

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти
(ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

На правах рукописи


ДЕНИСОВ ОЛЕГ ВЛАДИМИРОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МОНИТОРИНГА И
РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ, ОПТИМИЗАЦИОННЫХ И
НЕЙРОСЕТЕВЫХ АЛГОРИТМОВ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

**Диссертация
на соискание учёной степени кандидата технических наук**

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор
Насыбуллин А.В.

Бугульма – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТАТИСТИЧЕСКИХ И НЕЙРОСЕТЕВЫХ ПОДХОДОВ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	12
1.1. Общие положения по развитию способов управления разработкой месторождений на основе регулирования режимов работы скважин	12
1.2. Методы определения фильтрационно-емкостных свойств пласта в межскважинных интервалах	16
1.3. Математическое моделирование при изучении пластовых свойств	20
1.4. Статистические и нейросетевые подходы при подборе и назначении геологотехнических мероприятий	24
1.5. Мониторинг и управление эксплуатационным фондом скважин на основе статистических и нейросетевых алгоритмов	27
1.6. Выводы	29
ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И РЕШЕНИЯ ПОСТАВЛЕННЫХ ЗАДАЧ	32
2.1. Нейросетевой алгоритм самоорганизующихся карт Кохонена	32
2.2. Алгоритм машинного обучения на байесовской сети	34
2.3. Генетические алгоритмы	35
2.4. Метод кросс-энтропии	36
2.5. Метод ветвей и границ	37
2.6. Выводы	38
ГЛАВА 3. МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕЛЕМЕХАНИЗИРОВАННЫМ ФОНДОМ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ И НЕЙРОСЕТЕВЫХ АЛГОРИТМОВ	39

3.1. Краткие геолого-физические характеристики объектов исследования	39
3.2. Повышение качества поступающих данных с телемеханизированного фонда скважин.....	42
3.3. Сокращение недоборов на основе спектрального анализа динамограмм и нейросетевой кластеризации режимных параметров	47
3.4. Задача идентификации взаимовлияния скважин	52
3.5. Выявление зон некомпенсированных отборов и локализации остаточных запасов на основе анализа данных по объемам отборов и нагнетания	56
3.6. Автоматизированный подбор участков, назначение режимов, периодов циклирования при реализации нестационарного заводнения	64
3.7. Мониторинг и управление телемеханизированным фондом скважин добычи сверхвязкой нефти на основе нейросетевой модели	72
3.8. Выводы	82
ГЛАВА 4. ПОДБОР И НАЗНАЧЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВЫХ И ОПТИМИЗАЦИОННЫХ АЛГОРИТМОВ.....	85
4.1. Применение нейросетевых подходов в задаче планирования методов увеличения нефтеотдачи пластов	85
4.2. Использование байесовских сетей для оценки эффективности назначения мероприятий поддержания нефтеотдачи пластов	90
4.3. Оптимизация планируемого портфеля геолого-технических мероприятий в условиях ограничений на добычу продукции	97
4.4. Выводы.....	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
Список литературы	111
Приложение А	133

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования.

Текущее состояние основных разрабатываемых нефтяных месторождений Республики Татарстан характеризуется поздней стадией разработки, наличием обширных заводненных зон продуктивных пластов и остаточных запасов нефти, сосредоточенных в не вовлеченных в разработку участках продуктивных пластов. С целью их эффективной выработки широко используются гидродинамические методы увеличения нефтеизвлечения, такие как смена направления фильтрационных потоков, очаговое и нестационарное заводнение, форсированный отбор [1, 2]. При решении проблем управления разработкой нефтяных месторождений появляется ряд специфических задач, которые необходимо решать для эффективного их преодоления: обнаружение явлений взаимовлияния и интерференции скважин добывающего и нагнетательного фондов, обнаружение участков с непроизводительной закачкой и зон недокомпенсации. Кроме того, как никогда более актуально стоят задачи обоснованного подбора и назначения геолого-технических мероприятий на основе анализа истории их применения, особенно в условиях действующих и вероятных ограничений на объемы добычи продукции.

В настоящее время эксплуатация месторождений происходит в сложных условиях постоянного развития системы заводнения и роста количества скважин. Процесс интеллектуализации нефтедобычи привел к появлению огромного объема цифровых данных о значениях замеров различных технологических параметров. Внедрение корпоративных информационных систем при этом в определенной степени способствовало сбору и упорядочиванию в динамике информации о распределенных эффектах и фактических характеристиках проведенных геолого-технических мероприятий по всем эксплуатируемым объектам месторождений. Постоянно увеличивающийся объем данных затрудняет их анализ даже высококвалифицированными экспертами. В общем случае для его обработки необходимо привлечение инструментов анализа данных и вычислений на ЭВМ.

В связи с этим, разработка методик повышения качества поступающих промысловых данных и автоматизированных алгоритмов их обработки, позволяющих получать информацию о явлениях, сопровождающих процесс эксплуатации, обеспечивать возможности раннего обнаружения и прогнозирования нештатного функционирования скважин для сокращения недоборов продукции, обоснованной оценки эффективности назначения мероприятий и формирования оптимального портфеля геолого-технических мероприятий по всему эксплуатационному фонду в условиях действующих ограничений на объемы добываемой продукции являются актуальными задачами, стоящими перед инженерами-нефтяниками и нефтяной промышленностью в целом.

В настоящее время с появлением прорывных технологий в области микропроцессорной электроники и широкого развития алгоритмов машинного обучения и искусственного интеллекта стало доступным использование указанных достижений непосредственно в решении обозначенных задач.

Степень разработанности темы.

Эффективное регулирование разработки нефтяных месторождений на поздней стадии возможно только с учетом знаний о характеристиках пласта в межскважинных интервалах и взаимодействии скважин. Основы решения задач по интерференции скважин были заложены в трудах профессоров Г.Б. Пыхачева и В.Н. Щелкачёва [52], геологов Н.М. Линдтропа, Н.М. Карпенко. Задачи подземной гидромеханики и управления получили развитие благодаря трудам Г.И. Баренблатта, К.С. Басниева [9], Ю.П. Желтова, Б.Б. Лапука, Г.Д. Розенберга. Неоценимый вклад в развитие теории и практики управления разработкой месторождений внесли Р.Г. Абдулмазитов [83, 87-89], В.Е. Андреев [62, 142], Б.Т. Баишев [70], И.М. Бакиров [7, 8], Ю.Е. Батурина [118, 119], В.Я. Булыгин [114], Д.В. Булыгин [10], И.В. Владимиров [104], А.Ш. Газизов [29, 65], А.А. Газизов [29, 64], Р.Н. Диашев [76, 98], Н.А. Еремин [11, 12], С.Н. Закиров [13], Ю.В. Зейгман [14], А.Б. Золотухин [15], Р.Р. Ибатуллин [16-19], В.А. Иктисанов [91-93], Р.Д. Каневская [120], Ю.А. Котенев [55, 56], А.Х. Мирзаджанзаде, Н.Н. Михайлов [20], И.Т. Мищенко [21], Р.Х. Муслимов [75, 85], В.Ш. Мухаметшин [22],

Н.Н. Непримеров [103], А.И. Никифоров [23], М.К. Рогачев [24], Д.К. Сагитов [25], М.М. Саттаров [62], М.Л. Сургучев, М.Х. Хайруллин [26], М.М. Хасанов [27, 28], Р.С. Хисамов [26, 29, 85], Н.И. Хисамутдинов [104].

Обоснование назначения геолого-технических мероприятий на основе анализа параметризованных влияющих факторов производилось задолго до появления современных возможностей вычислительной техники, но с применением подходов статистического анализа в работах Клюшина И.Я. [3], Шейдаева Т.Ч. [4]. Подходы к реализации методики подбора ГТМ и обоснованного выбора системы заводнения на основе современных подходов анализа данных с применением ЭВМ исследовались в работе Васильева Д.М., Закиева Б.Ф., Сагитова Д.К. [5, 25, 109]. Оперативное регулирование разработки залежей нефти методами нейросетевого моделирования рассматривалось в работе Варламова Д.И. [6]. Основы использования нейросетевых технологий и оптимального подбора мероприятий при управлении разработкой месторождений Республики Татарстан были заложены в работах Ибатуллина Р.Р., Ибрагимова Н.Г., Подымова Е.Д., Шутова А.А. [16-19]. Использование информационных технологий для факторного анализа успешности проведения мероприятий реализовано в работах [30, 31], а методические подходы формирования оптимальных геолого-технических программ в работах [33, 34]. Применение технологий искусственного интеллекта и машинного обучения по теме исследования обозначено в российских и иностранных публикациях [35-48].

Цель работы.

Повышение эффективности мониторинга и регулирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии на основе реализации методов математического динамического моделирования и интеллектуального анализа данных.

Цель работы соответствует ключевым направлениям развития Национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации»: «разработка и функционирование цифровых платформ работы с данными для

обеспечения потребностей граждан, бизнеса; развитие отечественных решений и программных продуктов».

Основные задачи исследования.

1. Разработка методики и программного инструмента анализа распределенных телеметрических динамических данных для контроля достоверности информации о технологических показателях, раннего обнаружения отклонения от заданного режимного функционирования скважин.
2. Разработка методики и программного инструмента анализа технологических показателей для выявления зон некомпенсированного отбора и локализации остаточных запасов.
3. Разработка методики и программного инструмента обоснованного подбора мероприятий по увеличению нефтеотдачи на основе алгоритмов машинного обучения.
4. Разработка методики и программного инструмента подбора и формирования оптимального портфеля геолого-технических мероприятий нефтяной компании в условиях ограничений на добычу продукции и капитальные затраты.

Научная новизна.

1. На основе введенного понятия потенциала блока, путем идентификации сопротивлений между блоками разбиения Вороного фонда скважин при решении задачи минимизации суммы абсолютных значений потенциалов, разработана методика локализации зон некомпенсированных отборов и остаточных запасов нефти.
2. На основе самоорганизующихся карт Кохонена создана нейросетевая модель, устанавливающая взаимные зависимости параметров скважинной телеметрии: дебит жидкости, давление на приеме насоса, температура на приеме насоса, потребляемая насосом мощность.
3. На основе байесовской сети создана вероятностная модель, устанавливающая взаимные зависимости характеристик мероприятий по увеличению нефтеотдачи от условий их проведения: объем используемого агента, удаленность добывающих скважин, толщина пласта, проницаемость песчаника, текущие извлекаемые запасы.

4. Получены кластеры зависимостей технико-экономических показателей разработки от проведения геолого-технических мероприятий по всем месторождениям крупной нефтяной компании в условиях ограничений на объемы добываемой продукции.

Теоретическая и практическая ценность.

1. Предложена общая схема, разработана информационная система обработки и повышения качества и полноты данных с телемеханизированного фонда скважин (Пат. РФ №130423). Внедрение системы на 3-м блоке Березовской площади позволило обеспечить свыше 95% качества и полноты поступающих данных относительно установленного регламента.
2. Созданы новые методики анализа данных, построения цифровых моделей, способов обнаружения отклонения от заданного режимного функционирования скважин, идентификации коэффициентов взаимовлияния (патенты на изобретение №№2571470, 2598785, 2598786, 2597229, 2608138).
3. Реализовано семь информационных систем, внедренных в производство (шесть из них подтверждены свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ №№ 2015613045, 2015613046, 2015615972, 2016610226, 2016610979, 2016610980). На основе использования реализованных систем уточнены группы реагирующих скважин и оптимизированы режимы нагнетательных скважин 3-го блока Березовской площади, получен экономический эффект свыше 6 млн. рублей. Методика обнаружения отклонения от заданного режимного функционирования скважин на нейросетевых моделях внедрена отдельным программным модулем в корпоративную информационную систему «Портал Ашальчи», в непрерывном режиме позволяет прогнозировать и предотвращать недоборы продукции.
4. На основе разработанной комплексной методики решения задачи и информационной системы оптимального планирования портфеля геолого-технических мероприятий в условиях ограничений на добычу и капитальные затраты сформировано и утверждено два портфеля геолого-технических мероприятий ПАО «Татнефть» на 2017-2018 гг. Рассчитанный экономический

эффект превышает 1,0 млрд. рублей (относительно базового способа формирования портфелей, Приложение А).

Методы исследований и решения задач.

Поставленные задачи решались с применением современных математических инструментов и вычислительных алгоритмов для анализа промысловых данных и накопленной информации о результативности мероприятий. Технической базой выбраны открытые платформы статистического программирования языка R и базы данных PostgreSQL.

Основные защищаемые положения.

1. Методики анализа данных скважинной телеметрии для обнаружения отклонения от заданного режимного функционирования скважин на основе статистической и нейросетевой обработки.
2. Комплексная методика выявления зон некомпенсированных отборов и локализации остаточных запасов на примере 3-го блока Березовской площади.
3. Методика вероятностной оценки эффективности назначения мероприятий по увеличению нефтеотдачи в зависимости от условий их проведения.
4. Комплексная методика оптимального планирования портфеля геологотехнических мероприятий по всем направлениям капитальных затрат нефтяной компании в условиях ограничений на объемы добычи.

Соответствие паспорту заявленной специальности.

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» – область науки и техники, занимающаяся изучением, проектированием, мониторингом и управлением природно-техногенных систем при извлечении из недр углеводородов (нефти, попутного и природного газа) и других компонентов на базе рационального недропользования, включающего ресурсосберегающие, экологически безопасные и рентабельные геотехнологии освоения недр, системы подготовки скважинной продукции и геолого-технические системы длительного и безаварийного функционирования предприятий, а также п.5 области исследований «Научные основы компьютерных технологий

проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геологотехнологических процессов».

Достоверность результатов.

Обосновывается историей фактических наблюдений (с 2013 по 2018 г.) на скважинном фонде ПАО «Татнефть», использованием адекватного математического аппарата для анализа больших данных и построения интеллектуальных моделей поддержки принятия решений. Рекомендации работы, разработанные методики и программные инструменты прошли апробацию в промышленных условиях, получили положительную экономическую оценку и эффект.

Апробация работы.

Основные положения, содержание и результаты диссертационной работы были доложены и обсуждены на Международном нефтегазовом молодежном форуме «НОТ Challenge 2019» (Альметьевск, 2019), IX Международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии» (г. Уфа, 2019), Стратегической сессии «Цифровая трансформация компаний» ПАО «Татнефть» (г. Альметьевск, 2019), VIII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Практические аспекты нефтепромысловой химии» (г. Уфа, 2018), XX Юбилейной международной конференции по вычислительной механике и современным прикладным программным системам (г. Алушта, 2017), Международной научно-практической конференции «Достижения и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2016), VI Международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии» (г. Уфа, 2016), XIX Международной конференции по вычислительной механике и современным прикладным системам (ВМСППС`2015) (г. Алушта, 2015), V Всероссийской научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой

химии» (г. Уфа, 2015), Международной научно-практической конференции «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы» (г. Сочи, 2014), XVIII Международной конференции по вычислительной механике и современным прикладным программным системам (г. Алушта, 2013).

Публикации.

По теме диссертации опубликовано 30 работ, из них 6 статей в изданиях, рекомендованных ВАК, 5 патентов на изобретение РФ, 1 патент на полезную модель РФ, получено 6 свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ. В опубликованных работах автору принадлежат: постановка задач, сбор и обобщение данных, проведение расчетов, разработка методик анализа данных и построения моделей, реализация расчетных алгоритмов и форм отображения результатов расчетов, анализ полученных результатов, организация вычислительной платформы.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа состоит из 4 глав, введения и заключения, списка литературы из 189 наименований. Диссертация изложена на 133 страницах, включает 8 таблиц, 38 рисунков и одно приложение.

Автор выражает искреннюю признательность и благодарность научному руководителю д.т.н., профессору Насыбуллину Арслану Валерьевичу, руководителю и бессменному наставнику на производстве Гирфанову Руслану Габдульяновичу.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТАТИСТИЧЕСКИХ И НЕЙРОСЕТЕВЫХ ПОДХОДОВ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Общие положения по развитию способов управления разработкой месторождений на основе регулирования режимов работы скважин

Эффективное управление разработкой месторождений, обоснованное регулирование режимов нагнетательного и добывающего фондов, оперативное назначение и проведение геолого-технических мероприятий возможно только при достаточном количестве наличествующей и достоверной информации о текущем состоянии каждой скважины, как с точки зрения текущих характеристик пласта в прискважинных зонах, межскважинных интервалах, так и с точки зрения состояния погружного и наземного оборудования, обеспечивающего отбор продукции.

Извлечение флюида, газа на поверхность возможно только в результате движения их по горной породе. Теоретические основы управления разработкой месторождений закладывались в начале XX века, а задачи взаимовлияния, анализ процессов фильтрации производились на интуитивном уровне. Геолого-технические мероприятия ограничивались процессами, сопровождающими само строительство скважины и манипуляциями с надземным и подземным оборудованием.

В то время интерес к добыче нефти и разработке нефтяных месторождений был сосредоточен на внимании к отдельно взятой скважине [49]. Инженеры нефтяных промыслов считали, что процессы взаимовлияния и интерференции скважин ограничены, не распространяются на всю залежь. Представления о радиусе влияния по различным расчетам были ограничены расстоянием не более двух сотен метров.

Важное влияние на представление о фильтрационных процессах в то время оказали идеи американских геологов, согласно которым единственной силой,

которая могла влиять на движение нефти в пористом пласте, могла быть только сила упругости газа [109].

В 30-х годах прошлого века Н.Т. Линдтроп [50] и другие геологи привели факты взаимодействия скважин на очень больших расстояниях друг от друга. Были обнаружены эффекты влияния разработки месторождений на пластовые давления в удаленных законтурных водяных скважинах. Те же геологи [51, 52] обнаружили влияние на пластовое давление нефтяной залежи изменения зеркала краевых вод (водонефтяного контакта) и т.д. Таким образом, ещё до появления работы Герольда, которого принято считать первым автором теории режимов нефтеносных месторождений, грозненские геологи разработали теорию водонапорного режима [52].

В настоящее время месторождения разрабатываются множеством скважин, количество которых устанавливается условиями обеспечения заданного отбора. Решение задач подбора режимов происходит с учетом наблюдаемого взаимовлияния скважин и изменения забойных и пластовых давлений по обширной части эксплуатируемого объекта.

Начиная с 50-х годов прошлого столетия в нашей стране на Туймазинском месторождении началось применение вторичных методов увеличения нефтеотдачи [53, 54]. Месторождение стало полигоном для внедрения технологии заводнения, позволяющей повысить падающее пластовое давление и способствующей вытеснению нефти из коллектора. В результате внедрения метода были решены многочисленные научные и технические вопросы.

По мере выработки запасов и развития систем заводнения стали выявляться следующие недостатки [5, 55-57]:

- на фоне заводнения ухудшаются свойства нефти, в пласте образуется осерненная, окисленная, малоподвижная нефть;
- при разработке неоднородных по толщине и проницаемости объектов не обеспечивается полнота охвата пластов заводнением, остаточные запасы нефти могут достигать значительных величин;

- возникают проблемы извлечения остаточных запасов из пропластков с пониженной проницаемостью, имеющих гидродинамическую связь с заводняемыми пластами;
- в процессе длительной разработки снижается проницаемость коллекторов как по вышеуказанным причинам, так и из-за развивающихся деформационных процессов в пластах-коллекторах, которые происходили при неизбежном снижении давлений при разработке.

Сам процесс выработки запасов в условиях заводнения представляет собой непростую задачу. Оптимизация различных схем применения возможна только при качественном мониторинге и контроле параметров пластов.

В разное время вопросами регулирования процесса разработки нефтяных месторождений занимались следующие исследователи: Р.Г. Абдулмазитов, В.Е. Андреев, Б.Т. Башев, И.М. Бакиров, К.С. Басниев, Ю.Е. Батурина, В.Я. Булыгин, И.В. Владимиров, А.Ш. Газизов, А.А. Газизов, Р.Н. Диляшев, Н.А. Еремин, С.Н. Закиров, Ю.В. Зейгман, А.Б. Золотухин, Р.Р. Ибатуллин, В.А. Иктисанов, Р.Д. Каневская, Ю.А. Котенев, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.Н. Михайлов, И.Т. Мищенко, Р.Х. Муслимов, В.Ш. Мухаметшин, Н.Н. Непримеров, А.И. Никифоров, М.К. Рогачев, Д.К. Сагитов, М.М. Саттаров, М.Л. Сургучев, М.Х. Хайруллин, М.М. Хасанов, Р.С. Хисамов, Н.И. Хисамутдинов, В.Н. Щелкачев, [8, 11, 13-16, 20-25, 27, 29, 52, 55, 58-65, 83, 85, 91, 89, 98, 104, 115, 118, 120, 142] и др.

Так, например, на основе обобщения многочисленных результатов экспериментальных и теоретических исследований М.Л. Сургучев [1] разделил методы повышения эффективности системы заводнения пласта на две большие группы [5]:

- группа применения тепловых, газовых и химических агентов;
- совершенствование технологии и системы заводнения.

В своих работах он отмечает, что при стационарных режимах работы пласта образуется система постоянных трубок тока, которая, в свою очередь, определяет охват пласта воздействием. Важным выводом его исследований является то, что

для вовлечения в процесс фильтрации недренируемых запасов необходимо изменять гидродинамический режим, тем самым изменяя конфигурацию трубок тока. Данная задача решается при помощи технологических методов регулирования разработки заводнением, основными из которых являются следующие [5]:

- изменение технологических режимов скважин (уменьшение или увеличение дебитов), вплоть до остановки эксплуатации;
- обработка призабойных зон скважин с целью выравнивания профилей притока и увеличения дебита или приемистости скважин, поддержание пластового давления (ППД);
- увеличение давления нагнетания вплоть до величин, при которых начинает развиваться система трещин в призабойной зоне, дифференцированное давление нагнетания;
- капитальный ремонт скважин с целью изоляции отдельных пропластков без изменения обоснованных объектов разработки;
- смена направления фильтрационных потоков и циклическое (нестационарное) воздействие на пласт.

Основные результаты по использованию периодических режимов работы скважин на нагнетательном фонде М.Л. Сургучев получил на месторождении Яблоневый овраг, расположенном в Самарской области, разработка которого производилась на нестационарных режимах [66-68]. В работах [69-74] рассмотрены теоретические основы подхода нестационарного заводнения, приведены примеры аprobаций и обоснование эффективности.

На площадях Ромашкинского месторождения (Алькеевская, Восточно-Сулеевская, Азнакаевская и др.) с началом применения периодических режимов работы скважин было установлено, что нестационарное заводнение результативно в слоисто-неоднородных пластах, а основным определяющим фактором эффективности применения является зональная и послойная неоднородность продуктивных пластов, что указывается в работах [78-82].

Влияние геолого-физических особенностей пласта, его неоднородности на выработку запасов рассмотрено в работах [83-89], а современное исследование регулирования процессов заводнения в условиях месторождений Республики Татарстан проведено в работах И.М. Бакирова [7, 8].

1.2. Методы определения фильтрационно-емкостных свойств пласта в межскважинных интервалах

Ввиду того, что эффект от проведения мероприятия по нестационарному заводнению напрямую связан с наличием остаточных запасов в слабопроницаемых участках пласта межскважинного пространства, то из этого вытекает необходимость в оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта в межскважинных интервалах, а стало быть, и степени гидродинамической связи скважин.

Основным параметром, который определяет степень взаимовлияния скважин, является гидропроводность, характеризующая способность пласта-коллектора пропускать через себя жидкость, насыщающую его поры. Гидропроводность зависит от коэффициента проницаемости ($k_{\text{пр}}$), толщины пласта (h) и вязкости жидкости (μ):

$$w = \frac{k_{\text{пр}}h}{\mu}, \left(\frac{\text{м}^3}{\text{мПа}\cdot\text{с}} \right). \quad (1)$$

В прискважинной зоне пласта гидропроводность можно определить в результате гидродинамических исследований по результатам интерпретации кривых восстановления давления и индикаторных кривых. Необходимо отметить, что определение гидропроводностей в межскважинных интервалах является задачей более высокого уровня, которая в некоторых случаях становится неразрешимой ввиду отсутствия необходимых исследований в рядах скважин, а численно-модельное представление не может являться точным ввиду того, что законы линейной фильтрации представляются лишь упрощением реального физического движения жидкости в пласте коллекторе [90]. Кроме того, на значение

расчетного значения гидропроводности оказывают влияние неоднородные (нелинейные) свойства самой нефти [91] из-за наличия парафинов, смол, асфальтенов.

На примерах месторождений Республики Татарстан в работах [92, 93] рассмотрены результаты интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин с учетом конечной скорости распространения возмущений в коллекторе, с учетом и тех случаев, когда восстановление давления не описывается моделями фундаментальной механики сплошных сред и классического закона фильтрации жидкостей и газов в пористой среде [109].

Для определения значений пьезопроводности, которая характеризует скорость передачи давления в пласте, и гидропроводности используются прямые методы исследований, к которым относят: гидропрослушивание, метод фильтрационных волн давления, индикаторный метод. Если в случае гидропрослушивания необходимо обязательное обеспечение стационарных режимов по скважинному фонду на заданном исследуемом участке [94, 95], то в случае исследования методом фильтрационных волн давления в исследуемом пласте создают многократные периодические изменения давления, в результате которых в нём начинают распространяться возмущения диффузионного типа.

Метод фильтрационных волн давления широко использовался на месторождениях Российской Федерации [97-101], а на Ромашкинском месторождении исследования были проведены на Центрально-Азнакаевской площади под руководством профессора Н.Н. Непримерова [96]. Актуальные результаты исследований освещены в работе [102], а создание математической модели с учетом идентифицированных параметров в межскважинных интервалах – в работе [103].

Интересны задачи [104, 109], которые решались авторами по оптимизации режимов работы скважин и функционирования залежей на основе изучения и уточнения физико-емкостных характеристик пласта в межскважинных интервалах по упруго-возмущающим сигналам.

Другим методом, основанным на добавлении в контрольную нагнетательную скважину меченной жидкости и прямой количественной оценке перемещающегося в процессе эксплуатации объекта меченого агента, является индикаторный метод – метод трассерных исследований, который позволяет получить следующую ценную информацию: оценку скорости движения жидкости в продуктивных отложениях, распределение потоков нагнетаемого агента между пластами и скважинам, выявить высокопроницаемые и трещиноватые участки продуктивной толщи, обнаружить нарушения гидродинамической связи между участками залежи. Указанная информация позволяет повысить эффективность назначаемых геолого-технических мероприятий, которые проводятся с целью увеличения нефтеизвлечения, поддержания нефтеотдачи и снижения обводненности [106, 109].

Исследование проводится следующим образом. В скважину поддержания пластового давления вводят меченую жидкость (смесь индикатора с необходимым объемом закачиваемого агента), которая в процессе дальнейшего нагнетания оттесняется к соседним добывающим скважинам. На добывающих скважинах-соседках непрерывно производят отбор проб и анализ концентрации трассирующего вещества. Далее строят зависимости: концентрация трассера – время, количество извлеченного индикатора – время [107]. На основе полученных зависимостей производят аналитическую интерпретацию результатов проведенных исследований.

Трассерные исследования позволяют оценить пластовые характеристики не только в окрестностях скважин, но и в больших интервалах межскважинного пространства. Особенности метода изучались специалистами СевКавНИПИнефть на модели пласта. Было установлено, что в зависимости от характера выхода индикатора становится возможным установление типа коллектора: неоднородный пористый пласт, отдельная зона пористого пласта (однородный пласт), пласт с хаотичной системой трещин (порово-трещинный пласт), пласт с единичными трещинами [108, 109]. Таким образом, данный метод исследования может рекомендоваться для достоверной оценки фильтрационно-емкостных свойств межскважинных интервалов, которая

определяется в процессе физического процесса фильтрации жидкости. Кроме того, использование различных меченых жидкостей и закачка их при других забойных давлениях позволяют получить дифференциальную картину динамики происходящих в пласте фильтрационных процессов.

Наиболее полный сравнительный анализ эффективности различных методов оценки взаимовлияния и значений гидропроводностей в межскважинных зонах был проведен в работе Закиева Б.Ф. [109] на примере 3-го блока Березовской площади Ромашкинского месторождения.

В работе Васильева Д.М. [5] для оценки уровня взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин используется частотный анализ сигналов, представляющих собой показатели закачки и добычи на нагнетательных и добывающих скважинах соответственно. Кроме того, в работе обоснован один из подходов разбиения скважин по группам для наблюдения таким образом, чтобы нагнетательные скважины находились в центре группы, а добывающие – по углам блока разбиваемого участка. Способ определения ближайшего окружения скважин основан на построении области Вороного, но не освещен вопрос выделения управляемых групп скважин для осуществления подхода нестационарного заводнения. Более широко данный вопрос исследован в работе Сагитова Д.К. [25] с обоснованием оценок эффективности формирования системы заводнения по взаимодействию нагнетательных и добывающих скважин.

В начале XXI века в условиях увеличения вычислительной производительности ЭВМ всё большую популярность и значимость приобретают нейросетевые алгоритмы, позволяющие производить анализ данных вне зависимости от их физического содержания. Главным условием, обеспечивающим успешность их применения, является наличие «физической связности» входящих в нейросетевую модель величин.

В работе [136] рассмотрена проблема разработки программного комплекса оценки проницаемости коллектора на основе нейросетевых алгоритмов, представлена модель, позволяющая на основе обученной нейросетевой модели на данных каротажей по скважинам и результатах исследования керна построить

автоматизированную систему, обеспечивающую расчет коэффициента проницаемости по вновь исследованным скважинам, где входными параметрами нейросети являются результаты проведенных геофизических исследований скважин (каротаж).

Тем не менее, общий анализ подобных публикаций показал, что фактически в производство данные решения внедрены лишь частично, по причинам невысокой достоверности исходных данных, сложности подготовки нормализованных обучающих выборок для нейросети и др.

1.3. Математическое моделирование при изучении пластовых свойств

В силу развития вычислительной техники в конце XX века всё большее значение в решении задач разработки и эксплуатации нефтяных месторождений начинает занимать принятие решений на основе математических моделей. Цифровые вычислительные модели широкое применение нашли в моделировании пластовой механики и построении гидродинамических моделей [111-113].

Что представляет собой математическая модель? Обычно, это представление какого-либо процесса или объекта на языке математических формул, при этом позволяющее сохранить основные, базовые свойства и характеристики оригинала. Кроме того, современное математическое моделирование обязательным образом опирается на проведение расчетов и получение численных решений с использованием ЭВМ.

Естественно, что в основном математические модели лишь приближенно описывают реальные процессы и объекты. Тем не менее, в решении задач проектирования, планирования разработки месторождений гидродинамическое моделирование нашло широкое применение. Гидродинамическая модель представляет собой 3-х мерный массив элементарных ячеек, в которых задаются геолого-физические параметры, характеризующие конкретный геологический объект, а на основе решения систем дифференциальных уравнений происходит моделирование фильтрационных процессов, выражающееся в расчетном

материальном перераспределении объемов жидкости и изменении давлений в ячейках модели [122-124].

Значительный вклад в развитие методов математического моделирования процессов нефтедобычи внесли такие ученые как В.А. Бадьянов, Г.И. Баренблatt [90], Ю.Е. Батурин [118, 119], В.Я. Булыгин [114, 115], Д.В. Булыгин [10], Г.Г. Вахитов [125], В.И. Дзюба, В.М. Ентов, Н.А. Еремин [11, 12, 33-35], С.Н. Закиров [13], Р.Х. Закиров, А.Б. Золотухин [15], Р.Д. Каневская [120], Р.М. Кац [130], В.И. Леви, В.П. Майер [116, 117], Р.Г. Мирсаитов [93], М.М. Мусин, А.И. Никифоров [23], Р.Х. Низаев [105, 128], Л.П. Рыбницкая, В.Р. Сыртланов, М.Х. Хайруллин [26], И.Н. Хакимзянов, А.Н. Чекалин [103, 121], А.Х. Шахвердиев [129], Р.М. Юсупов [85] и другие [126, 127].

Отметим существующие проблемы, которые являются непреодолимыми на текущий момент для гидродинамического моделирования:

- на 2018 год для систем дифференциальных уравнений в частных производных (Навье-Стокса) найдены только частные решения, само же их решение относится к одной из семи «проблем тысячелетия»;
- с учетом того, что данные о физических параметрах пласта могут быть получены только в непосредственной близости от скважин, а интерполяция данных в межскважинных интервалах не позволяет обеспечить абсолютную достоверность этих значений для наполнения ячеек гидродинамической модели, возникает проблема адекватности сопоставления результатов гидродинамического моделирования и реального функционирования пласта;
- неточность исходных данных и результатов исследований по определению фильтрационно-емкостных свойств пласта приводит к изначальному получению неверного наполнения гидродинамической модели;
- увеличение сложности гидродинамического моделирования объектов на поздней стадии разработки ввиду высокой степени техногенного воздействия на пласт [104].

Многие авторы отмечают [132, 133], что для повышения качества гидродинамических моделей их необходимо наполнять дополнительной информацией, которая может быть получена из результатов анализа оперативной промысловой информации по объемам отборов и нагнетания, установления явлений интерференции и взаимовлияния скважин через анализ распределенных динамических характеристик работы скважин на гидродинамически взаимосвязанных участках эксплуатируемых объектов [109]. При этом решение указанных задач находится в разработке специализированных автоматизированных программных методик.

Комплекс программ для построения упрощенных постоянно действующих геолого-промышленных моделей [134] решает аналогичные задачи. Он предназначен для оперативного использования геологическими службами, включает в себя средства построения моделей, обсчета, получения результатов и их анализа.

Развитие электронно-вычислительной техники и увеличение достоверности и полноты оперативной информации, получаемой в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, приводят к повышению значимости интеллектуальных алгоритмов обработки данных и автоматизированных систем поддержки принятия решений, позволяющих получать оптимальные, эффективные результаты оперативного регулирования. Основу таких решений представляет человеко-машинное управление, которое базируется на автоматизированной обработке больших объемов данных, представлении результатов в виде агрегированной информации оператору-человеку на всех этапах мониторинга и эксплуатации. Такой подход позволяет существенно повысить качество принимаемых решений, т.к. объем автоматически анализируемых данных недоступен к прямой оценке человеком, требует предварительного агрегирования, обработки, превращения в информацию об инцидентах и требующих внимания событиях, что позволяет значительно ускорить время принятия решений, сократить риски развития неблагоприятных условий и сценариев.

На основе использования высокодискретных промысловых данных о технологических показателях работы скважин и нефтепромысловых объектов

можно производить мониторинг процесса разработки нефтяных месторождений. Сам процесс заключается в контроле значений таких параметров, как дебит/расход, обводненность, забойное и буферное давление, температура в заданном интервале и др. Кроме того, современные системы телеметрии позволяют контролировать и собирать значения таких параметров, как температура обмотки двигателя, потребляемая мощность, давление на приеме насоса. В этом плане объем получаемых данных со скважин Ашальчинского месторождения обусловлен высокой степенью телемеханизации, что одновременно позволяет снимать значения до семи десятков различных параметров с наземных и погружных телесистем. Параметры физически связаны между собой в системе «пласт-скважина-погружной насос-подвеска-буфер-наземный трубопровод».

Общая достоверность использования статистических методов и математических моделей при исследовании пластовых свойств обеспечивается непротиворечивостью самого исследовательского инструмента – набора непротиворечивых математических законов, которые остаются неизменными на протяжении всей истории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Многие эмпирические статистические связи могли быть установлены и без использования расчетов на ЭВМ [137], а привлечение к расчетам современных систем высокопроизводительных вычислений и алгоритмов позволяет существенно расширить инструментарий инженера-нефтяника в области исследования взаимосвязей наблюдаемых значений параметров и закономерностей, сократить время получения достоверных результатов статистических расчетов, произвести множественную переоценку результатов наблюдений, исследовать причинно-следственные связи под разным углом.

Стоит отметить, что некоторые задачи, которые были неразрешимыми на уровне классических статистических подходов, становятся интересны к решению в связи развитием нейросетевых алгоритмов, позволяющих работать с нечеткими множественными связями между параметрами. В монографии Б.П. Иваненко [138] широко представлена разработка новых математических методов для решения задач нефтепромысловой геологии, где нефтяные месторождения и подземные

гидрогеологические объекты рассматриваются как объекты мониторинга, оперативного геолого-промышленного анализа и прогноза.

