахметова // Современные наукоемкие технологии. – 2015. – № 7. – С. 43-47.

105. Овсеенко, Г.А. Измерение концентрации солей и нефти в сточных водах протонно-магнитным релаксометром / Г.А. Овсеенко., Р.С. Кашаев, А.В. Чупаев // Вода: химия и экология. 2023. № 3. С.18-22/

106. Патент № 2510971 США, МПК G06F 17/40 (2006.01), E21B 43/00 (2006.01), G05B 19/00 (2006.01). Связь на месте в реальном времени через интернет с диспетчером скважины для постоянной скважины: N2009140781: заявлено 09.04.2008: опубл. 10.04.2014 / Робенсон А.Л., Доадо Д.М., Пинел Д.Л. [и др.] – 32 с.

107. Patent № 6873264 США, Int. Cl. G08B 21/00. Method and apparatus for detecting angular phase difference: N200020158769: заявлено 24.01.2001: опубл. 29.03.2005 / Ikeda A., Yamashita H., Yamaguchi M., Ibushi J. – 22 p.

108. Петрова Ю.О. Руководство по настройке серверного ПО IRZ Collector / П.В. Маликова, Ю.О. Петрова. – Волгоград: ООО «СИМЭНЕРГО». – 2014. – 30 с.

109. Степанов, М.Е. Инновационные подходы к электроприводам для снижения общего энергопотребления в нефтегазовой отрасли США / М.Е. Степанов // Тенденции развития науки и образования – 2024. – № 114. – С. 168-173.

110. Контролируемое и неконтролируемое обучение: в чем разница? [Электронный ресурс]. – URL: <https://habr.com/ru/companies/ibm/articles/554048/> (дата обращения: 21.12.2023).

111. Кашаев, Р.С. Проточные ЯМР-анализаторы для контроля скважинной жидкости, сырой нефти и нефтяных дисперсных систем / Р.С. Кашаев, Б.Э. Кубанго – Тамбов: ООО «Консалтинговая компания Юком». – 2016. – 82 с.

Приложение А

Статистика режимов работы узлов учета комплекса многопараметрического контроля работы релаксометра ПМР, применяемая при обучении искусственной нейронной сети

№ п.п.	$A_{A_0Э}-A_{A_0T}$	$A_{B_0Э}-A_{B_0T}$	$A_{C_0Э}-A_{C_0T}$	$P_{A_0Э}-P_{A_0T}$	$P_{B_0Э}-P_{B_0T}$	$P_{C_0Э}-P_{C_0T}$	$T_{A_0Э}-T_{A_0T}$	$T_{B_0Э}-T_{B_0T}$	$T_{C_0Э}-T_{C_0T}$	Режим работы
1	-1,95	2,64	2,70	-1,95	2,64	2,70	-0,44	-8,37	-9,73	не определено
.....										
10	2,18	1,90	2,10	2,18	1,90	2,10	8,58	-0,61	-8,03	не определено
.....										
20	0,62	0,41	-1,06	0,62	0,41	-1,06	0,44	0,00	3,40	неисправно
.....										
30	-2,25	-0,05	-1,02	-2,25	-0,05	-1,02	0,00	-13,84	-2,84	неисправно
.....										
40	1,67	-2,79	-1,75	1,67	-2,79	-1,75	-13,44	4,74	-6,70	не определено
.....										
50	0,14	1,42	-1,93	0,14	1,42	-1,93	-11,29	5,77	0,00	неисправно
.....										
60	-0,29	0,10	-0,14	-0,29	0,10	-0,14	2,51	0,29	3,84	норма
.....										
70	0,86	0,94	-0,09	0,86	0,94	-0,09	-5,19	-10,47	-10,96	не определено
.....										
80	1,10	-0,78	-1,10	1,10	-0,78	-1,10	1,00	1,33	3,84	норма
.....										
90	1,87	-1,47	-2,99	1,87	-1,47	-2,99	-3,90	-14,17	-8,56	не определено
.....										
100	-1,63	0,79	0,27	-1,63	0,79	0,27	2,61	-13,92	11,11	не определено
.....										
110	0,82	0,26	-0,77	0,82	0,26	-0,77	2,08	3,65	2,85	норма
.....										
120	0,49	-0,57	1,49	0,49	-0,57	1,49	2,84	3,99	0,53	норма
.....										
130	-1,00	1,42	-1,43	-1,00	1,42	-1,43	0,00	4,69	0,44	неисправно
.....										
140	-1,78	-2,02	-0,91	-1,78	-2,02	-0,91	-4,64	5,10	11,69	не определено
.....										
150	-0,81	0,72	-0,20	-0,81	0,72	-0,20	2,11	2,74	1,27	норма
.....										
160	0,64	-1,69	-2,57	0,64	-1,69	-2,57	5,69	-7,59	6,81	не определено
.....										
170	-0,38	0,04	1,78	-0,38	0,04	1,78	-1,90	-1,57	6,89	не определено
.....										
180	2,87	2,25	-0,93	2,87	2,25	-0,93	0,00	14,01	1,20	неисправно
.....										

