

На правах рукописи



Овseenко Галина Анатольевна

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

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

Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Казань – 2025

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет» (КГЭУ) на кафедре «Приборостроения и мехатроника»

Научный руководитель: **Кашаев Рустем Султанхамитович**  
доктор технических наук, профессор, профессор  
кафедры «Приборостроения и мехатроника» КГЭУ

Официальные оппоненты: **Астапов Владислав Николаевич**  
доктор технических наук, профессор, профессор  
кафедры «Автоматизация и управление  
технологическими процессами» ФГБОУ ВО  
«Самарский государственный технический  
университет», г. Самара;

**Фаттахов Яхья Валиевич**  
кандидат физико-математических наук, старший  
научный сотрудник, ведущий научный сотрудник  
лаборатории методов медицинской физики  
Казанского физико-технического института имени  
Е.К. Завойского – обособленного структурного  
подразделения ФГБУН «Федеральный  
исследовательский центр «Казанский научный центр  
РАН», г. Казань

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Казанский национальный  
исследовательский технический университет им.  
А.Н. Туполева – КАИ», г. Казань

Защита диссертации состоится «26» сентября 2025 г. в 11 ч 00 мин. на  
заседании диссертационного совета 24.2.310.01, созданного на базе ФГБОУ ВО  
«Казанский государственный энергетический университет», по адресу: 420066,  
г. Казань, ул. Красносельская, д. 51, ауд. Д-224, тел.: (843)519-42-20.

Отзывы на автореферат, с указанием контактных данных и заверенные печатью  
учреждения, просим направлять по адресу: 420066, г. Казань,  
ул. Красносельская, 51, КГЭУ, Ученому секретарю диссертационного совета  
24.2.310.01.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке Казанского  
государственного энергетического университета и на официальном сайте КГЭУ  
<https://kgeu.ru/struktura-vuza/dissertatsionnye-sovety/dissertatsionnyy-sovet-24-2-310-01/soiskatel-ovseenko-galina-anatolevna/>

Автореферат разослан « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета, д.ф.-м.н.



Калимуллин Рустем Ирекович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **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. Кроме того, на отечественных месторождениях в настоящий момент ощущается недостаток интеллектуальных измерительных систем контроля всего набора характеристик добываемой нефти. При этом определяющее значение приобретает обеспечение достоверности/точности измерений и обработки данных, и все измерительные комплексы должны проходить контроль на готовность к анализу. Соответственно, «Энергетической стратегией России до 2035 г.» предусмотрено «создание инновационной системы энергетики с отечественными технологиями без иностранных 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 релаксометру 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 пробоподготовка в методе 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 ИИ на основе ИНС лауреатов Нобелевской премии J. Hopfield и J. Hinton и технических возможностей ЭВМ и предоставляется возможность это сделать сочетанием метода ПМР и ИИ поиском из базы релаксационных кривых (РК), 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 для проведения достоверных проточных измерений с малой неопределенностью (дисперсией).

#### **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.

Для достижения поставленной цели в настоящей диссертационной работе решаются следующие задачи:

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

- соотношений параметров ПМР ( $A_i, T_{2i}$ ), получаемых из релаксационных кривых (РК);

- длительности радиочастотных импульсов  $\delta$  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 РК и деление её на экспоненты.

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

2.3. Из-за неопределенностей параметров ПМР в экстремуме (достигающей  $\pm 10\%$  при 95%-й достоверности) уточнение их обратным преобразованием Лапласа.

2.4. Поиск из базы РК уточненной релаксационной кривой.

2.5. Определение режимов и параметров измерений (периода запуска серии импульсов  $T$ , числа импульсов серии  $N$ , интервалов между ними  $\tau_0$ , числа накоплений  $n$ , моментов  $t_d$  деления релаксационных кривых на компоненты) уточненной релаксационной кривой.

2.6. Установка этого режима на релаксометре 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 и 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 нефтям (~3000 образов РК), экспериментально полученным за 40 лет «естественным интеллектом», методы статистической обработки, математического моделирования, методы ИИ на основе искусственных нейронных сетей. Экспресс-методики контроля разрабатывались с использованием программ *LabView*. Теоретические и экспериментальные результаты основывались на выборе соответствующих текущим измерениям РК, огибающих спин-эхо из базы данных по нефтям с использованием обратного преобразования Лапласа  $L^{-1}$ , используя программу *UpenWin*.

#### **Основные положения, выносимые на защиту:**

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

2. Алгоритм поиска с использованием искусственного интеллекта и 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 ИНС и статистического «метода  $3\sigma$ » для определения его готовности к измерениям и обработке данных.

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

**Теоретическая значимость** работы заключается в разработке основ методов повышения достоверности проточного экспресс-контроля на основе метода ПМР путем применения обратного преобразования Лапласа  $L^{-1}$  и ИНС с использованием многослойного персептрона, математической статистики (метод  $3\sigma$ ), 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 ИИ.

**Практическая значимость** работы заключается в следующем:

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

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

3. Предложена информационно-измерительная система дистанционного контроля функционирования ПМР в составе проточного анализатора на многофункциональных автоматизированных цифровых интеллектуальных скважинах (МАЦИС).

**Научная новизна работы** заключается в следующем:

1. Экспериментально и математическим моделированием определены зависимости дисперсий  $\sigma$  измерений данных от соотношений параметров ПМР-релаксации ( $A_i, T_{2i}$ ), длительности радиочастотного импульса  $\delta$ , 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 РК для выбора параметров измерения релаксометром ( $T, N, \tau_o, n, t_d$ ).

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

4. Разработан алгоритм повышения точности (снижения неопределенности) проточного экспресс-контроля методом ПМР.

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

**Диссертация соответствует паспорту специальности 2.2.8. «Методы и приборы контроля и диагностики материалов, изделий, веществ и природной среды»** по пунктам паспорта 1 – «Научное обоснование новых и усовершенствование существующих методов аналитического и неразрушающего контроля, диагностики веществ, материалов и природной среды»; 3 – «Разработка, внедрение и испытания приборов контроля, веществ и природной среды, способствующих повышению надежности»; 6 – «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».