1.4. Статистические и нейросетевые подходы при подборе и назначении геолого-технических мероприятий

Основы эффективного регулирования и управления разработкой нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии, заключаются в эффективном назначении геолого-технических мероприятий, качественном предварительном подборе условий и характеристик их проведения, предиктивной оценке их результативности. Совершенствование методов выбора объектов и технологических параметров проводимых работ является важным направлением повышения их эффективности. Для решения указанного вопроса необходимо производить всесторонний анализ факторов, влияющих на эффективность проведения мероприятия, устанавливать и находить связи между этими факторами. Необходимо отметить, что сами процессы, которые происходят при проведении геолого-технологического мероприятия, характеризуются высокой сложностью, недостаточностью достоверных данных о начальных условиях и результатах воздействия, что приводит к существенному осложнению принятия оптимальных решений с соответствующим увеличением риска. Тем не менее, с учетом увеличивающихся полноты и достоверности данных о фактически проведенных мероприятиях, их результативности и условиях их проведения, актуальным становится проведение исследований в разработке методик определения и регулирования влияющих факторов, условий, объектов назначения для достижения максимального положительного эффекта и результата.

С 80-х годов прошлого столетия, в связи с повышением доступности электронно-вычислительных машин для проведения расчетов и статистического анализа данных, начинают появляться научные работы и исследования по направлению математических и статистических подходов к анализу данных о ГТМ с применением ЭВМ.

Возможность решения задачи выявления факторов, обуславливающих степень эффективности ГТМ, на основе совокупности нескольких методов применения алгоритмов теории игр, теории малых выборок и нечетких множеств рассмотрена в работе [4]. Предложенные приемы выбора видов, времени и условий проведения геолого-технических мероприятий позволяют принимать решения в условиях ограниченности исходной информации и повысить эффективность проводимых работ. Предложенный способ анализа эффективности ГТМ в НГДУ «Орджоникидзе-нефть» по залежи в целом позволил оценить изменения предельных значений показателей разработки залежи за счет проведения мероприятий.

Путем сбора, систематизации и обобщения результатов о назначениях, проведении, результатах ГТМ могут быть выявлены характеристики эффективности как отдельных мероприятий, так и выявлены общие механизмы воздействия мероприятий на систему «скважина-пласт» [30-32].

Кроме того, в современных условиях нефтегазодобывающим компаниям приходится решать задачи, которые связаны с планированием портфеля ГТМ в условиях ограничений на объемы добываемой продукции, макро- и микроэкономических ограничений. В работе [135] выявлены и проанализированы три ключевые проблемы существующих подходов к планированию капитальных затрат в нефтегазовых компаниях:

- отсутствие регламентированной оценки экономической эффективности отдельных комплексов работ;
- несоблюдение плана инвестиционных расходов ввиду отсутствия эффективной системы контроля за расходованием средств;
- отсутствие механизма оптимизации инвестиционного портфеля компании.

Одно из решений вышеуказанных проблем автор видит в создании механизма оптимизации портфеля инвестиционных проектов на базе математической оптимизационной модели.

Начиная с 2016 года, когда между членами ОПЕК было заключено соглашение «ОПЕК плюс», к которому присоединились дополнительно 11 нефтедобывающих стран во главе с Российской Федерацией, в условиях договорного сокращения объемов добычи нефти в течение первого полугодия 2017 года, в ПАО «Татнефть» остро всталася проблема формирования инвестиционного портфеля, состоящего из инвестиционных заявок на проведение геолого-технических мероприятий в условиях установленных ограничений на объемы добычи нефти. Необходимо отметить, что на тот момент в компании отсутствовал какой-либо информационный инструмент или проработанная методика решения оптимизационной задачи: сформировать такой набор заявок по планируемым мероприятиям, который бы обеспечивал максимум чистого дисконтированного дохода и удовлетворял бы указанным ограничениям на объемы добычи. Уточним, что стандартные используемые подходы по подбору в портфель заявок на основе их удельных показателей эффективности (индекс доходности дисконтированных затрат, внутренней нормы доходности, добыча нефти на рубль инвестиций и др.) и последующая их ранжировка не позволяют получить абсолютно плотный портфель по количеству принимаемых в него заявок при заданных ограничениях, что естественным образом сказывается на охвате мероприятиями эксплуатационного фонда, а в конечном итоге, определяет доступные в перспективе объемы дополнительной добычи, затраты на добычу тонны продукции и коэффициент извлечения нефти.

Решение задачи оптимизации затрат при планировании промышленных работ по комплексному применению технологий увеличения нефтеизвлечения и формирования пакета мероприятий рассмотрено в работе Е.Д. Подымова [179]. Общие проблемы формирования программ геолого-технических мероприятий и планирования капитальных затрат освещены в работах [33, 34].

Модели и комплекс программ многокритериального принятия решений на основе нечетко-продукционных моделей, байесовских сетей и экспертных систем исследованы и реализованы в работах [48, 180].

Актуальные исследования и разработка методики оперативной оценки перспективности скважин для методов интенсификации притока нефти с применением нейронных сетей и деревьев решений представлены в работе [36].

1.5. Мониторинг и управление эксплуатационным фондом скважин на основе статистических и нейросетевых алгоритмов

Общие проблемы осуществления мониторинга эксплуатационного фонда скважин по наблюдаемым и замеряемым технологическим параметрам четко встали тогда, когда стало возможным оперативное их измерение и сбор в единые хранилища данных. Решение задач на основе анализа оперативных данных является неотъемлемой частью всего процесса эксплуатации месторождений, а с начала 2000-х годов статистические и нейросетевые технологии начинают проникать в промысловые автоматизированные системы [139].

В компании «Татнефть» к 2014 году была создана необходимая информационная инфраструктура, обеспечивающая поступление промысловых данных в единую корпоративную информационную систему. Попытки создания систем оперативного контроля и управления процессом добычи нефти на основе мониторинга значений параметров работы телемеханизированного фонда скважин происходили неоднократно разными инженерными группами. В работе [140] описана созданная подсистема сбора и обработки первичных данных с возможностью последующего мониторинга и анализа получаемой информации в качестве одной из составляющих интеллектуального месторождения. Система основана на реализации алгоритмов первичной отбраковки данных по заданным допустимым коридорам и выдаче автоматических сигнальных сообщений при выходе значений замеряемого параметра за заданный коридор.

Продолжением работ с телемеханизированным фондом является система АСДКУ НТЦ «Автоматизации, измерения, инжиниринг» для контроля и управления фондом скважин в реальном времени, представляющая собой набор стандартных форм с расчетом стандартных статистических моментов (среднее,

среднеквадратическое отклонение, медиана и др.) с отображением результатов в виде матриц Мэриленда и контрольных автоматических срабатываний на нештатные замеры телеметрии. Тем не менее, реализованная система не обладает каким-либо инструментарием для решения задач поддержки принятия решений в области управления эксплуатационным фондом, связанных непосредственно с разработкой и эксплуатацией месторождений, а сосредоточена лишь на оповещении о нештатных ситуациях с оборудованием [141].

Интересна работа по решению задачи классификации эксплуатационного фонда скважин и дифференциации остаточных запасов в карбонатных пластах на примере турнейских залежей Ново-Елховского месторождения [142]. Описанные операции группирования и идентификации действующего фонда скважин по геолого-технологическим признакам позволили оценить структуру действующего фонда скважин, определить в выделенных по совокупности признаков группах малодебитный фонд скважин, а также выявить возможные причины предельно низких дебитов. В результате установлено, что состояние остаточных запасов на данной стадии разработки определяется как геологическими факторами (высокая неоднородность ФЕС по площади и разрезу), так и технологическими (недостаточность охвата пласта вытеснением и степенью вскрытия пласта).

Аналогичная задача решалась коллективом авторов [143] по дифференциации скважин в зонах с остаточными запасами с использованием нейросетевого моделирования. Объектом исследования в работе рассматривался наиболее продуктивный пласт Сургутского свода. Классификация скважин изучаемого пласта по множеству параметров производилась с использованием искусственных нейронных сетей. Результатом проведенного группирования и идентификации действующего фонда скважин по геолого-техническим признакам стала возможность определения фонда скважин, на котором можно было рекомендовать проведение геолого-технологических мероприятий в зонах малых дебитов.

В работе [109] на основе использования нейросетевого алгоритма самоорганизующейся карты Кохонена производится кластеризация замеров

значений параметров дебит и объем закачки по добывающим и нагнетательным скважинам соответственно, что позволяет ввести понятие «ранга коэффициентов» взаимовлияния скважин и произвести автоматическую оценку степени влияния скважин в телемеханизированной группе, а дальнейшее регулирование работы нагнетательных скважин производить с учетом полученных коэффициентов.

Цифровое интегрированное моделирование в процессе управления заводнением используется и в компании «Газпром нефть» [144], при котором скважины разбиваются на несколько классов на основе анализа значений их технологических параметров, что позволяет оптимизировать наборы ГТМ, провести регулирование режимов скважин и обеспечить прирост добычи.

1.6. Выводы

Из проведенного анализа научно-технической литературы и публикаций можно сделать следующий вывод, что на текущий момент в условиях интенсификации процессов цифровизации производственных отраслей в направлении разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возрастает интерес к использованию современных вычислительных подходов и способов анализа данных с целью получения информации, которая позволяет осуществлять поддержку принятия решений в задачах мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин, назначения геолого-технических мероприятий, подзадачах, требующих оптимизационных вычислительных решений, доступных к реализации только при наличии вычислительных ресурсов на электронно-вычислительных машинах.

Проблема идентификации явлений интерференции и взаимовлияния скважин оставалась и остается актуальной на всех этапах разработки месторождений. Управление разработкой месторождения путем регулирования режимов скважин возможно только при условии наличия достоверной информации о степени взаимовлияния скважин, которая может быть получена как прямыми методами исследования (трассерные исследования, гидропрослушивание), так и в результате

анализа высокодискретных данных с телемеханизированного фонда. Кроме того, выявление групп скважин, нуждающихся в экстренной корректировке режима, представляет собой отдельную методологическую задачу и может решаться с использованием различных подходов.

Тема подхода нестационарного заводнения и воздействия на пласт представлена многими литературными источниками, авторы предлагают различные схемы организации управляемых групп скважин, корректируют и дополняют известные из работ М.Л. Сургучева аналитические зависимости, используемые при подборе периодов интенсификации отборов и нагнетания.

Тем не менее, наличие эксплуатационного фонда с высокой степенью телемеханизации позволяет существенно расширить возможности исследователя в разработке и реализации методов управления режимами скважин.

Проблема достоверности анализируемых данных остро ощущается и в задачах построения математических моделей процессов, сопровождающих разработку месторождений, так и в задачах гидродинамического моделирования. Причём отмечается, что при большей выработанности запасов и высокой степени накопленного техногенного воздействия на пласт, достоверность результатов гидродинамического моделирования снижается и требует использования дополнительных корректирующих факторов, получаемых на основе статистического анализа динамики показателей работы скважин.

Задачи подбора геолого-технологических мероприятий на основе статистического анализа оперативной промысловой информации, окружающих скважины ФЕС непрерывно решаются многими группами авторов на основе применения авторских методик, которые имеют те или иные особенности, а иногда и ограничения в их практической применимости в условиях месторождений компании «Татнефть». Общепризнанные методики, использующие современные подходы статистического и нейросетевого анализа данных, в проанализированном объеме литературы не упоминаются.

Отдельную задачу представляет собой подбор геолого-технических мероприятий по всему эксплуатируемому фонду скважин в условиях макро- и

микроэкономических ограничений, ограничений на суммарную добычу. Авторы публикаций упоминают о необходимости использования математических оптимизационных моделей, позволяющих сохранить объем проводимых ГТМ, не увеличивая при этом долю необходимых для проведения их капитальных вложений, обеспечивая максимальный чистый дисконтированный доход, что позволяет осуществить решение задачи обеспечения базовой добычи и исходного потенциала скважинного фонда в условиях действующих ограничений.

На сегодняшний момент все российские нефтегазодобывающие компании планируют своё стратегическое развитие в условиях масштабного внедрения цифровизации, систем искусственного интеллекта, глубинного обучения во все сопутствующие производству процессы. Основная цель данных преобразований – оптимизация процесса добычи и сокращение затрат.

В ПАО «Татнефть» к настоящему моменту реализована необходимая инфраструктура для обеспечения внедрения пилотных проектов и научно-исследовательских работ в области применения статистического и нейросетевого анализа оперативных и накопленных промысловых данных, использования вычислительных оптимизационных алгоритмов в целях решения конкретных задач, касающихся вопросов мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин, принятия решений о назначении геолого-технических мероприятий, идентификации фильтрационно-емкостных свойств пласта и локализации остаточных запасов в межскважинных интервалах, формирования портфелей геолого-технических мероприятий в условиях ограничений на объемы добычи и капитальные затраты по всему эксплуатационному фонду скважин, что совпадает с исследовательскими задачами данной работы.

ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И РЕШЕНИЯ ПОСТАВЛЕННЫХ ЗАДАЧ

2.1. Нейросетевой алгоритм самоорганизующихся карт Кохонена

Из множества опробованных в исследовательской работе методов наиболее выгодным, пригодным к решению множества задач и универсальным показал себя подход на основе использования нейросетевых моделей.

В результате анализа существующих нейросетевых алгоритмов автор работы пришел к выводу, что наиболее целесообразным для решения поставленных задач являются алгоритмы, которые предложены и развиты выдающимся финским ученым Теуво Кохоненом. В реализации расчетных алгоритмов использовались модификации однослойных самоорганизующихся карт Кохонена, двунаправленные самоорганизующиеся карты Кохонена и алгоритм SuperSOM (самоорганизующейся карты Кохонена с учителем) [151, 153].

Самоорганизующаяся карта Кохонена (англ. Self-organizing map – SOM) представляет собой нейронную сеть с обучением без учителя, которая может выполнять задачи кластеризации, восстановления нечетких множественных статистических зависимостей входящих в сеть параметров, визуализации данных. Карта Кохонена позволяет проецировать многомерное пространство в пространство с более низкой размерностью (чаще всего, двумерное), применяется для решения задач моделирования, прогнозирования и др. Является одной из версий нейронных сетей Кохонена [152].

Самоорганизующиеся карты Кохонена используются для решения таких задач, как моделирование, прогнозирование, выявление наборов независимых признаков, сжатие информации, а также для поиска закономерностей в больших массивах данных. Наиболее часто описываемый алгоритм применяется для кластеризации данных.

Принцип работы и формирования самоорганизующихся карт Кохонена может быть описан следующей упрощенной блок-схемой (Рисунок 1):

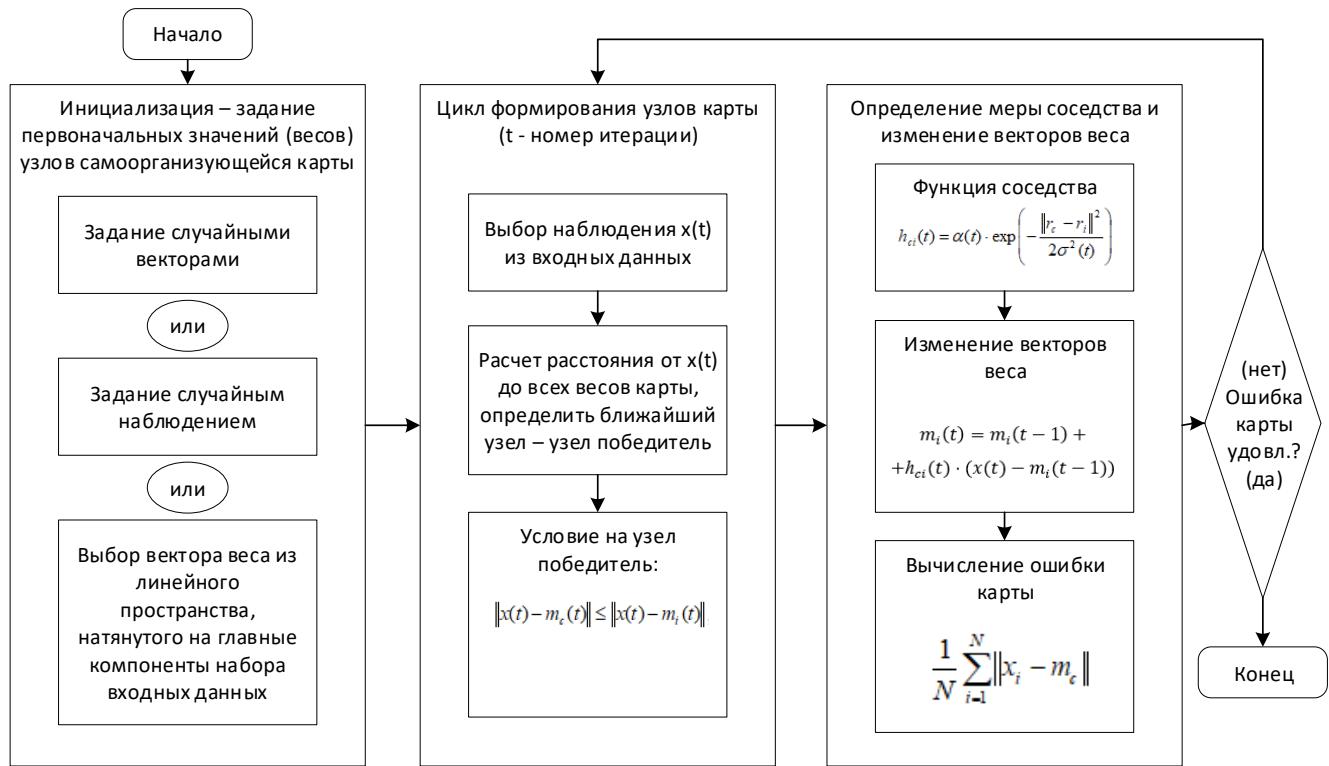


Рисунок 1 – Блок-схема алгоритма самоорганизующейся карты Кохонена

Основная суть работы алгоритма заключается в том, что в процессе итеративного изменения весов узлов карты формируются «основные компоненты», содержащиеся в исходной выборке наблюдений, что, как и в случае метода главных компонент, приводит к уменьшению размерности данных, при этом потери информации о закономерностях связей в исходной выборке минимальны.

В случае использования одной из вариаций самоорганизующихся карт Кохонена – двунаправленных карт (Bi-Directional Kohonen, BDK), исходная выборка разбивается для кластеризации на двух слоях карты X и Y , а при обновлении весов каждого слоя преимущество имеет один из слоев поочередно. На начальном этапе работы алгоритма веса устанавливаются в соотношении (0,75; 0,5), а к завершению устанавливаются в (0,5; 0,5). При прогнозировании значений, находящихся в слое Y , используется вектор входных параметров, соответствующих слою X , определяется наиболее близкий по метрике узел, а прогнозное значение выбирается из противолежащего узла слоя Y . Для пространства Y , состоящего из

категорий, может использоваться вычисление расстояния по Танимото, а для непрерывных параметров – Евклидово расстояние.

Вариации алгоритмов самоорганизующихся карт Кохонена использовались автором в решении задач идентификации явлений взаимовлияния и интерференции скважин (Патент на изобретение РФ №2571470, Способ нейросетевого анализа данных телеметрии по фонду скважин) [156], подбора методов увеличения нефтеотдачи пласта [163], задаче мониторинга и управления фондом скважин добычи сверхвязкой нефти (Патент на изобретение РФ №2598786 Способ нейросетевого анализа состояния телемеханизированных нефтепромысловых объектов) [150, 161, 162], кластеризации распределенных по времени показателей эффективности формируемых оптимальных портфелей геолого-технических мероприятий [164, 183].

2.2. Алгоритм машинного обучения на байесовской сети

Байесовская сеть (или байесова сеть, байесовская сеть доверия, англ. Bayesian network, belief network) — графовая вероятностная модель, представляющая собой множество переменных и их вероятностных зависимостей по Байесу. Байесовские сети позволяют вычислять вероятность наступления события в зависимости от значений окружающих это событие факторов [165].

По определению байесовская сеть представляет собой направленный ациклический граф, вершины которого соответствуют определенной случайной переменной, дуги графа определяют отношение причинно-следственных связей между переменными. Уточним, что получение структуры байесовской сети при обработке исходных статистических данных возможно на основе множества алгоритмов, в основном требующих достаточных вычислительных ресурсов.

После получения графа сети, соответствующего исходным данным, становится возможным получение ответов на заданные вероятностные запросы: расчет вероятности события при заданных значениях параметров, входящих в модель, определение вероятности причинного фактора при наблюдаемом значении

его следствия, определение вероятности условий и причин заданного события при условии наступления одного или нескольких факторов, определяющих данное событие.

Вариации алгоритмов машинного обучения на байесовской сети использованы автором при решении задачи подбора мероприятий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), выявления причинно-следственных связей между входным набором атрибутов, связанных с МУН на бобриковско-тульских отложениях на нагнетательном фонде скважин [173].

2.3. Генетические алгоритмы

Генетический алгоритм – это эвристический алгоритм поиска, используемый для решения задач оптимизации и моделирования путём случайного подбора, комбинирования и вариации искомых параметров с использованием механизмов аналогичных естественному отбору в природе [167, 168]. Другими словами, генетические алгоритмы являются разновидностью эволюционных вычислений, основная тонкость алгоритма – скрещивание (комбинирование) входных параметров (в нашем случае – это режимные показатели работы скважин, геологотехнические параметры и др.).

В классическом описании алгоритма он всегда содержит следующие этапы формирования исходных выборок значений аргументов, на которых будет оцениваться значение оптимизируемого функционала: мутация/скрещивание, наследование, селекция (отбор), формирование нового поколения. После оценки значений функционала на полученной в итерации выборке поколений производится остановка работы алгоритма при достижении следующих условий: оптимизируемый функционал не изменяется от поколения к поколению, заданное количество итераций работы алгоритма исчерпано, иные условия.

Не смотря на отмечающееся часто мнение, что генетические алгоритмыправляются с оптимизацией хуже, чем реализованный под конкретную задачу оптимизационный подход, в тех случаях, когда изначально о задаче, свойствах

оптимизируемого функционала ничего не известно, то использование генетических алгоритмов становится оправданным в качестве некоторого первичного приближения.

В соответствии с описанием генетические алгоритмы являются алгоритмами случайного поиска с использованием апостериорной информации. Детализирование содержания реализованного метода (функций размножения, мутаций и т.п.) является частью конкретного алгоритма и, в основном, определяет скорость нахождения оптимума функционала или его точность [167].

Генетические алгоритмы использовались автором в исследовании задачи формирования портфеля ГТМ в условиях ограничений на объемы добычи и идентификации зон некомпенсированных отборов на 3-м блоке Березовской площади [164, 172, 173].

2.4. Метод кросс-энтропии

Перекрестная энтропия (кросс-энтропия) – это показатель, который можно использовать для оценки точности вероятностных прогнозов. Перекрестная энтропия тесно связана с оценкой максимального правдоподобия, крайне важна для современных систем прогнозирования, потому что делает возможным создание высокоточных прогнозов даже для альтернативных показателей. В цепях поставок перекрестная энтропия используется для оценки моделей, применяемых для расчета вероятностей редких событий, которые часто бывают самыми затратными. Данный показатель разработан на основе тех же принципов, что и более простые показатели точности, такие как средняя квадратическая ошибка или средняя абсолютная ошибка в процентах [169].

Не рассматривая алгебраическую формулировку перекрестной энтропии, разберемся с логикой, лежащей в ее основе. Предположим, что у нас есть вероятностная модель (далее просто модель), которая предназначена для интерпретации событий прошлого и прогнозирования будущего. Каждому случаю в прошлом модель присваивает оценку вероятности такого повторения каждого

случая. Мы можем создать модель, которая просто включит все прошлые случаи и присвоит им вероятность равную 1, однако такая модель не позволит получить какую-либо ценную информацию о будущем. Таким образом, полезная статистическая модель должна неким образом упрощать прошлые события и присваивать им вероятность менее 1 в соответствии с адекватным соотношением статистики в исходных данных.

Сам оптимизационный метод, основанный на использовании кросс-энтропии, характеризуется следующим:

- это метод глобальной оптимизации, который очень полезен, когда оптимизируемый функционал имеет множество локальных оптимумов;
- метод может быть использован для решения непрерывных, дискретных и смешанных задач оптимизации, которые могут включать множество ограничений;
- основан на строгих математических и статистических принципах.

Алгоритм метода и принципы работы подробно описаны в статье [169].

Метод использовался в решении задачи выявления зон некомпенсированных отборов [172], локализации запасов [182] и решении оптимизационной задачи формирования эффективного портфеля ГТМ [172, 173].

2.5. Метод ветвей и границ

В задачах дискретной и комбинаторной оптимизации обычно известно исходное множество допустимых решений, которое необходимо перебрать для нахождения минимума или максимума целевого функционала. Естественно, что количество вариантов при полном переборе может превосходить все мыслимые вычислительные мощности. Поэтому для решения определенного типа задач используются методы неявного перебора, где исходные свойства поставленной задачи позволяют существенно сократить количество итераций и отсеять часть допустимых, но не оптимальных решений [170].

Суть метода ветвей и границ, который относится к методам неявного перебора, состоит в последовательном рекуррентном разбиении множества допустимых решений на подмножества (ветвление) и пошаговом анализе подмножеств на наличие в них оптимального решения (нахождение границ).

В процессе разбиения полученные подобласти образуют дерево поиска, в узлах которого находятся подмножества переменной x .

Основу метода составляет следующая идея (правило отсева для задачи минимизации целевого функционала): если оценка снизу в данной области не меньше, чем оценка сверху для некоторой уже просмотренной области, то исходная область может быть отброшена из дальнейшего рассмотрения, а в случае равенства нижней и верхней оценок на рассматриваемом узле дерева в решении задачи достигается минимум целевой функции.

Метод был использован для решения задачи дискретной оптимизации формирования портфеля заявок ГТМ в условиях ограничений на объемы добычи, подходит для поиска значения абсолютного максимума целевого показателя (чистый дисконтированный доход, добыча на 2-й год, добыча на срок эффекта и т.д.) [164, 173].

2.6. Выводы

Описанные в главе методы были реализованы на организованном в ПАО «Татнефть» высокопроизводительном вычислительном кластере в виде пакетов алгоритмов с широким применением подходов параллелизации вычислений и контейнерной организации программных модулей, что позволило значительно сократить временные затраты на проведение расчетов, обучение нейросетевых моделей, решение исследовательских задач.

Наиболее универсальными подходами для решения исследовательских задач зарекомендовали себя самоорганизующиеся карты Кохонена [151] и метод кросс-энтропии [169].

ГЛАВА 3. МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕЛЕМЕХАНИЗИРОВАННЫМ ФОНДОМ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ И НЕЙРОСЕТЕВЫХ АЛГОРИТМОВ

3.1. Краткие геолого-физические характеристики объектов исследования

В качестве объектов исследования данного раздела автором работы выбраны 3-й блок Березовской площади Ромашкинского месторождения и Ашальчинское месторождение сверхвязкой нефти по той объективной причине, что скважинный фонд на этих объектах на момент проведения исследований и получения исходных промысловых данных характеризовался наибольшей степенью телемеханизированности, а следовательно, для анализа были доступны высокодискретные замеры значений параметров работы скважин, что существенно повлияло на полноту и качество достигнутых результатов.

Третий блок Березовской площади Ромашкинского месторождения [109] территориально расположен на юго-востоке Республики Татарстан, на краевой западной части месторождения, проходит по его контуру нефтеносности, представлен осадочной толщей палеозойских отложений. Основные запасы сосредоточены в терригенных отложениях верхнего девона и нижнего карбона, находятся в горизонте Д1 и плате Д0 кыновского горизонта, представлены песчано-алевролитовыми породами и переслаивающимися песчаниками. Коллектор представляет собой крупнозернистые алевролиты и отсортированные мелкозернистые песчаники. Объект характеризуется многопластовостью, в разрезе пласта Д1 пашийского горизонта выделяется до 6 пластов: «а», «б₁», «б₂», «б₃», «в», «гд». Развитие нефтенасыщенных пород Д1 ограничено южной и юго-восточной частью блока. Все объекты разработки представлены различными по нефтенасыщенности коллекторами и эксплуатируются различным числом скважин, в рамках 3-го блока имеют различную площадь. Наибольшей площадью нефтеносности (свыше 90%) от административно занимаемой территории характеризуется пласт Д0, представленный более чем наполовину высокопродуктивными коллекторами. Небольшие участки представлены

высокопродуктивными глинистыми породами и малопродуктивными коллекторами с долей от общей площади до 30% и 20% соответственно. В ряду пластов «а», «б₁», «б₂», «б₃», «в», «гд» площади нефтенасыщенных коллекторов распределены по убыванию сверху вниз от 60% в «а» до 30% в «б₃». Толщины «в» и «гд» на 3-м блоке вскрыты единично.

Общие характеристики продуктивных отложений (средневзвешенные значения) представлены в Таблице 1 [145, 109].

Таблица 1 – Общие характеристики продуктивных отложений 3-го блока Березовской площади

Параметр	Ед. измерения	Значение
Нефтенасыщенность	%	80
Проницаемость	мкм ²	0,66
Пористость	%	21
Пластовое давление	Мпа	14,5-15,5
Достигнутый КИН	доли ед.	0,367
Общая выработанность запасов	%	70
Текущая обводненность	%	68
Доля остаточных запасов	%	до 40 от общих по площади

Ашальчинское месторождение расположено в Альметьевском районе Республики Татарстан, было открыто в 1960 году, по объему запасов относится к классу мелких. Промышленная разработка началась в 2006 г. С точки зрения геологического строения Ашальчинское месторождение относится к сложным, насчитывает 7 продуктивных горизонтов по разрезу. На месторождении выделяют 23 залежи нефти, в плане совпадающими с продуктивными горизонтами в небольших куполовидных поднятиях, иногда объединенных единой стратоизогипсой [110].

Сложеные песчаниками и алевролитами терригенные коллекторы относятся к типу трещинно-поровых, низко- и среднеемких, среднепроницаемых. Режим – упруговодонапорный.

Нефть девонских отложений относится к типу сернистых, парафинистых, смолистых. Нефти каменноугольных и турнейских отложений близки по своему составу и относятся к типу тяжелой, высокосернистой, парафинистой, высокосмолистой. Выделяются пять основных эксплуатационных объектов, отложения верейского, башкирского, тульско-бобриковского, турнейского и кыновского возрастов.

Объектом промышленного освоения сверхвязкой нефти является шешминский горизонт уфимского яруса Черемшано-Бастрыкинской зоны. По степени насыщенности выделяют три интервала: нефтяной, водонефтяной и водоносный. Нефтяная часть подразделяется на верхнюю, основную и переходную зоны. Верхняя зона представлена песчаниками известковыми, слабоизвестковыми, пористыми, крепкими: пятнами, средне- и интенсивно пропитанными нефтью (к подошве интенсивность увеличивается). Основные характеристики продуктивных отложений Ашальчинского месторождения представлены в Таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики отложений Ашальчинского месторождения

Характеристика	Ед. измерения	Значение
Основная нефтенасыщенная зона		
Средняя глубина залегания	м	80
Нефтенасыщенность весовая	%	4,5-7,5, редко до 11
Нефтенасыщенность объемная	%	23-80
Толщина нефтенасыщенной зоны	м	1-32
Пористость	%	23-34
Плотность нефти	кг/м ³	850-986
Вязкость	мПа·с	1450-44000 (при 8° С)
Нижняя переходная зона (буровато-черные песчаники)		
Толщина	м	0,1 – 21
Пористость	%	10-33
Нефтенасыщенность весовая	%	4-21
Нефтенасыщенность объемная	%	12-98,5

3.2. Повышение качества поступающих данных с телемеханизированного фонда скважин

На момент проведения исследовательских работ по анализу данных с телемеханизированного фонда скважин 3-го блока Березовской площади на объекте была организована система сбора данных телеметрической информации в существующую систему АСУ ТП ЦДНГ «Мега» [145]. Состав и количество объектов указаны в Таблице 3 [109].

Таблица 3 – Состав и количество телемеханизированных объектов на 3-м блоке Березовской площади

Тип объекта	Всего, ед.	Телемеханизировано, ед.
Добывающая скважина	109	109
Нагнетательная скважина	103	103
ГЗУ	13	13
ГЗНУ	1	1

Кроме того, ООО «ТатАСУ» было организовано «Единое хранилище данных» (ЕХД) базирующееся на СУБД Oracle, в которое поступали все тегированные высокодискретные замеры телеметрии со всего телемеханизированного фонда скважин ПАО «Татнефть». Для полноты картины отразим периоды поступления телеметрических данных со скважин в Таблице 4.

Таблица 4 – Период поступления и состав данных телеметрии, поступающих в «Единое хранилище данных»

Тип объекта	Параметр	Период поступления
Добывающая скважина (контроллер Lufkin)	Дебит	24 часа (суточный), 2 часа (накопленный)
	Пиковая нагрузка (min/max)	При каждом качании (в ЕХД)
	Динамограмма	При каждом качании (в ЕХД)
	Давление на приеме насоса	При каждом качании (в ЕХД)

	Параметр	Период поступления
	Буферное давление (при наличии датчика)	24 часа (среднее), 2 часа (среднее)
Нагнетательные скважины	Расход	24 часа, 2 часа, 10 минут
	Давление на устье	24 часа, 2 часа, 10 минут

Кроме вынесенных в таблицу в ЕХД поступало более 20 дополнительных параметров, формируемых контроллером Lufkin.

В 2012-2013 гг. остро встало проблема оценки достоверности поступающих с систем телеметрии замеров значений технологических параметров и повышения их полноты и качества. В результате проведения анализа накопленных данных, способов и статистических методов, пригодных для решения указанной задачи, была предложена общая схема и логика реализации системы, позволяющей не только улучшить качество телеметрических данных, но и решить некоторые прикладные задачи в области разработки месторождений, обеспечивающих эксплуатацию скважинного фонда в условиях недопущения увеличения обводненности продукции и нештатного сокращения отборов.

В 2013 году были реализованы основные вычислительные блоки и запатентован функционал (Пат. на полезную модель РФ №130423) «Матрицы критических состояний телемеханизированных нефтепромысловых объектов» [146].

Матрица критических состояний телемеханизированных нефтепромысловых объектов предназначена для автоматизированного анализа и, на основе агрегирования и обработки потоков данных с систем телеметрии, синтеза систематизированной информации пригодной для решения задач регулирования технологических процессов, сопровождающих разработку нефтегазовых месторождений, а также оперативного контроля и предупреждения возникновения предаварийных и аварийных ситуаций на объектах нефтедобычи. Система состоит из блоков-подсистем, позволяющих на основе оперативных и накопленных данных с систем телеметрии вести непрерывный контроль технологических процессов на вовлеченной в наблюдение нефтепромысловой площади, получать автоматически

генерируемые сообщения о критическом состоянии функционирования объектов и подсистем, формировать сводные эксплуатационные отчеты (Рисунок 2).