190	−0,24	1,25	−0,77	−0,24	1,25	−0,77	1,58	4,34	0,00	неисправно
.....										
200	0,40	−0,83	1,02	0,40	−0,83	1,02	3,33	0,76	4,35	норма
.....										
210	−0,75	1,23	−0,98	−0,75	1,23	−0,98	0,91	3,69	0,00	неисправно
.....										
220	2,33	−1,19	−1,52	2,33	−1,19	−1,52	−9,21	−12,11	11,08	не определено
.....										
230	0,21	1,15	0,79	0,21	1,15	0,79	0,00	0,01	4,17	неисправно
.....										
240	−0,82	−0,29	1,45	−0,82	−0,29	1,45	1,35	2,16	0,96	норма
.....										
250	2,75	0,94	1,15	2,75	0,94	1,15	−10,29	−10,52	12,66	не определено
.....										
260	1,49	−0,50	1,23	1,49	−0,50	1,23	2,67	0,00	3,21	неисправно
.....										
270	1,12	0,82	0,37	1,12	0,82	0,37	1,58	3,90	0,00	неисправно
.....										
280	−0,62	2,27	2,24	−0,62	2,27	2,24	−14,96	0,00	5,80	неисправно
.....										
290	0,15	−2,27	−1,10	0,15	−2,27	−1,10	14,17	−4,27	0,00	неисправно
.....										
300	−0,15	1,19	−0,65	−0,15	1,19	−0,65	−14,49	−13,96	−0,83	не определено
.....										
310	−0,42	1,52	2,13	−0,42	1,52	2,13	0,00	−7,08	0,30	неисправно
.....										
320	0,63	−0,06	1,31	0,63	−0,06	1,31	2,72	0,13	0,00	неисправно
.....										
330	−1,23	−2,25	1,64	−1,23	−2,25	1,64	−13,12	5,22	−7,92	не определено
.....										
340	1,91	1,43	1,37	1,91	1,43	1,37	−0,15	7,46	−6,02	не определено
.....										
350	−0,93	−1,09	0,73	−0,93	−1,09	0,73	3,56	4,91	2,10	норма
.....										
360	2,12	2,74	−2,45	2,12	2,74	−2,45	7,14	−9,14	−8,73	не определено
.....										
370	−0,80	1,22	0,27	−0,80	1,22	0,27	4,68	0,02	1,35	норма
.....										
380	−0,76	1,12	−1,43	−0,76	1,12	−1,43	0,00	0,34	2,33	неисправно
.....										
390	−0,46	−1,40	0,40	−0,46	−1,40	0,40	3,10	0,06	2,64	норма
.....										
400	−1,39	1,33	1,10	−1,39	1,33	1,10	0,92	1,58	0,70	норма
.....										
410	−0,97	0,87	1,12	−0,97	0,87	1,12	0,00	1,91	3,30	неисправно
.....										
420	−0,48	0,25	0,16	−0,48	0,25	0,16	2,46	2,88	0,95	норма