**Реализация результатов работы**

Результаты работы внедрены в научно-исследовательскую деятельность и образовательный процесс кафедр КГЭУ – «Приборостроения и мехатроника» и

«Цифровые системы и модели» и в НОЦ «Исследование и моделирование материалов» Института машиностроения, материалов и транспорта Санкт-Петербургского Политехнического университета Петра Великого.

### **Апробация работы**

Основные результаты работы докладывалась на 14 международных и всероссийских конференциях: Национальных научно-практических конференциях «Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве» (Казань, 2020-2024); XVII Всероссийской (IX Международной) научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2022» (Иваново, 2022); XXV Всероссийском аспирантско-магистерском научном семинаре, посвященном Дню энергетика (Казань, 2022); Межвузовском международном конгрессе «Высшая школа. Научные исследования» (Москва, 2022); Международной научной конференции «Технические и технологические системы-22» (Краснодар, 2022); International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE) (Moscow, 2022, 2026); Национальной (с международным участием) научно-практической конференции «Цифровые системы и модели: теория и практика проектирования, разработки и применения» (Казань 2024).

**Публикации.** Основное содержание диссертации изложено в 14 научных работах, 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.

### **Личный вклад автора**

Соискателем получены основные результаты исследований, выполненных лично автором или при участии автора, которые отражены в статьях и диссертации, под руководством д.т.н., профессора Кашаева Рустама Султанхамитовича.

### **Структура и объем диссертации.**

Диссертация состоит из введения, 5-ти глав, заключения, списка сокращений, списка литературы, включающего 111 наименований, и 4 приложений. Содержит 129 машинописного текста, проиллюстрированного 36 рисунками и 12 таблицами.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы исследования и степень ее разработанности, сформулированы цель, решаемые задачи исследования, научная новизна, теоретическая и практическая значимость работы, методы исследования, представлены основные положения, выносимые на защиту, обоснованность и достоверность выводов и результатов, апробация, внедрение и структура работы.

**В первой главе** дан обзор существующих методов и аппаратуры проточного контроля на нефтегазовых месторождениях. Контроль характеристик сырья осуществляется по каждой характеристике набором анализаторов разных фирм с разной точностью. Для бригадного учета по ПНСТ 360-2019 при нефтедобыче

используются автоматические групповые замерные установка (АГЗУ) типа Спутник-М измерений дебита, концентраций нефти и воды в сырой нефти взвешиванием. Нет контроля важных показателей в устье нефтедобывающих скважин.

На каф. «Приборостроение и мехатроника» КГЭУ с 2013 г. разрабатываются проточные ПМРА II-III-го поколений. Последний вариант анализатора четвертого поколения ПМРА-IV (рис. 1, а) 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*) (рис. 1, б), 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, представленного в нижней части на рисунке 1, а. 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. В таблице 1 приведены параметры ПМРА-IV в сравнении с аналогом *MRMF-5000*.



а)



б)

Рисунок 1 – а) Релаксометр ПМР-*NP2п* в составе ПМРА-IV; б) *MRMF-5000* (*Krohne*)

Таблица 1 – Параметры ПМРА-IV в сравнении с ПМР-анализатором-аналогом

« <i>MFMA</i> » ( <i>Krohne, Norway</i> ) [16] 2013 г.	0,64-46,3 $m^3/h$ (расход), 0-100 (вода) 0-250 (газ)	$M = 800$ , $L = \varnothing 0.3 \times 3 \text{ m}$ , $P = 1000$	0.5-1.0, расход; 0.5-1.0, вода 0.5-1.0, газ
«ПМРА-IV» (КГЭУ, Казань), 2022 г.	0.66-475 $m^3/h$ (расход); 0-100 (вода, нефть); 0-250 (газ); 700-1100 $kg/m^3$ плотность; 1.5-350 $mPa \cdot s$ вязкость; 0–15 $\mu m$ , Дисперсное распределение капель в эмульсии (ДРК); 0-15% асфальтено-смолы (АС)	$M = 40$ , $L = 1.5 \times 1.5 \times 0.7$ $P = 200$	$\pm 0.5$ , расход, вода, нефть, (при накоплении) $\pm 3.85$ , газ; $\pm 1$ , плотность, вязкость, ДРК, АС

Из таблицы 1 видно, что в отличие от лучшего зарубежного аналога ПМРА-IV имеет преимущества: более широкую номенклатуру измеряемых характеристик

нефти; возможность измерения скоростей  $v_i$  отдельных компонентов потоков; гомогенизация образцов перед измерениями; возможность подключения к магистральной трубе любого диаметра; массо-габариты и цена ПМРА-IV в 20 меньше чем у MFMA (Krohne).

Во второй главе дается научное обоснование новых и усовершенствования существующих методов снижения погрешностей (неопределенностей) определения аналоговых параметров метода ПМР. Так, на рисунке 2 приведены экспериментальные зависимости параметров ПМР-релаксации, времен спин-решеточной  $T_1$  и спин-спиновой  $T_2$  релаксации от неточности установки длительности  $\delta$  первого  $90^\circ$ -го импульса. Из рисунка 2 видно, что длительность  $90^\circ$ -го  $\delta$  импульса сильнее влияет на время спин-решеточной релаксации  $T_1$  (диапазон неопределенностей  $\Delta T_1 = 280$  мс). Для времен  $T_2$  неопределенность составляет  $\Delta T_2 = 15$  мс. Поэтому для большей достоверности измерений следует выбрать  $T_2$ , а в качестве методики их измерений – методику Карра-Парселла-Мейбума-Гилла, которая устраняет расстройку длительности  $\delta$  импульса.