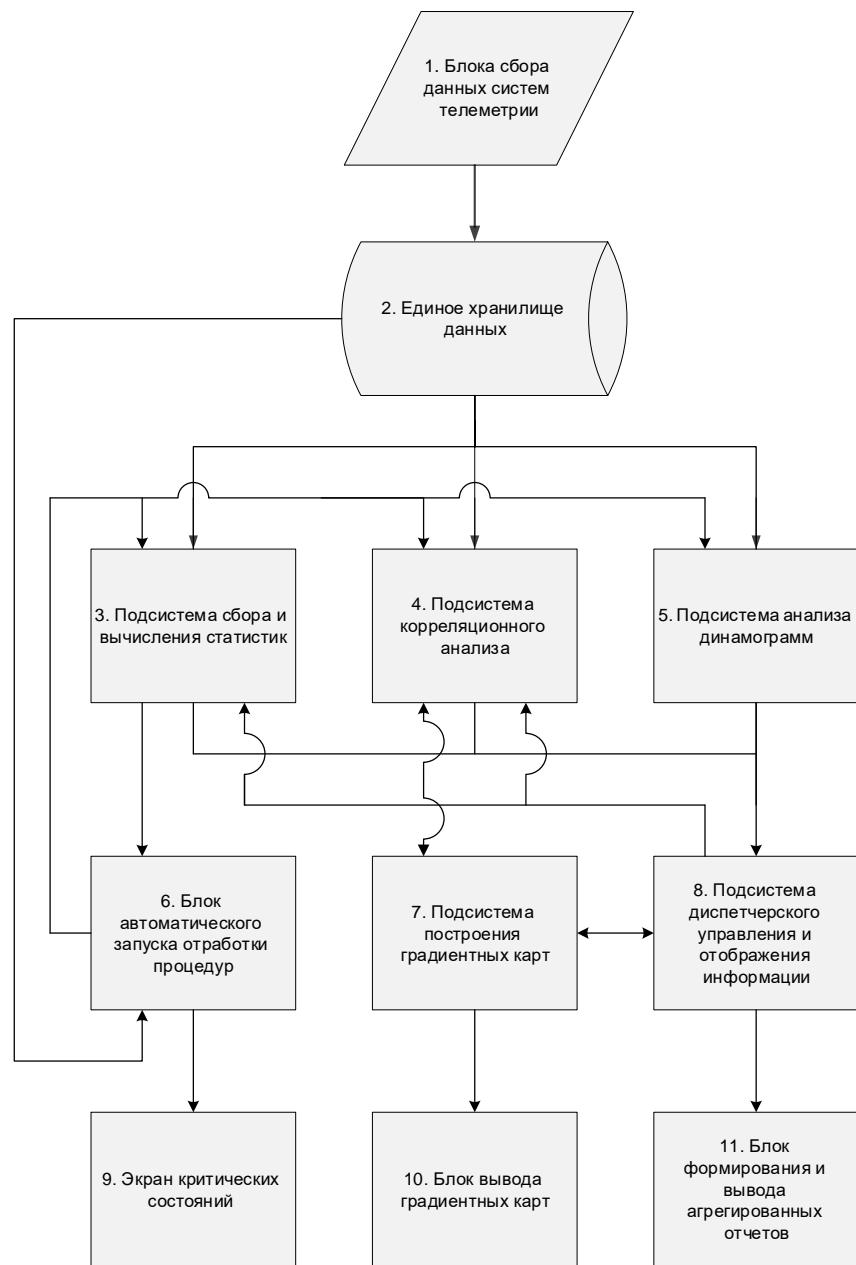


Рисунок 2 – Блок-схема «Матрицы критических состояний телемеханизированных нефтепромысловых объектов»

Реализованная система позволяла на раннем сроке обнаружить не только нештатное функционирование систем телеметрии или погружного и наземного оборудования (УШГН), но и изменение процессов отбора и закачки, связанное непосредственно с изменениями свойств прискважинной зоны пласта.

Основными блоками системы, позволяющими повысить качество поступающих замеров телеметрии, являются: подсистема сбора и вычисления статистик и подсистема корреляционного анализа (Рисунок 3).

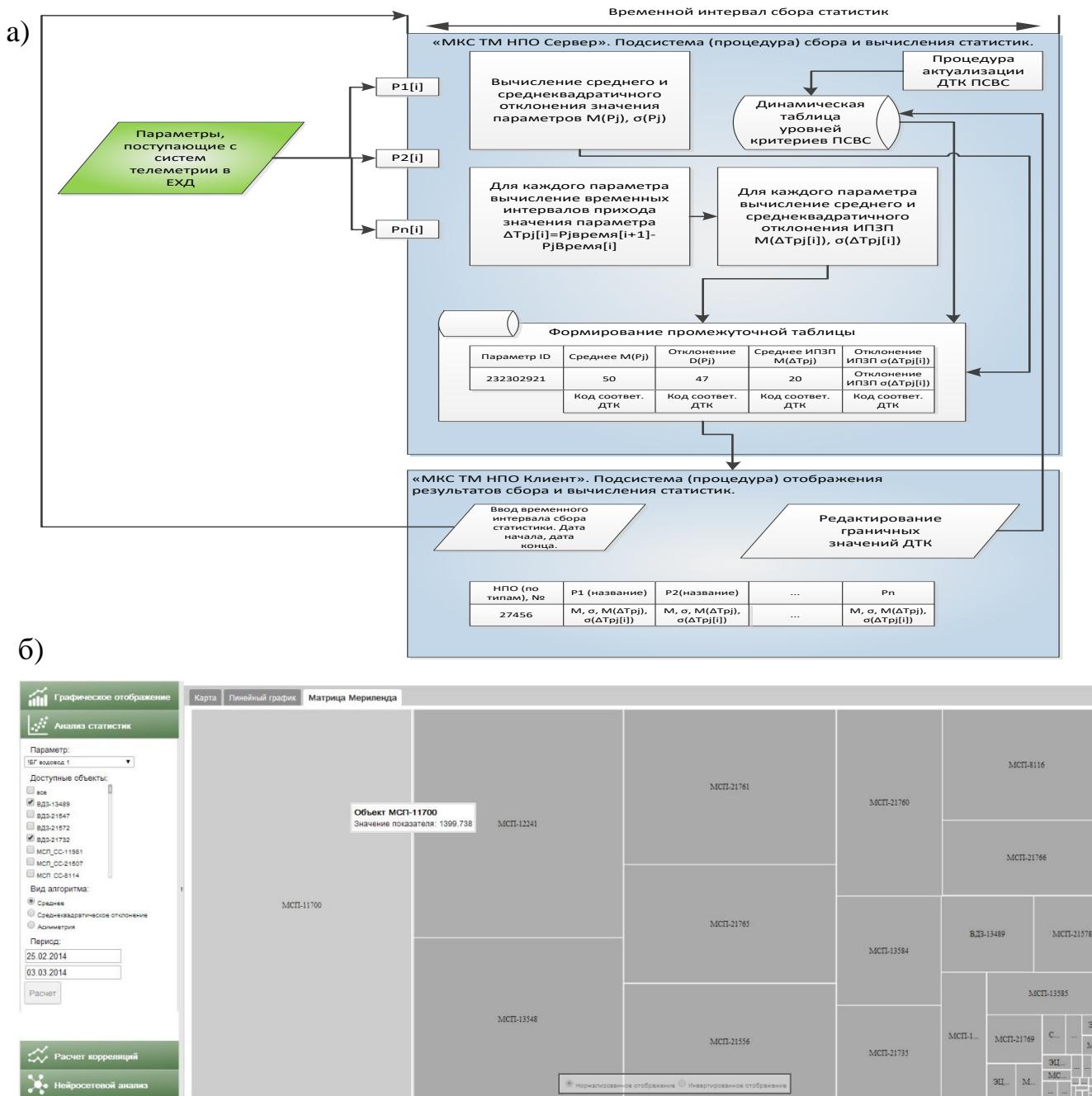


Рисунок 3 – Блок-схема а) и интерфейс б) подсистемы сбора и вычисления статистик

Подсистема сбора и вычисления статистик позволяет собирать и вычислять оценки статистических моментов (среднее, среднеквадратичное отклонение и т.д.) значений измеряемого параметра и временных интервалов его прихода. На основе

работы данной подсистемы по конкретным параметрам формируется динамическая таблица критериев, содержащая в себе допустимые граничные значения на вычисленные статистики. При несоответствии вычисленных статистических моментов динамической таблице критериев формируется сообщение о критическом состоянии объекта (Пат. РФ №2598785) [150].

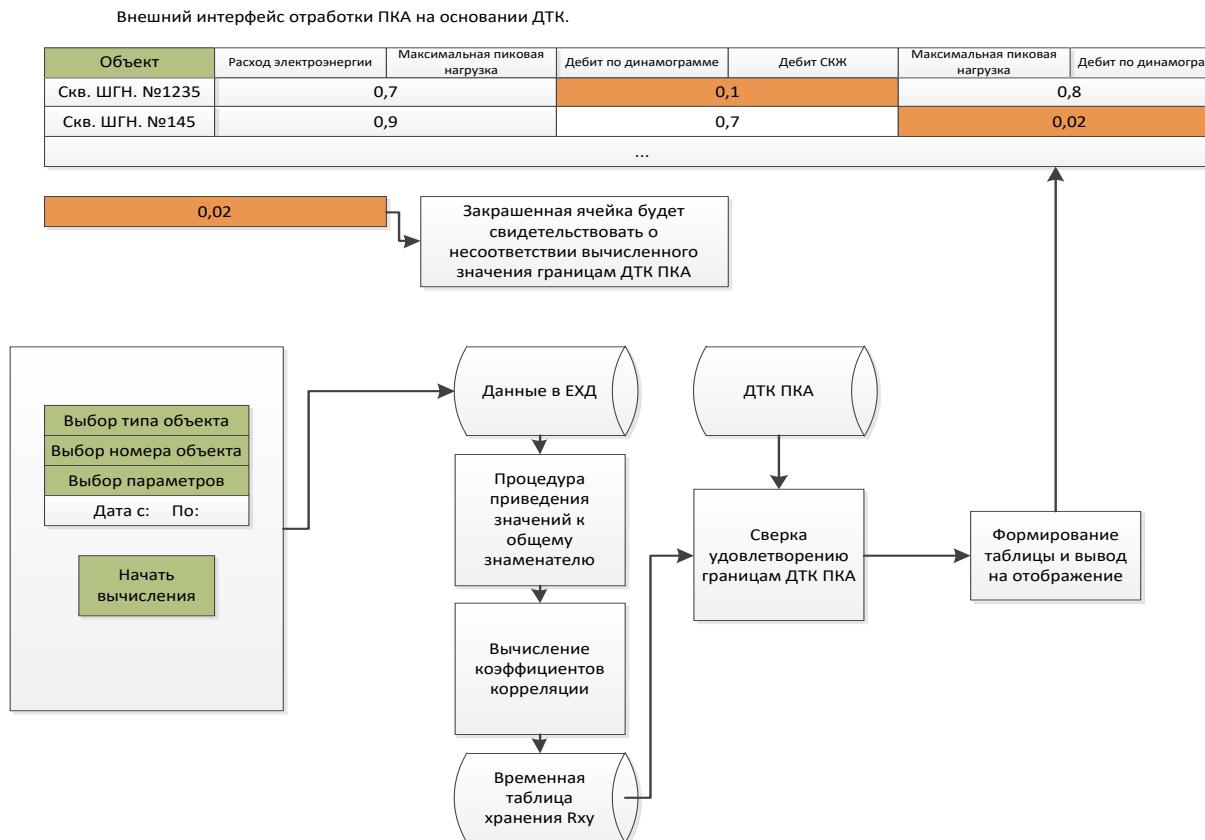


Рисунок 4 – Блок схема подсистемы корреляционного анализа

Подсистема корреляционного анализа (Рисунок 4) выполняет функции выявления степени взаимного влияния заданных параметров, вычисления коэффициентов корреляции [147] и, на основе установления соответствия вычисленных коэффициентов динамической таблице критериев, выдачи предупреждающих сообщений.

Реализация программного решения позволила повысить качество и полноту поступающих данных с систем телеметрии 3-го блока Березовской площади, а по оценкам экспертов НГДУ «Альметьевнефть» полнота и качество достигли 95% порога от установленных регламентных значений.

3.3. Сокращение недоборов на основе спектрального анализа динамограмм и нейросетевой кластеризации режимных параметров

В реализованной системе «Матрице критических состояний телемеханизированных нефтепромысловых объектов» (МКС ТМ НПО) отдельном блоком выделяется подсистема анализа динамограмм, основанная на использовании спектрального анализа сигналов при помощи быстрого преобразования Фурье [148, 149].

Ввиду доступности полного высокодискретного набора динамограмм в едином хранилище данных (ЕХД), появилась возможность полноценного анализа материала со скважин УШГН 3-го блока Березовской площади и, кроме того, всего оснащенного контроллерами Lufkin скважинного фонда.

Быстрое преобразование Фурье (БПФ) представляет собой алгоритм ускоренного вычисления дискретного преобразования Фурье, позволяющий получить результат за конечное время, меньшее чем $O(N^2)$, требуемого для прямого поформульного вычисления.

Поступающие в ЕХД динамограммы представляются в виде последовательных наборов пар чисел L – длина штока, N – соответствующая данной длине штока нагрузка. С учетом того, что отсчеты L для каждой конкретной скважины являются постоянными в каждом замере динамограммы (для контроллера Lufkin), то информативная часть по изменению соответствующих отсчетов N -нагрузки характеризуют процесс функционирования УШГН в целом.

Поэтому в МКС ТМ НПО был реализован отдельный модуль, осуществляющий для каждой скважины БПФ вектора нагрузок и построения тепловой карты по данным вычисленных гармоник.

Особенность анализа рассчитанных спектрограмм заключается в том, что само представление их изменения в виде тепловых карт позволяет заранее спрогнозировать накопление нештатного функционирования УШГН, а следовательно, сократить риск появления недоборов.

Кроме того, анализ вектора полученных после БПФ амплитуд гармоник является более простым алгоритмом с точки зрения машинной реализации, т.к. изменение амплитуды гармоники (её рост или уменьшение) отражается в дифференциальном изменении скаляра значения от динамограммы к динамограмме.

Простая демонстрация возможностей анализа изменения поведения УШГН по спектрограммам представлена на Рисунке 5.

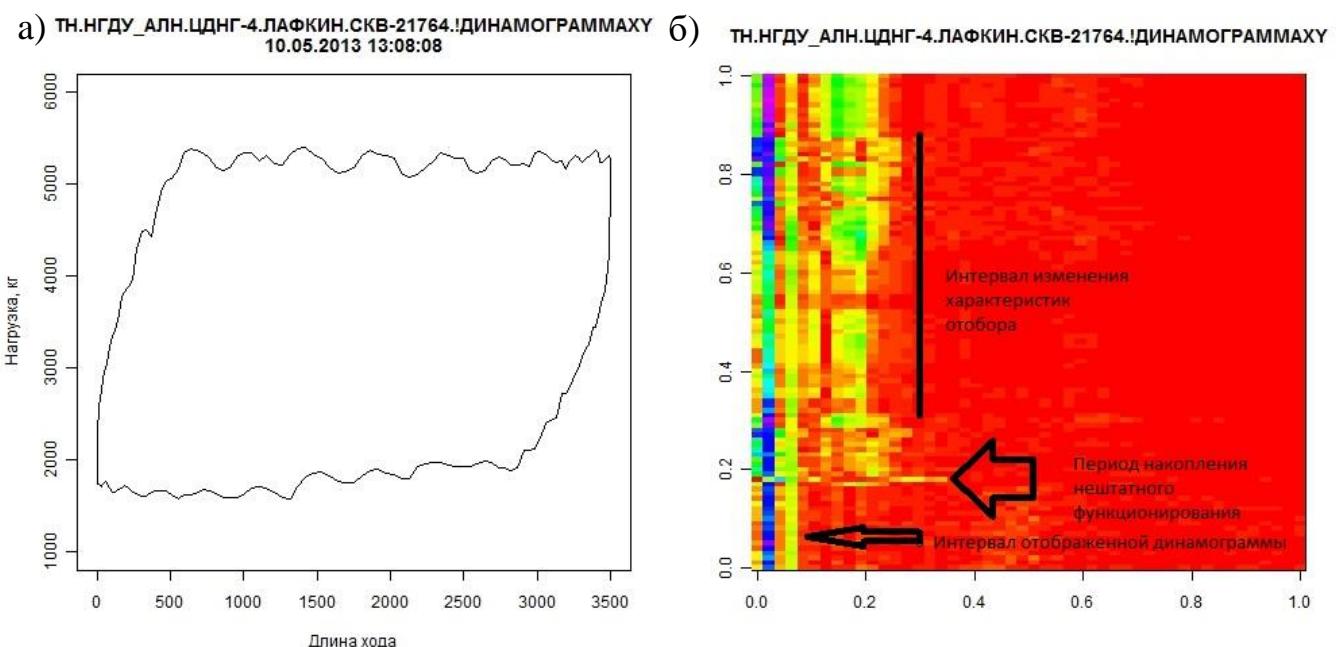


Рисунок 5 – Динамограмма а) и тепловая карта б) динамики изменения динамограммы во времени по скважине №21764

Отображение векторов амплитуд рассчитанных гармоник в виде тепловых карт позволяет наглядно отобразить динамику изменения процесса отбора, который влияет на структуру самой динамограммы.

Одновременно с этим производилась оценка пригодности нейросетевых алгоритмов к анализу высокодискретных замеров режимных показателей. Кластеризация на однослойной карте Кохонена временных рядов дебитов и обводненности с добывающих скважин, расходов со скважин ПДД, позволила строить карты группировки скважин по характеру их поведения (Рисунок 6).

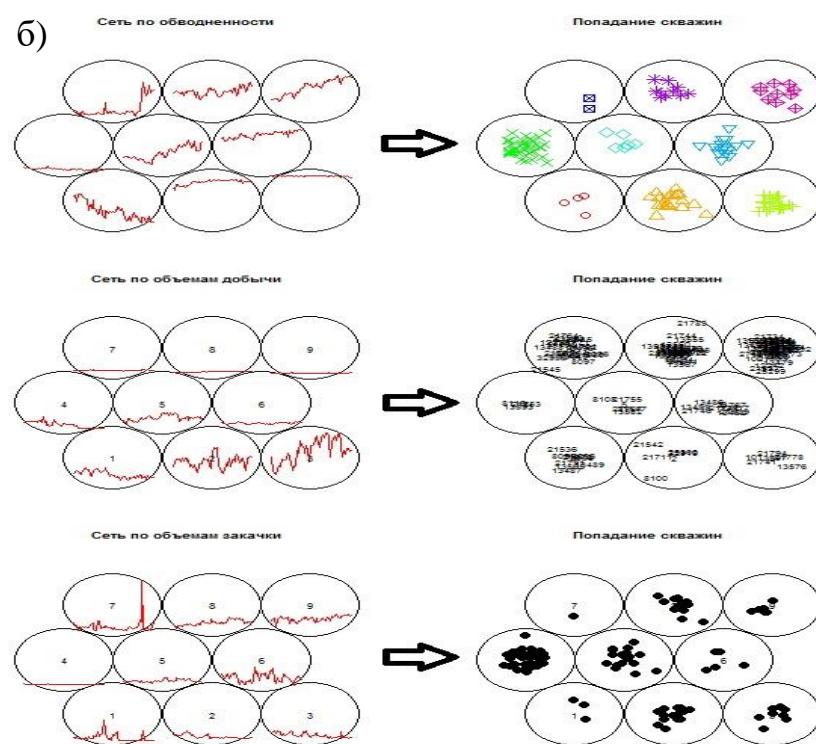
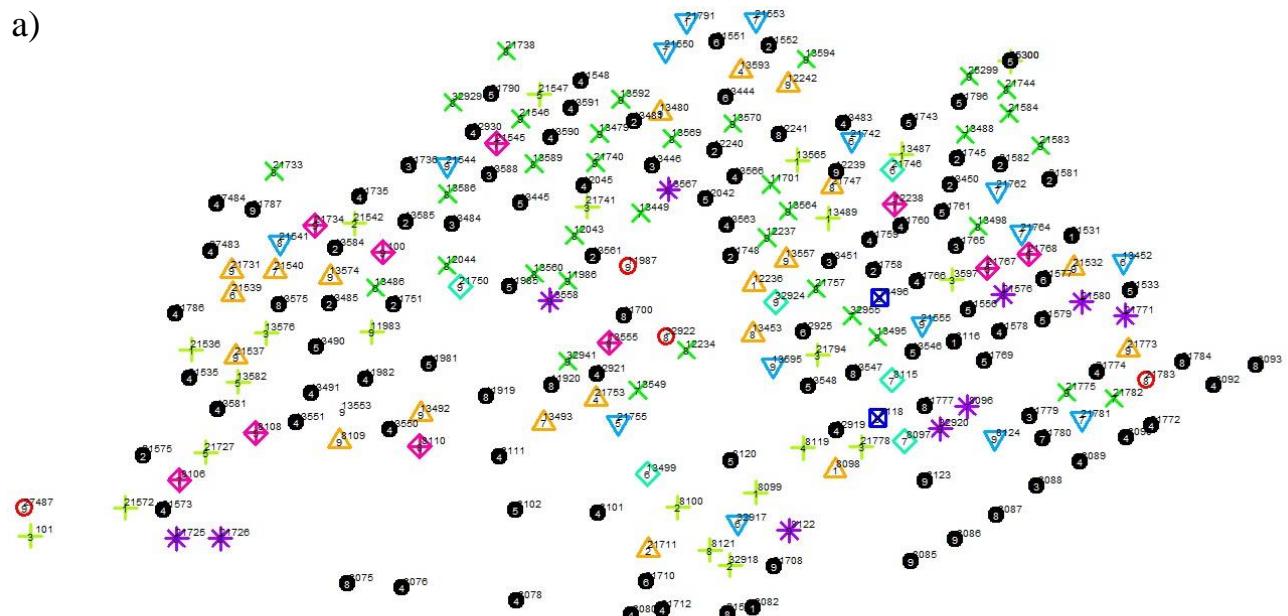


Рисунок 6 – Карта условных координат забоев скважин 3-го блока с нанесенными маркерами кластеризации по трендам состояний а) и кластеры замеров б)

Построенная карта позволяет обнаружить скважины по сходным характеристикам поведения замеряемых технологических и режимных показателей. На основе предложенной методики был реализован полноценный

программный продукт, позволяющий обнаруживать скважины с требующим внимания поведением режимных и технологических показателей, например: рост обводненности продукции наряду с уменьшением или неизменным трендом расхода, рост обводненности добывающей скважины в прямой зависимости от роста закачки на соседней скважине ПДД и др.

Экранная форма реализованного инструмента представлена на Рисунке 7.

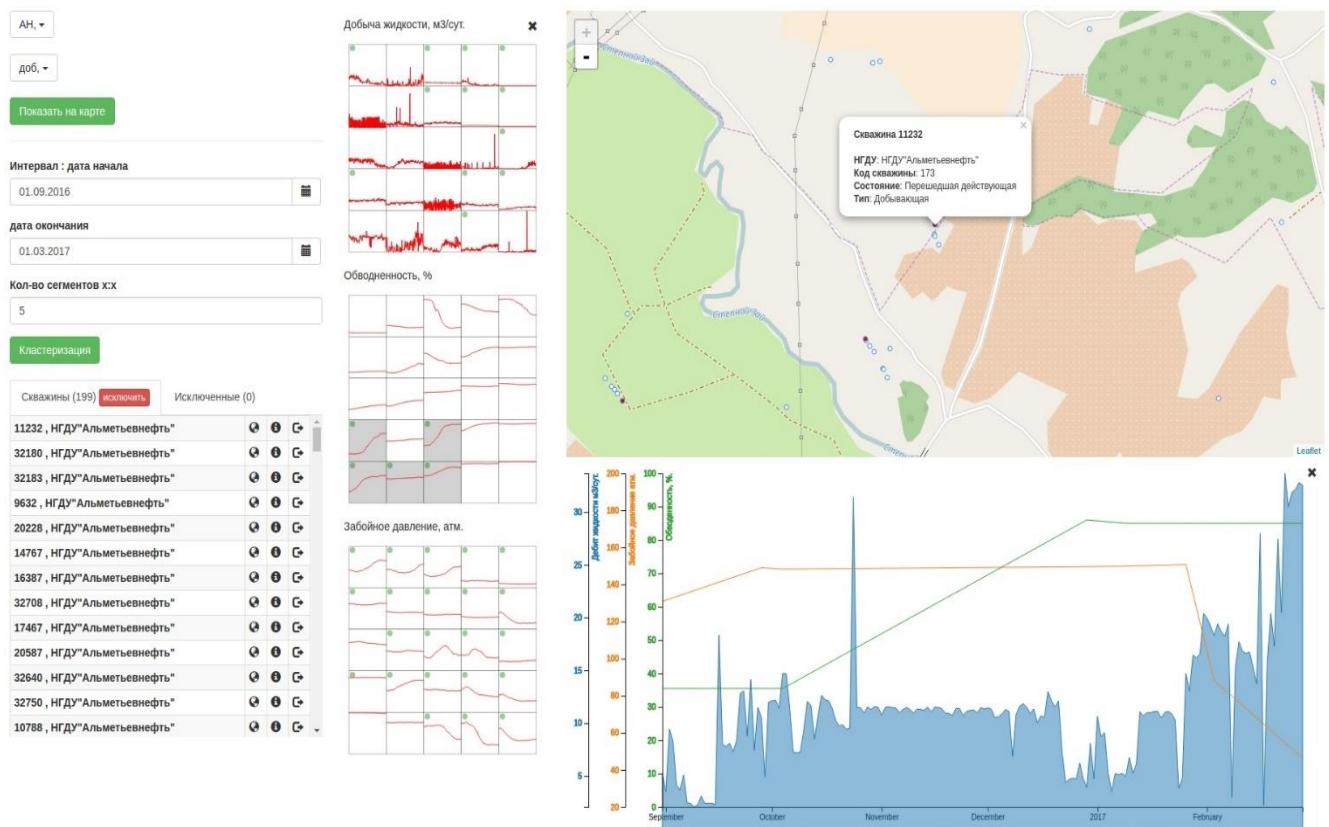


Рисунок 7 – Кластеризованные состояния технологических параметров скважин в экранной форме программного инструмента

В дополнение к этому система позволяет строить сводные отчеты на основе кластеризации параметров на двуслойной карте Кохонена, которые позволяют из всего фонда скважин выделить группы с заданными трендами изменения выбранных параметров. На Рисунке 8 представлена соответствующая экранная форма отчета реализованного программного инструмента анализа трендов режимных показателей эксплуатационного фонда скважин.



Рисунок 8 – Сводный отчет на основе кластеризации параметров по всему фонду скважин ПАО «Татнефть» (условные значения)

Из указанного отображения (Рисунок 8) легко выделить фонд добывающих скважин, на котором производилось циклирование отборов (например, левый верхний угол каждой из 4 таблиц 6x6): периодическая эксплуатация, 5 периодов циклирования, 26 скважин, среднее значение добычи для группы скважин за выбранный период $62,56 \text{ м}^3/\text{сут.}$, весь фонд скважин принадлежит НГДУ «Бавлынефть». Выделенный серым квадрат: ниспадающий тренд добычи за выбранный период, 93 скважины, средняя добыча за период $77,13 \text{ м}^3/\text{сут.}$, большее количество скважин из группы относится к фонду НГДУ «Азнакаевскнефть» (лепестковая диаграмма, синий сектор).

На разработанную систему был получен патент на изобретение РФ №2598785 Система статистического и нейросетевого анализа данных телеметрии нефтепромысловых объектов [150].

3.4. Задача идентификации взаимовлияния скважин

После того как были достигнуты положительные результаты по увеличению качества данных с систем телеметрии скважинного фонда 3-го блока Березовской площади, исследовательские работы нацелились на решение задач идентификации взаимовлияния скважин для использования полученной информации в решении задач, связанных с управлением процессом разработки путем оптимизации режимов работы скважин.

На основе использования нейросетевых алгоритмов самоорганизующихся карт Кохонена (СКК) [151] было предложено несколько схем идентификации взаимовлияния скважин [154, 155].

Исходными данными для проведения идентификации являются значения замеров о дебите на добывающих скважинах и расходе на скважинах поддержания пластового давления (ППД), находящихся на одном объекте разработки и работающих на одни и те же продуктивные горизонты так, что их условно можно считать гидродинамически взаимосвязанными.

Пусть в наблюдении имеется m скважин, для каждой из которых совместно произведено n ежесуточных замеров параметра дебит/расход, т.е. в наличии имеются вектора:

$$s_1 = (q_1^1, q_2^1, \dots, q_n^1), \dots, s_m = (q_1^m, q_2^m, \dots, q_n^m). \quad (2)$$

Ввиду того, что процессы массопереноса и перераспределения давления в пластовых условиях занимают достаточное время и не происходят мгновенно, то при увеличении расхода на возмущающей скважине ППД отклик от этого возмущения по тому же параметру обнаружится на близлежащих добывающих скважинах с запаздыванием. Условно, если скважины s_1, \dots, s_m расположены в одну линию, s_1 – возмущающая скважина, а остальные – наблюдательные добывающие, то приращение факторов q_j^i будет происходить по принципу: чем больше значение i , тем больше значение j , при котором фактор получает приращение. В обратном случае наблюдается инерционность затухания

возмущения, процесс которого происходит по тому же принципу. Этот факт позволяет рассматривать s_1, \dots, s_m с точки зрения объектов, обладающих указанными свойствами q_j^i , и решать задачу поиска сходства объектов по указанным факторам [154].

Задачей идентификации является нахождение наиболее схожих объектов по наборам сигналов-факторов, кластеризация их в группы по схожим признакам, выявленным путем статистической обработки результатов замеров. Кластеры могут иметь пересечения, чем дальше по метрике одна группа отстоит от другой, тем меньше схожесть, а в проекции на технологический процесс – меньше взаимовлияние. Процесс кластеризации будем производить в евклидовом пространстве на плоскости, который схематично можно представить в следующем виде (Рисунок 9).



Рисунок 9 – Принцип работы процедуры кластеризации на самоорганизующейся карте Кохонена

На схеме показано, как на примере замеров расхода с девяти скважин произведена кластеризация их по «схожести» на плоскости с гексагональным расположением ячеек. В результате кластеризации скважины, наиболее схожие по параметрам изменения процесса, располагаются на схеме ближе друг к другу. Группы скважин соседствуют с другими группами, с которыми так же просматривается определенная статистическая связь. Чем дальше скважина расположена от другой на результирующей схеме, тем меньше сходства по

указанным факторам они имеют. На данный способ был получен патент на изобретение РФ №2571470 [156].

Кроме того, указанная схема идентификации взаимовлияния может быть существенно улучшена при использовании известных значений давлений на приеме насоса для добывающих скважин и устьевых давлений для скважин ППД.

Вторым этапом был опробован нейросетевой подход идентификации межскважинного взаимовлияния, который по своей сущности позволял определить степень взаимовлияния скважин без получения значений конкретной физической величины (гидропроводности в межскважинных интервалах). Алгоритмы позволили производить «ковровые расчеты» (сплошные по участкам) степени взаимовлияния скважин при малых затратах времени [157].

В реализации расчетного алгоритма использовался алгоритм двунаправленных самоорганизующихся карт Кохонена [151]. Суть способа заключается в следующем [157]. Выбирается скважина (основная) относительно которой необходимо получить степень её гидродинамической связи со скважинами соседками (первый, второй ряды скважин). Для наблюдаемого участка площади и заданного интервала времени производится выборка замеренных параметров Q (расхода) и P (давлений на приеме насоса для добывающих скважин, устьевых давлений для скважин поддержания пластового давления). Значения давлений пересчитываются для приведения их к забойным. На обучение первого слоя карты Кохонена поступают значения Q^*P скважин соседок (обучающие векторы представляют собой набор значений $Q_i^*P_i$ по каждой скважине в моменты времени t_i ($i = \overline{0, n}$), а второго слоя – значения Q^*P основной скважины в те же моменты времени. В результате самообучения взаимные состояния $Q_i^*P_i$, кластеризуются, а количество совместных по времени замеров сокращается с n до заданного количества узлов карты. Полученные совместные состояния значений Q^*P по скважинам в узлах соответствуют наиболее частым их взаимным состояниям на всей выборке моментов t_i ($i = \overline{0, n}$). Одним из вариантов оценки степени взаимовлияния скважин может быть расчет коэффициентов корреляции

последовательной выборки значений Q^*P из пронумерованных узлов карты первого слоя относительно последовательной выборки значений из второго (кластеризованной выборки замеров основной скважины).

Для подтверждения всех способов с привлечением нейросетевых алгоритмов использовались расчеты на относительно классическом подходе на основе использования упрощенных систем дифференциальных уравнений материального баланса [157].

Алгоритм идентификации параметров упрощенных систем дифференциальных уравнений может быть описан следующим образом.

Для рассматриваемой задачи базовым является уравнение материального баланса [157]:

$$\beta V_i \frac{\partial p_i(t)}{\partial t} = w_{ij_1}(p_{j_1} - p_i) + w_{ij_2}(p_{j_2} - p_i) + \dots + w_{ij_n}(p_{j_n} - p_i) - q_i, \quad (3)$$

где i – номер прискважинной зоны;

j_k , $k = \overline{0, n}$ – номера зон соседних с i ;

β – упругоемкость пласта (МПа^{-1});

$V_i = V * m = h * l * l * m$ – пористый объем i -ого блока пласта (м^3);

h – толщина пласта (м);

l – расстояние между скважинами (м);

m – пористость пласта;

w_{ij_n} – гидропроводность между скважинами i и j_n ($\frac{\text{м}^3}{\text{мПа*сут}}$).

В начале работы алгоритма гидропроводностям w_{lk} , $\forall l \in L \forall k \in K$ присваиваются некоторые произвольные значения. Далее на каждой итерации алгоритма решается система уравнений материального баланса для скважин исследуемого блока. При решении системы становятся известными теоретические значения давлений $P_i^T(t)$ $\forall t = \overline{1, T}$ $\forall i = \overline{1, n}$.

С помощью метода наименьших квадратов вычисляется поправка $\Delta w_{lk} \forall l \in L \forall k \in K$, корректируются значения гидропроводностей для следующей итерации алгоритма $w_{lk}^{i+1} = w_{lk}^i + \Delta w_{lk}$.

Данные итерации повторяются до достижения удовлетворительной точности, которая определяется отношением $\left| \frac{I^k - I^{k-1}}{I^{k-1}} \right|$, где k – номер итерации, а функционал I вычисляется как $I = \sum_{t=0}^T \sum_{i=1}^n (P_i^\Phi(t) - P_i^T(t))^2$ ($P_i^\Phi(t)$ – фактические значения давлений) [158].

Реализация алгоритмов идентификации параметров упрощенных систем дифференциальных уравнений материального баланса производилась для обоснования решений другими методами, т.к. сами алгоритмы широко представлены в современных публикациях [109] и близки к классическим подходам решения подобного рода задач. Основным их недостатком было выявлено то, что даже для небольшого фонда скважин вычислительные затраты превышают допустимые нормы для внедрения их в интерактивные автоматизированные рабочие места, поэтому были произведены попытки изменения моделей, ускорения работы алгоритмов.

Кроме того, производились работы по реализации эвристических алгоритмов, которые по своей сути повторяют мыслительные операции геолога при анализе замеров технологических параметров в момент исследования их на предмет оценки степени взаимовлияния. Построение матрицы взаимовлияния скважин соседок в этом случае производилось на основе автоматизированного анализа показателей дебитов, закачек и заключалось в подсчете за период состояний взаимных изменений трендов показателей по скважинам соседкам относительно выделенной наблюдаемой. Алгоритмы показали высокую степень сходства результатов с другими реализованными методами [157].

На результаты проведенных исследовательских работ, реализованные способы и программные модули были получены патенты на изобретение РФ №2597229 [158] и №2608138 [159].

3.5. Выявление зон некомпенсированных отборов и локализации остаточных запасов на основе анализа данных по объемам отборов и нагнетания

Девонские отложения в Республике Татарстан эксплуатируются с 50-х годов прошлого столетия и характеризуются тем, что скважиной могут быть вскрыты до девяти продуктивных гидродинамически не связанных между собой пластов.

Исторически сложилось так, что разработка этих отложений производилась в условиях, когда пластины эксплуатировались одним фильтром. Причем такой режим эксплуатации был принят как в отношении добывающих, так и нагнетательных скважин.

При таких режимах разработки объем отбора жидкости по каждому из пластов, эксплуатируемых одним фильтром, является экспертной оценкой специалиста разработчика и может быть как близкой к реальной, так и очень далекой.

Соответственно, подсчет остаточных запасов по каждому из продуктивных пластов строится на субъективных оценках объемов отборов/нагнетания по пластам.

Можно ли получить обоснование этих оценок и уточнить объем остаточных запасов по каждому из пластов?

На первый взгляд, решение этой задачи может быть получено с помощью инструментов геологического и гидродинамического моделирования. А именно, зная начальное распределение пластового давления, фильтрационно-емкостные свойства по каждому из пластов, граничные условия (в том числе режимы отборов/нагнетания по скважинам) с помощью фильтрационных моделей могут быть рассчитаны притоки/оттоки по пластам.

Однако слабым местом в таких рассуждениях является предположение о выдержанности пластов по латерали – из того, что две соседние скважины вскрывают продуктивный пласт не следует, что они гидродинамически связаны по пласту.

Для решения данной задачи было предложено [172]:

1. Построить локально-усредненную геологическую модель каждого из пластов с неизвестными сопротивлениями между блоками модели.

2. При определенных предположениях решить обратную задачу по выявлению сопротивлений между блоками. Сопутствующим результатом при этом будут расчетные значения объемов отборов/нагнетания по пластам.

Пласт разбивается на блоки (разбиение Вороного), в центре каждого из которых расположена скважина. В модель включаются и те скважины участка, в которых не вскрыт пласт, для которого строится модель. Таким образом, модель будет содержать активные и пассивные блоки. Такое разбиение значительно упрощает систему уравнений для описания процессов фильтрации и в то же время, как показал опыт решения обратных задач на основе данных по давлениям и отборам, получаемых в режиме онлайн, приводит к достаточно точному решению – фактические и модельные значения давлений близки.