.....										
430	1,31	-2,23	-2,26	1,31	-2,23	-2,26	-14,45	10,36	0,00	неисправно
.....										
440	0,31	0,44	1,41	0,31	0,44	1,41	3,09	0,96	3,59	норма
.....										
450	0,07	0,54	-0,04	0,05	0,54	-0,04	0,95	1,94	0,02	неисправно
.....										
460	2,26	0,19	-0,12	2,26	0,19	-0,12	11,78	14,04	13,27	не определено
.....										
470	-1,09	-0,32	-0,33	-1,09	-0,32	-0,33	2,75	0,37	2,57	норма
.....										
480	-2,49	1,10	1,78	-2,49	1,10	1,78	13,01	-10,04	6,91	не определено
.....										
490	-0,32	-1,03	0,36	-0,32	-1,03	0,36	3,36	4,88	3,10	норма
.....										
500	0,07	-0,98	0,70	0,07	-0,98	0,70	3,93	0,00	0,62	неисправно
.....										
510	0,17	-0,23	-0,06	0,17	-0,23	-0,06	-12,33	10,02	8,88	не определено
.....										
520	-0,68	-0,28	0,13	-0,68	-0,28	0,13	2,37	1,89	4,55	норма
.....										
530	0,80	0,24	-1,25	0,80	0,24	-1,25	1,79	3,71	2,23	норма
.....										
530	0,80	0,24	-1,25	0,80	0,24	-1,25	1,79	3,71	2,23	норма
.....										
540	1,06	1,71	1,98	1,08	1,72	1,97	3,52	0,00	-6,00	неисправно
.....										
550	0,70	0,22	-1,10	0,70	0,22	-1,10	0,00	-11,78	-6,58	неисправно
.....										
560	2,47	1,19	2,70	2,47	1,19	2,70	-5,51	-14,54	0,46	не определено
.....										
570	-0,47	-0,33	-0,69	-0,47	-0,33	-0,69	0,08	0,00	1,62	неисправно
.....										
580	0,68	1,37	0,11	0,68	1,37	0,11	0,00	2,57	2,92	неисправно
.....										
590	0,21	-1,60	2,69	0,21	-1,60	2,69	4,05	-14,10	8,87	не определено
.....										
600	0,64	-1,34	0,96	0,64	-1,34	0,96	0,00	3,09	3,45	неисправно
.....										
610	2,75	1,45	0,61	2,75	1,45	0,61	-5,98	-1,62	-10,79	не определено
.....										
620	1,84	-1,11	2,92	1,84	-1,11	2,92	4,30	-10,93	-10,31	не определено
.....										
630	0,00	-0,43	-0,94	0,00	-0,43	-0,94	2,30	3,06	3,43	норма
.....										
640	2,02	2,50	-2,75	2,02	2,50	-2,75	11,12	4,80	12,70	не определено
.....										