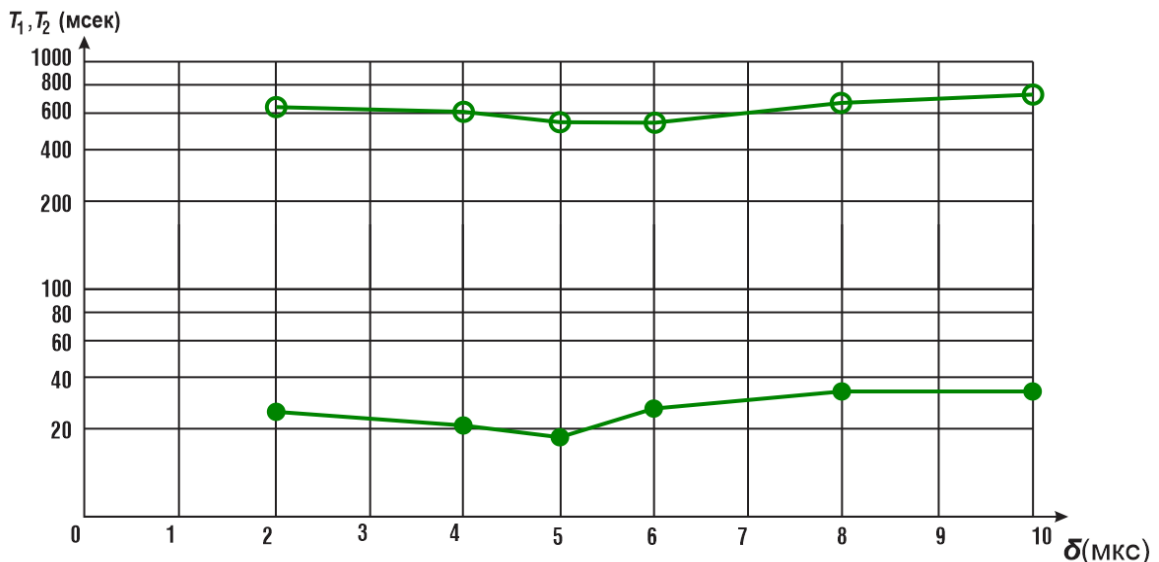


Рисунок 2 – Зависимости времен спин-решеточной  $T_1$  (верхняя кривая) и спин-спиновой релаксации  $T_2$  (нижняя кривая) в двухфазном образце от длительности  $\delta$   $90^\circ$ -го импульса

Для исследования зависимостей дисперсий  $\sigma$  ПМР-параметров ( $A_i$ ,  $T_{2i}$ ) при их разных соотношениях и наличии шума осуществлено их математическое моделирование по релаксационной кривой, которую можно представить в виде:

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

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

Нами для моделирования релаксационной кривой легкой двухкомпонентной нефти использован метод МНК и проведено математическое моделирование разделения релаксационной кривой для определения времен  $T_{2i}$  (длинновременной  $T_{21}$  и коротковременной  $T_{22}$ ) и исследованы зависимости их дисперсий  $\sigma(T_{21}, T_{22})$

при наличии гауссова шума  $\varepsilon$ , для разных отношениях времен релаксации  $T_{21}/T_{22}$  и долей амплитуд  $A_i$ . Пример моделирования, напр. для  $\sigma(T_{21})$ , приведен на рис. 3. Кривые 1-5 на рис. 3 описываются с коэффициентами корреляции  $R^2 = 0,99$  и СКО = 0,1 уравнениями типа:

$$\sigma(T_{21}) = k_1/A_1 + k_2, \quad (2)$$

где  $k_1 = 9,35 \div 41,3$ ;  $k_2 = 0,05 \div 0,09$ . Аналогичные кривые получены для  $\sigma(T_{21}, A_{21})$ . Как видно из рис. 3, дисперсия  $\sigma(T_{21})$  минимальна при максимальных отношениях  $T_{21}/T_{22}$  и долях амплитуды  $A_{21}$  от суммарной амплитуды спин эхо и находится на уровне  $\sigma(T_{21}) < 1,0$  при  $A_1 > 30\%$  и  $T_{22}/T_{21} > 2,0$ . Аналогично, для дисперсии  $\sigma(T_{22})$  короткого времени  $T_{22}$  получено, что  $\sigma(T_{22}) = 2,0$  при  $A_{21} < 40\%$  и любых значениях  $T_{22}/T_{21}$ . Результаты моделирования позволяют прогнозировать точность измерений ПМР-параметров и принимать меры по снижению дисперсий  $\sigma(T_{2i})$ .