При таком подходе к построению геологической модели в качестве неизвестных, требующих идентификации, выступают проводимости между блоками.

Решение обратной задачи для оценки коэффициентов проводимостей требует наличия фактических значений отборов и забойных давлений по каждой из скважин на некотором временном интервале. Эта информация как правило отсутствует – оснащенность реальных месторождений средствами телеметрии крайне низка и, если и присутствует, то только на отдельных скважинах и в основном используется как средство для контроля работы оборудования.

Из этого не следует, что получить некую оценку проводимостей между блоками невозможно. Ведь сама по себе накопленная информация по объемам отборов и нагнетания в разных точках геологического тела в некотором роде определяется структурой этого тела. К примеру, если представить линейный участок пласта в виде: «добывающая скважина 1» – «нагнетательная скважина» – «добывающая скважина 2», а накопленные объемы отборов/нагнетания за достаточно длительный промежуток времени имеют соотношение 70:100:30, то будет справедливым предположение, что проводимость пласта от «нагнетательной скважины» в направлении к «добывающей 1» больше, чем в направлении к «добывающей 2».

Напомним, что для решения задачи идентификации взаимовлияния скважин использовался запатентованный впоследствии способ анализа данных телеметрии, который основан на способности карт Кохонена кластеризовать сходные по «почерку» сигналы (замеры объемов отборов/нагнетания) в близлежащие узлы карты, а подтверждение результатов оценки взаимовлияния было установлено при идентификации гидропроводностей в межскважинном пространстве на упрощенных системах дифференциальных уравнений материального баланса. Реализованные методики обладали следующими недостатками: карты Кохонена не позволяют производить достоверную количественную оценку взаимовлияния, идентификация параметров уравнений материального баланса, даже для малого фонда скважин, является затратной вычислительной процедурой, требующей априорной информации об изменении пластовых давлений по скважинам [182].

С целью преодоления выявленных недостатков был предложен альтернативный способ оценки сопротивлений между соседними блоками разбиения Вороного, в центрах которых расположены забои скважин. Для оценки сопротивлений было введено понятие потенциала блока, в качестве которого принята величина отношения объема отбора/нагнетания по блоку к поровому объему этого блока, отличающийся от коэффициента промывки тем, что коэффициент рассчитывается для накопленных объемов отборов/нагнетаний на заданном промежутке времени, для добывающих скважин имеет отрицательное значение, а для нагнетательных – положительное. Тогда, если обозначить через $\alpha_1(t_0)$, $\alpha_2(t_0)$ потенциалы двух соседних блоков в момент времени t_0 , а через $\alpha_1(t_1)$, $\alpha_2(t_1)$ потенциалы в момент времени t_1 , то обмен потенциалами, зависящий от сопротивления между блоками λ , может быть описан следующим образом:

$$\begin{aligned}\alpha_1(t_1) &= \frac{1+\lambda}{2} \cdot \alpha_1(t_0) + \frac{1-\lambda}{2} \cdot \alpha_2(t_0), \\ \alpha_2(t_1) &= \frac{1+\lambda}{2} \cdot \alpha_2(t_0) + \frac{1-\lambda}{2} \cdot \alpha_1(t_0).\end{aligned}\quad (4)$$

Из формул (4) следует, что при отсутствии проводимости между блоками ($\lambda=1$), обмена потенциалами между блоками не происходит, а при нулевом

сопротивлении ($\lambda=0$) потенциалы сравняются, для каждого из блоков будут равняться их начальной полусумме.

Теперь может быть поставлена следующая оптимизационная задача. Требуется найти такие сопротивления между соседними блоками λ_{ij} , $i=1..N$ и $j=1..K_i$, где N – количество блоков, K_i – количество соседних блоков к блоку i , которые минимизируют сумму абсолютных значений потенциалов (по аналогии с электростатическим перераспределением потенциала) [172]:

$$\sum \text{abs}(\alpha_i(T)) \rightarrow \min. \quad (5)$$

Минимизация суммы абсолютных значений потенциалов всех блоков обеспечивает отражение следующего физического процесса: при заданных накопленных объемах отборов/нагнетания потенциалы по блокам стремятся распределиться таким образом, чтобы обеспечить перетоки из блоков с большим потенциалом в блоки с меньшим, т.е. физический процесс перераспределения давления в пласте идет в направлении минимизации потенциальных «вершин» и «впадин» по блокам, что математически может быть записано выражением (5).

Для решения оптимизационной задачи минимизации функционала использовался высокоэффективный оптимизационный метод перекрестной энтропии [169], который можно охарактеризовать следующим:

- это метод глобальной оптимизации, который очень полезен, когда оптимизируемый функционал имеет множество локальных оптимумов;
- метод может быть использован для решения непрерывных, дискретных и смешанных задач оптимизации, которые могут включать множество ограничений;
- основан на строгих математических и статистических принципах.

Предложенная вычислительная методика может быть описана следующими шагами [182]:

1. Весь период эксплуатации наблюдаемого участка месторождения разбивается на отрезки $[t_i, t_{i+1}]$ по следующим событиям: бурение новой скважины на эксплуатируемый объект разработки, зарезка бокового ствола,

бурение новой скважины на другой объект разработки (уточняется геологическое строение эксплуатируемого объекта), перевод скважины из состояния «добыча» в состояние «нагнетание» и наоборот.

2. Подсчет за каждый период накопленных объемов отборов и нагнетания по каждой скважине.
3. Построение для каждого отрезка $[t_i, t_{i+1}]$ разбиения объекта по Воронову и расчет потенциала блока в момент времени t_i .
4. Решение оптимизационной задачи минимизации суммы абсолютных значений потенциалов по группам блоков с целью идентификации сопротивлений λ_{ij} , т.е. производится поиск таких значений сопротивлений, которые доставляют минимум функционалу рассчитываемых по формулам (4) потенциалов: $\sum \text{abs}(\alpha_i(T)) \rightarrow \min$.

Построение карты распределения сопротивлений, для этого вычисленные сопротивления между блоками накладываются на середину ребра разбиения Вороного соседних блоков, между которыми рассчитано сопротивление, далее производится интерполяция значений сопротивлений по всему полю карты.

Для заданного выбранного периода наблюдения T процедура идентификации сопротивлений может быть представлена следующей блок-схемой (Рисунок 10):

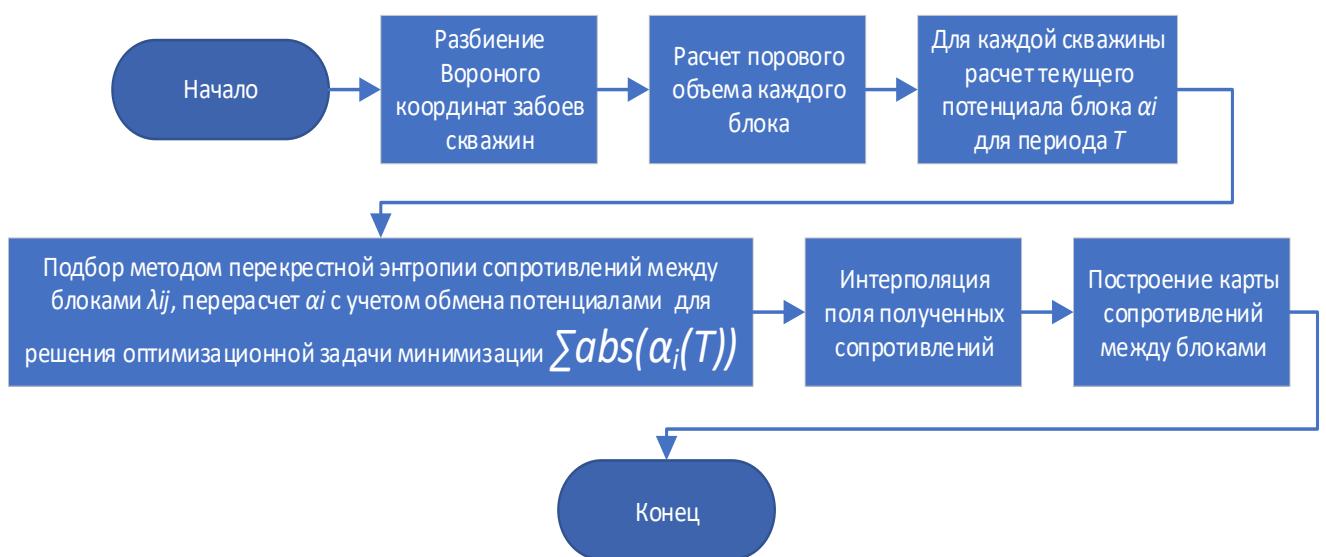


Рисунок 10 – Блок-схема процедуры идентификации сопротивлений

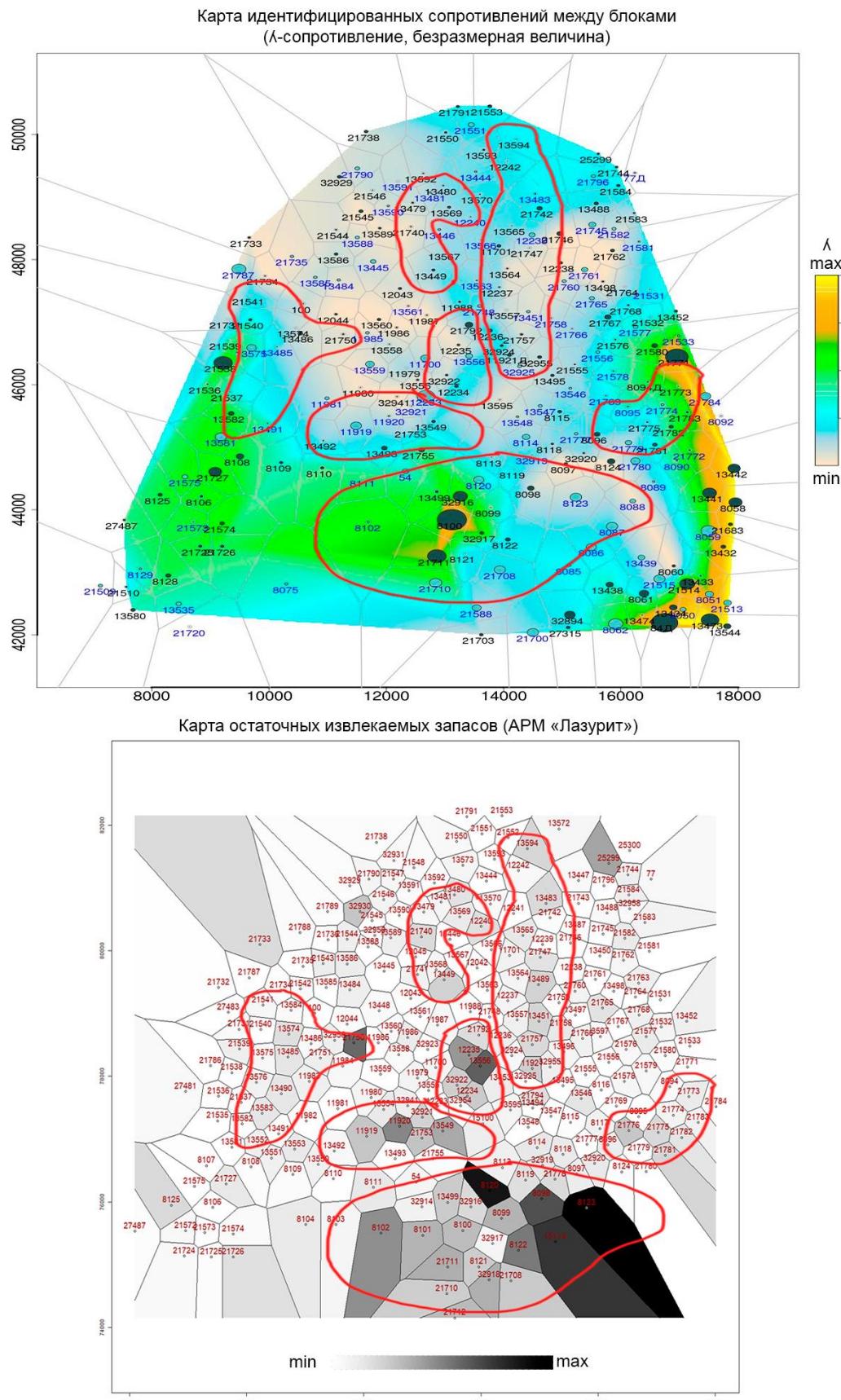


Рисунок 11 – Карта распределения расчетных сопротивлений и карта остаточных запасов из АРМ «Лазурит» по 3-му блоку Березовской площади

Отметим, что потенциал в нашем определении является аналогом давления – чем больше закачка в блок и меньше его пористый объем, то давление в блоке будет больше. А обмен потенциалами является аналогом процесса фильтрации – фильтрация идет в направлении от блока с большим давлением к блоку с меньшим. Зоны некомпенсированных отборов могут быть рассчитаны на основе полученных значений сопротивлений между блоками, расчета на основе сопротивлений движения жидкости между блоками и сравнения фактических объемов отборов и полученных в результате расчета, разность которых может быть отражена объемом окружности на расчетной карте сопротивлений (Рисунок 11).

По расчетным картам был произведен сравнительный анализ с данными по остаточным запасам на различные периоды из корпоративной информационной системы «Лазурит» (автоматизированное рабочее место геолога), разработанной специалистами ТатНИПИнефть, функциональные возможности которой включают: выполнение оценки начальных запасов нефти и распределение отборов и закачки по пластам, расчет структуры остаточных запасов нефти и др.

В результате анализа было установлено, что основные остаточные запасы сосредоточены вдоль границ изменения интерполированного поля идентифицированных сопротивлений [182].

Результаты экспериментальных расчетов легли в основу автоматической процедуры выделения групп скважин и выделения зон некомпенсированных отборов, которая была реализована отдельным модулем разработанного программного инструмента [172, 182].

В результате проведенных расчетов по идентификации коэффициентов взаимовлияния и сопротивлений между блоками, анализа данных с помощью программного инструмента на скважине ППД №12239, после получения результатов ГИС о герметичности эксплуатационной колонны и отсутствия заколонных перетоков, был сделан вывод о неэффективности закачки на указанном участке и необходимости её исключения (перераспределения) [160].

3.6. Автоматизированный подбор участков, назначение режимов, периодов циклирования при реализации нестационарного заводнения

Следующим этапом в использовании статистических и нейросетевых алгоритмов стала разработка способа управления режимами скважин, позволяющего на основе идентифицированных коэффициентов взаимовлияния формировать управляющие команды по изменению режимов по участкам в рамках реализации подхода нестационарного заводнения.

В результате проведенных исследовательских работ был предложен следующий способ разбиения на управляемые группы скважин [157, 177]:

- координаты взаимного расположения забоев (середины интервалов перфорации продуктивного горизонта) подвергаются разбиению Вороного на карте, что обеспечивает однозначное пространственное определение скважин соседок;
- для скважин ППД рассчитываются векторы геометрической суммы расчетных коэффициентов взаимовлияния, направленные от заданной скважины ППД в направлении ее соседок (по разбиению Вороного) и равных по модулю расчетным коэффициентам взаимовлияния;
- производится последовательное перемещение координат забоев скважин ППД в направлении рассчитанного суммарного вектора на величину, равную среднему значению модулей векторов, направленных от целевой скважины ППД к координатам забоев соседок;
- производится кластеризация вновь полученных координат забоев скважин на однослойной карте Кохонена с заданным количеством узлов;
- принадлежность координат к конкретному узлу полученной карты Кохонена определяет к какой из управляемых групп (участков) относится та или иная скважина.

Согласно опробованной схеме подбор, корректировка периодов циклирования происходят на выделенных по вышеуказанному алгоритму участках и подразумевают непрерывный сбор данных о следующих параметрах скважин: добывающий фонд - давление на приеме насоса и дебит, фонд ППД - давление на устье и расход, время работы и простоя для всех скважин.

Для автоматизации циклического заводнения была реализована соответствующая СУБД (система управления базами данных), которая накапливала в себе вышеуказанные замеры, а также уставки, определяющие состояния работы скважин: уставка остановки скважины по достижению давления на приеме насоса, уставка по остановке скважины по достижению суточного дебита, уставка по остановке скважины по давлению на устье (ППД), уставка по объему закачанного агента в сутки (ППД).

Все временные периоды «пуска-остановок», текущие замеры значений параметров сохраняются в информационно-аналитической базе для дальнейшего анализа и проведения адаптивного процесса циклического заводнения.

Данный процесс может быть представлен на следующей схеме (Рисунок 12) [157].



Рисунок 12 – Блок-схема процесса организации нестационарного заводнения с непрерывным наблюдением и обратной связью

Указанная схема позволяет реализовать нестационарное заводнение участков нефтепромысловых площадей с непрерывным наблюдением и обратной связью.

Для наблюдения за совместным поведением отборов/нагнетаний по выделенным участкам необходим отдельный модуль с возможностью выделения (кластеризацией) совместных состояний замеряемых параметров по группе скважин (Рисунок 13).

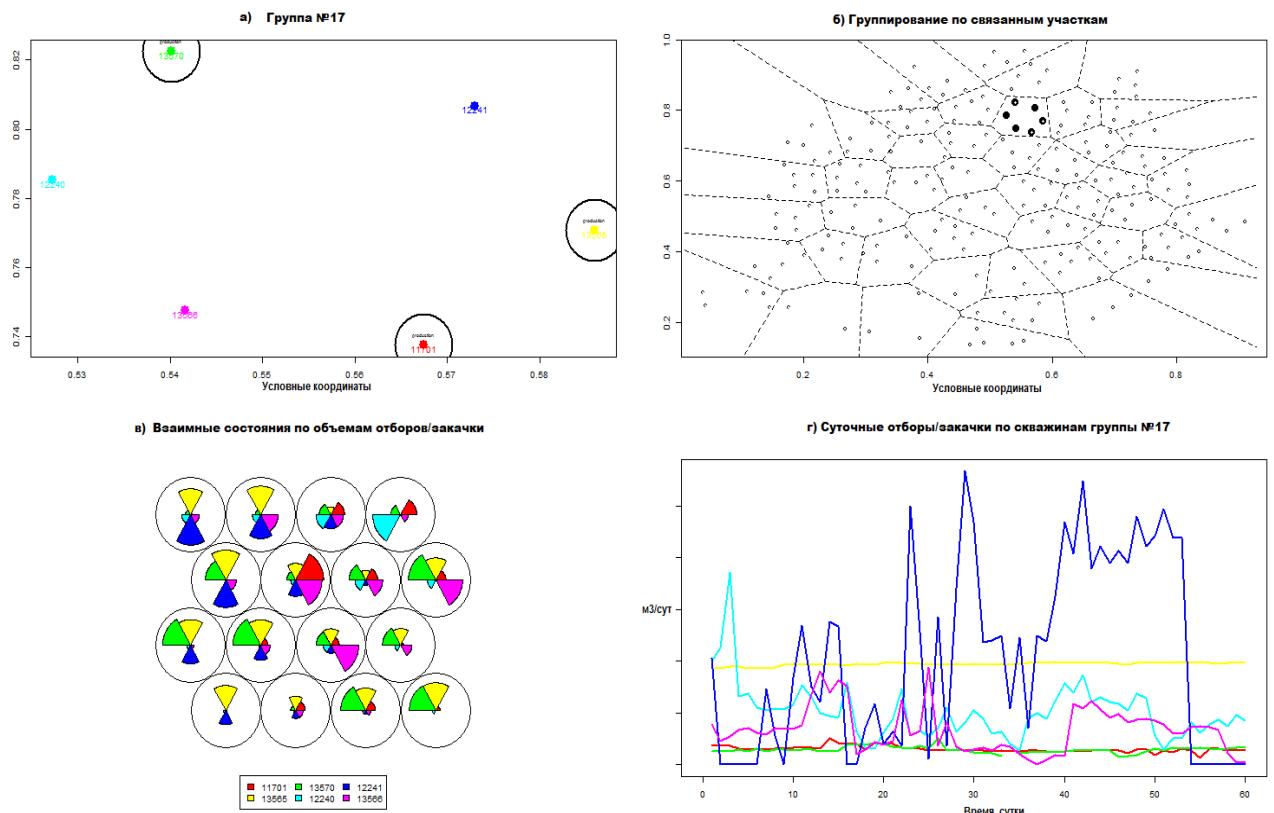


Рисунок 13 – а) выделенная группа скважин в относительных координатах
б) участок 3-го блока Березовской площади в относительных координатах с разбиением на участки наибольшей гидродинамической связи для управления
в) кластеризованные взаимные состояния параметров (дебит/объем закачки)
г) графики замеров значений параметров за наблюдаемый период

Выбор периодов циклирования в зависимости от суммарной продукции по участкам организуется на основе анализа кластеризованных взаимных состояний управляющих параметров (дебит/расход) [176].

Для решения задачи процесса адаптивного подбора параметров циклирования по участкам в системе используются двунаправленные сети Кохонена, входными данными для которых являются: период работы/остановки скважин ППД, приведенное к забойному давление добывающих скважин (рассчитанное из параметра «давление на приеме насоса»), период работы/остановки добывающих скважин, отбор продукции на последующем цикле форсированного отбора.

Для простоты иллюстрации приведем пример модели на нейросети, который продемонстрирует, каким образом взаимное состояние параметров модели формирует значение добытой продукции.

Пусть входными параметрами управляемой модели будут: периоды остановок и пусков добывающего фонда, периоды остановок и пусков нагнетательных скважин, приведенные значения давлений на приеме насоса по участку в периоды уменьшения отборов (в пересчете на забойные давления), приведенные значения давлений на устье скважин ППД (в пересчете на забойные), накопленные значения объемов добытой продукции в цикле форсированного отбора.

В результате обучения двунаправленной карты Кохонена, где во втором слое находятся значения суммарной добычи по участку, соответствующие периодам форсированных отборов, а в первом слое – все остальные вышеуказанные параметры, происходит кластеризация взаимных состояний параметров, которая отражает функциональную связь [176, 177]:

$$Q_{m.u.} \leftarrow F(P_{n.p.h.}, T_{ost.d}, T_{rab.d}, T_{ost.npd}, T_{rab.npd}, P_{n.y.}), \quad (6)$$

где $Q_{m.u.}$ – накопленная добыча между циклами (в период форсированного отбора), $P_{n.p.h.}$ – приведенное давление на приеме насоса, $T_{ost.d}$ – время простоя добывающего фонда, $T_{rab.d}$ – время работы добывающего фонда в цикле, $T_{ost.npd}$ – время остановки скважин ППД, $T_{rab.npd}$ – время работы скважин ППД, $P_{n.y.}$ – приведенное к забойным условиям давление скважин ППД.

Наглядно полученная карта Кохонена представлена на Рисунке 14.

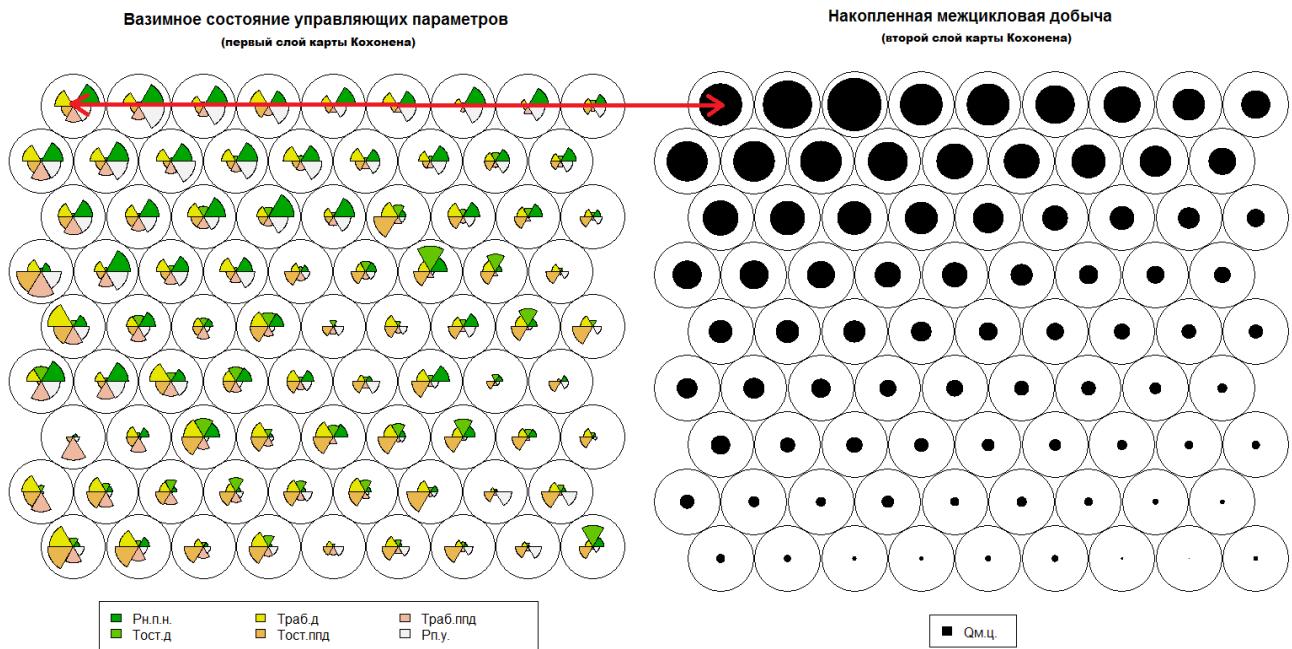


Рисунок 14 – Обученная двухслойная карта Кохонена, отображающая связь управляемого (накопленная добыча в периоды форсированного отбора) и управляемых параметров

В первом слое карты находятся лепестковые диаграммы взаимных состояний управляемых параметров. Каждый узел по порядку соответствует узлу второго слоя (красная стрелка). Данное представление позволяет проанализировать успешные и менее успешные периоды в процессе циклирования по участкам.

Далее алгоритм работы состоит в следующем. Для выведения системы из «условного» равновесия управляемые параметры получают некоторые приращения поочередно. По каждому из участков площади производится новый период циклирования, но уже на скорректированных параметрах. В случае, если достигнутая новая цикловая добыча продукции (в период форсированного отбора) пошла на спад, то корректировка параметров происходит в сторону сближения и выбора тех состояний параметров, которые находятся непосредственно в узле соседе первого слоя карты Кохонена. Таким образом осуществляется поиск условного максимума циклового отбора, а система адаптируется к геологическим условиям и физическим возможностям работы наземного оборудования [176].

Другой подход, позволяющий получить ценную информацию в результате обработки данных телеметрии, был реализован в виде отдельного блока, который позволяет кластеризовать совместные состояния режимов скважин за наблюдаемый период, а затем рассчитать матрицу вероятностей перехода от одного взаимного состояния режимов группы скважин к другому. Проиллюстрируем это на простом примере.

Для обучения карты Кохонена используются агрегированные режимные векторы по гидродинамически связанному участку за заданный промежуток времени. В результате работы итерационного алгоритма обучения карты получают кластеризованные взаимные состояния режимов скважин [157] (Рисунок 15).

Взаимные (кластеризованные) состояния режимов скважин

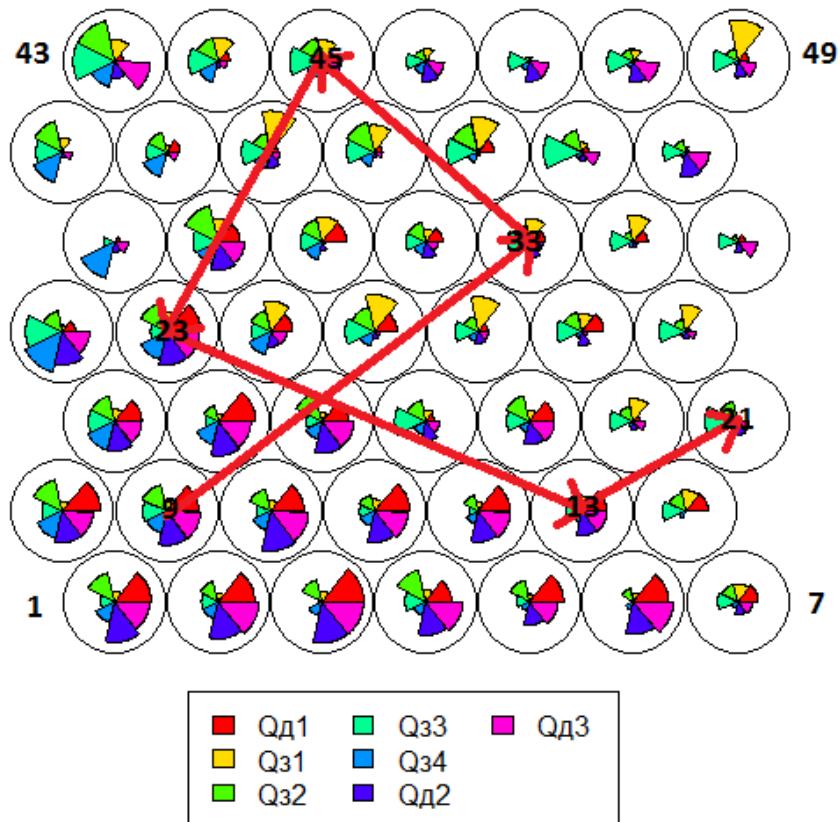
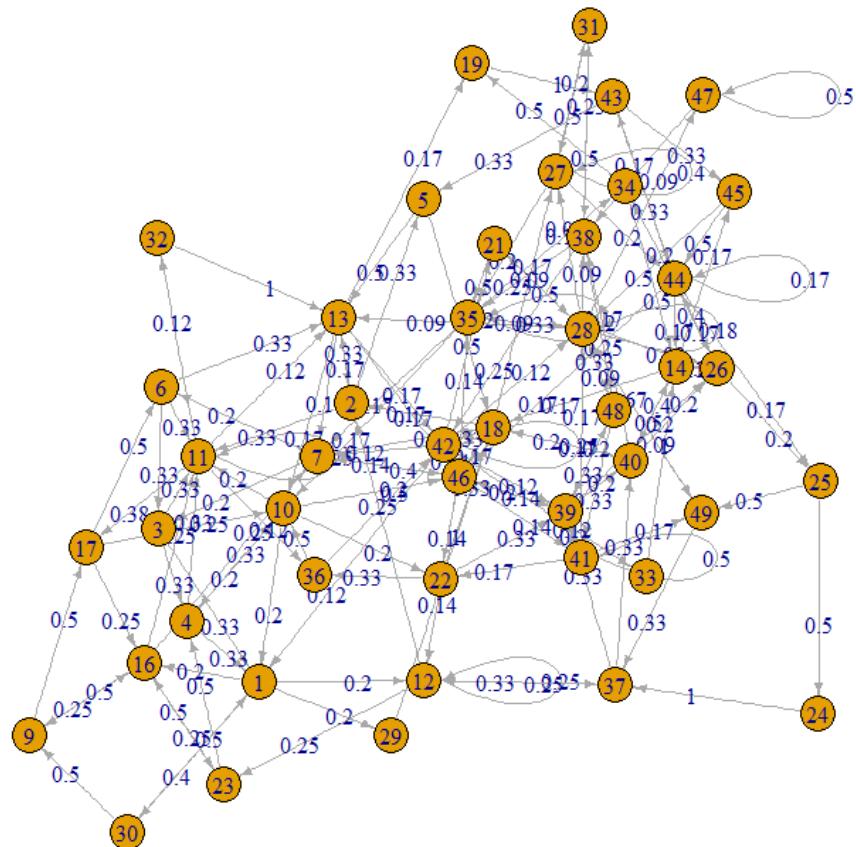


Рисунок 15 – Обученная карта Кохонена с нумерацией узлов с 1 по 49 (Q_{di} – добыча, Q_{3j} – закачка) и переходы (изменения) взаимных режимов от узла к узлу в процессе эксплуатации участка (красные стрелки)

Для всего исследуемого периода эксплуатации участка относительно принадлежности каждого векторы взаимных состояний $(Q_{1i}^{\text{добыва}} \dots Q_{ni}^{\text{добыва}}, Q_{1i}^{\text{закачка}} \dots Q_{mi}^{\text{закачка}})$ в моменты времени i определяется однозначная их принадлежность к конкретным узлам карты (в примере переходы: 9, 33, 45, 23, 13, 21).

Далее, для всего интервала времени совместных замеров рассчитывается матрица статистических вероятностей перехода от узла к узлу. Графически матрица может быть представлена в виде следующего графа (Рисунок 16), где вероятность перехода от узла к узлу представлена в виде стрелок с указанием её значения (вероятность перехода $0 < p < 1$, а сумма выходов из узла равна 1) [157].

Вероятности перехода по узлам карты



Вычисленная матрица статистических вероятностей переходов позволяет автоматически оценить потенциальные возможности выделенной группы скважин по изменению и установке режимов, опираясь на анализ исторически возможных взаимных показателей дебитов и расходов. Данный подход особенно четко отражает зависимости их изменения для участков, на которых добывающие скважины находились в режиме откачки, т.е. станция управления скважиной производила остановку УШГН по достижению определенной уставки давления на приеме насоса, переводя ее в режим накопления. Опираясь на полученную информацию, можно производить задание начальных условий по установке режимов на скважинах и планировать их смену при переходе из периода интенсивного нагнетания в период форсированного отбора [157].

Исследование исходных данных, полученных на телемеханизированном фонде скважин ПАО «Татнефть», позволило выявить цикличность поведения накопленной добычи в зависимости от устанавливаемых режимов скважин на наблюдаемом участке, т.е. максимальные объемы добычи достигались в моменты времени, которым предшествовали периоды увеличения закачки и уменьшения отборов. Данная закономерность имеет сходный характер с поведением участков, на которых производились работы по их эксплуатации с применением метода нестационарного заводнения.

Использование описанного подхода позволяет исключить необходимость расчетов периодов циклирования и осуществлять нестационарное заводнение на основе адаптивного регулирования и подбора режимов, обоснованного выбора участков под нестационарное заводнение.

Все реализованные программные алгоритмы также вошли в реализованную информационную систему по мониторингу и управлению телемеханизированным фондом скважин 3-го блока Березовской площади [157]. Эффект от регулирования режимов скважин поддержания пластового давления на основе использования системы идентификации взаимовлияния скважин составил свыше 6 миллионов рублей.

3.7. Мониторинг и управление телемеханизированным фондом скважин добычи сверхвязкой нефти на основе нейросетевой модели

В настоящее время ПАО «Татнефть» производит масштабные работы по освоению и введению в эксплуатацию битумных залежей, в том числе Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти. Основной особенностью добычи сверхвязких нефей в регионе является использование технологии парогравитационного дренажа. Классическая технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно друг другу на расстоянии около 5 метров. Длина горизонтальных участков может достигать 1000 м. По вышерасположенной горизонтальной скважине производится закачка пара в пласт для создания высокотемпературной паровой камеры. Пар под высоким давлением непрерывно поступает в ствол паронагнетательной скважины, нагревая нефть и снижая ее вязкость, в результате чего нагретая нефть под действием гравитации поступает в нижнюю скважину и откачивается [175].

Особенности эксплуатации и стоимость оборудования обуславливают необходимость высокой степени телемеханизации всего фонда наземными и подземными измерительными системами. Количество передаваемых технологических параметров с пары таких скважин может доходить до сотни. Телеметрические системы позволяют производить контроль состояния оборудования по отдельно взятым замеряемым параметрам, допустимые значения которых ограничиваются так называемыми уставками. Срабатывание автоматики по уставкам обеспечивает реакцию на такие простые события, как перегрев электродвигателя, превышение мощности, отключение и включение погружного насоса по значению давления на приеме. Наблюдение совместного поведения технологических параметров, характеризующего процесс функционирования оборудования и добычи продукции в целом, производился на основе визуального контроля графиков замеров ответственным промысловым персоналом. Рост количества скважин привел к необходимости реализации автоматизированной

системы, производящей мониторинг состояния работы оборудования по многим параметрам на основе анализа их совместного состояния [161].

Статистическое моделирование на основе нейросетевого анализа данных телеметрии позволяет выявлять нештатное функционирование скважин парогравитационного дренажа. Ввиду того, что основным параметром, требующим недопущения отклонения от режимных показателей, является дебит скважины, было необходимо реализовать алгоритм, позволяющий смоделировать функционал зависимости:

$Q \leftarrow F(P, T, N, \dots)$, где Q – дебит жидкости, P – давление на приеме насоса, T – температура на приеме насоса, N – мощность [174].

В результате исследования различных методов свою универсальность подтвердили модификации алгоритмов самоорганизующихся карт Кохонена. Для решения задачи использовался один из вариантов – двунаправленные карты Кохонена.