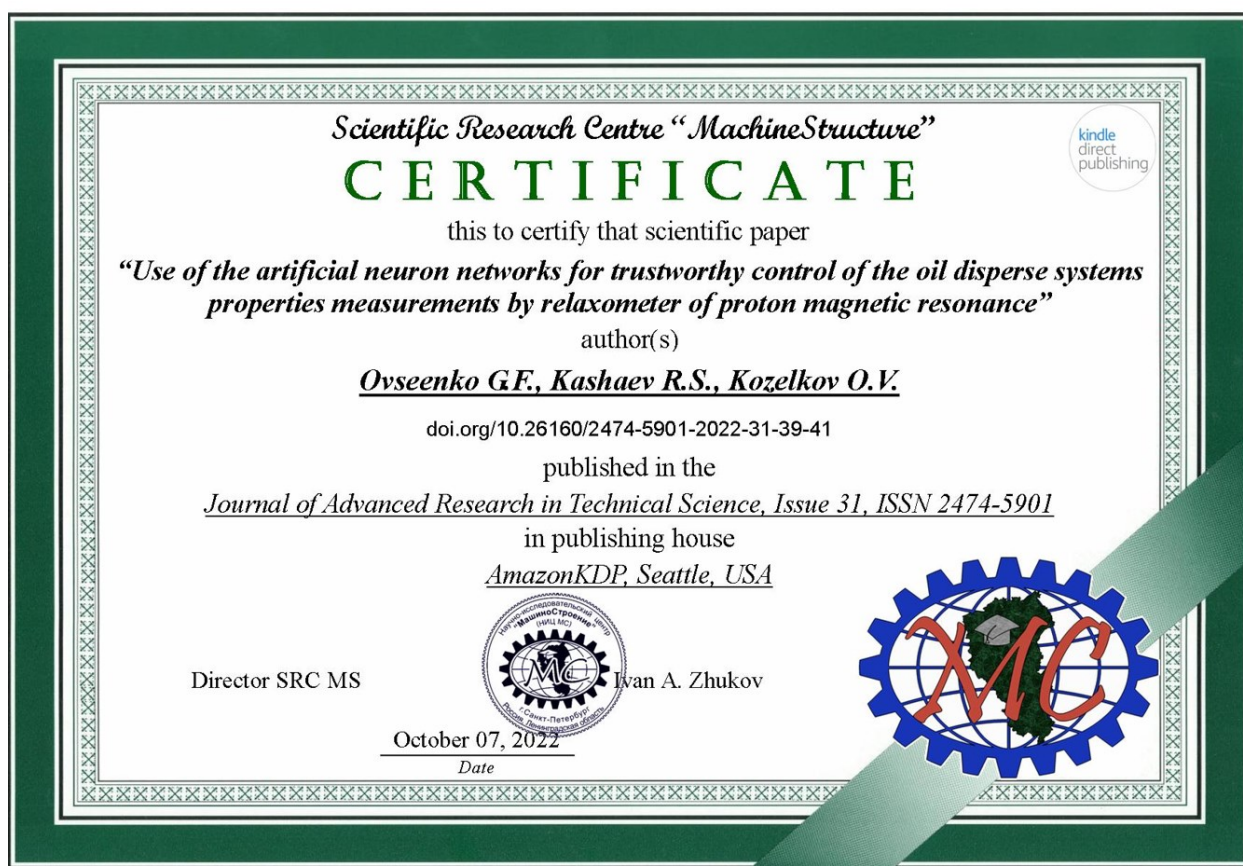
650	0,82	0,16	−0,15	0,82	0,16	−0,15	2,11	3,58	3,22	норма
.....										
660	1,22	0,55	2,73	1,22	0,55	2,73	−2,27	−9,02	−14,44	не определено
.....										
670	2,73	0,79	−2,53	2,73	0,79	−2,53	0,00	3,89	14,46	неисправно
.....										
680	−0,70	0,33	−0,55	−0,70	0,33	−0,55	2,78	2,73	1,06	норма
.....										
690	−1,13	1,45	−1,02	−1,13	1,45	−1,02	0,71	3,49	7,92	не определено
.....										
700	2,47	−0,14	2,27	2,47	−0,14	2,27	−1,82	11,33	−6,75	не определено
.....										
710	−0,32	−0,06	−2,41	−0,32	−0,06	−2,41	0,00	11,14	−8,99	неисправно
.....										
720	−1,20	−2,68	0,50	−1,20	−2,68	0,50	−0,58	−3,55	0,00	неисправно
.....										
730	−0,94	−1,21	1,12	−0,94	−1,21	1,12	2,44	0,66	2,81	норма
.....										
740	−1,09	−0,93	0,31	−1,09	−0,93	0,31	0,00	1,29	1,98	неисправно
.....										
750	0,97	0,51	0,60	0,97	0,51	0,60	4,88	1,44	1,63	норма
.....										
760	0,63	−1,25	0,22	0,63	−1,25	0,22	4,50	4,51	4,62	норма
.....										
770	2,84	−1,19	0,90	2,84	−1,19	0,90	14,84	9,73	4,82	не определено
.....										
780	1,42	1,51	0,34	1,41	1,50	0,34	6,67	−2,39	0,00	неисправно
.....										
790	−0,07	0,27	−1,05	−0,07	0,27	−1,05	1,96	4,94	2,92	норма
.....										
800	−0,80	0,08	1,26	−0,80	0,08	1,26	1,61	1,15	0,59	норма
.....										
810	0,07	−0,81	0,55	0,07	−0,81	0,55	0,00	0,36	1,76	неисправно
.....										
820	1,01	0,23	−1,89	1,01	0,23	−1,89	−12,61	0,00	8,81	неисправно
.....										
830	−0,88	0,70	2,57	−0,88	0,70	2,57	10,50	5,38	0,99	не определено
.....										
840	0,95	−0,14	−0,52	0,95	−0,14	−0,52	0,00	1,41	0,39	неисправно
.....										
850	0,98	2,73	−2,64	0,98	2,73	−2,64	5,08	−4,89	5,28	не определено
.....										
860	−2,64	−1,94	−0,35	−2,64	−1,94	−0,35	11,00	−10,13	0,00	неисправно
.....										
870	1,13	1,28	−0,81	1,13	1,28	−0,81	0,89	0,00	1,81	неисправно
.....										
880	2,32	1,39	0,84	2,32	1,39	0,84	2,58	−3,74	7,56	не определено