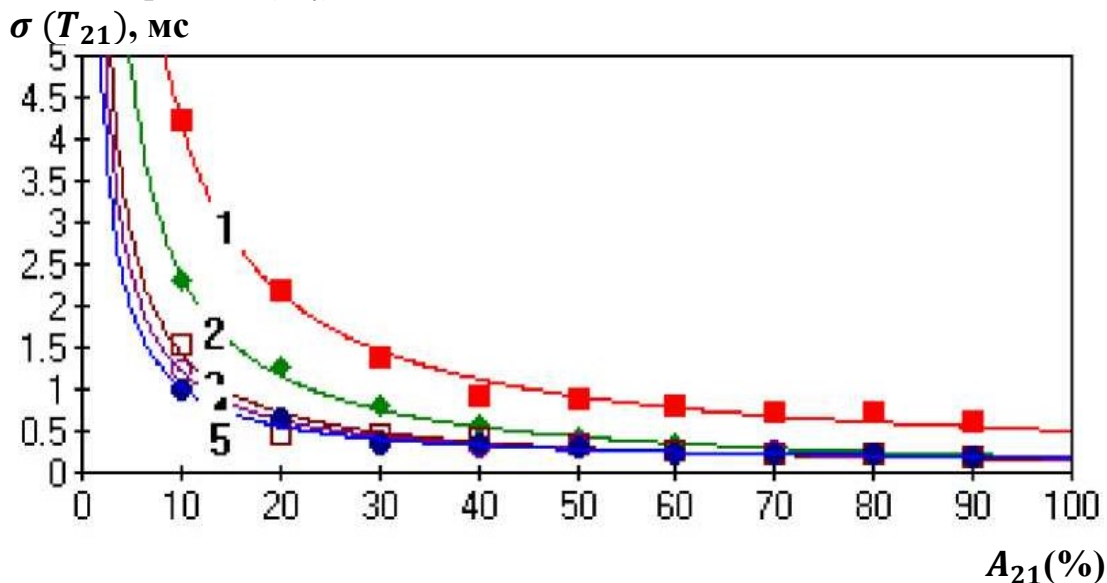


Рисунок 3 – Зависимости дисперсий  $\sigma(T_{21})$  от долей амплитуд  $A_{21}$  (в суммарной амплитуде спин-эхо) при наличии гауссова шума  $\varepsilon = 2,0$  и разных отношениях времен релаксации  $T_{21}/T_{22}$ .

Кривые 1-5 соответствуют отношениям  $T_{21}/T_{22}=2, 3, 4, 5$  и  $6$

Результаты моделирования позволяют прогнозировать точность измерений ПМР-параметров и принимать меры по снижению дисперсий  $\sigma(T_{2i})$ . Например, увеличивая число накоплений  $n$ , снижаем погрешность в  $\sqrt{n}$  раз; уменьшая период запуска импульсов, изменяем  $A_{21}$ ; повышением температуры увеличиваем  $T_{2i}$ . Достоверность измерений можно повысить также при обработке данных, удаляя промахи. Мы будем пользоваться ГОСТ Р ИСО 5725-2003 «Точность методов и результатов измерений». В нем дается определение точности (ассигасу) как: «Степень близости результата измерений к принятому опорному значению». В программе *Advanced Grafer* имеется опция определения  $S = \text{СКО} = \sqrt{\sigma}$ , зная которую, из данных можно удалить все промахи  $> 2\sigma$ .

**В третьей главе** описывается разработка алгоритма поиска с использованием искусственного интеллекта и по точным параметрам ПМР ( $A_i, T_{2i}, P_i$ ), получаемым из спектров времен релаксации, релаксационных кривых, по которым определяются текущие настройки релаксометра ПМР, необходимые для повышения точности при

проточных измерениях. В базе данных релаксационных кривых, накопленной естественным интеллектом, каждый элемент (образ) – это вектор, содержащий параметры ПМР ( $A_i, T_{2i}, P_i$ ) релаксационных кривых трех фракций нефти (легкой  $A$ , средней  $B$  и тяжелой  $C$ ) и параметры режимов измерений – период запуска импульсов  $T$ , их число  $N$ , интервал между импульсами  $\tau_0$ , число накоплений  $n$  и точки деления кривой на компоненты  $t_d$ .

Алгоритм поиска можно представить в виде следующих этапов:

1. Измерение текущей релаксационной кривой, которая вначале может иметь вид (рис. 4), после логарифмирования амплитуд СЭ, через точки, соответствующие наиболее длинным временам, ложащимся на линейную зависимость, проводится прямая и определяются теоретические ПМР-параметры (рис. 5).

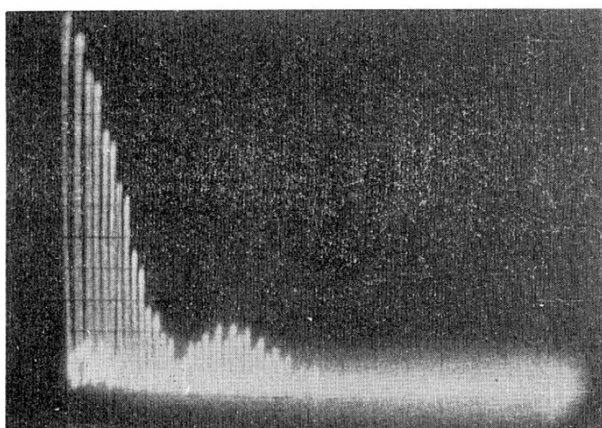


Рисунок 4 – Искажение огибающей сигналов СЭ в последовательности КПМГ при неточной установке длительности 180-градусных импульсов

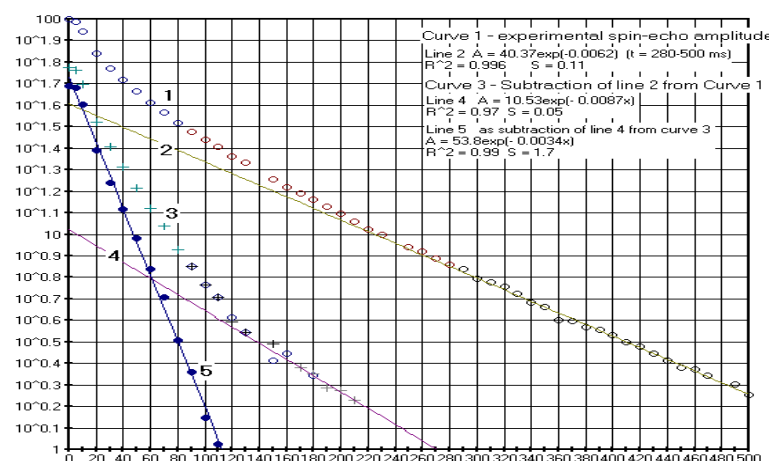


Рисунок 5 – Пример правильного разложения огибающей логарифмов СЭ в трехфазной нефти  $\rho = 887 \text{ кг/м}^3$ , к чему должны стремиться с ПМР-параметрами  $T_{2A,B,CiT} = 160, 120, 30 \text{ мс}$ ,  $A_{A,B,CiT} = 40,4; 10,5; 53,8$  при коэффициенте корреляции  $R^2 = 0,96$ , СКО = 0,05 – 1,7.