Напомним, что в случае использования одной из вариаций самоорганизующихся карт Кохонена – двунаправленных карт (Bi-Directional Kohonen, BDK), исходная выборка разбивается для кластеризации на двух слоях карты X и Y , а при обновлении весов каждого слоя преимущество имеет один из слоев поочередно. На начальном этапе работы алгоритма веса устанавливаются в соотношении (0,75; 0,5), а к завершению устанавливаются в (0,5; 0,5). При прогнозировании значений, находящихся в слое Y , используется вектор входных параметров, соответствующих слою X , определяется наиболее близкий по метрике узел, а прогнозное значение выбирается из противолежащего узла слоя Y . Для пространства Y , состоящего из категорий, может использоваться вычисление расстояния по Танимото, а для непрерывных – Евклидово расстояние [161].

В обучении используются следующие данные: вектор x , состоящий из нескольких «независимых» переменных (P, T, N), и y – зависимая переменная Q . При обучении карты для каждого элемента сети вычисляется евклидово расстояние между входным вектором x и вектором весов w . Элемент с наименьшим расстоянием называется победителем и преобразуется с помощью вектора x , веса

w пересчитываются в соответствии с вектором x . Самоорганизующиеся сети – это сети классификации объектов, в случае данных телеметрии – векторов замеров.

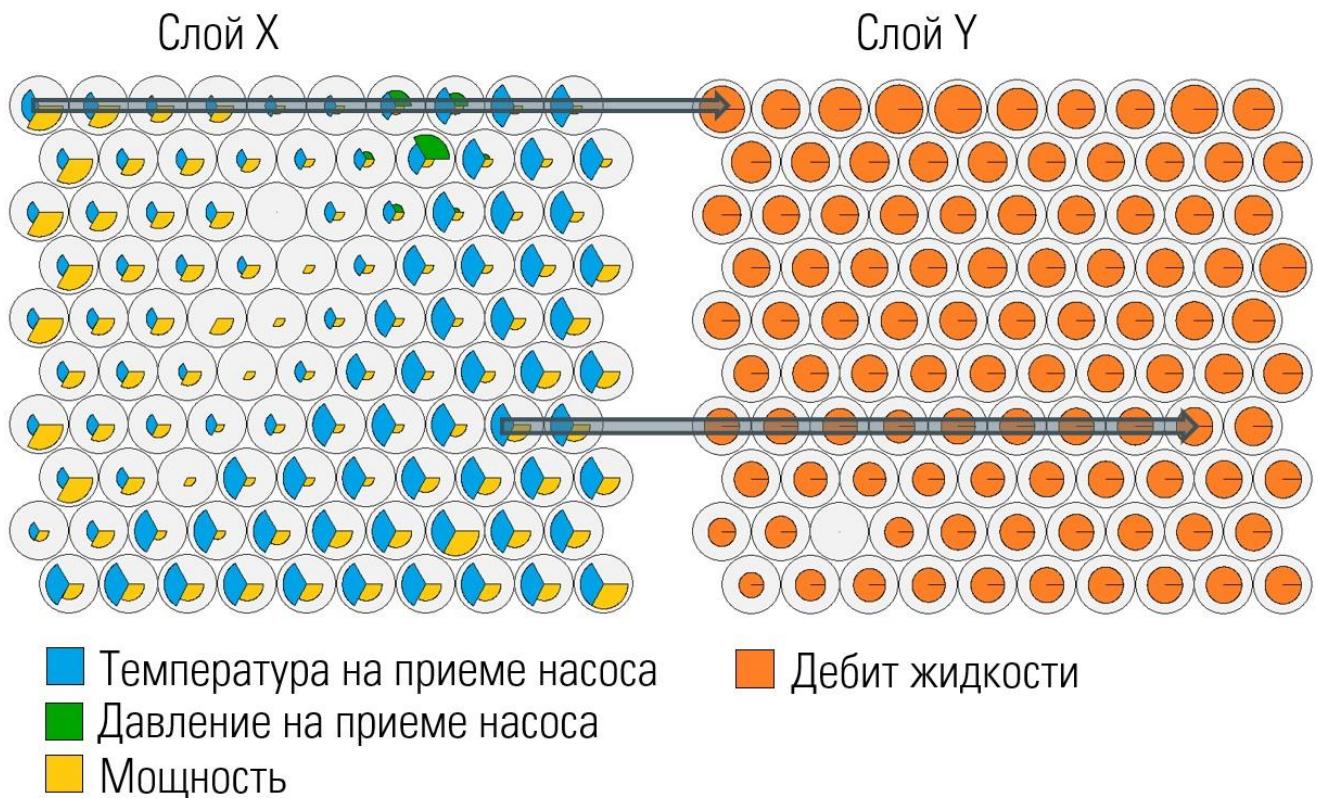


Рисунок 17 – Слои X и Y обученной двунаправленной карты Кохонена

Каждый узел первого слоя карты Кохонена (Рисунок 17) содержит определенное кластеризованное взаимное состояние входных параметров. Соответствующие узлы второго слоя содержат «отклик» нейросети – соответствующего входным параметрам значение дебита.

Построенная карта может использоваться для получения «расчетных» значений дебита жидкости. Для анализа функционирования скважин автором было предложено использовать следующие критерии [175]:

1. Отклонение замеренного значения дебита жидкости от «модельного».
2. Отклонение входных параметров от «модельных».
3. Отклонение каждого из независимых параметров: P , T , N от «модели».

Для расчета каждого критерия используется понятие евклидова расстояния, которое для параметров на всём периоде измерения может быть выражено в следующем виде:

$$c = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Q_{i\text{замеренный}} - Q_{i\text{расчетный на модели}})^2}{N}}, \quad (7)$$

где c – значение расчетного критерия, $Q_{i\text{замеренный}}$ – значение замеренного дебита в момент времени i , $Q_{i\text{расчетный}}$ – значение рассчитанного на нейросетевой модели дебита в момент времени i , N – количество замеров, вошедших в расчет (вводится для нормирования коэффициентов относительно длины выборки) [161].

Причины отклонений определяются из анализа совместных графиков замеров параметров с высокими значениями критериев ответственным персоналом. Если причина находится в реальном физическом изменении процесса функционирования пары скважин, не носящем критический или нештатный характер, то накопленная выборка из взаимных состояний (P, T, N) включается в обучающую, а процесс обучения самоорганизующейся карты Кохонена перезапускается с целью получения новой модели.

Для наблюдения за рассчитываемыми критериями было предложено несколько видов отображений.

Для удобства проведения анализа разработаны следующие отображения результатов расчетов: «статика», «динамика изменения состояния», «отклонение по каждому параметру» [178].

«Статика» отражает текущее состояние объектов или состояние на определенную дату. Данный вид отображения использует критерии 1 на оси x и 2 на оси y (Рисунок 18). Цвет отражает удаленность объекта от начала координат и облегчает восприятие. Объекты с большим значением критериев окрашиваются красным цветом. Зона зеленых маркеров – объекты не требуют внимания. Большое значение одного из критериев указывает на возможные неисправности в работе оборудования либо кардинальную смену режима. Данное представление позволяет выделить скважины, требующие внимания технического персонала за данный отчетный суточный период [161].

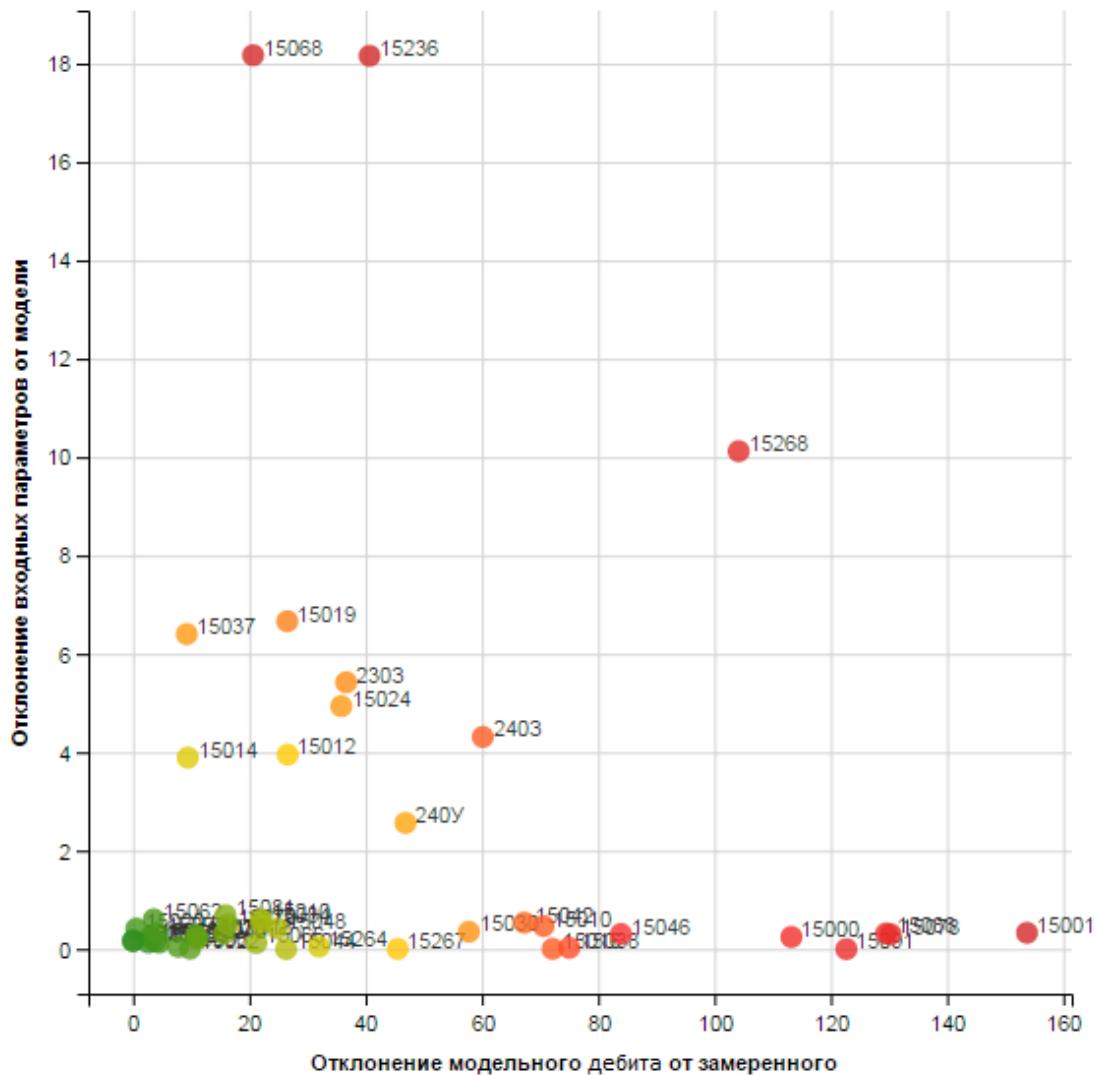


Рисунок 18 – Положение маркеров скважин по критериям отклонения (близкие к началу отсчета – скважина не требует внимания)

Отображение «Динамика» позволяет оценить изменение состояния объекта на определенном накопленном периоде. Для оценки динамики по критериям 1 и 2 вычисляется суммарный вектор-направление изменения состояния скважины. Отклонение от начального значения по критерию 1 отображается по оси x , отклонение по критерию 2 по оси y (Рисунок 19). Размер окружности на графике отражает накопленное отклонение изменения состояния на рассматриваемом промежутке времени. Цвет соответствует состоянию на последнюю дату. Таким образом, данное представление позволяет оценить

насколько сильно изменилось состояние функционирования объекта по каждому критерию и направление этого изменения [161].

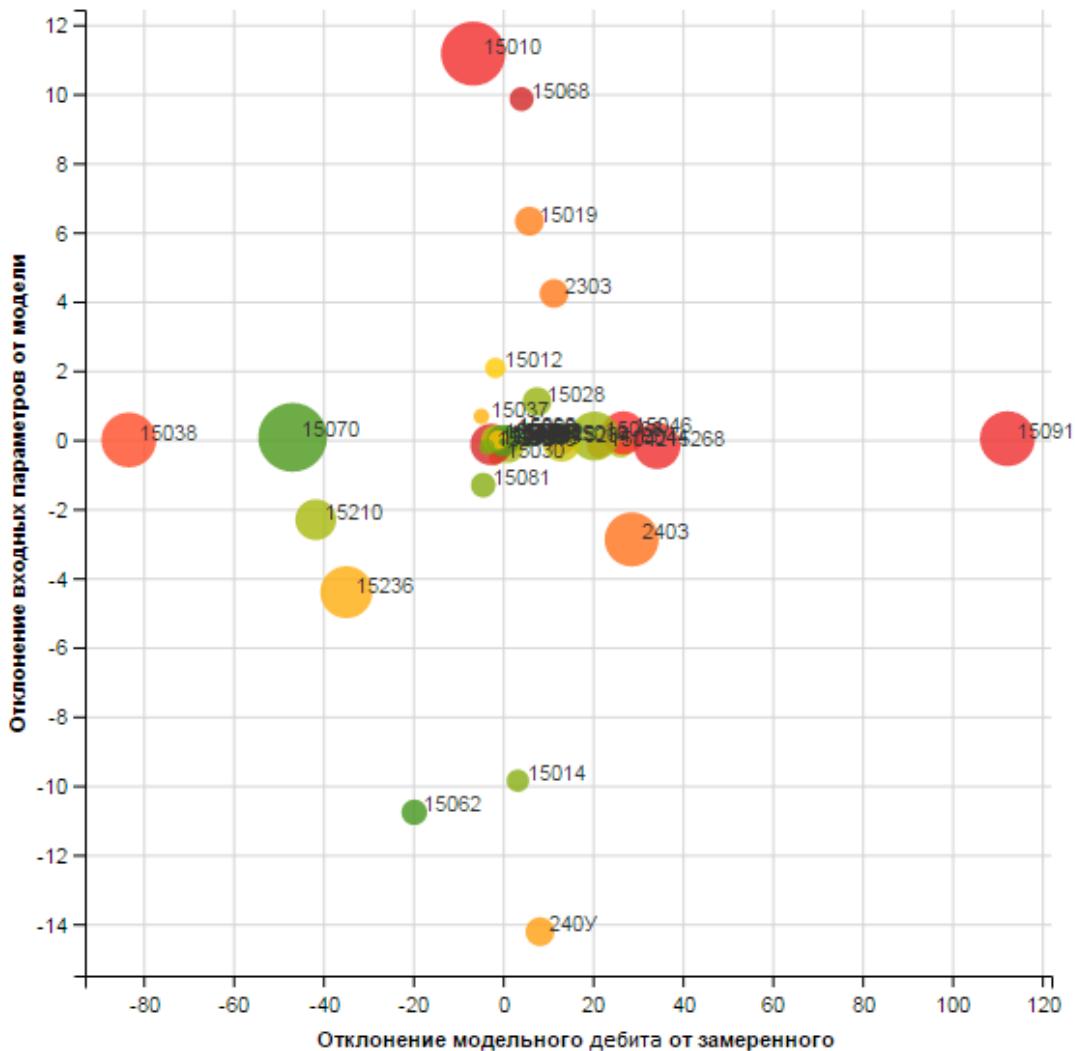


Рисунок 19 – Отображение критериев накопленных состояний (диаметр окружности характеризует величину накопленного отклонения)

Представление отклонений по каждому из параметров использует средние значения критериев 2 и 3 для отображения их совместных значений (Рисунок 20). Значения на осях отображают среднее значение отклонения по параметрам: температура на приеме насоса, давление на приеме насоса и мощность. Размер сферы отражает величину отклонения дебита жидкости за период. Цвет соответствует состоянию на последнюю дату. Данное представление позволяет оценить динамику отклонения от нормальной работы скважины по каждому из параметров. Сам инструмент был реализован в виде активного куба, который

можно свободно вращать по трем осям, получая соответствующие и необходимые для анализа отклонений параметров проекции [161].

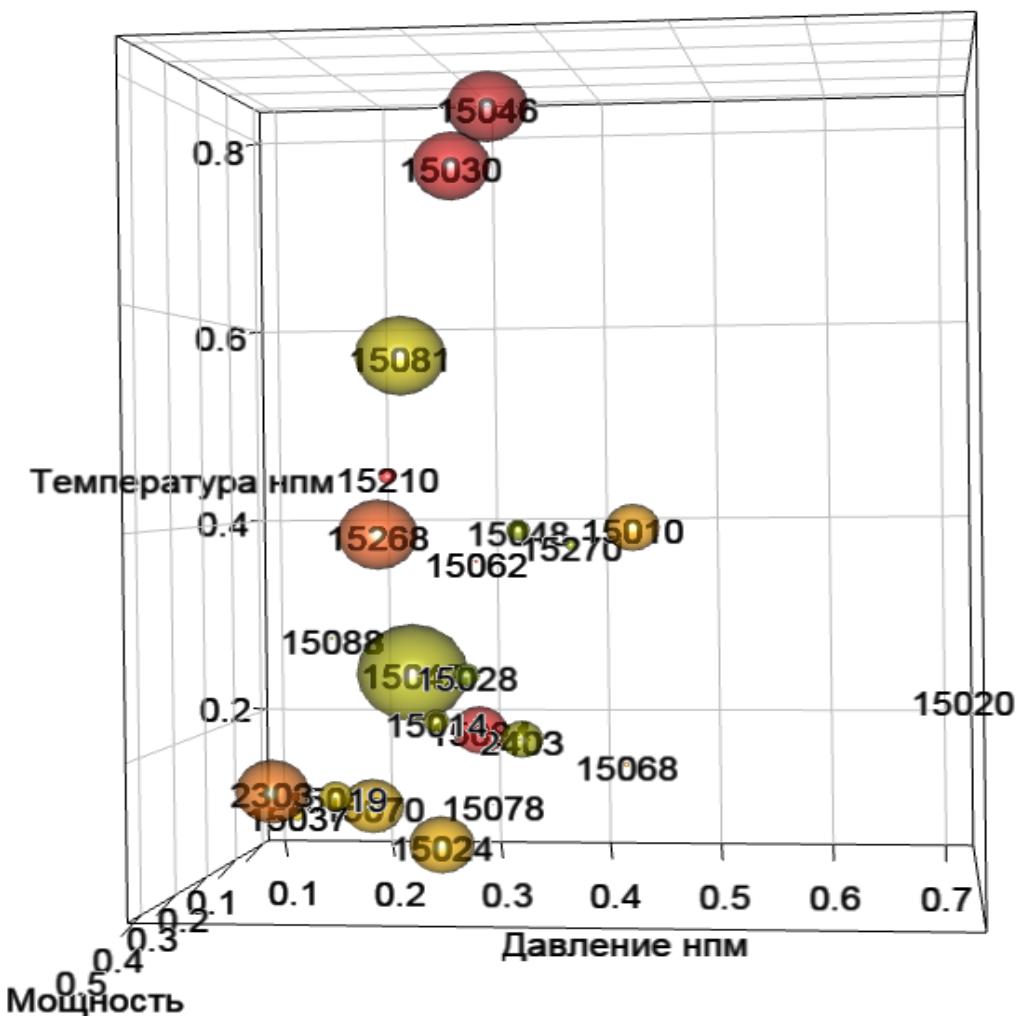


Рисунок 20 – Накопленные отклонения по параметрам

На диаграмме, например, две скважины №№ 15030, 15046 характеризуются высоким отклонением по параметру «температура на приеме насоса», скважина №15081 имеет меньшее отклонение по тому же параметру на текущий момент, но большее отклонение по критерию отклонения дебита.

Кроме того, был разработан и запатентован способ контроля состояния скважин добычи СВН (СДСВН) на основе введенного определения – траектория функционирования системы (ТФС) [162].

Для объяснения введенного определения и способа расчета параметра траектория функционирования системы рассмотрим Рисунок 21.

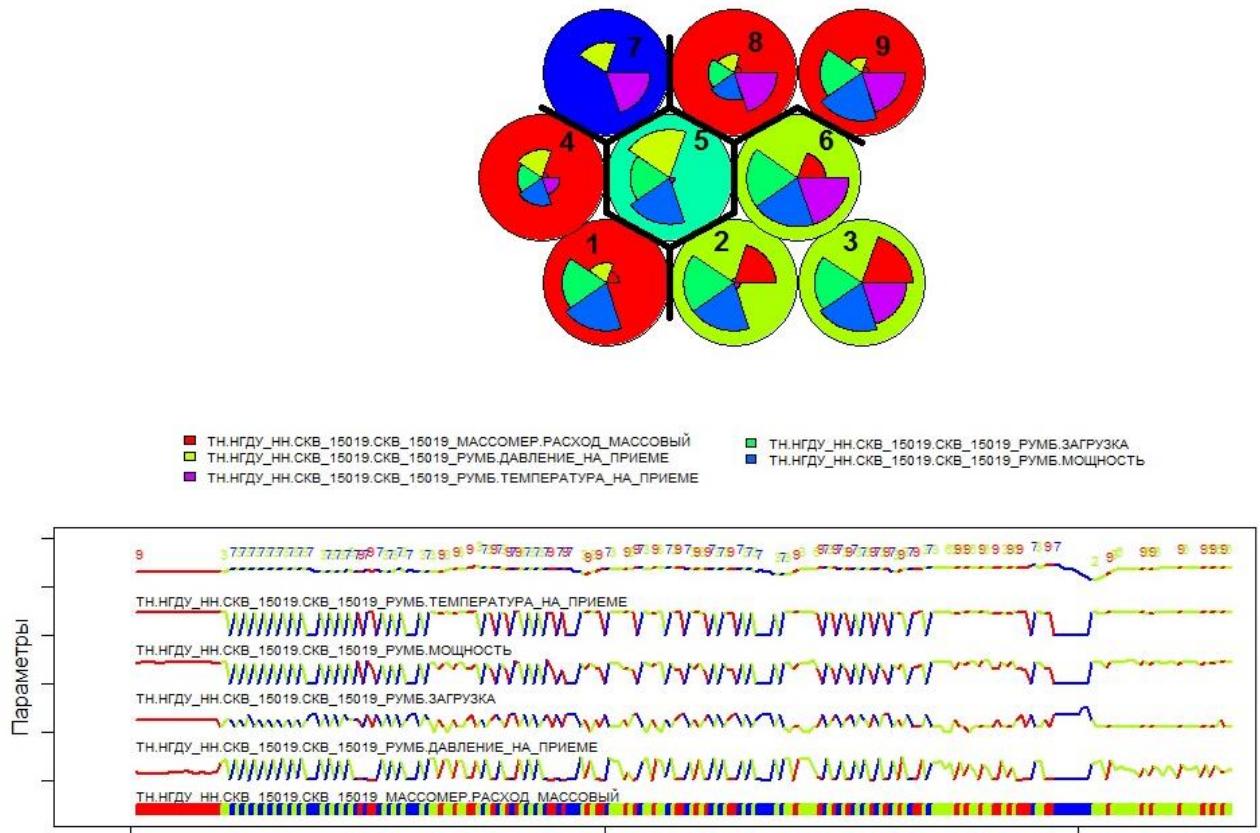


Рисунок 21 – Узлы обученной карты Кохонена и соответствующие отношения вновь приходящих параметров к узлам карты

На рисунке отображена кластеризация пяти технологических параметров СДВСН: расход массовый, давление на приеме насоса, нагрузка, мощность, температура на приеме насоса. Узлы карты Кохонена пронумерованы от 1 до 9. Ниже представлены графики изменения указанных параметров во времени.

Все вновь приходящие взаимные состояния параметров будут относиться к одному из узлов обученной карты Кохонена, следовательно, можно построить соответствующие вектора переходов от узла к узлу карты, которые и будем называть траекторией функционирования системы. В результате исследований был установлен достоверный факт: чем длиннее траектория функционирования системы для выбранных скважин на одном промежутке времени, тем не стабильнее функционирует скважина и оборудование, что в конечном счете всегда приводило к возникновению нештатной ситуации. Способ расчета траектории внесен в патент на изобретение РФ №2598786 [162].

Отдельно решалась задача по контролю скважин добычи СВН на основе анализа термограмм.

Термограммы – это замеры температуры по стволу добывающих скважин с интервалом до одного метра и периодом до суток. Замеры производятся при помощи спущенного в ствол скважины оптико-волоконного кабеля.

Для контроля термограмм разработано отображение фактических данных и разбиение их на классы (Рисунок 22). Отображение эволюции термограммы во времени представлено в трех измерениях: время, температура, длина кабеля. Цвет отражает температуру нагрева. Данное отображение позволяет отследить динамику изменения термоградиента по стволу скважины в процессе эксплуатации. Разбиение на классы реализовано на основе алгоритма самоорганизующихся карт. В данном случае, данные для построения модели кластеризуются в одном слое карты Кохонена. Цель данного разбиения – разделить термограммы на отдельные классы, которые и представляют собой простейшую «модель» возможных состояний термограмм.

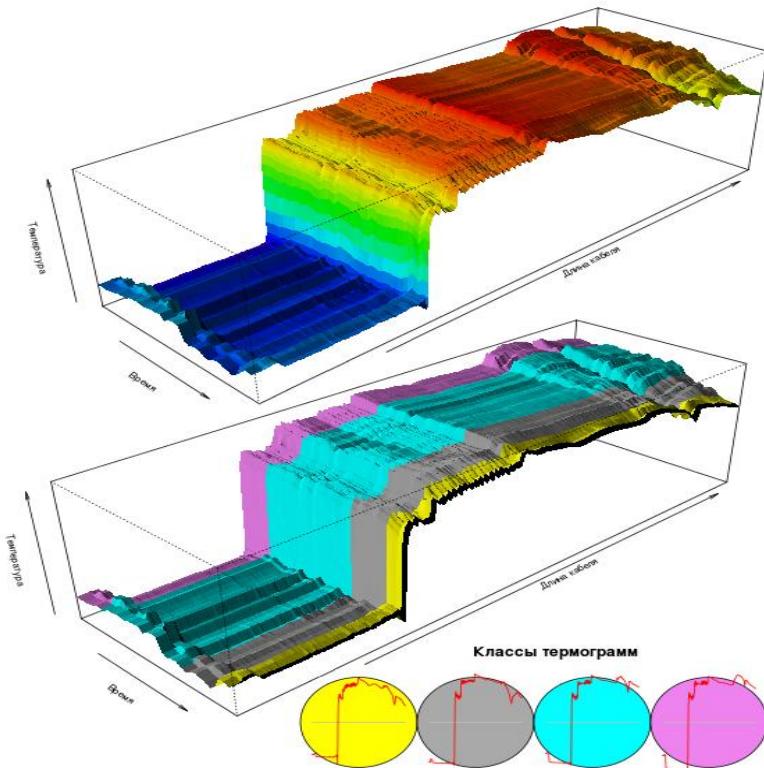


Рисунок 22 – 3D-эволюция термограммы. Разбиение её на классы на однослойной карте Кохонена и полученные классы кластеризованных термограмм

В целях установления закономерностей и возможностей использования построенных моделей для автоматической идентификации процессов прорыва пара были построены ниже представленные отображения для всех пар скважин, эксплуатирующихся методом парогравитационного дренажа (Рисунок 23).

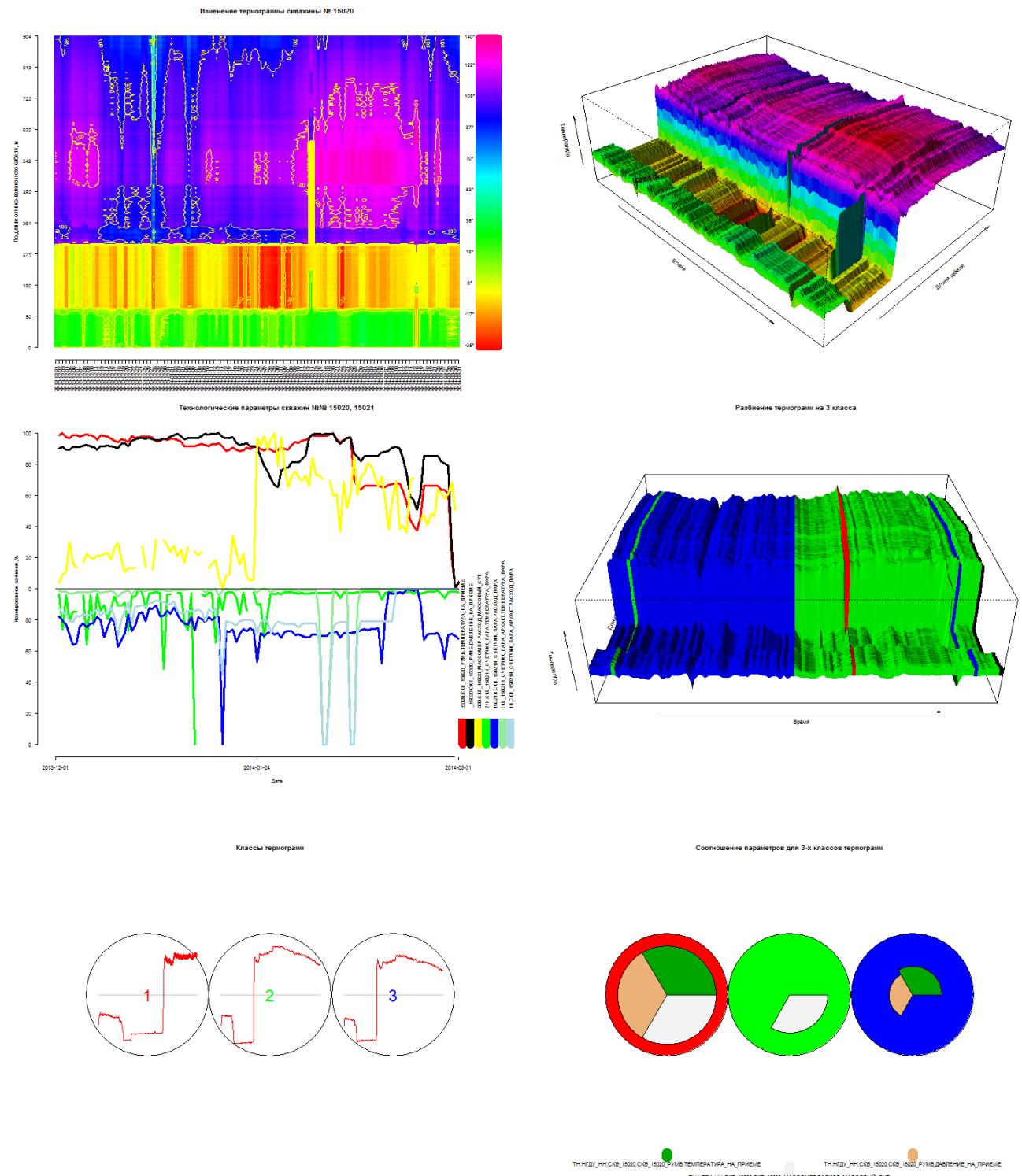


Рисунок 23 – Отображение эволюции термограммы, изменения технологических параметров и кластеризация их на карте Кохонена (экранная форма инструмента)

Для контроля термограмм используется алгоритм, аналогичный описанному выше, по контролю работы скважины на наборе параметров. В данном случае независимой переменной выступает набор термограмм, зависимая переменная отсутствует. На первом этапе производится построение самоорганизующейся карты на данных, характеризующих нормальную работу. Далее производится оценка критерия отклонения вновь приходящих термограмм от «модели». Величина значения данного критерия отражает накопленное отклонение термоградиента в скважине [161].

Предложенный метод анализа данных реализован в виде промышленно-внедренного программного инструмента, опробован и показал свою эффективность по обнаружению скважин, требующих немедленного внимания или корректировки режимных показателей, позволяет существенно сократить затраты рабочего времени технологического персонала по контролю действующего фонда скважин, сократить недоборы продукции вследствие прорыва пара в ствол добывающей скважины.

На способ нейросетевого анализа состояния телемеханизированных нефтепромысловых объектов был получен патент на изобретение РФ №2598786 [162].

3.8. Выводы

По результатам проведенных работ на телемеханизированном фонде скважин 3-го блока Березовской площади были предложены способы увеличения полноты и качества данных, получаемых с систем телеметрии, на основе реализации программных процедур статистического анализа и обработки, которые легли в основу реализованной информационной системы.

На основе анализа данных телемеханизированного фонда скважин и применения нейросетевых алгоритмов анализа и построения моделей была реализована автоматизированная система мониторинга и управления фондом скважин, позволяющая полностью автоматизировать процесс идентификации взаимовлияния скважин на основе телеметрических и оперативных (на основе

анализа суточных режимных показателей) данных, автоматически производить разбиение наблюдаемого фонда скважин на управляемые группы, автоматизировать процесс корректировки и подбора режимов, автоматически выделять зоны недокомпенсации [172], локализовать остаточные запасы нефти [182], производить автоматический подбор периодов нагнетания и форсированного отбора при реализации нестационарного заводнения [157].

Общий анализ применимости методов математической статистики и нейросетевых алгоритмов в вышеуказанных задачах может быть представлен следующей Таблицей 5.

Таблица 5 – Таблица применимости методов статистического и нейросетевого анализа в задачах мониторинга и управления скважинным фондом

Метод	Решаемые задачи
Анализ статистических моментов	Выявление нештатного функционирования нефтепромыслового объекта и/или АСУТП, повышение полноты и качества промысловых данных
Корреляционный анализ	Выявление несовместных показаний спаренных систем телеметрии и нештатного функционирования скважин ППД, находящихся в одной напорной линии
Нейросетевые модели (однослойные карты Кохонена, без учителя)	Обнаружение явлений взаимовлияния и интерференции скважин по схожести телеметрических сигналов. Кластеризация термограмм со скважин добычи СВН
Идентификация коэффициентов систем дифференциальных уравнений и расчета потенциала блоков	Расчет фильтрационных свойств пласта в межскважинной зоне на основе методов решения обратных задач с использованием телеметрических данных, идентификация зон непроизводительной закачки и некомпенсированных отборов, локализация остаточных запасов на основе анализа объемов отборов/нагнетаний
Многослойные нейросети (дву направленные карты Кохонена)	Построение нейросетевых моделей физически связанных параметров. Получение расчетного прогнозного значения расход по входным параметрам (давление, температура, мощность). Подбор режимов в управляемых группах скважин

Реализованная автоматизированная система использовалась в исследованиях 2014-2015 гг. на фонде скважин 3-го блока Березовской площади при решении задачи оптимизации процесса заводнения, управления режимами скважин, обнаружения непроизводительной закачки [160]. В соответствии с проведенными работами на фонде скважин НГДУ «Альметьевнефть» полнота и качество поступающих данных превысили 95% порог (по оценкам экспертов, относительно регламента). На основе использования реализованного информационного инструмента и анализа результатов исследований прямыми методами были изменены режимы по 30 нагнетательным скважинам с целью уменьшения или стабилизации обводнения продукции реагирующих скважин. Был получен эффект свыше 6 млн. рублей [160].

Решения по применению нейросетевых моделей внедрены в корпоративную информационную систему ПАО «Татнефть» «Портал Ашальчи» и до настоящего времени используются для мониторинга скважин добычи СВН и обнаружения нештатного функционирования с целью исключения недоборов продукции и раннего обнаружения выхода оборудования из строя.

Основные задачи по разработке методик анализа телеметрических данных с целью увеличения полноты и достоверности информации об эксплуатационных показателях, разработке методологии обработки оперативных данных телеметрии с целью обнаружения нештатного функционирования нефтепромысловых объектов, разработке методик обработки данных для обнаружения и оценки взаимовлияния скважин, выявления зон некомпенсированных отборов, локализации остаточных запасов, реализации способа подбора режимов были решены на основе использования современных математических подходов анализа данных и построения моделей и защищены патентами и свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ [184-189].

ГЛАВА 4. ПОДБОР И НАЗНАЧЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВЫХ И ОПТИМИЗАЦИОННЫХ АЛГОРИТМОВ

4.1. Применение нейросетевых подходов в задаче планирования методов увеличения нефтеотдачи пластов

С уменьшением доли извлекаемых запасов нефти все более актуальным становится направление применения методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), подбора скважин и объектов для их проведения на основе статистического анализа данных о результативности уже проведенных мероприятий. В настоящее время используется большое количество МУН, среди которых различают следующие типы: тепловые, газовые, химические, гидродинамические и микробиологические. Применимость конкретных методов зависит от многих распределенных параметров конкретной скважины и окружающих фильтрационно-емкостных свойств пласта. В связи с этим особую актуальность приобретают исследования, направленные на прогнозирование их эффективности, целью которых является подбор наиболее подходящих методов для конкретных условий [163].