.....										
890	0,28	2,65	2,60	0,28	2,65	2,60	6,90	−6,65	0,00	неисправно
.....										
900	2,75	−0,74	2,67	2,75	−0,74	2,67	−6,01	−14,97	6,89	не определено
.....										
910	−1,36	−1,38	1,00	−1,36	−1,38	1,00	3,23	4,50	0,52	норма
.....										
920	2,54	1,84	−0,25	2,54	1,84	−0,25	−11,98	10,93	−11,37	не определено
.....										
930	0,74	−1,06	−0,09	0,74	−1,06	−0,09	0,00	−10,84	−14,60	неисправно
.....										
940	−1,19	0,93	−1,31	−1,19	0,93	−1,31	4,51	3,92	1,39	норма
.....										
950	−0,78	0,44	−1,95	−0,78	0,44	−1,95	13,09	4,07	9,72	не определено
.....										
960	2,71	−2,41	−0,28	2,71	−2,41	−0,28	0,00	−13,87	−2,11	неисправно
.....										
970	−0,56	−1,51	−1,10	−0,56	−1,51	−1,10	−6,68	−11,06	0,00	неисправно
.....										
980	0,45	−2,34	−0,64	0,45	−2,34	−0,64	2,63	14,96	−2,54	не определено
.....										
990	1,74	−2,92	−0,80	1,74	−2,92	−0,80	−6,90	−4,70	12,45	не определено
.....										
1000	−0,97	−0,51	1,38	−0,97	−0,51	1,38	0,39	1,12	0,88	норма
.....										
1050	1,07	−0,79	1,35	1,07	−0,79	1,35	1,63	2,84	2,69	норма
.....										
1100	2,32	−2,73	0,38	2,32	−2,73	0,38	−14,14	6,32	−5,44	не определено
.....										
1200	−1,39	0,73	−1,26	−1,39	0,73	−1,26	0,00	0,10	1,43	неисправно
.....										
1300	−0,52	1,14	0,57	−0,52	1,14	0,57	2,61	3,60	0,13	норма
.....										
1400	−2,14	−0,58	2,81	−2,14	−0,58	2,81	3,29	−5,41	−4,61	не определено
.....										
1500	0,68	−4,42	6,23	0,68	−4,42	6,23	−1,76	−23,49	3,90	не определено
.....										
1600	0,76	−4,97	6,91	0,76	−4,97	6,91	−2,10	−25,93	4,39	норма
.....										
1700	0,83	−5,51	7,59	0,83	−5,51	7,59	−2,45	−28,37	4,88	норма
.....										
1800	0,90	−6,06	8,27	0,90	−6,06	8,27	−2,79	−30,81	5,37	не определено
.....										
1899	0,97	−6,60	8,94	0,97	−6,60	8,94	−3,13	−33,25	5,86	норма

Приложение Б



Приложение В



Приложение Г

Утверждаю:
Первый проректор-
проректор по УР

Леонтьев А.В.