2. Использование искусственного интеллекта градиентного спуска для нахождения из базы релаксационной кривой, наиболее близкой к текущей в виде экстремума вектора параметров ПМР ( $T_{2i}, A_i, P_i, T, N, \tau_0, n, t_d$ ) искомого образа релаксационной кривой.

3. Поскольку экстремум имеет свою неопределенность параметров релаксационной кривой (например, по амплитуде  $\Delta A_i = \pm 10\%$ ), необходимо уточнять ПМР-параметры ( $A_i, T_{2i}, P_i$ ) использованием обратного преобразования Лапласа (ОПЛ)  $L^{-1}$ . Это делают по распределению времен спин-спиновой релаксации  $P(T_{2i})$ , получаемых с помощью компьютерной программы *Uren* из затухания  $f(t) = A_i \exp(-t/T_{2i})$ , которое в многофазных образцах имеет вид интегрального уравнения Фредгольма 1-го рода:

$$\int_{T_{2\min}}^{T_{2\max}} P(T_2) \exp(-t/T_{2i}) dT_2 = A(t). \quad (3)$$

Здесь  $T_{2\max}$  и  $T_{2\min}$  – максимальное и минимальное время релаксации образца.

Время  $T_{2min}$  обычно относится к тяжелым фракциям нефти. Для решения уравнения (3) ( $\exp(-t/T_{2i})$ ) преобразуется в дельта-функцию  $\delta(t - T_{2i})$  и далее берется ОПЛ  $L^{-1}$  по формуле:

$$L^{-1}[\sum P_i \exp(-t/T_{2i})] = P_i \delta(\tau - T_{2i}). \quad (4)$$

Графический результат ОПЛ  $L^{-1}$  от  $f(t)$  имеет вид спектра  $P(T_{2i})$  времен  $T_{2i}$  (рис. 6) с ПМР параметрами  $T_{2A} = 18,5$  мс,  $T_{2B} = 12$  мс,  $T_{2C} = 9,5$  мс;  $A_{2A} = 80$ ,  $A_{2B} = 70$ ,  $A_{2C} = 32$ , то есть  $\sum A_{2i} = 182$ ; отсюда населенности протонов равна  $P_{2A} = 44\%$ ,  $P_{2B} = 38,5\%$ ,  $P_{2C} = 17,5\%$ . Из спектра  $P(T_{2i})$  можно также получить дисперсии  $\sigma(T_{21}, T_{22}, T_{23})$ .

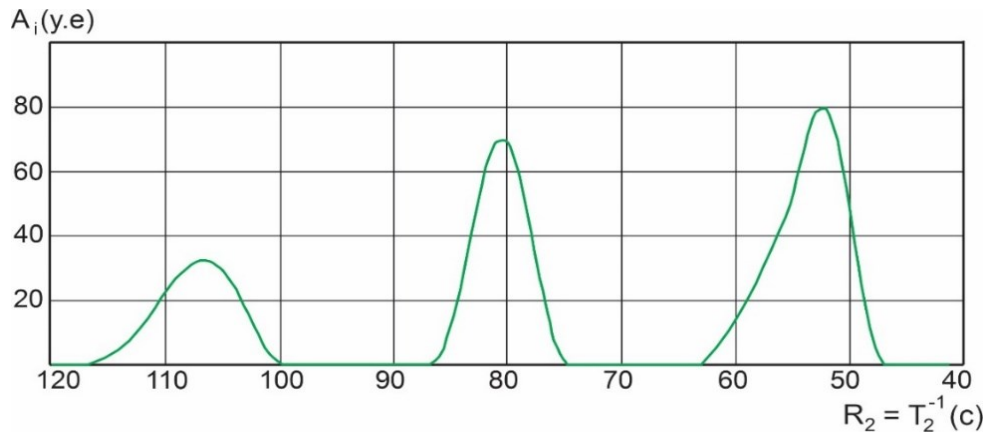


Рисунок 6 – Спектр времен релаксации  $P(T_{2i}, A_{2i})$  тяжелой нефти плотностью  $\rho = 827$  кг/м<sup>3</sup>

4. На основе новых ПМР-параметров из базы релаксационных кривых ищется (по пункту 2, 3) уточненная релаксационная кривая, которая также вносится в базу.

5. По уточненным ПМР-параметрам определяются режимы и параметры измерений в уточненной релаксационной кривой, при которых она получена.

6. На релаксометре ПМР в составе ПМРА устанавливается данный режим (пункт 5) и дальнейший процесс измерений производится с новыми настройками.

7. Постоянно отслеживают и корректируют режимы и параметры измерений по меняющимся (текущим) релаксационным кривым с выполнением (пунктов 1-7) алгоритма.

**В четвертой главе** описан разработанный с применением искусственной нейронной сети (ИНС – *machine learning* – машинное познание) метод контроля состояния релаксометра ПМР с применением ИНС и «метода  $3\sigma$ » для определения его готовности к измерениям. ИНС представляют собой набор персептронов, в которых нейроны располагаются слоями – входной, скрытые (промежуточные) и выходной слои. При вычислении характеристик нефти по данным ПМР-параметров  $T_{2i}$ ,  $A_{2i}$ ,  $P_{2i}$  под определением неопределенности измерений понимается нахождение общей предельно допустимой погрешности измерения  $\delta_{И}$  в пределах допустимых границ:

$$\delta_{И} \leq \pm 1,1 \sqrt{\delta_{T^2} + \delta_{P^2} + \delta_{A^2}}, \quad (5)$$

где  $\delta_T$ ,  $\delta_P$ ,  $\delta_A$  – погрешности измерений времен релаксации; населенностей протонов, амплитуд СЭ. В качестве  $\delta_{И}$  может быть взята погрешность одного из свойств нефти. Недостоверность измерений релаксометром ПМР-*NP2n* в информационно-

измерительном комплексе ПМРА-IV связана с воздействиями на процессы измерения излучения на близкой к магнитному резонансу частоте, температуры окружающей среды, дрейфа параметров микросхем и транзисторов, выхода из строя узлов и элементов аппаратуры. ПМР-релаксометр является центральным контролирующим блоком в анализаторе ПМР. Важнейшим преимуществом и особенностью комплекса ПМРА-IV является возможность одновременного контроля более 9 ПМР-параметров и физико-химических свойств сырой нефти, водонефтяной эмульсии, сточных и пластовых вод.