Объем накопленных данных о проведенных МУН позволяет проводить прогнозирование прироста добываемой нефти с целью оптимизации планирования мероприятий на основе экспертной оценки имеющихся данных. По результатам проведенных исследований была реализована методика и разработан программный продукт, позволяющий строить нейросетевую модель на основе исходных данных о проведенных МУН, рассчитывать «модельные» значения прироста нефти от проведенного мероприятия. Для получения нейросетевой модели использовались различные вариации самоорганизующихся карт Кохонена (дву направленные карты Кохонена, карты Кохонена xyf , алгоритм многослойной карты Кохонена с наблюдателем $supersom$ [163]), обученных на основе исторических накопленных данных о результативности различных проведенных мероприятий на фонде скважин ПАО «Татнефть» (Рисунок 24).

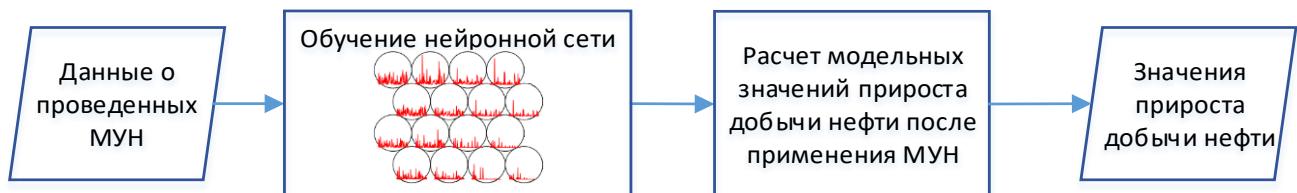


Рисунок 24 – Последовательность процесса получения модельных значений прироста добычи нефти

С помощью алгоритма формирования самоорганизующихся карт Кохонена была построена модель по данным о приросте добычи нефти в результате проведения МУН (115 видов) на различных продуктивных горизонтах.

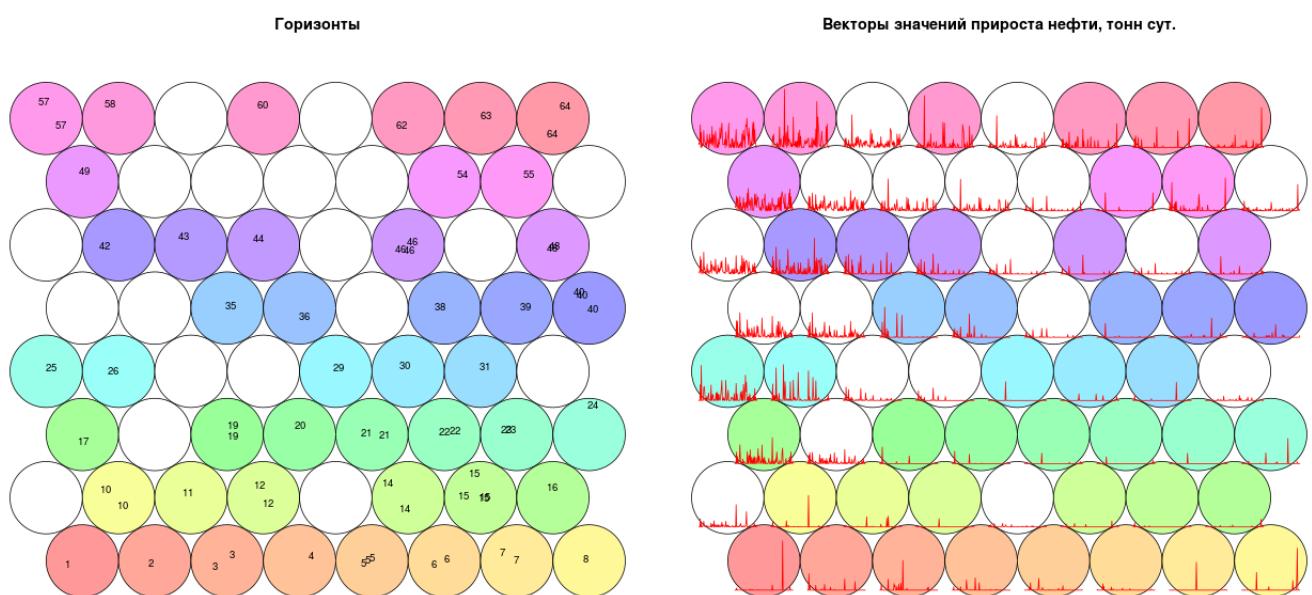


Рисунок 25 – Двухслойная карта Кохонена (слева – номера горизонтов, справа – значения распределенного прироста добычи нефти)

На Рисунке 25 слева находятся номера горизонтов, которые при кластеризации попали в один узел сети, т.е. имеющие сходное поведение приростов добычи нефти от проведения на них конкретного МУН. При кластеризации на карте Кохонена узлы карты, содержащие номера горизонтов, группируются таким образом, что соответствующие им векторы значений прироста нефти находятся в группах рядом. Соответствующие горизонты, попавшие в один узел карты по номерам, представлены на Рисунке 26 [163].

Кл.	Горизонт	Кл.	Горизонт	Кл.	Горизонт	Кл.	Горизонт
1	Турнейский, Кизеловский-Черепетский, Карбон	12	Франский, Пашийский, Д1г2+3+д, Девон	23	Фаменский, С3в-1, Заволжский, Девон, Верхне-Фаменский	46	Франский, Кыновский, Д0, Девон
2	Франский, Пашийский, Д1г1+г2+3, Девон	14	Фаменский, Девон	24	Московский, Каширский, Карбон	46	Франский, Пашийский, Д1а +б1+б2, Девон
3	Франский, Пашийский, Д1а +б1, Девон	14	Франский, Доманиковый, Девон	25	Тульский, Карбон, Визейский	46	Франский, Пашийский, Д1б3+в, Девон
3	Франский, Пашийский, Д1б1, Девон	15	Карбон, Елховский, Визейский	26	Карбон, Визейский, Бобриково-Тульский	48	Фаменский, Средне-Фаменский, Девон, Данково-Лебедянский
4	Франский, Пашийский, Д1в, Девон	15	Франский, Пашийский, Д1б1+б2+б3, Девон	29	Франский, Пашийский, Д1в +г1+г2+3, Девон	48	Франский, Пашийский, Д1г2+3, Девон
5	Карбон, Визейский, Алексинский	15	Франский, Пашийский, Д1б2+б3, Девон	30	Упинский, Турнейский, Карбон	49	Франский, Пашийский, Девон
5	Фаменский, Заволжский, Девон, Верхне-Фаменский	15	Франский, Пашийский, Д1б2+в+г1, Девон	31	Франский, Пашийский, Д1а +б2, Девон	54	Франский, Кыновский +Пашийский, Д0+Д1г, Девон
5	Франский, Пашийский, Д1гд, Девон	16	Сбш-1, Карбон, Башкирский	35	Франский, Пащийский, Д1б2, Девон	55	Живетский, Девон, Воробьевский
6	Мулинский, Живетский, Девон	17	Карбон, Башкирский	36	Франский, Пащийский, Д1б3, Девон	57	Карбон, Визейский, Бобриковский+Радаевский
6	Старооскольский, Живетский, Девон	19	Франский, Пащийский, Д1б2+б3+в, Девон	38	Франский, Пащийский, Д1г1+2, Девон	57	Франский, Кыновский +Пащийский, Девон
7	Тульский, Стл-2, Карбон, Визейский	19	Франский, Пащийский, Д1б3г1, Девон	39	Карбон, Визейский, Бобриковский	58	Турнейский, Карбон
7	Тульский, Стл-3, Карбон, Визейский	20	Франский, Пащийский, Д1г1+г2+3+д, Девон	40	Серпуховский, Протвинский, Карбон	60	Турнейский, Кизеловский, Карбон
8	Франский, Доманиковые отложения, Девон	21	Франский, Кыновский +Пащийский, Д0+Д1б2+3, Девон	40	Франский, Кыновский +Пащийский, Зона 1, Девон	62	Франский, Пащийский, Д1а, Девон
10	Франский, Кыновский +Пащийский, Д0+Д1в, Девон	21	Франский, Пащийский, Д1б1+б3, Девон	40	Франский, Пащийский, Д1б2+3+в, Девон	63	Франский, Пащийский, Д1в +г1, Девон
10	Франский, Пащийский, Д1в +г2+3, Девон	22	Сбр-1, Карбон, Визейский, Бобриковский+Радаевский	42	Франский, Кыновский, Девон	64	Московский, Карбон, Верейский
11	Франский, Пащийский, Д1б2+3, Девон	22	Франский, Пащийский, Д1б3+в+гд, Девон	43	Франский, Пащийский, Д1г1, Девон	64	Франский, Пащийский, Д1в+г, Девон
12	Франский, Пащийский, Д1б2+б3+в+г1, Девон	23	Турнейский, Малевский, Карбон	44	Франский, Пащийский, Д1б1+2+б3, Девон		

Рисунок 26 – Горизонты, сгруппированные по схожести поведения значений прироста нефти

Таким образом, горизонты в сети сгруппированы по величине распределенного по времени прироста нефти от проведения различных МУН. Для удобства идентификации горизонта по узлам карты использована цветовая схема: цвет узла карты соответствует цвету ячейки таблицы.

На построенной карте наблюдается прямая зависимость между близкими по своим свойствам горизонтам и эффективностью проведения на них конкретного типа МУН.

Полученная нейросетевая модель позволяет выделять сходные мероприятия по значениям показателей прироста нефти от проведения различных МУН [163].

Для примера на Рисунке 27 представлена таблица фактических и оцененных на модели значений прироста нефти для конкретных МУН (горизонт «Франский, Пашийский, Д163, Девон»).

№	МУН	Фактические данные - прирост	Расчетные данные - прирост нефти,
		нефти, тонн сут.	тонн сут.
1	Капсулированная полимерная система	4.655	4.17699854200555
2	КХДВ	3.19	2.02654352164476
3	ВДС	2.44	1.55230570265794
4	Биополимер "ксантан"	1.988	1.2282032964602
5	Гидрофобная эмульсия	1.3125	1.87346742903033
6	Жидкое стекло н м	1.09	0.672746437056983
7	Полимер-глинистая композиция	1.01	0.625345315923012
8	Кисл -пов -активная система (КПАС)	0.97	0.595435001176776
9	Газодинамический разрыв пласта(ГДРП)	0.9525	0.586948418468171
10	СНПХ-9633	0.51	0.31307625539169
11	ВУКСЖ		1.18387353628973

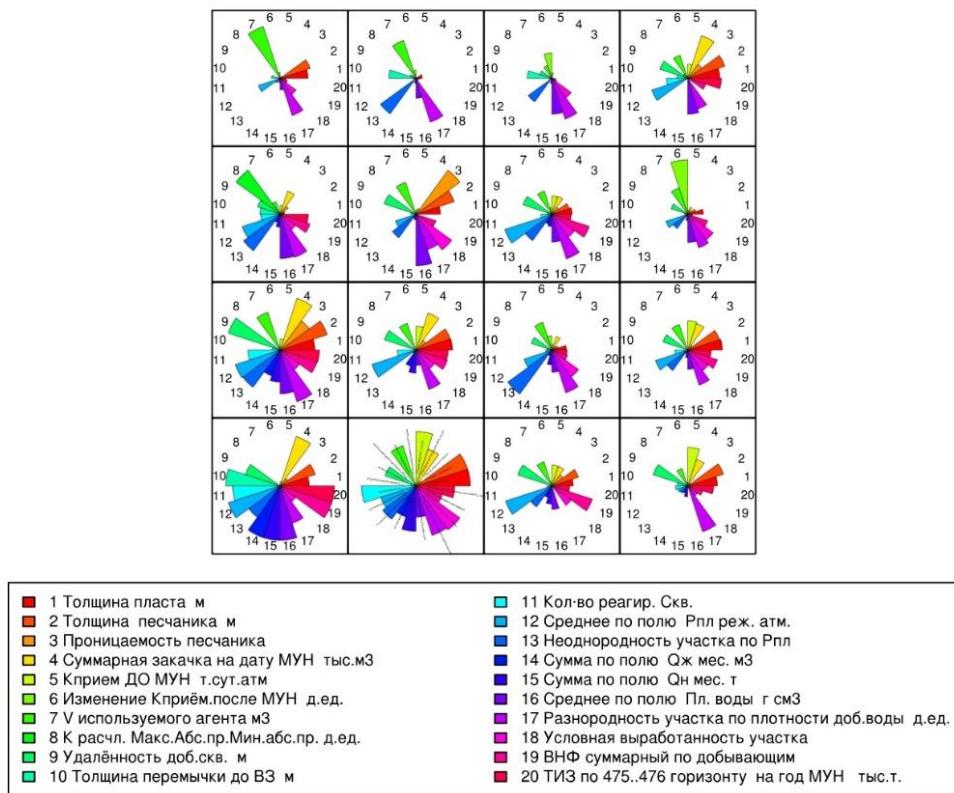
Рисунок 27 – Прирост нефти по горизонту «Франский, Пашийский, Д163, Девон»

Данное представление, например, демонстрирует, что на указанных горизонтах помимо ранее применяемых МУН может быть применен метод «ВУКСЖ» (технология закачки вязко-упругой коллоидной супензии на основе жидкого стекла), а прирост нефти после его применения из истории использования в среднем составлял около 1,18 тонн в сутки.

Непротиворечивость данного подхода объясняется тем, что в статистических данных наблюдаемой является общая зависимость эффективности определенного МУН для определенных горизонтов, а кластеризация на нейросети подтверждает наличие указанной статистической связи.

Помимо нейросетевой модели по горизонтам также была построена аналогичная модель в разрезе параметров скважин. Полученная модель кластеризует значения прироста нефти для конкретной скважины в зависимости от её характеристик [163] (Рисунок 28).

**Взаимные кластеризованные значения атрибутов
в виде лепестковой диаграммы**



**Доб.на срок эфф. т,
количество мероприятий в кластере**

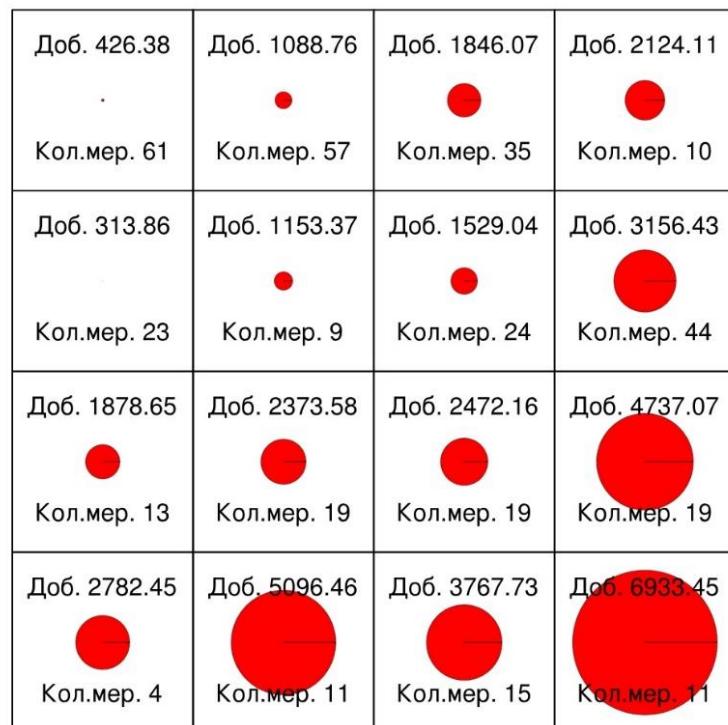


Рисунок 28 – Кластеризованные параметры скважин и соответствующая добыча на срок эффекта

Хотя кластеризация методом построения самоорганизующейся карты Кохонена дает возможность сгруппировать объекты с похожими геологотехническими и эксплуатационными параметрами, позволяет производить анализ эффекта от МУН для различных объектов с учетом условий их эксплуатации, но использовать данный вид моделей для прямого прогнозирования успешности мероприятия автор посчитал необоснованным.

Тем не менее, предложенный метод позволяет выявлять ранее не применявшиеся на объекте МУН, которые могут показать эффективность при их использовании в конкретных условиях [163].

4.2. Использование байесовских сетей для оценки эффективности назначения мероприятий поддержания нефтеотдачи пластов

Решение задачи по определению приоритетных технологий МУН, исследование подходов для выработки матрицы решений по выбору имеющихся технологий, исходя из условий применения на рассматриваемых объектах, привело к необходимости получить для анализа выборку из архива обработок за период с 01.01.2010 по 31.12.2016 г. Рассматривались обработки, выполненные через нагнетательный фонд скважин и направленные на увеличение охвата пласта заводнением, увеличение коэффициента вытеснения нефти. При выполнении исследовательских работ был использован архив по 584 обработкам, сгруппированным в 11 групп технологий (Таблица 6) [173].

Таблица 6 – Выборка по обработкам, использованная в ходе анализа

Группы технологий	Обр., шт.
Полимерные гелеобразующие и микрогелевые составы (МГС-К, МГС-КПС)	231
Выравнивание профиля приемистости (МГЭС-М, гидрофобная эмульсия)	90
Технологии ПГК-М, ПГ-УВС	45
Биополимерные композиции (РБК-м, РБК-Ксантан, Гуар)	44
Низкоконцентрированные полимеры	40
ВДС	39

Группы технологий	Обр., шт.
Силикатные гели (МДС, ССГ-ВУКСЖС)	26
Сшитые полимерные композиции (ВПСК, СПС)	24
Щелочно-полимерные композиции	18
Композиционная система на основе целлюлозно-полимерного комплекса (ЦПК)	16
Технология заводнения ПАВ, щелочными и полимерными композициями(ЩПП)	11
Общий итог	584

Целью анализа было выявление причинно-следственных связей между входным набором атрибутов, связанных с МУН на бобриковско-тульских отложениях на нагнетательном фонде скважин (группа мероприятий, геологическое строение участка воздействия, технологические показатели эксплуатации участка, технологические параметры проведения МУН), и выходным набором атрибутов, характеризующих эффективность проведения МУН (дополнительная добыча нефти, индекс доходности).

Анализ исходной информации проводился с помощью ряда методов: кластерный анализ, самоорганизующиеся карты Кохонена, деревья принятия решений, случайный лес, байесовская кластеризация [181], поиск совместного и условного распределения статистики атрибутов с построением статистической модели с применением байесовских сетей [173].

Все алгоритмы реализовывались на высокопроизводительном вычислительном кластере (ВВК) Центра обслуживания бизнеса ПАО «Татнефть» с целью последующего опробования методик обработки данных и сравнения результатов работы алгоритмов.

Наиболее мощным был найден метод поиска совместного и условного распределения статистики атрибутов модели с применением байесовских сетей, позволяющий оценивать результаты не только по качеству прогнозирования, но и с точки зрения физической целесообразности, создаваемых этим методом причинно-следственных статистических цепочек между атрибутами модели.

Для получения модели (расчета графа связей) использовались различные расчетные методы: поиск восхождением к вершине, имитация отжига, поиск с запретами, метод кросс-энтропии [169] и др.

Простое графическое отображение модели может быть представлено в виде:

- ациклического направленного графа. В узлах графа расположены атрибуты (события), связи между узлами свидетельствуют о вероятностной связи между атрибутами.
 - набора правил, позволяющих на основе совместного распределения атрибутов рассчитать условную вероятность интересующего нас события при известном или вероятном наборе атрибутов.

Один из вариантов полученного графического представления модели в виде направленного графа представлен на Рисунке 29.

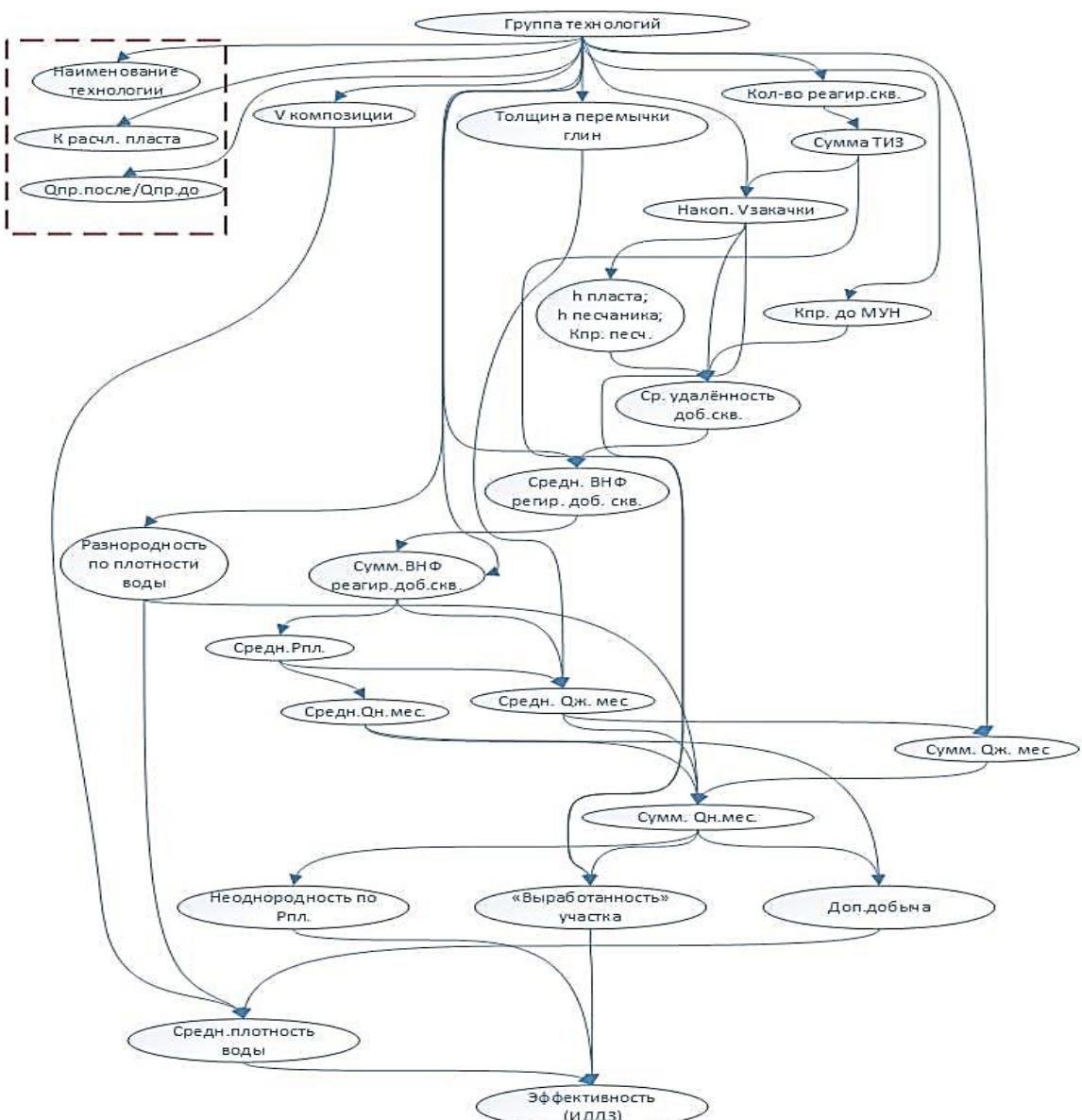


Рисунок 29 – Графическое представление статистических связей атрибутов модели

Построенная статистическая модель, реализованная в виде соответствующих алгоритмов на высокопроизводительном вычислительном кластере, позволяет рассчитать вероятность успеха мероприятия (например, для мероприятий с индексом доходности (ИД, ИДДз) > 1.3) при известных геологическом строении участка воздействия, известных текущих, исторических показателях эксплуатации, выработанности участка и применяемых технологиях.

Построенное дерево (граф) статистических условно-вероятностных связей, присущих имеющейся выборке информации по МУН, позволяет эксперто оценить качество восстановленных моделью зависимостей.

Построение дерева производится по принципу максимальной предсказуемости события вышестоящими событиями (предками узла).

Наличие связи может быть объяснено как физической зависимостью, так и чисто статистической. Эксперт в ходе моделирования может как убрать ненужные связи, так и добавить новые. На представленном графе (Рисунок 29) связи не редактировались.

Если проследить набор зависимых событий от узла «Индекс доходности дисконтированный», то можно увидеть, что практически все атрибуты модели предшествуют этому узлу.

Прямые предшествующие события:

- «Среднее по полю плотность воды в г/см³» – увеличение плотности (минерализации) воды ведет к ухудшению процесса вытеснения;
- «Неоднородность участка по Р_{пл}» – ухудшение условий выработки;
- «Условная выработанность участка» – наличие запасов является залогом успешности мероприятия.

Атрибут «Дополнительная добыча» связан не напрямую, а опосредовано с атрибутом «Индекс доходности (дисконтированных затрат)», что объясняется тем, что в выборку не включены затраты на мероприятие.

Атрибуту «Дополнительная добыча» предшествуют:

- события, связанные с текущими и историческими отборами по участку, что совершенно логично;
- приемистость до МУН – говорит о том, что выровнять профиль приемистости и добиться тем самым роста добычи нефти возможно только в случае, если приемистость на скважине находится в нужных пределах.

Модель не выявила связи между наименованием технологии и эффективностью. В наличии только связь между группой технологий и эффективностью. Это говорит только о том, что исходная выборка не позволяет качественно ранжировать технологии по эффективности (все технологии в среднем одинаковы по эффекту). Но группы технологий качественно отличаются друг от друга и вместе с другими атрибутами модели позволяют прогнозировать результаты МУН.

Построенная модель позволяет отразить наглядные распределения вероятности события (например, ИД $> 1,3$) в зависимости от изменения двух каких-либо параметров, входящих в модель, пригодные для анализа статистической значимости полученной модели, т.к. двумерные зависимости легко могут быть представлены в виде плоских номограмм и отображены на плоскости (Рисунки 30, 31). Поясним, что модель распределения вероятности события представляет собой «гиперкуб» в n -мерном пространстве (где n – количество параметров, входящих в модель), а плоские представления номограмм зависимостей вероятности события от двух параметров – плоский двумерный срез вероятностного «гиперкуба» по указанным параметрам. Следовательно, для параметров, которые имеют прямую и очевидную статистическую взаимосвязь, мы будем получать наблюдаемую и интерпретируемую на номограмме зависимость, а для сложно связанных параметров (параметры связаны через последовательность взаимовлияющих атрибутов) будем получать сложную картину вероятностного поля, которая не может подлежать прямой интерпретации, но обязательно будет входить в полный расчет вероятности события для всех входящих в модель параметров атрибутов [173].

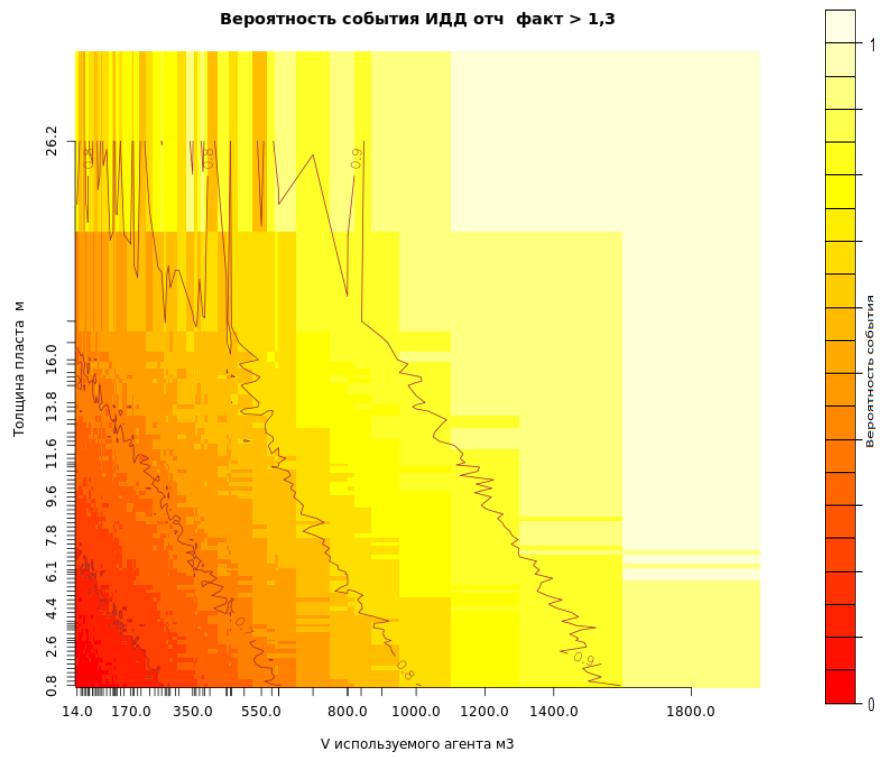


Рисунок 30 – Поле вероятностей успешности мероприятия (ИД>1,3) по параметрам объём используемого агента и толщина пласта

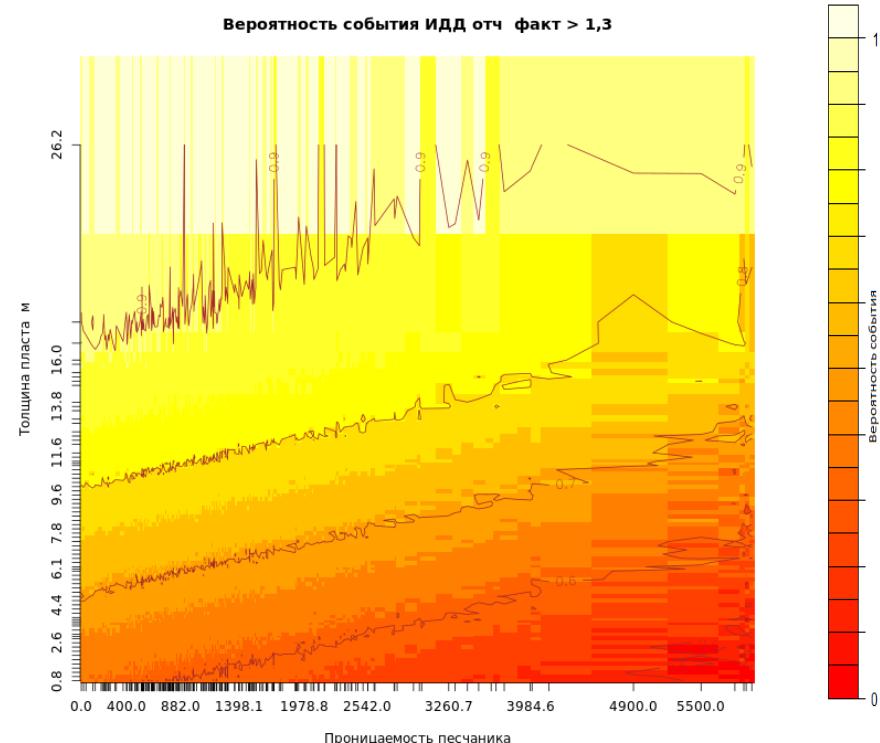


Рисунок 31 – Поле вероятностей успешности мероприятия (ИД>1,3) по параметрам проницаемость песчаника и толщина пласта

На Рисунках 30, 31 представлены рассчитанные поля вероятностей события «ИД > 1,3» в рассечениях модели: объем используемого агента – толщина пласта, проницаемость песчаника – толщина пласта.

Из представленных номограмм видно, что входящие в модель параметры при своем росте ведут к увеличению вероятности успешности проведения мероприятия с исходом, при котором гарантируется достижение ограничения на индекс доходности свыше 1,3.

Более сложный в представлении срез изображен на Рисунке 32.

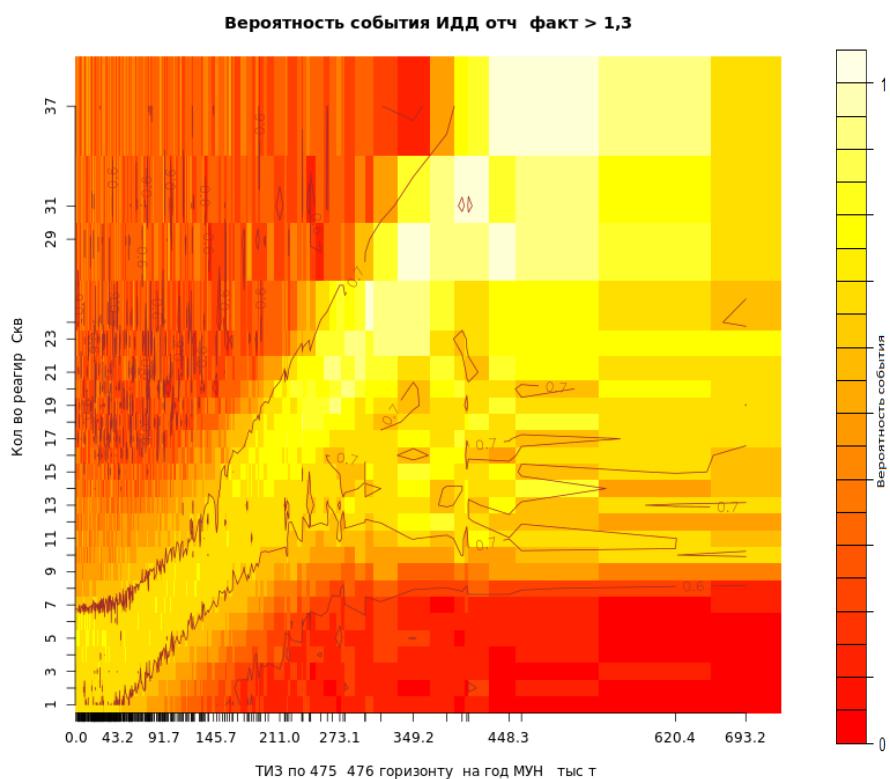


Рисунок 32 – Поле вероятностей успешности мероприятия (ИДДз > 1,3) по параметрам ТИЗ и количество реагирующих скважин

Представленная зависимость имеет сложную структуру опосредованной взаимосвязи входящих в модель параметров. Данные связи невозможно получить простыми способами вычисления корреляций или построения классических регрессионных зависимостей, а построение самой номограммы на основе имеющейся модели требует значительных вычислительных затрат.

Статистическая модель позволяет рассчитать минимальную и максимальную вероятность успешности мероприятия для любых взаимных значений входящих в модель групп мероприятий и параметров (Рисунок 33).



Рисунок 33 – Максимум и минимум вероятности достижения ИД > 1,3 при поинтервальном расчете по параметрам: ТИЗ, кол-во реагирующих скважин

Таким образом, полученная модель, реализованные подходы и алгоритмы анализа данных по качеству сгенерированных причинно-следственных связей не противоречат физическим принципам (или экспертным оценкам этих связей) и позволяют получить вероятностную оценку успешности (риска) проведения МУН.

Реализованные тестовые алгоритмы показали теоретическую обоснованность предлагаемых методов анализа данных и построения моделей оценки успешности применяемых технологий ПНП, а предложенный способ рекомендован к внедрению в проекте, реализуемом в ПАО «Татнефть» - «Получение дополнительной добычи за счёт увеличения темпов разработки, технологий увеличения КИН, оптимизации процесса разработки объектов, приуроченных к тульскому и бобриковскому горизонтам».

4.3. Оптимизация планируемого портфеля геолого-технических мероприятий в условиях ограничений на добычу продукции

Начиная с 2016 года перед нефтегазодобывающими компаниями стала проблема формирования портфеля геолого-технологических мероприятий (ГТМ) в

условиях ограничений на объемы добычи продукции, которые были приняты в соответствии с соглашением «ОПЕК плюс». Соглашение предполагало сокращение объемов добычи нефти в течение первого полугодия 2017 года примерно на 1,2 млн. баррелей в сутки. Доля сокращения добычи присоединившихся стран составляла около 600 тыс. баррелей в сутки. В мае 2017 года данное соглашение было решено продлить еще на восемь месяцев – до марта 2018 года.

Указанное ограничение коснулось и ПАО «Татнефть». Ранее, в условиях отсутствия ограничений на добычу продукции, проблема отсутствия механизма формирования портфеля геолого-технических мероприятий не возникала и не имела места быть, т.к. весь объем запланированных нефтегазодобывающими управлениями мероприятий мог быть включен или включался в общий портфель геолого-технических мероприятий следующего года, а отбор мероприятий в портфель мог происходить на основе ранжирования их по показателям эффективности.