«01» сентября 2023 г.

Акт

внедрения

в научно-исследовательскую деятельность
и образовательный процесс ФГБОУ ВО «КГЭУ»

Настоящий акт составлен в том, что нижеуказанная Методика
обучения нейронной сети в математическом пакете Statistika 10.

Автор(ы) Кашаев Рустем Султанхамитович, Овсенко Галина
Анатольевна

(Указывается фамилия, имя, отчество каждого автора)

внедрена с «1» сентября 2022 г. В учебный процесс кафедры
«Приборостроение и мехатроника»

указать где: наименование кафедры (отдела, иного структурного подразделения университета)

в виде методических материалов для выполнения работ по образовательной
программе 12.03.01 «Приборостроение» дисциплина «Схемотехника
контрольно-измерительных устройств», подготовки бакалавриат.

Директор ИЦТЭ

Беляев Э.И.

Руководитель ООП

Козелков О.В.

Первый автор

Кашаев Р.С.

Второй автор

Овсенко Г.А.

Утверждаю:
Первый проректор-
проректор по УР



Лесонтьев А.В.

«09» сентября 2022 г.

**Акт
внедрения**
в научно-исследовательскую деятельность
и образовательный процесс ФГБОУ ВО «КГЭУ»

Настоящий акт составлен в том, что нижеуказанная Методика обучения нейронной сети в математическом пакете Statistika 10.

Автор(ы) Кашаев Рустем Султанхамитович, Овсенко Галина Анатольевна

(Указывается фамилия, имя, отчество каждого автора)

внедрена с «1» сентября 2022 г. В учебный процесс кафедры «Цифровые системы и модели»

(указать как: наименование кафедры (отдела, иного структурного подразделения университета)

в виде методических материалов для решения задач анализа и прогнозирования по дисциплине «Теория вероятности и математическая статистика» образовательной программы по направлению 09.03.01 «Информатика и вычислительная техника», а также при изучении дисциплины «Нейросетевые технологии в ИСУ» образовательной программы по направлению 01.03.04 «Прикладная математика».

Директор ИЦТЭ

Беляев Э.И.

Руководитель ООП

Смирнов Ю.Н.

Первый автор

Кашаев Р.С.

Второй автор

Овсенко Г.А.

Приложение Д



Утверждаю:
Первый проректор-
проректор по УР

Леонтьев А.В.

« 01 » сентября 2023 г.

Акт
внедрения результатов
диссертационной работы Овсенко Г.А.

Соискатель ученой степени кандидата технических наук, аспирант кафедры «Приборостроение и мехатроника» ФГБОУ ВО «КГЭУ» Овсенко Г.А. и научный руководитель д.т.н., профессор Кашаев Р.С. передают материалы диссертационной работы по специальности 2.2.8 — Приборы и методы контроля и диагностики материалов, изделий, веществ и природной среды «Методы обеспечения достоверности измерений при проточном экспресс-контроле характеристик нефти методом протонного магнитного резонанса» в виде алгоритма и программы контроля работы релаксометра ПМР для использования в работе учебного стенда релаксометра ПМР на кафедру «Приборостроение и мехатроника» для внедрения в научно-исследовательскую деятельность и образовательный процесс кафедры «Приборостроение и мехатроника» при преподавании дисциплин по направлению «Приборостроение»: «Схемотехника контрольно-измерительных устройств» уровень подготовки бакалавриат.

Разработчики: соискатель

Овсенко Г.А.

Научный руководитель,
Профессор

Кашаев Р.С.

Приложение Е