Алгоритм контроля релаксометра ПМР на готовность следующий:

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  $T_{2A_i}, T_{2B_i}, T_{2C_i}, P_{2A_i}, P_{2B_i}, P_{2C_i}, A_{2A_i}, A_{2B_i}, A_{2C_i}$  – текущие параметры релаксации,  $i$  – индекс переменной,  $j = A, B, C$  – молекулярные фазы с экспериментальными  $T_{2A,B,C_i}, P_{2A,B,C_i}, A_{A,B,C_i}$ .

2. Данные вектора  $N_i$  обрабатываются по формулам разделения огибающей сигналов спин-эхо на компоненты для получения промежуточных  $T_{2it}$ :

$$\ln(A_i/A_0) = -t/T_{2i} + \ln A_i. \quad (6)$$

3. Обратным преобразованием Лапласа  $L^{-1}$  из огибающей спин-эхо определяются теоретические значения параметров ПМР:  $T_{2AT}, T_{2BT}, T_{2CT}, P_{2AT}, P_{2BT}, P_{2CT}, A_{AT}, A_{BT}, A_{CT}$ . Экспериментальные и теоретические (или промежуточные) значения образуют вектор:

$$N_{it} = [ |A_{2AЭ} - A_{2AT}|, |A_{2AЭ} - A_{2AT}|, |A_{2AЭ} - A_{2AT}|, |T_{2AЭ} - T_{2AT}|, |T_{2BЭ} - T_{2BT}|, |T_{2CЭ} - T_{2CT}|, |P_{2AЭ} - P_{2AT}|, |P_{2AЭ} - P_{2AT}|, |P_{2AЭ} - P_{2AT}| ], \quad (7)$$

Полученные 9 компонент вектора  $N_{it}$  нормируются, формируя текущий вектор  $N_{itN}$  и поступают на вход персептрона (*perception* – познание, восприятие).

4. Вектор  $N_{itN}$  обрабатывается персептроном для определения соответствия режиму работы релаксометра ПМР. В ИНС происходит сравнение полученного результата с идеальными значениями из образов релаксационных кривых из их базы данных. Формируется вектор контроля  $N_{outi} = [ \text{«Норма»}, \text{«Не определено»} \text{ и } \text{«Неисправно»} ]$ . Если получают выход «Норма», то переходят к следующему шагу процесса, иначе изменяют веса  $w_{ij}$  в сети ИНС для следующей итерации процесса.

5. Результаты контроля выводятся на монитор автоматизированного рабочего места оператора и сохраняются в базе данных для принятия дальнейших решений.

На рисунке 7 представлен график поиска с помощью ИНС архитектур многослойного персептрона (*MLP*) и радиально-базисных функций (*RBF*). По оси  $x$  отложена величина разности вектора девяти параметров ПМР (в долях от единицы), по оси  $y$  (выход) – результаты поиска параметров состояния (режимов работы) «Норма», «Не определено» и «Неисправно» для разных архитектур многослойного персептрона (МЛП). Из анализа графика видно, 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.

На рисунке 8 показана архитектура 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.

Архитектуры МПЛ 9-5-3 и МПЛ 9-25-3 производят верификацию наиболее правильно, число неверных заключений для обеих структур составило 7 из 285 вариантов (т.е. 2,5%).

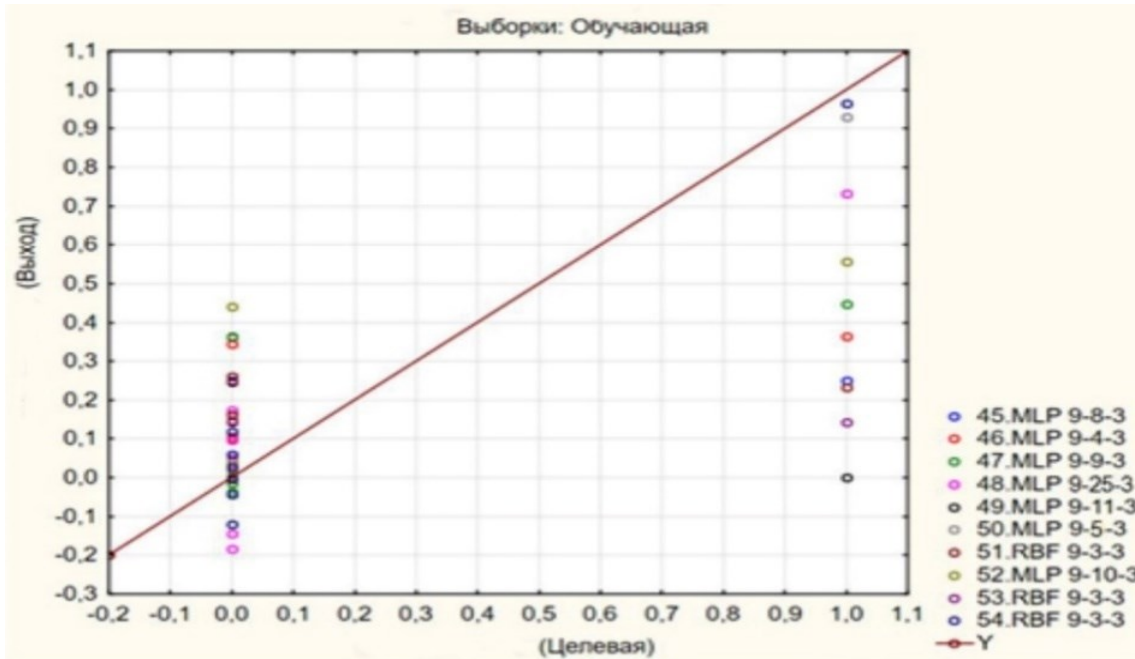


Рисунок 7 – График поиска оптимальной архитектуры многослойного персептрона и радиально-базисных функций для ИНС