Данный раздел содержит в себе результаты исследования проблемы многовариантных подходов формирования портфеля ГТМ ПАО «Татнефть» на заявках по мероприятиям в семи направлениях: бурение, зарезка боковых стволов, ввод добывающих скважин (ВДС), методы увеличения нефтеотдачи (МУН), гидравлический разрыв пласта (ГРП), одновременно-раздельная эксплуатация и закачка (ОРЭиЗ), капитальный ремонт скважин (КРС). Расчеты и реализация расчетных алгоритмов проводились на высокопроизводительном вычислительном кластере Центра обслуживания бизнеса ПАО «Татнефть», в организации которого автор работы принимал непосредственное участие.

Общая постановка задачи может выглядеть следующим образом [173]:

$$\sum_{i=1}^N (x_i * NPV_i) \rightarrow \max, \quad (8)$$

при ограничениях: $\sum_{i=1}^N (x_i * Q_{hi}) \leq Q_h$, $\sum_{i=1}^N (x_i * W_i) \leq W_i$, дополнительных ограничениях: $\sum_{i=1}^N (x_i * W_i^{\text{бурение}}) \leq W^{\text{бурение}}$, $\sum_{i=1}^N (x_i * W_i^{\text{ВДС}}) \leq W^{\text{ВДС}}$, $\sum_{i=1}^N (x_i * W_i^{\text{ВНС}}) \leq W^{\text{ВНС}}$ и т.д., где: N - количество заявок на проведение ГТМ, x_i - 1 или 0 (выбрана/не выбрана в портфель ГТМ), NPV_i - ЧДД по i -му мероприятию, W_i -

инвестиции по i -му мероприятию, W - сумма инвестиций по портфелю, Q_n - нефть по портфелю на первый год, $W^{бурение}$ - инвестиции на бурение, $W^{ВДС}$ - инвестиции на ВДС, $W^{ВНС}$ - инвестиции на ВНС и т.д.

Простыми словами, каждое геолого-техническое мероприятие характеризуется своими показателями эффективности (дополнительная добыча, срок эффекта и т.д.), получаемой планируемой прибылью и необходимыми на их проведение капитальными затратами. Набор планируемых ГТМ по крупной нефтяной компании превышает несколько тысяч мероприятий ежегодно. Так как суммарные показатели полного набора заявок превышают доступные нефтяной компании объемы суммарной добычи (или капитальных затрат), то возникает задача выбора мероприятий, которые должны войти в формируемый плановый портфель и обеспечить достижение указанных ограничений, при этом доставлять максимум добычи на срок эффекта или чистого дисконтированного дохода.

За исходные данные был взят свод заявок на проведение ГТМ по всему фонду скважин ПАО «Татнефть» по всем нефтегазодобывающим управлением на 2017 год (Таблица 7, тестовый портфель, условные значения).

Таблица 7 – Агрегированный набор заявок ГТМ по направлениям

Направление капитальных затрат	Капитальные затраты, руб.	ЧДД, тыс. руб.	Объем нефти за год, тонн	Объем нефти за 2 год, тонн	Кол-во заявок	ИДДз	ЧДД/руб. инвестиций
Бурение	21 294 052 422	19 650 984	598 367	1 216 271	584	1,31	0,92
ВДС	560 701 508	1 676 895	46 329	95 315	103	1,55	2,99
ГРП	1 921 001 175	9 487 167	264 971	544 665	554	1,70	4,94
Зарезка	3 468 947 563	6 684 812	130 403	278 479	146	1,50	1,93
КРС	1 204 398 075	6 112 531	166 132	344 338	470	1,69	5,08
МУН	511 911 019	3 053 233	256 677	335 712	861	1,60	5,96
ОРЭ	429 931 229	1 556 094	52 504	101 989	137	1,54	3,62
Итого	29 390 942 991	48 221 716	1 515 383	2 916 770	2 855	1,44	1,64

Для решения данной задачи в ПАО «Татнефть» был реализован высокопроизводительный вычислительный кластер, использующий для вычислений как ЦП (центральные процессоры), так и GPU (графические

процессоры). На высокопроизводительном вычислительном узле были реализованы необходимые расчетные скрипты, позволяющие использовать для решения задачи следующий пакет алгоритмов: генетические алгоритмы, метод ветвей и границ, метод кросс-энтропии и различные их вариации [164].

Формирование портфелей геолого-технических мероприятий в ПАО «Татнефть» до 2017 года, как и в других крупных нефтяных компаниях, происходило (и происходит) классическим способом ранжирования их по показателям эффективности, портфель заявок ГТМ под ограничение на добычу или капитальные вложения формировался путем отсечения группы заявок с низкими удельными показателями эффективности, а полноценное решение оптимизационной задачи с нахождением оптимальных значений заданных показателей не было доступно, ввиду отсутствия проработанной методологии решения задачи и программного инструмента формирования портфеля.

В рамках решения задачи по формированию эффективного портфеля ГТМ на вычислительном кластере были реализованы алгоритмы, которые позволили провести многократное переформирование (оптимизацию) портфеля по максимизации заданного набора параметров (добыча на 2 год, добыча на срок эффекта, ЧДД) при ограничениях на объемы добычи или капитальные затраты по направлениям.

Решение оптимизационной задачи при формировании портфеля геолого-технических мероприятий в некоторых случаях позволило увеличить суммарный ЧДД портфеля свыше 1 млрд. рублей относительно результатов базового метода весовой сортировки (ранжирования заявок) при тех же заданных ограничениях на объемы добычи на первый год и капитальные затраты.

Оговоримся, что количество вариантов портфелей даже для 3000 заявок ГТМ выражается числом 2^{3000} , что превосходит количество атомов в наблюдаемой части Вселенной (по разным оценкам до 10^{81}), а решение оптимизационной задачи при различных ограничениях не является тривиальным, хоть в некоторых случаях и имеет оптимальное решение, которое может быть найдено за допустимое время. Именно по этой причине, разработка методологии решения вышеуказанной задачи

потребовала проведения целого ряда организационных и технических мероприятий для обеспечения проведения многовариантных расчетов, требовательных к вычислительным ресурсам, подбора методов оптимизации и их вариаций, что в конечном итоге позволило решить поставленную исследовательскую задачу и получить достоверный результат.

По результатам проведенных расчетов был сделан следующий вывод: почти любой портфель, сформированный базовым (классическим) способом весовой сортировки (ранжированием) может быть улучшен по какому-либо показателю «эффективности» (добыча на срок эффекта, индекс доходности дисконтированный, ЧДД на руб. капитальных затрат, тонн на руб. капитальных затрат) при решении оптимизационной задачи с ограничением на этот показатель снизу (показатель $\geq C$) без ущерба для основных показателей: ЧДД, уменьшение капитальных затрат (инвестиции), ввиду того, что ранжирование почти всегда позволяет получить лишь субоптимальный портфель ГТМ, который может быть улучшен решением оптимизационной задачи.

Для обеспечения решения оптимизационных задач высокой размерности в Центре информационных технологий ПАО «Татнефть» реализовано техническое решение высокопроизводительного вычислительного кластера, который был организован на имеющихся вычислительных мощностях, путем привлечения современных технологий компиляции и оптимизации программного кода (Intel Math Kernel Library), открытых стандартов распараллеливания программ (OpenMP), библиотек (BLAS, LAPACK и др.), средств организации вычислительных кластеров через локальные вычислительные сети.

Реализованные на высокопроизводительном вычислительном кластере алгоритмы и программный инструмент формирования эффективного инвестиционного портфеля по заявкам ГТМ позволяют, в сравнении с традиционными подходами ранжирования заявок, получать дополнительный эффект в суммарном чистом дисконтированном доходе портфеля, в зависимости от характера и объема заявок, в размере до 1,0 млрд. рублей, а добычу нефти на срок эффекта от мероприятий увеличить свыше 10% [164, 173].

Все реализованные методики легли в основу программного инструмента планирования эффективного портфеля геолого-технических мероприятий компании, который был реализован в виде веб-инструмента, позволяющего по формируемым заявкам на проведение ГТМ производить мультивариантные оптимизационные расчеты и принимать решение о принятии тех или иных наборов заявок в портфель не на основе их ранжирования, а на основе полноценного решения оптимизационной задачи, доставляющей максимум заданных показателей эффективности назначаемых мероприятий, и исключить необоснованное сокращение эффективности портфеля с оптимизацией капитальных затрат.

На Рисунке 34 представлена общая функциональная схема реализованного программного решения с основными процедурными блоками.

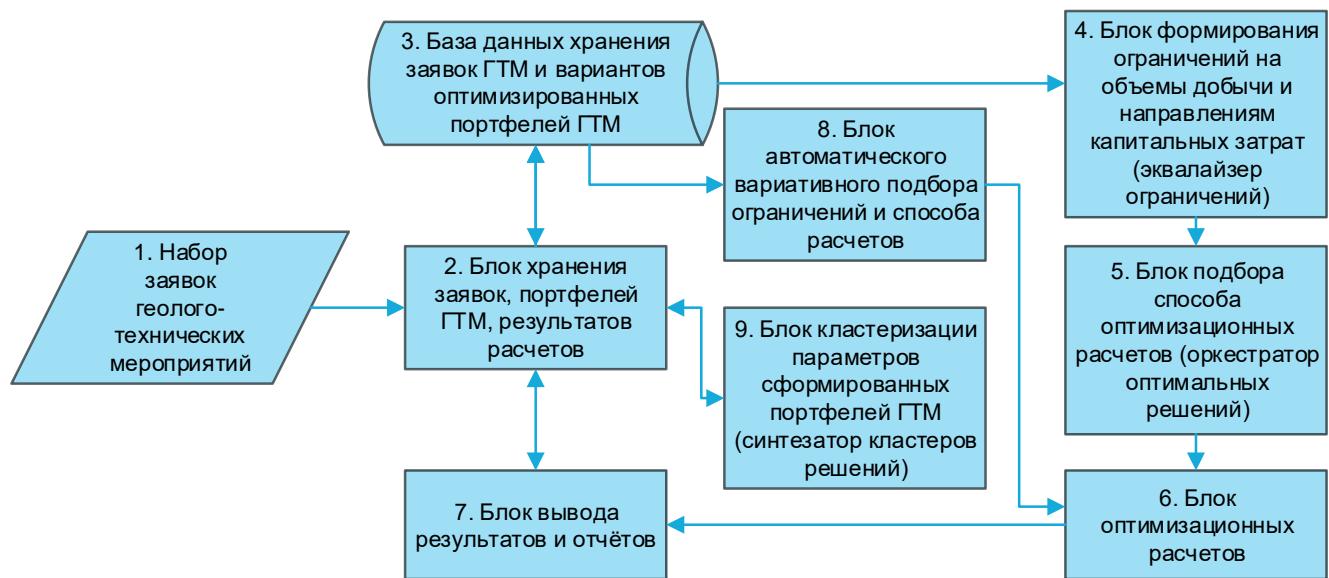


Рисунок 34 – Функциональная схема инструмента планирования ГТМ

Представленное техническое решение относится к способам и средствам обработки цифровых данных, предназначенных для формирования планируемых портфелей геолого-технических мероприятий оптимальных по заданным показателям. Техническим результатом является расширение арсенала технических средств вариативного формирования наборов заявок ГТМ, принимаемых в портфель, повышение эффективности капитальных затрат,

увеличение показателей эффективности сформированного портфеля. Реализованная система содержит блок ввода параметров геолого-технических заявок с распределенными по годам характеристиками, блок формирования ограничений по направлениям капитальных вложений (эквалайзер ограничений), блок подбора способа оптимизационных расчетов (оркестратор оптимальных решений), блок оптимизационных расчетов, блок вариативного подбора ограничений по направлениям капитальных затрат, блок кластеризации параметров сформированных портфелей (синтезатор кластеров решений), блок и средство хранения результатов расчетов, блок вывода результатов расчетов и характеристик сформированного инвестиционного портфеля, причем данные хранятся в форме таблиц, специализированных отчетов.

Технической новизной представленного решения является то, что блок автоматического вариативного подбора ограничений и способа расчета производит непрерывный расчет и формирование оптимальных по заданным целевым показателям портфелей геолого-технических мероприятий при взаимном изменении входящих в задачу ограничений (ограничения на нефть на первый год, по направлениям капитальных затрат, на целевые показатели эффективности формируемого портфеля). Наборы оптимальных портфелей сохраняются в базу данных. Отметим, что даже для семи показателей, на которые могут накладываться ограничения (например, по капитальным затратам), и десяти граничных значений для каждого показателя количество вариантов формируемых оптимальных портфелей представляется числом $7^{10}=282\,475\,249$. Отсюда возникает необходимость кластеризации распределенных показателей эффективности формируемых портфелей для возможности группировки полученных распределенных характеристик и отображения результатов.

На Рисунке 35 представлен один из элементов интерфейса – «эквалайзер ограничений», позволяющий выбрать допустимое совместное состояние ограничений по направлениям капитальных вложений и получить распределенные по времени показатели эффективности оптимального для данных условий портфеля, подходящего под выбранные ограничения [183].

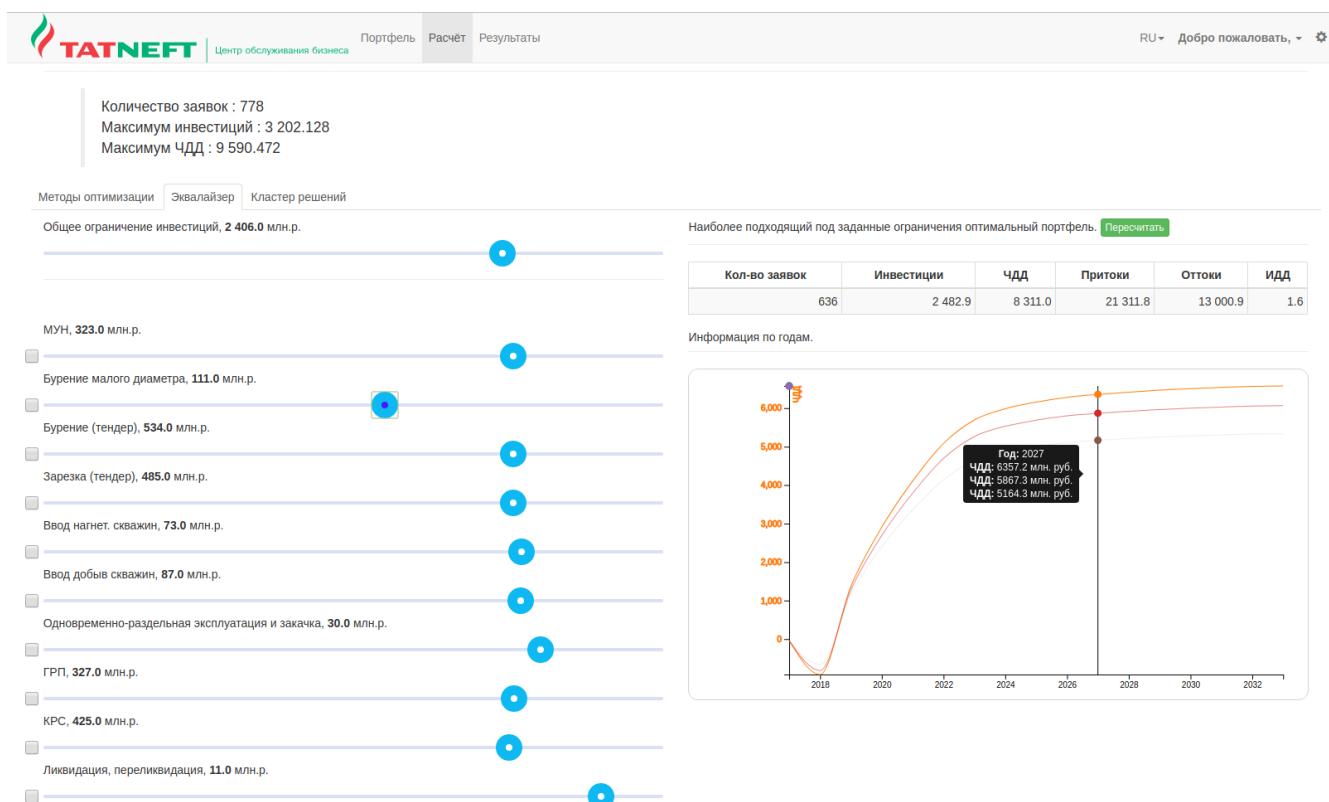


Рисунок 35 – Экранная форма «эквалайзера ограничений» с распределенными характеристиками портфеля

Для анализа банка сформированных вариаций портфеля в системе реализован блок кластеризации параметров сформированных портфелей на основе самоорганизующейся карты Кохонена, который позволяет сгруппировать выбранные для мониторинга распределенные по годам показатели эффективности, наглядно отобразить их с целью подбора удовлетворяющего текущим потребностям компании портфеля геолого-технических мероприятий. Такое решение (Рисунок 36) позволяет, на основе анализа кластеризованных групп портфелей, например, по их распределенной добыче (прибыли) по годам, прозрачно отобрать наиболее эффективные портфели, что является одним из основных отличий предложенного решения от имеющихся в мире аналогов программного обеспечения, например, наиболее мощного продукта Shlumberger Merak, в котором для анализа рисков проекта используется менее эффективный метод Монте-Карло, чем опробованный в исследовательской работе оптимизационный метод кросс-энтропии.

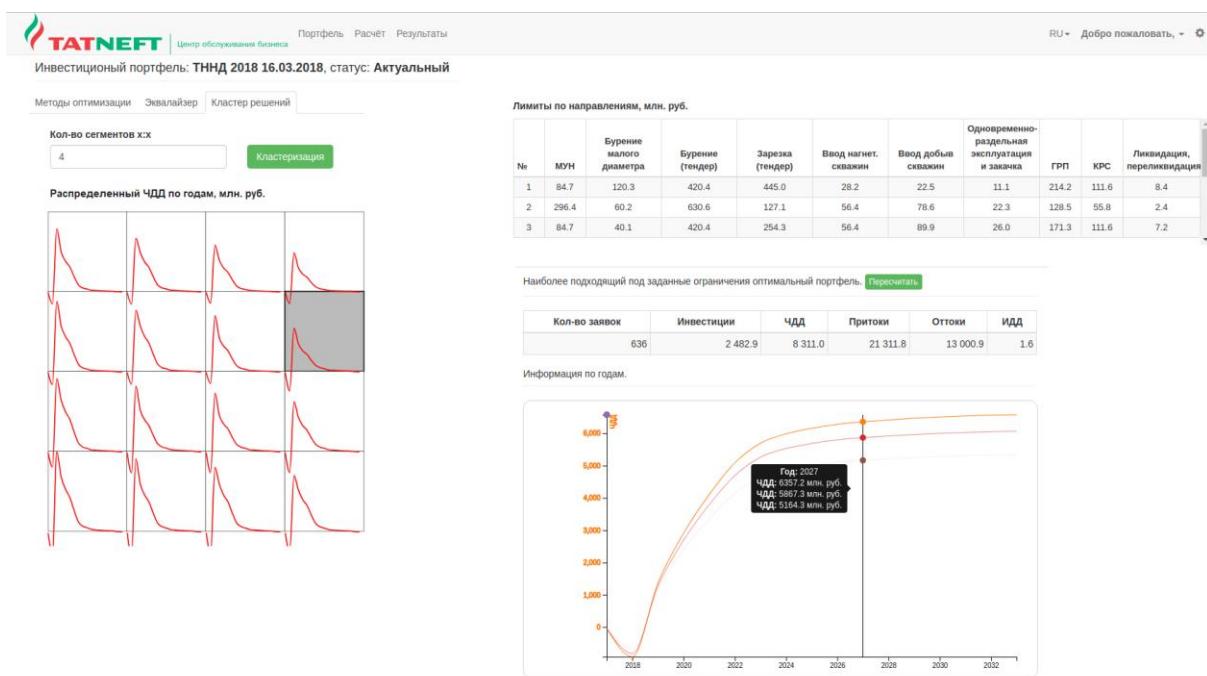


Рисунок 36 – Блок кластеризации параметров портфелей ГТМ

Реализованный инструмент позволил построить зависимости распределения планируемых геолого-технических мероприятий по направлениям капитальных затрат в условиях ограничений на объемы добычи на первый год и капитальные вложения (для решения оптимизационной задачи использовались методы ветвей и границ и кросс-энтропии). Рассчитанные распределения представлены на Рисунках 37, 38 (первый столбец – ранжирование, второй – оптимизация).

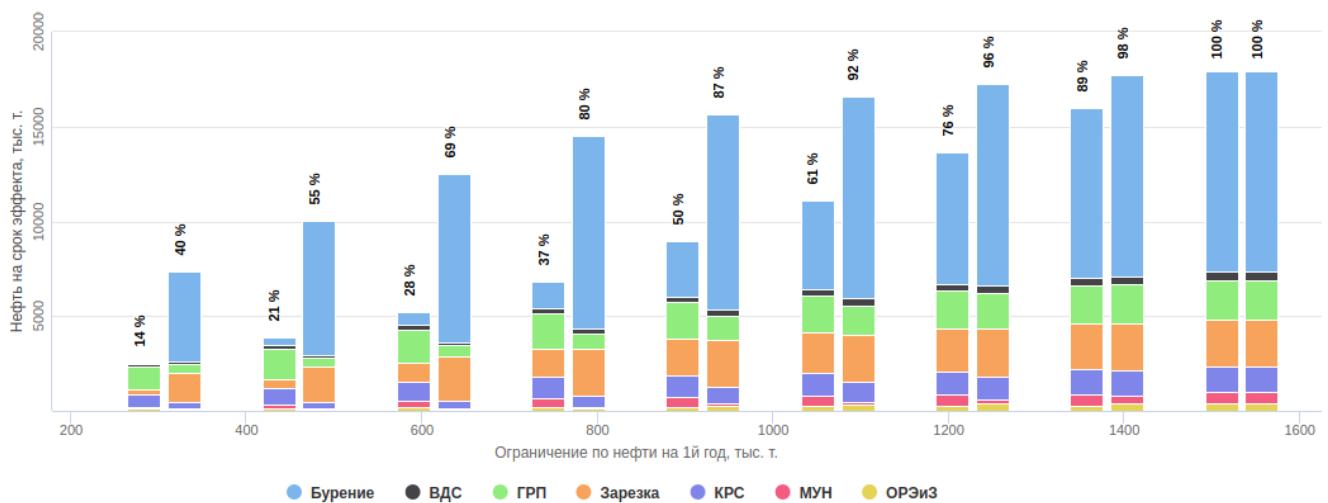


Рисунок 37 – Сравнение портфелей геолого-технических мероприятий по максимизации нефти на срок эффекта при ограничении на объемы добычи на первый год

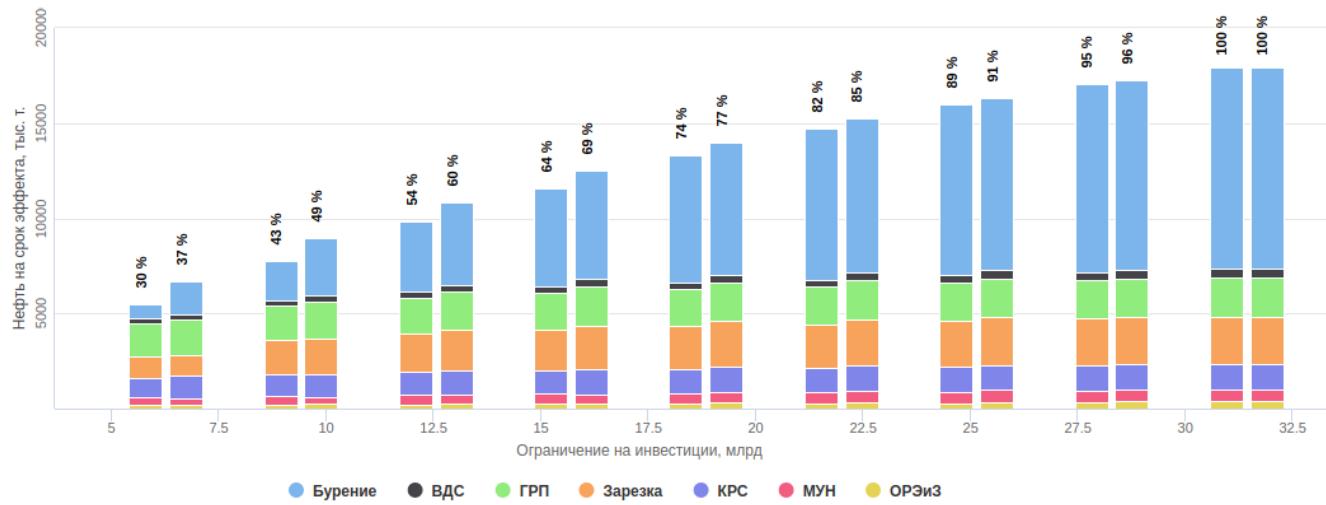


Рисунок 38 – Сравнение сформированных портфелей геолого-технических мероприятий по максимизации нефти на срок эффекта при ограничении на капитальные затраты

Из представленных диаграмм видно, что формирование портфеля геолого-технических мероприятий по семи направлениям капитальных затрат (бурение, ввод добывающих скважин, гидроразрыв пласта, зарезка боковых стволов, капитальный ремонт скважин, методы увеличения нефтеотдачи, одновременная-раздельная эксплуатация и закачка) при помощи реализованного программного инструмента в зависимости от заданных ограничений позволяет достичь существенного увеличения целевого оптимизируемого показателя, не допустить истощения портфеля по мероприятиям, имеющим не самые высокие удельные показатели эффективности (бурение имеет не самый высокий показатель по индексу доходности), что наблюдается при формировании портфелей при использовании стандартного способа ранжирования мероприятий.

При этом впервые выявлено и подтверждено расчетами, что при малых ограничениях на добычу нефти наиболее оптимальный портфель формируется не при увеличении количества мероприятий по гидроразрыву пласта (имеют высокие удельные показатели эффективности), как традиционно считалось при проведении ранжирования заявок, а при увеличении объемов бурения скважин и зарезки боковых стволов.

4.4. Выводы

Методика использования самоорганизующихся карт Кохонена в задачах подбора МУН подходит в тех случаях, когда необходимо обнаружить существенные исходные факторы, которые могут повлиять на применимость заданного мероприятия в конкретных условиях проведения. Непротиворечивость предложенного подхода обоснована наличием статистически значимых связей в исходных исторических данных по проведенным мероприятиям в разрезе горизонтов, а анализ построенных моделей на картах Кохонена только подтверждает целесообразность применения предложенного подхода.

Результаты использования байесовских сетей для построения модели и вероятностной оценки эффективности назначаемого мероприятия от окружающих факторов вошли в отчёт и рекомендованы к внедрению в проекте «Выработка матрицы решений по выбору имеющихся технологий ПНП, исходя из условий применения по рассматриваем объектам ПАО «Татнефть» в 2017 году.

По результатам расчетных исследований при решении задачи формирования портфеля ГТМ в условиях ограничения на добычу были установлены положительные и отрицательные стороны используемых для формирования портфеля ГТМ в условиях ограничений (добыча, капитальные вложения) алгоритмов (Таблица 8).

Таблица 8 – Преимущества и недостатки используемых методов оптимизации для формирования портфеля ГТМ

Метод	Вид алгоритма	Плюсы	Минусы
весовая сортировка (ранжирование)	эвристический	высокая скорость	не оптимальное решение
подбор весов на основе генетических алгоритмов	эвристический + ГА	высокая скорость, близкое к оптимальному решение	субоптимальное решение

Метод	Вид алгоритма	Плюсы	Минусы
метод ветвей и границ	дискретная оптимизация	оптимальное решение	ограничение на количество неизвестных, скорость счёта
генетический алгоритм (ГА)	генетический – интеллектуальный случайный поиск	суб/оптимальное решение, учет нелинейных ограничений	низкая скорость поиска оптимального решения
кросс-энтропия	метод стохастической оптимизации	суб/оптимальное решение, возможность формирования портфеля по многим ограничениям	невысокая скорость поиска решения

Важным итогом разработки методологии решения данной задачи стало то, что вычислительными экспериментами было доказано, что количество принимаемых в портфель ГТМ заявок может быть увеличено на более чем 10% относительно базового способа ранжирования заявок на основе их удельных показателей эффективности при формировании портфеля на максимальный чистый дисконтированный доход, а при решении задачи в условиях ограничений на объемы добычи на первый год, оптимизируемый показатель суммарная добыча на срок эффекта возрастает свыше 10%.

Реализованная методика и программный инструмент формирования эффективного портфеля ГТМ в условиях ограничений введена в опытно-промышленную эксплуатацию и использовалась при формировании портфеля заявок блока разработка и добыча ПАО «Татнефть» при планировании ГТМ на 2017-2018 гг. (Приложение А).

Основным выводом исследовательских работ стало то, что формирование портфеля ГТМ в условиях ограничений должно происходить только на основе решения оптимизационной задачи, а не на основе ранжирования заявок по удельным показателям их эффективности, как делается почти во всех нефтегазодобывающих компаниях, с одной лишь разницей, что выбираются различные целевые показатели (IRR, ИДДз, тонн добытой нефти на рубль инвестиций и др.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработаны методики и программные инструменты контроля достоверности замеряемых параметров телеметрии, а на основе самоорганизующихся карт Кохонена – кластеризации параметров и построения нейросетевых моделей для обнаружения отклонения от заданного режимного функционирования скважин.
2. Разработаны комплексная методика и программный инструмент выявления зон некомпенсированного отбора, локализации остаточных запасов на 3-м блоке Березовской площади.
3. На основе байесовской сети построена модель статистических связей характеристик мероприятий увеличения нефтеотдачи, позволяющая оценивать вероятность эффективности (риска) назначения мероприятия в зависимости от условий проведения, реализован программный инструмент.
4. Разработана методика решения задачи на основе использования самоорганизующихся карт Кохонена и оптимизационных алгоритмов, реализован программный инструмент формирования портфеля геолого-технических мероприятий крупной нефтяной компании в условиях ограничений на добычу продукции и капитальные затраты. Получены основные расчетные зависимости показателей эффективности формируемых портфелей.
5. Методика обнаружения отклонения от режимного функционирования скважин на нейросетевых моделях внедрена отдельным программным модулем в корпоративную информационную систему «Портал Ашальчи», в непрерывном режиме позволяет прогнозировать и предотвращать недоборы продукции. На основе использования реализованных программных инструментов скорректированы режимы по 30 нагнетательным скважинам на 3-м блоке Березовской площади и получен эффект свыше 6,3 млн. рублей, сформировано два портфеля геолого-технических мероприятий ПАО «Татнефть» 2017-2018 гг. с расчетным эффектом более 1,0 млрд. рублей (относительно базового способа формирования портфеля) и обеспечением 10% увеличения объема добычи на срок эффекта геолого-технических мероприятий при тех же ограничениях.

Техническая новизна полученных решений защищена пятью патентами на изобретение РФ, одним патентом на полезную модель, а также шестью свидетельствами на программы для ЭВМ РФ.

Список литературы

1. Сургучев, М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений / М. Л. Сургучев. - М.: Недра, 1968. - 301 с.
2. Сургучев, М.Л. Об эффективности импульсного (циклического) воздействия на пласт для повышения его нефтеотдачи / М. Л. Сургучев // Матер. науч.-техн. семинара по добыче нефти ВНИИ. - М.: Недра, 1965. - Вып. 27. - С. 50 - 52.
3. Клюшин, И.Я. Повышение эффективности проведения геолого-технических мероприятий с учетом изменения показателей работы скважин и залежи: дис. канд. тех. наук: 05.15.06 / Клюшин Иван Яковлевич. - Баку, 1984. - 185 с.
4. Шейдаев, Т.Ч. Повышение эффективности геолого-технических мероприятий на основе регулирования определяющих факторов: дисс. канд. тех. наук: 05.15.06 / Шейдаев Тамерлан Чингиз оглы. - Баку, 1983. - 141 с.
5. Васильев, Д.М. Обоснование избирательной системы заводнения слабовыработанных обводненных пластов месторождений Нижневартовского свода: дис. канд. тех. наук: 25.00.17 / Васильев Дмитрий Михайлович. - Уфа, 2017. - 124 с.
6. Варламов, Д.И. Оперативное регулирование разработки залежи нефти методами нейросетевого моделирования: дис. канд. тех. наук: 25.00.17 / Варламов Денис Иванович. - Уфа, 2008. - 125 с.
7. Бакиров, И.М. Оптимизация систем заводнения с применением горизонтальной технологии / И.М. Бакиров, А.Л. Кульмамиров, А.И. Бакиров // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения: тез. докл. науч.-практ. конф., посвящ. 10-летию АН РТ, г. Казань. - Казань, 2001. - С. 61-62.
8. Бакиров, И.М. Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в различных геолого-физических условиях: дис. д-ра тех. наук: 25.00.17 / Бакиров Ильшат Мухаметович. - Уфа, 2012. - 301 с.

9. Басниев, К.С. Нефтегазовая гидромеханика / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. - 544 с.
10. Булыгин, Д.В Геология и имитация разработки залежей нефти. / Д.В. Булыгин. - М.:Недра, 1996. - 382 с.
11. Еремин, Н.А. Моделирование разработки месторождений нефти методами нечеткой логики: дис. д-ра тех. наук: 05.15.06 / Еремин Николай Александрович. - Москва, 1995. - 300 с.
12. Еремин, Ал.Н. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа: Учебное пособие для вузов в 2 книгах, Книга 2 / Ал.Н. Еремин, Ан.Н. Еремин, Н.А. Еремин. - Изд. М: РГУНГ, 2012. - 165 с.
13. Закиров, С.Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа: Ч.2 / С.Н. Закиров, И.М. Индрupский, Э.С. Закиров, Э.А. Мамедов - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. - 482 с.
14. Зейгман, Ю.В. Эксплуатация систем ППД при разработке нефтяных месторождений / Ю.В. Зейгман. - Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. - 232 с.
15. Золотухин, А.Б. Методологические основы многокритериального системного подхода к разработке месторождений природных углеводородов / А.Б. Золотухин - Институт проблем нефти и газа Акад. Наук СССР. - М. 1990. - 114 с.
16. Ибатуллин, Р.Р. Исследование возможностей использования средств искусственного интеллекта при выборе воздействия на пласт для увеличения нефтеизвлечения / Р.Р. Ибатуллин, Е.Д. Подымов, А.А. Шутов // Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов - теория и практика их применения : тезисы докладов науч.-практ. конф. 8 Международной выставки «Нефть. Газ. Нефтехимия - 2001». - Казань, 2001. - С. 127-128.
17. Ибатуллин, Р.Р. Использование метода на базе искусственного интеллекта для выбора объекта и технологии увеличения нефтеотдачи пласта / Р.Р. Ибатуллин, Е.Д. Подымов, А.А. Шутов, Н.Г. Ибрагимов, Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. - №10, 2002. - С. 52-55.

18. Ибатуллин, Р.Р. Решение задачи оптимального выбора мероприятий по увеличению нефтеизвлечения с использование аналитических систем / Р.Р. Ибатуллин, Е.Д. Подымов, А.А. Шутов // Интервал. - №7-8, 2005. - С. 8-15.
19. Ибатуллин, Р.Р. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефей и природных битумов / Р.Р. Ибатуллин, А.А. Шутов, М.И. Амерханов, М.Р. Хисаметдинов // материалы Межд. н.-у. конф., посв. Добыче 3-х млрд. тонны нефти в РТ. - Изд. ФЭН., Казань. - 2007 г. - С. 270-274.
20. Михайлов, Н.Н. Физико-гидродинамические проблемы доизвлечения остаточной нефти из заводненных пластов / Н.Н. Михайлов // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: мат. Всероссийской науч. конф., посв. 30-летию ИПНГ РАН. - Москва, 2017. - С. 110-111.
21. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко - М.:Нефть и газ, 2007. - 826 с.
22. Мухаметшин, В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело, т.9, 2011. - №4. - С. 47-50.
23. Никифоров, А.Н. Моделирование движения двухфазной жидкости в пластах при изменяющейся структуре порового пространства: дис. д-ра техн. наук: 01.02.05 / Никифоров Анатолий Иванович. - Казань, 2005. - 336 с.
24. Рогачев, М.К. Физико-химические методы совершенствования процессов добычи нефти в осложненных условиях: дис. д-ра. техн. наук: 25.00.17 / Рогачев Михаил Константинович. - Уфа, 2002. - 312 с.
25. Сагитов, Д.К. Теоретические и технологические основы интенсификации отбора нефти из истощенных месторождений: дис. д-ра техн. наук: 25.00.17 / Сагитов Дамир Камбирович. - Уфа, 2015. - 284 с.
26. Хисамов, Р.С. Аналитическая модель разработки залежи сверхвязкой нефти методом парогравитационного дренажа / Р.С. Хисамов, П.Е. Морозов, М.Х. Хайруллин, М.Н. Шамсиев, А.И. Абдуллин // Нефтяное хозяйство, 2015. - Март. - С. 62-64.