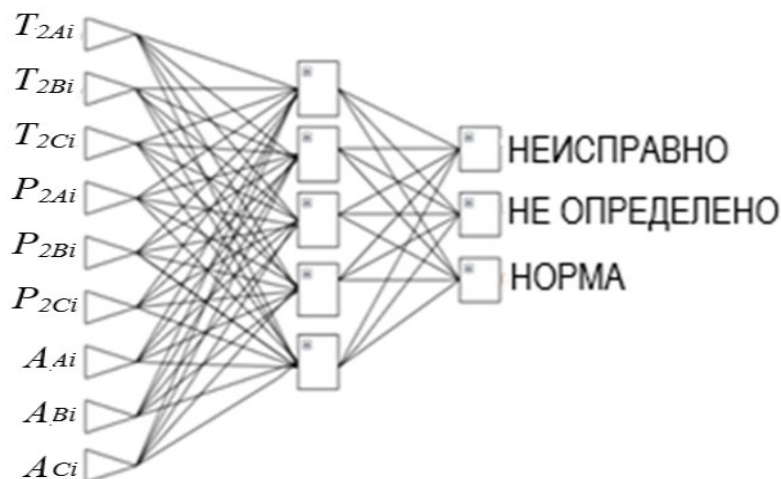


Рисунок 8 – Нейросетевая структура многослойного персептрона (МПЛ) 9-5-3

Альтернативой ИНС является статистический метод  $3\sigma$  с использованием программного пакета «*Statistica*», позволяющий выбрать ту архитектуру, которая наиболее соответствует исходным статистическим данным, оценить надежность и точность выводов, сделанных на основании ограниченного статистического материала. Математическую модель в методе  $3\sigma$  ищем в виде универсальной степенной зависимости, описываемой в работах [45, 46 Дисс], которая в

нормированном представлении имеет вид:

$$\sigma_{\text{норм}} = A \cdot N_{\text{норм}}^k = \sigma_{\text{норм}} = 0,65N_{\text{норм}}^{-0,12}, \quad (8)$$

где  $N$  – число входов,  $A$  и  $k$  – безразмерные эмпирические константы.

Статистика режимов работы в методах ИНС и методе  $3\sigma$  приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Статистика режимов работы в методах ИНС и методе  $3\sigma$

Режим работы релаксометра	Число наблюдений	Метод ИНС		Метод $3\sigma$	
		Верно	Не верно	Верно	Не верно
НОРМА	941	939	2	940	1
НЕИСПРАВНО	904	900	4	177	727
НЕ ОПРЕДЕЛЕНО	54	53	1	9	45

Точность положительного диагностического теста составила:

$$TM = 100 \% \cdot (a + b)/(a + b + c + d), \quad (9)$$

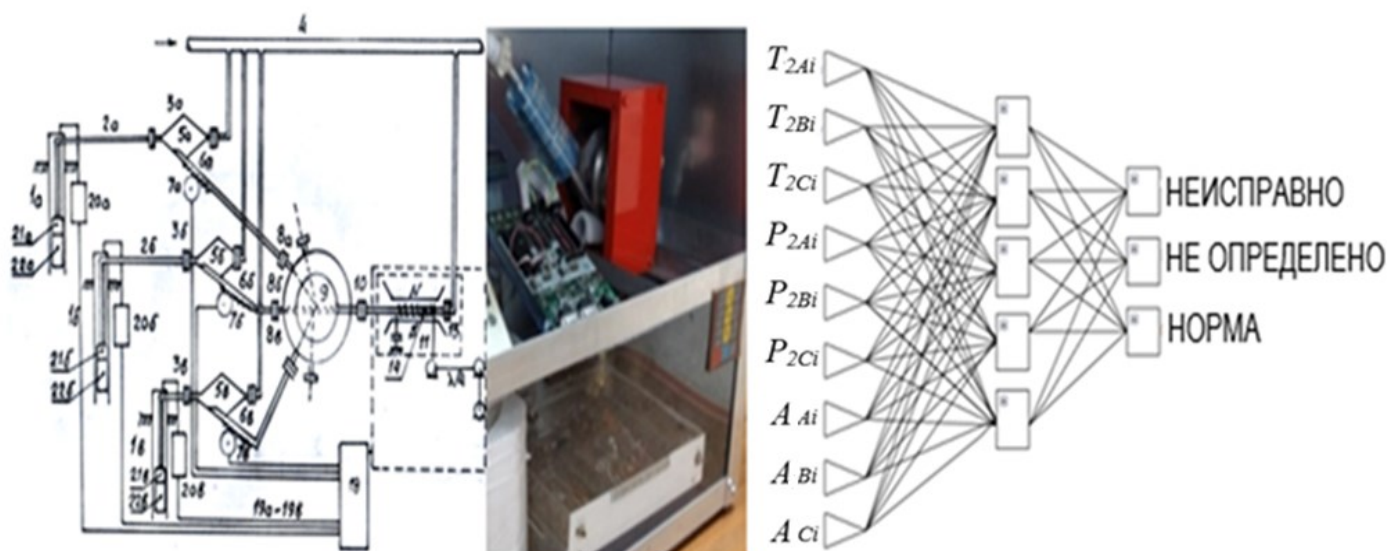
где  $a$  – число результатов режима «Норма»,  $b$  – число результатов режима «Норма» и «Не определено», идентифицируемых как «Норма»,  $c$  – число режимов «Неисправно» и «Не определено», идентифицируемых как «Неисправно»,  $d$  – число «Неисправно». Получено: для метода  $3\sigma$ :  $TM=72,6\%$ . Для метода ИНС:  $TM=99,8\%$ . То есть метод контроля режимов релаксометра ПМР на его готовность к измерениям на основе ИНС, по сравнению со статистическим методом  $3\sigma$ , показал большую точность.

**В пятой главе** описывается применение искусственной нейронной сети для схемы управления проточным анализатором ПМР куста скважин МАЦИС с расчетом характеристик нефти в устье скважины патент №2689103 с расчетом в *LabView* характеристик нефти на участке «забой скважины-прием насоса. Для управления установкой строится перцептрон по уравнению:

$$\frac{N_y \cdot Q}{1 + \log_2 Q} \leq N_w \leq N_y \cdot \left( \frac{Q}{N_x} + 1 \right) \cdot (N_x + N_y + 1) + N_y \quad (10)$$

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. В предложенной автоматизированной информационно-измерительной системе (рис. 9) при использовании ИНС и ПМРА-IV для управления кустом скважин на вход системы подается многопараметрический вектор ПМР-параметров, на выходе делается заключение о режиме работы канала измерения в релаксометре ПМР в составе ПМРА-IV и осуществляется измерение характеристик скважинной жидкости (СКЖ).

Для контроля процесса нефтедобычи с использованием программы *LabView* разработаны методики вычисления по ПМР-параметрам характеристик нефти: плотности скважинной жидкости 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.



а) структура куста скважин с магнитом ПМРА; б) фото ПМРА; в) Персептрон  
Рисунок 9 – Структурная схема системы контроля куста через ПМРА + ИНС

Плотность СКЖ по ПМР-параметрам рассчитывается по уравнению:

$$\rho_{\text{см}} = ([\rho_{\text{в}}W + p_{\text{н}}(1 - W) \cdot (1 - G) + p_{\text{г}}G]), \quad (11)$$

где  $\rho_{\text{в}}$  – плотность пластовой воды,  $p_{\text{г}}$  – плотность газа;  $G$  – текущее объемное газосодержание;  $W$  – обводненность водо-нефтяной смеси.

$$\rho_{\text{н}}^t = \rho_{\text{н}} / (1 + \alpha_{\text{н}}\Delta t), \quad (12)$$

$$\rho_{\text{в}}^t = \rho_{\text{в}} / (1 + \alpha_{\text{в}}\Delta t), \quad (13)$$

$$\rho_{\text{ж}}^t = \rho_{\text{ж}} / [(1 - W)(1 + \alpha_{\text{н}}\Delta t) + (1 - W)(1 + \alpha_{\text{в}}\Delta t)], \quad (14)$$

где  $\alpha_{\text{н}}$ ,  $\alpha_{\text{в}}$ ,  $\Delta t$  – коэффициенты объемного расширения нефти и пластовой воды.

Объемный коэффициент жидкости  $B^*$  при давлении на входе в насос:

$$B^* = W + (1 - W) \cdot [1 + (B - 1)\sqrt{P_1/P_2}], \quad (15)$$

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:

$$Q_1 = Q \cdot B^*. \quad (16)$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

### Основные результаты и выводы диссертационной работы:

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  $\sigma(A_i, T_{2i})$  при разных соотношениях  $(A_i, T_{2i})$  и при наличии шума метод снижения неопределенностей параметров ПМР путем: увеличения числа накоплений  $n$  для уменьшения  $\sigma$ ; изменения температуры измерений образца для увеличения времени релаксации  $T_{21}$ ; уменьшения периода запуска  $T$  серии импульсов для снижения

значений  $A_{21}$ .

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 РК, 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 релаксометра ПМР. Первый метод основан на применении ИНС, второй – на «методе  $3\sigma$ » по ГОСТ-2013 ГСИ. Доверительный уровень в методе ИНС по сравнению с «методом  $3\sigma$ » выше (99,8% против 72,6%), неопределенность контроля через искусственную нейронную сеть составила 0,25% по сравнению с 2,7% при методе  $3\sigma$ .

5. Установлено, что многослойный персептрон с архитектурой 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 аналогичными и проще по сравнению с МЛП 9-25-3.

6. Разработана с применением искусственных нейронных сетей схема управления проточным анализатором ПМР кустом скважин нефтедобычи МАЦИС по патенту №2681738.

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.

### **Рекомендации**

Дополнить базу данными о температурных зависимостях РК для повышения достоверности измерений характеристик нефти и эмульсий компенсацией этих зависимостей, что позволит расширить область применения разработанных методов повышения достоверности, в том числе на удаленных скважинах и морских платформах. Автоматизировать процесс измерения и обработки, включив в предподготовку диагностику узлов релаксометра ПМР и анализатора ПМРА.

### **Перспективы дальнейшей разработки темы исследования**

Расширить базу данных релаксационных кривых нефтей Поволжья и Западной Сибири, включив в неё релаксационные кривые нефтей Восточной Сибири и Казахстана, а также релаксационные кривые в сточных, поверхностных водах, загрязненных солями металлов и нефтью.

Задачи, поставленные в данном диссертационном исследовании, решены в полном объеме. Цель диссертационной работы достигнута.

## **ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ 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*

A1. Kashaev R.S., Kozelkova V.O., Ovseenko G.A., Karachin V.I., Kozelkov O.V. Multiparametric flow- complex for express control of oil quality using a proton magnetic

resonance relaxometry method // Measurement Techniques. 2023. V. 66. № 5. P. 349-358 (BAK K1).

A2. 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 (BAK K1).

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

A3. 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 (МБД SCOPUS).

A4. 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. С. 106-112 (МБД SCOPUS).

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

A5. 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 (ВАК К2).

A6. 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 (ВАК К2).

---

Подписано в печать 25.06.2025. Формат 60x84 1/16.

Бумага офсетная. Печать цифровая.

Усл. печ. л. 1,25. Тираж 100. № заказа 2406/1

Отпечатано с готового оригинал-макета  
в типографии «Вестфалика» (ИП Колесов В.Н.)  
420111, г. Казань, ул. Московская, 22. Тел.: 292-98-92  
e-mail: westfalika@inbox.ru

---