27. Хасанов, М.М. Исследование нелинейных гидродинамических и теплообменных моделей для расчета и качественного анализа движения сред с переменными параметрами в трубах и пористых средах: дис. канд. техн. наук: 01.02.05 / Хасанов Марс Магнавиевич. - Баку, 1985 - 107 с.
28. Кудряшов, С.И. Количественные методы использования аналогов в задачах разведки и разработки месторождений / С.И. Кудряшов, Е.Ю. Белкина, М.М. Хасанов, В.А. Павлов, П.А. Тараков // Нефтяное хозяйство, 2015. - Апрель - С. 43-47.
29. Хисамов, Р.С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Р.С. Хисамов, А.А. Газизов, А.Ш. Газизов. - М: ВНИИОЭНГ, 2003. - 568 с.
30. Ситников, А.Н. Формирование программ геолого-технических мероприятий с помощью цифровой информационной системы «Подбор ГТМ» / А.Н. Ситников, Р.Н. Асмандияров, А.А. Пустовских, А.Ю. Шеремеев, Р.З. Зулькарниев, Д.Ю. Колупаев, Н.В. Чебыкин, А.А. Кириллов // PROНЕФТЬ, 2017. - №02. - С. 39-46.
31. Нагульнов, М.В. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей / М.В. Нагульнов, Е.В. Растворова, Р.З. Зулькарниев, Р.Н. Асмандияров // PROНЕФТЬ, 2019. - №1. - С. 34-38.
32. Рамазанов Р.Р. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий / Р.Р. Рамазанов, К.А. Харламов, И.И. Летко, Р.А. Марценюк // Нефтяное хозяйство, июнь, 2019. - С. 62-65.
33. Еремин, Н.А. Особенности цифровой трансформации активов при реализации инвестиционных нефтегазовых проектов / Н.А. Еремин, М.А. Королёв, А.А. Степанян, В.Е. Столяров // Газовая промышленность, 2019. - Изд. М: ООО «Камелот Паблишинг». - С. 108-119.
34. Пономарева, И.А. Методика формирования нормативов капитальных вложений в нефтегазовых инвестиционных проектах / И.А. Пономарева, Ю.Г. Богаткина, Н.А. Еремин, В.Н. Ладыгин // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, №2 (170). - Изд. РГУНГ. - 2019. - С. 10-15.

35. Еремин, Н.А. Нефтегазовая экосистема машинного обучения - гуманитарные аспекты / Н.А. Еремин, Н.О. Некрасов, А.Б. Золотухин // Материалы IV Международной научной конференции «Гуманитарные Губкинские чтения», Москва, 2019. - Изд.: РГУНГ. - С. 64-83.
36. Андронов, Ю.В. Методика оперативной оценки перспективности скважин для методов интенсификации притока нефти с применением нейронных сетей и деревьев решений: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.17 / Андронов Юрий Владимирович. - Москва, 2019. - 24 с.
37. Soto, C.P. J. Sandoval, H.H. Pérez, A. Bejarano, "Reservoir Engineer and Artificial Intelligence Techniques for Data Analysis" // paper SPE 68743.
38. Houze, O.P. Allain, O.F. "Hybrid Artificial Intelligence Approach in Well Test Interpretation" // paper SPE 24733 A.
39. Parkinson, W.J. el al.: "An Expert System for Screening Enhanced Oil Recovery Methods." presented at AIChE Summer Meeting, Aug. 19-22 1990, San Diego CA.
40. Parkinson, W.J. el al.: "Screening EOR Methods with Fuzzy Logic," presented at Third International Reservoir Characterization Conference, Tulsa, OK, Nov. 3-5, 1991.
41. Elemo, R.O. Elmtalab, Jabbar North "A Practical Artificial Intelligence Application in EOR Projects", paper SPE 26248, SPE Petroleum Computer Conference held in New Orleans, Louisiana, U.S.A., 11-14 July, 1993.
42. Chung, Ting-Horng, Carroll, Herbert B. "Application of Fuzzy Expert Systems for EOR Project Risk Analysis" // paper SPE 30741.
43. Stewart, G., Du, Kui Fu "Feature Selection and Extraction for Well Test Interpretation by an Artificial Intelligence Approach" // paper SPE 19820.
44. Hari, D. Ertekin, T. Grader, A.S. "Methods of Neuro-Simulation for Field Development" // paper SPE 39962.
45. Centilmen, A. T. Ertekin, and A. S. Grader, "Applications of Neural Networks in Multiwell Field Development" // paper SPE 56433.
46. Taber, Joseph J. Martin, F. David Seright, R.S. "EOR Screening Criteria Revisited" // paper SPE35385.

47. Tamhane, D. P.M. Wong, F. Aminzadeh, M. Nikravesh "Soft Computing for Intelligent Reservoir Characterizatio" // paper SPE 59397.
48. Цзинь Чжицзюнь Новый метод количественной оценки ресурсов нефти и газа в системе формирования коллектора и реализация его программного обеспечения / Чжицзюнь Цзинь // Материалы Международной науч.-практ. конф. Моделирование геологического строения и процессов разработки - основа успешного освоения нефтегазовых месторождений, Сентябрь, 2018. - Изд. «Слово», Казань. - С. 117-126.
49. Фальковский, Н.И. История водоснабжения в России: учебное пособие по истории гидротехники / Н.И. Фальковский. - М: Издательство министерства коммунального хозяйства РСФСР, 1947. – 307 с.
50. Линдтроп, Н.Т. Режим нефтяных фонтанов Грозненского района / Н.Т. Линдтроп // Нефтяное и сланцевое хозяйство. - 1925. - № 4. - С. 25.
51. Карпенко, Н. М. Практика разработки пластов Новогрозненского района. «Плановая разработка нефтяных месторождений» / Н. М. Карпенко // Труды ВНИТО. - Москва, 1934. - вып.2.
52. Щелкачев, В.Н. Подземная гидравлика: учебное пособие / В.Н Щелкачев, Б.Б. Лапук. - Москва: Гостоптехиздат, 1949. – 525 с.
53. Евдошенко, Ю.В. Неизвестное «Нефтяное хозяйство»: очерки по истории нефтяной промышленности СССР и отраслевого научно-технического журнала / Ю. В. Евдошенко. - М.: Нефтяное хозяйство, 2010. - 344 с.
54. Еронин, В.А. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях / В. А. Еронин, И. В. Кривоносов, А. Д. Ли [и др.]. - М.: Недра, 1973. - 201 с.
55. Котенев, Ю.А. Повышение эффективности эксплуатации залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Ю. А. Котенев, Р. А. Нугайбеков, О. В. Каптелинин. - М.: Недра, 2004. - 236 с.
56. Котенев, Ю.А. Обоснование размещения проектных скважин при реализации метода повышения нефтеотдачи / Ю. А. Котенев, Т. Ф. Манапов // Проблемы повышения нефтеотдачи: сб. матер. науч.-техн. конф. молодых ученых и специалистов НПО «Союзнефтеотдача». - Уфа, 1989. - С. 10.

57. Крылов, А.П. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А. П. Крылов, М. М. Глогоўский, М. Ф. Мирчинк [и др.]. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. - 416 с.
58. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. - М.: Недра. - 1985. - 305 с.
59. Насыбуллина, С.В. Исследование зависимости обводненности добываемой продукции от дебита скважин / С.В. Насыбуллина // Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале XXI века: Тез. докл. молодежной науч.-практич. конф. ОАО «Татнефть». - Альметьевск, 2002. - С. 61-65.
60. Салимов, В.Г. Выбор режима периодической эксплуатации скважин без снижения отбора нефти / В.Г. Салимов, Р.Г. Рамазанов, С.В. Насыбуллина // Нефтепромысловое дело. - 2002. - № 12. - С. 27-30.
61. Сургучев, М.Л. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах / М. Л. Сургучев, Ю. В. Желтов, Э. М. Симкин. - М.: Недра, 1984. - 215с.
62. Саттаров, М.М. Проектирование разработки крупных нефтяных месторождений / М. М. Саттаров, Е. А. Андреев, В. С. Ключарев. - М.: Недра, 1969. - 237 с.
63. Саттаров, М. М. Проектирование разработки нефтяных месторождений и планирование добычи нефти / М. М. Саттаров. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985. - 44 с.
64. Газизов, А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А. А. Газизов. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. - 639 с.
65. Газизов, А.Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах / А. Ш. Газизов, А. А. Газизов. - М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. - 285 с.
66. Амелин, И.Д. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии / И.Д Амелин, М.Л. Сургучев, А.В. Давыдов. - Москва: Недра, 1994. – 201 с.
67. Атанов, Г.А. К определению эффективности циклического заводнения неоднородных нефтяных пластов / Г.А. Атанов, А.А. Боксерман, М.Л. Сургучев, О.Э. Цынкова // Нефтяное хозяйство. - 1973. - №1. - С. 46-49.

68. Атанов, Г.А. Приближенная методика определения показателей заводнения нефтяных залежей при циклическом воздействии на пласты / Г.А. Атанов, А.А. Боксерман, М.Л. Сургучев // Труды ВНИИнефть. - Москва, 1974. - С.195-208.
69. Шарбатова, И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты / И.Н. Шарбатова, М.Л. Сургучев. - Москва: Недра, 1988. - 121 с.
70. Цынкова, О.Э. Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи / О.Э. Цынкова, Н.А. Мяникова, Б.Т. Баишев. - Москва: Недра, 1993. - 158 с.
71. Боксерман, А.А. О циклическом воздействии на пласты с двойной пористостью при вытеснении нефти водой / А.А. Боксерман, Б.В. Шалимов // Изв.АН СССР, Механика жидкости и газа. - 1967. - №2. - С.168-174.
72. Боксерман, А.А. Исследование распределения насыщенности при циклическом воздействии на пласт: науч.-техн. сборник по добыче нефти / А.А. Боксерман, К.Э. Музафаров, В.Г. Оганджанянц. - Москва: Недра, 1967. - вып.33. - С. 29-33.
73. Боксерман, А.А. О циклическом воздействии на пласты, разделенные непроницаемыми перемычками / А.А. Боксерман, Б.Ф. Губанов // Нефтяное хозяйство. - 1969. - №8. - С.34-38.
74. Березаев, А.Н. Эффективность циклической закачки и изменения направления фильтрационных потоков на Вишанском месторождении / А.Н. Березаев // Труды УкрГипроНИИнефть. - Киев, 1978. - вып. XXI.
75. Муслимов, Р.Х. Циклическое воздействие и изменение направления фильтрационных потоков на объектах разработки Татарстана / Р.Х. Муслимов, А.М. Шавалиев, Р.Г. Хамзин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1993. - № 8. - С. 29-37.
76. Горбунов, А.Т. О проблемах циклического заводнения / А.Т. Горбунов, М.Л Сургучев, Р.Н. Диашев, А.М Шавалиев // Тезисы докладов научно-технической конференции «Проблемы наиболее полного извлечения нефти из недр Татарии». - Альметьевск, 1987. - С.86-88.

77. Ахметов, З.М. Исследование эффективности нестационарного воздействия на нефтяные пласты / З.М. Ахметов, А.М. Шавалиев. - Москва: ВНИИОЭНГ, 1993. - 43 с.
78. Борисов, Ю. П. Учет неоднородности пласта при проектировании разработки нефтяной залежи: труды ВНИИ / Ю. П. Борисов. - Ленинград, 1959. - вып. XXI.
79. Саттаров, М.М. Применение методов математической статистики при определении коэффициента проницаемости нефтяного пласта / М.М. Саттаров. // Труды УфНИИ. - Уфа, 1960. - вып. 6.
80. Лысенко, В.Д. О неоднородности продуктивных пластов. Вопросы геологии, разработки нефтяного месторождения, гидродинамики и физики пласта / В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухарский, Р.Г. Хамзин // Труды ТатНИИ, 1964. - Вып. 6. - С.243-252.
81. Коцюбинский, В.Л. Оценка неоднородности пластов на примере некоторых площадей Ромашкинского месторождения: труды ТатНИИ / В. Л. Коцюбинский, В.А. Хатанова, А.Г. Телишев // Вопросы геологии, разработки нефтяного месторождения, гидродинамики и физики пласта. Ленинград, 1964. - Вып.8 - С.231-240.
82. Семин, Е. И. О возможности использования некоторых статистических характеристик для оценки степени неоднородности продуктивных пластов: труды ВНИИ / Семин Е. И. - Ленинград, 1959. - вып.VI.
83. Абдулмазитов, Р.Г. Оценка влияния основных параметров системы разработки на нефтеотдачу / Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Рамазанов // Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений: Труды ТатНИПИнефть. - Бугульма, 1988. - Вып. 62.
84. Кузнецов, А.М. Влияние анизотропии напряженного состояния на фильтрационные характеристики пород-коллекторов / А.М. Кузнецов, А.Г. Ковалев, Д.И. Сальников // Нефтяное Хозяйство. - 1997. - № 7. - С. 44-45.
85. Муслимов, Р.Х. Создание постоянно действующих моделей Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений республики Татарстан на основе АРМ ЛАЗУРИТ и пакета программ фирмы Landmark / Р.Х. Муслимов, Р.С. Хисамов, Э.И.

Сулейманов, Р.М. Юсупов, Ф.М. Латифуллин, В.И. Диков, А.В. Насыбуллин // Нефтяное Хозяйство. - 1998. - № 7. - С. 63-67.

86. Гапонова, Л.М. Разработка системного анализа рациональной эксплуатации месторождений на основе гидродинамического моделирования: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.17 / Гапонова Лариса Михайловна. - Тюмень, 2002. - 24 с.

87. Абдулмазитов, Р.Г. Повышение эффективности разработки залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами: автореф. дис. докт. техн. наук: 25.00.17 / Абдулмазитов Рафиль Гиниятуллович. - Уфа, 2004. - 52 с.

88. Абдулмазитов, Р.Г. Анализ геологического строения и технологических показателей пластов девонских горизонтов Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений на основе АРМ «Лазурит» / Р.Г. Абдулмазитов, Ф.М. Латифуллин, А.Ф. Блинов // Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы: Труды Всероссийской научн.-техн. конфер. - Альметьевск, 2001. - Том 1. - С.30-42.

89. Абдулмазитов, Р.Г. Исследование влияния различных факторов на текущую нефтеотдачу залежей нефти терригенного девона ТАССР / Р.Г. Абдулмазитов, В.М. Ошитко, Ю.В. Ракутин // Труды ин-та ТатНИПИнефть. - Бугульма, 1978. - Выпуск XXXVIII. - С. 109-113.

90. Баренблatt, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблatt, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. - Москва: Недра, 1984. - 211 с.

91. Иктисанов, В.А. Определение фильтрационных параметров коллекторов и реологических свойств флюидов при разработке нефтяных месторождений / дисс. д-ра техн. наук: 25.00.17 / Иктисанов Валерий Асхатович. - Бугульма, 2002. - 277 с.

92. Иктисанов, В.А. Определение фильтрационных параметров пласта по КВД и кривым падения давления при откачке / В.А. Иктисанов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. - Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ». - С. 36-45.

93. Иктисанов, В.А. Интерпретация кривых восстановления давления для горизонтальных и многоствольных скважин / В.А. Иктисанов, А.В. Байгушев, Р.Г. Мирсайтов // Нефтяное хозяйство. - 2008. - №7.- С. 60-64.

94. Лысенко, В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений: учебное пособие / В.Д.Лысенко. - Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 516 с.

95. Тазетдинов, Р.К. Определение оптимального давления нагнетания воды в нефтяные пласты по промысловым данным / Р.К. Тазетдинов, Э.М. Тимашев // Нефтяная промышленность, серия Нефтепромысловое дело, обзорн. инф. - Москва: ВНИИОЭНГ, 1979. - 56 с.
96. Гаврилов, А.В. Использование фильтрационных волн давления при доразработке участка Центрально-Азнакаевской площади / А.В. Гаврилов, А.Н. Марданшин, А.В. Штанин // Георесурсы. - 2001. - №4 - С.33-34.
97. Лысенко, В.Д. Расчет эффективности импульсного воздействия на нефтяные пласты в условиях внутренконтурного заводнения: труды ТатНИИ / В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухтарский. - Москва: Недра, 1969. - вып. 14.
98. Дияшев, Р.Н. Оптимальное давление нагнетания при разработке терригенных коллекторов / Р.Н. Дияшев, Н.Х. Мусабирова // Нефтяное хозяйство. - 1987. - № 7. - С.29-32.
99. Губанов, Б.Ф. Регулирование процесса разработки с применением повышенного давления нагнетания / Б.Ф. Губанов, Ю.П. Желтов // Тр. ВНИИ. - Москва. Недра, 1968. - вып.IV.
100. Гавура, В.Е. Метод изменения направления фильтрационных потоков при разработке нефтяных месторождений / В.Е. Гавура // Тематич. науч. техн. обзор. - Москва: ВНИИЭНГ, 1976. - 62 с.
101. Лейбсон, В.Г. Результаты опытно-промышленного эксперимента по изменению направлений фильтрационных потоков жидкости в пластах / В.Г. Лейбсон // Нефтяное хозяйство. - 1976. - № 3. - С.26-30.
102. Фаррахова, Р.Р. Метод ФВД для уточнения фильтрационных характеристик межскважинного пространства / Р.Р. Фаррахова, В.А. Судаков, Ю.С. Масленникова // Материалы Международной научно-практической конференции «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии». - Казань: АН РТ, издательство «Фэн», 2013. - С.115-117.
103. Овчинников, М.Н. Результаты математического моделирования процесса выработки остаточных запасов заводнённых зон на примере участка Центрально-

- Азнакаевской площади / М.Н. Овчинников, А.Г. Гаврилов, Н.Н. Непримеров, Ю.Н. Прошин, А.Н. Чекалин, А.В. Штанин // Георесурсы. - 2001. - №4. - С.21-22.
104. Хисамутдинов, Н.И. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии. Том 1. Геология и разработка нефтяной залежи в поздней стадии / Н.И. Хисамутдинов, Р.Х. Гильманова, И.В. Владимиров, Н.З. Ахметов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Сарваретдинов. - Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ». - 2004. - 252 с.
105. Низаев Р.Х. Развитие технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяных месторождений на основе геолого-технологического моделирования : дис. д-ра техн. наук: 25.00.17 / Низаев Рамиль Хабутдинович. - Бугульма, 2010. - 223 с.
106. Зайцев, В.И. Индикаторные исследования межскважинного пространства при решении прикладных задач по контролю за разработкой эксплуатационных объектов / В.И. Зайцев, Г.П. Антонов // Сборник докладов научно-технической конференции, посвящённой 50-летию ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть». - Москва: ЗАО «Издательский дом МКТС», 2006. - С.78.
107. Антонов, Г.П. Технология исследований индикаторными методами для решения нефтепромысловых задач в процессе контроля за разработкой залежей нефти: диссертация канд. техн. наук: 25.00.17 / Антонов Геннадий Петрович. - Уфа, 1992. - № 253.
108. Соколовский, Э.В. Применение радиоактивных изотопов для контроля за разработкой нефтяных месторождений: учебное пособие / Э.В. Соколовский. - Москва: Недра, 1967. - с.181.
109. Закиев, Б.Ф. Исследование и обоснование методов регулирования режимов работы скважин на поздней стадии разработки нефтяного месторождения: дисс. канд. техн. наук : 25.00.17 / Закиев Булат Флусович. - Альметьевск, 2015. - 141 с.
110. Зарипов, А.Т. Совершенствование разработки месторождений тяжелых нефтей тепловыми методами с использованием горизонтальных технологий : автореф. дис. канд. тех. наук : 25.00.17 : защищена 25.01.2007 / Зарипов Азат Тимерьянович. - Бугульма, 2007. - 25 с.
111. Меркулова, Л.И. Графические методы анализа при добыче нефти / Л.И. Меркулова, А.А. Гинсбург. - Москва: Недра, 1986. - 125 с.

112. Пугачев, В.С. Теория вероятности и математическая статистика / В.С. Пугачев. - Москва: Наука, 1979. - 495 с.
113. Волков, А.М. Геологическое картирование нефтегазоносных территорий с помощью ЭВМ / А.М. Волков. - Москва: Недра, 1988. - 222 с.
114. Булыгин, В.Я. Гидродинамика нефтяного пласта / В.Я. Булыгин. - Москва: Недра, 1974. - 232 с.
115. Булыгин, Д.В. Геология и имитация разработки залежей нефти / Д.В. Булыгин, В.Я. Булыгин. - Москва: Недра, 1996. - 382 с.
116. Майер, В.П. Области применения гидродинамических моделей трехфазной фильтрации «Техсхема» и нелетучей нефти / В.П. Майер // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 8 - С. 44-47.
117. Майер, В.П. Программный комплекс «Техсхема» / В.П. Майер, Ю.Е. Батурина // Нефтяное хозяйство. - 2004. - № 2 - С. 52-53.
118. Батурина, Ю.Е. Гидродинамическая модель трехмерной трехфазовой фильтрации «Техсхема» / Ю.Е. Батурина, В.П. Майер // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №3. - С. 38-42.
119. Батурина, Ю.Е. Проектирование разработки и создание постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтегазовых месторождений с использованием комплекса программ «Техсхема» / Ю.Е. Батурина, В.П. Майер, Е.А. Дегтянникова // Нефтяное хозяйство. - 2003. - №4. - С. 61-64.
120. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. - М: Институт компьютерных исследований, 2003. - 128 с.
121. Чекалин, А.Н. Численные решения задач фильтрации в водонефтяных пластах / А.Н. Чекалин. - Казань: Издательство Казанского Университета, 1982. - 208 с.
122. Болотник, Д.Н. Постоянно действующие геолого-математические модели месторождений. Задачи, возможности, технологии / Д.Н. Болотник, Е.С. Макарова, А.В. Рыбников // Нефтяное хозяйство. - 2001. - №3. - С. 7-10.
123. Разживин, Д.А. Решение оптимизационных задач, способов и методов разработки на основе трехмерной геолого-гидродинамической модели / Д.А.

Разживин, А.В. Насыбуллин, А.Р. Фазлыева // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения: Труды науч.-практич. конф., посвящ. 10-летию АН РТ. - Казань, 2002. - С.91- 99.

124. Разживин, Д.А. Особенности 3D моделирования Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения / Д.А. Разживин, Т.Г. Логинова, А.Р. Фазлыева // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. - Бугульма, 2000. - С. 178-186.

125. Вахитов, Г.Г. Разностные методы решения задач разработки нефтяных месторождений / Г.Г. Вахитов. - Москва: Недра, 1970. - 248 с.

126. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари; пер. с англ. под ред. М.М. Максимова. - Москва: Недра, 1982. - 407 с.

127. Фазлыев, Р.Т. Площадное заводнение нефтяных месторождений / Р.Т. Фазлыев. - Москва: Недра, 1979. - 254 с.

128. Салихов, И.М. Проблемы и принципы построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей нефтяных месторождений / И.М. Салихов, А.М. Шавалиев, Р.Х. Низаев // Нефтяное Хозяйство. - 2004. - № 7. - С. 23-26.

129. Гумерский, Х.Х. Совместное использование программных комплексов LAURA и ТРИАС для создания постоянно действующих геологотехнологических моделей / Х.Х. Гумерский, А.Х. Шахвердиев, М.М. Максимов // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №10 - С. 56-59.

130. Данилов, В.Л. Гидродинамические расчеты взаимного вытеснения жидкостей в пористой среде / В.Л. Данилов, Р.М. Кац.-Москва: Недра, 1980.- 264 с.

131. Борисов, Ю.П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности: учебное пособие / Ю.П. Борисов, З.К. Рябинина, В.В Воинов. - Москва, 1976. - 284 с.

132. Саттаров, Р.З. Совершенствование методов анализа разработки многопластовых нефтяных месторождений в условиях техногенного воздействия на продуктивные пластины: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.17 / Саттаров Рафиль Зайтунович. - Бугульма, 2006. - 25 с.

133. Насыбуллин, А.В. Оптимизация системы заводнения на основе аналитических исследований и постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей / А.В. Насыбуллин, Р.З. Саттаров, А.А. Шутов, О.Г. Антонов // Материалы Международной научно-практической конференции «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии». - Казань: АН РТ, издательство «Фэн», 2013. - С. 297-300.
134. Улановский, Э.У. Комплекс программ для построения упрощенных постоянно действующих геолого-промышленных моделей и их использования для оперативного анализа разработки и выбора ГТМ на скважинах / Э.У. Улановский // Георесурсы. - 2001. - №4. - С. 30.
135. Артемкина, Л.Р. Проблемы инвестиционного планирования в нефтегазодобывающих компаниях / Л.Р. Артемкина // Управленческие науки, т. 7, №4, 2017 - с. 64-71.
136. Ильясов, Б.Г. Разработка программного комплекса оценки проницаемости коллектора на основе нейросетевых алгоритмов / Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова, А.П. Ефремов // Вестник УГАТУ. - №1 (28) - 2008. - с. 73-78.
137. Дементьев, Л.Ф. Применение математической статистики и теории вероятностей к оценке результатов разведки / Л. Ф. Дементьев // Труды ВНИИ. - вып. XXIII - 1960. - С. 101-103.
138. Иваненко, Б.П. Нейросетевое имитационное моделирование нефтяных месторождений и гидрогеологических объектов / Б.П. Иваненко. - Томск: Издательский дом ТГУ, 2014. - 188 с.
139. Глова, И.В. Система предупреждения аварий оборудования в процессах поддержания пластового давления / В.И. Глова, И.В. Аникин, А.С. Катасёв // Вестник казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева. - Изд. КГТУ им. А.Н. Туполева, 2006. – С. 46-49.
140. Ибрагимов, Н.Г. Система оперативного контроля и управления процессом добычи нефти на основе мониторинга параметров работы телемеханизированного фонда скважин в КИС «АРМИТС» / Н.Г. Ибрагимов, Р.Г. Заббаров, В.Р. Идиятова // Нефтяное хозяйство. - апрель. - 2014. - С. 106-109.

141. Самойлов, Д.Ю. Информационно-измерительная и управляющая система для интенсификации добычи нефти и определения обводненности продукции скважин: автореф. дис. канд. тех. наук: 05.11.16 / Самойлов Денис Юрьевич. - Уфа, 2019. - 22 с.
142. Андреев, В.Е. Решение задачи классификации эксплуатационного фонда скважин и дифференциации остаточных запасов в карбонатных пластах на примере турнейских залежей Ново-Елховского месторождения / В.Е. Андреев, А.П. Чижов, А.В. Чибисов, Д.Ю. Чудинов, Г.С. Дубинский, Р.Я. Нургаев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - №4 (106). - 2016. - С. 54-66.
143. Чудинова, Д.Ю. Дифференциация скважин в зонах с остаточными запасами нефти с использованием нейросетевого моделирования / Д.Ю. Чудинова, М.Р. Дулкарнаев, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов // Экспозиция нефть газ. - №4. – 2017. - С. 46-50.
144. Повышев, К.И. Цифровое интегрированное моделирование в процессе управления заводнением / К.И. Повышев, Р.М. Валиев, М.Г. Речкин, Р.Д. Хамидуллин // Журнал «ПРОНЕФТЬ». - №4 (6). - 2017. - С. 44-47.
145. Гумаров, Н.Ф. О дальнейшем совершенствовании системы разработки на 3 блоке Березовской площади / Н.Ф. Гумаров, М.В. Швыденко, Б.Г. Ганиев, Б.Ф. Закиев // Нефтяное хозяйство. - №7. - 2012. - С. 10-13.
146. Пат. на полезную модель РФ №130423. МПК G06F 17/00. Матрица критических состояний телемеханизированных нефтепромысловых объектов / Беспалов А.П., Зубарев В.В., Ахметзянов Р.Р., Екимцов С.А., Денисов О.В.; ООО «Татинтек»; заявл. 06.12.2012, опубл. 06.12.2012. Бюл. №20.
147. Денисов, О.В. Создание автоматизированной системы обработки данных телеметрии нефтепромысловых объектов / О.В. Денисов, В.С. Желтухин // Материалы XVIII Международной конференции по вычислительной механике и современным прикладным программным системам, 2013 г., Алушта. - М.: Изд-во МАИ. - 2013. - С. 187-189.
148. Хакимьянов М.И. Методика обработки динамограмм в информационно-измерительных системах управления штанговыми насосами / М.И. Хакимьянов,

М.Г. Панчин // Системный анализ, управление и обработка информации, - Т.16, №6(51), - с. 32-36.

149. Орехова, Л.Г. Мониторинг нарушений работы ШСНУ путем анализа динамограмм методом БПФ / Л.Г. Орехова, О.В. Денисов, Т.А. Нафиков // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли», т.2. - 2016. - С. 207-209.
150. Пат. РФ №2598785. МПК G06F 17/18, G06N 3/02, E21B 47/26. Система статистического и нейросетевого анализа данных телеметрии нефтепромысловых объектов / Беспалов А.П., Ахметзянов Р.Р., Екимцов С.А., Денисов О.В., Лазарева Р.Г.; ООО «ТатАСУ» ; заявл. 05.11.2014, опубл. 27.09.2016. Бюл. №27.
151. Т. Kohonen, Self-Organizing Maps (Third Extended Edition). - New York, 2001. - 501 pages. - ISBN 3-540-67921-9.
152. Анисимова, Э.С. Самоорганизующиеся карты Кохонена в задачах кластеризации / Э.С. Анисимова // Актуальные проблемы гуманитарных наук. - Изд. НИИЦРЖ «Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук». - 2017. - С. 13-16.
153. Новикова, С.В Синергетическая нейро-экспертная модель на основе SOM-карт для интегрального анализа экологических объектов / С.В. Новикова // Химия и инженерная экология – XVIII: Сборник трудов международной научной конференции. - Изд. КГТУ им. А.Н. Туполева. - 2018. - с. 318-321.
154. Денисов, О.В. Разработка автоматизированной системы идентификации явлений интерференции и взаимовлияния скважин по данным телеметрии на основе нейросетевых алгоритмов / О.В. Денисов, В.С. Желтухин, Р.Г. Лазарева // Материалы XVIII Международной конференции по вычислительной механике и современным прикладным программным системам, 2013 г., Алушта. - М.: Изд-во МАИ. - 2013. - С. 189-191.
155. Насыбуллин, А.В. Исследование интерференции скважин с использованием методов сравнительного анализа / А.В. Насыбуллин, Б.Ф. Закиев, О.В. Денисов, Р.Г. Гирфанов // Нефтяное хозяйство. - 2015. - №5. - С. 84-87.

156. Пат. РФ №2571470. МПК G06F 17/00. Способ нейросетевого анализа данных телеметрии по фонду скважин / Беспалов А.П., Ахметзянов Р.Р., Екимцов С.А., Денисов О.В.; ООО «ТатАСУ»; заявл. 24.10.2013, публ. заяв. 20.04.2015. Бюл. №12.
157. Денисов, О.В. Разработка информационно-аналитической системы мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин НГДУ «Альметьевнефть» / О.В. Денисов, Р.Г. Гирфанов, А.В. Кузьмина // Экспозиция нефть газ. - 2016. - №5. - С. 73-77.
158. Пат. РФ №2597229. МПК G06F 17/30. Система идентификации межскважинных проводимостей. / Беспалов А.П., Ахметзянов Р.Р., Екимцов С.А., Гирфанов Р.Г., Денисов О.В., Закиев Б.Ф., Лазарева Р.Г., Калмыкова Е.Н., Кузьмина А.В.; ООО «ТатАСУ»; заявл. 09.12.2014, опубл. 10.09.2016. Бюл. №25.
159. Пат. РФ № 2608138. МПК G06F 17/11, G01V 99/00, E21B 47/00. Система определения коэффициентов взаимовлияния скважин. / Ахметзянов Р.Р., Екимцов С.А., Гирфанов Р.Г., Денисов О.В., Лазарева Р.Г., Калмыкова Е.К., Кузьмина А.В., Мухаметшин Л.И.; ООО «ТатАСУ»; заявл. 09.11.2015, опубл. 16.01.2017. Бюл. №2.
160. Закиев, Б.Ф. Применение статистических методов анализа оперативных данных телеметрии для выработки решений по управлению закачкой в системе ГПД / Б.Ф. Закиев, О.В. Денисов // Инженерная практика. - №6-7. - 2015. - С.12-20.
161. Денисов, О.В. Применение нейросетевых подходов в создании системы мониторинга технологических параметров скважин, эксплуатирующихся методом парогравитационного дренажа / О.В. Денисов, Р.Г. Гирфанов, Б.Ф. Закиев, А.В. Насыбуллин // Экспозиция нефть газ. - 2015. - №4. - С. 78-80.
162. Пат. РФ №2598786. МПК G06N 5/00, G06N 3/02, E21B 47/26. Способ нейросетевого анализа состояния телемеханизированных нефтепромысловых объектов. / Беспалов А.П., Ахметзянов Р.Р., Екимцов С.А., Гирфанов Р.Г., Денисов О.В., Лазарева Р.Г.; ООО «ТатАСУ»; заявл. 27.08.2014, опубл. 27.09.2016. Бюл. №27.
163. Лазарева, Р.Г. Применение нейросетевых подходов в задаче планирования методов увеличения нефтеотдачи пластов. / Р.Г. Лазарева, О.В. Денисов // Материалы XX юбилейной международной конференции по вычислительной

механике и современным прикладным программным системам. - М.: Изд-во МАИ. - 2017. - С. 151-153.

164. Денисов, О.В. Разработка методологии решения задачи и реализация информационного инструмента формирования эффективного инвестиционного портфеля ПАО «Татнефть» / О.В. Денисов, А.В. Чирикин // Тезисы докладов VIII Международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии». - Уфа: Изд-во БашНИПИнефть. - 2018. - С. 176.
165. Тулупьев, А.Л. Байесовские сети: логико-вероятностный подход / А.Л. Тулупьев, С.И. Николенко, А.В. Сироткин. - Спб.: Наука, 2006. - 607 с.
166. Байесовская сеть : Материал из Википедии — свободной энциклопедии : Версия 101393778, сохранённая в 16:51 UTC 2 августа 2019 // Википедия, свободная энциклопедия. — Электрон. дан. — Сан-Франциско: Фонд Викимедиа, 2019. — Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/?oldid=101393778>.
167. Гладков, Л.А. Генетические алгоритмы: Учебное пособие - 2-е изд. / Гладков Л.А., Курейчик В.В., Курейчик В.М. - М: Физматлит, 2006. - 320 с.
168. Абрагин, А.В. Генетический алгоритм обучения искусственных нейросиних сетей / А.В. Абрагин // Потенциал современной науки. - Изд. ООО «Максимал информационные технологии». - 2015. - С. 8-11.
169. Benham, T., Duan Q., Kroese D.P., Liquet B. (2017) CEoptim: Cross-Entropy R package for optimization. Journal of Statistical Software. - 76(8). - 1-29 pages.
170. Струченков, В.И. Динамическое программирование в примерах и задачах / В.И. Струченков. - М.-Берлин: Директ-Медиа, 2015. - 275 с.
171. Метод ветвей и границ : Материал из Википедии — свободной энциклопедии : Версия 99665783, сохранённая в 14:00 UTC 8 мая 2019 // Википедия, свободная энциклопедия. — Электрон. дан. — Сан-Франциско: Фонд Викимедиа, 2019. — Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/?oldid=99665783>.
172. Денисов, О.В. Выявление зон недокомпенсации на основе анализа объемов отборов и нагнетания по эксплуатационному фонду скважин / О.В. Денисов, Р.Г. Гирфанов // Экспозиция нефть газ. - №3 (70) - 2019. - С. 34-36.

173. Денисов, О.В. Формирование эффективного портфеля ГТМ нефтяной компании на основе оптимизационных и нейросетевых алгоритмов / О.В. Денисов // Нефтяная провинция. - 2019. - №1 (17) - С. 90-101.
174. Гирфанов, Р.Г. Применение нейросетевых подходов в создании системы мониторинга технологических параметров скважин, эксплуатирующихся методом парогравитационного дренажа / Р.Г. Гирфанов, О.В. Денисов, Б.Ф. Закиев, А.В. Насыбуллин // Практические аспекты нефтепромысловой химии. Сборник тезисов докладов V научно-практической конференции. - Уфа: БашНИПИнефть. - 2015. - С. 30-32.
175. Гирфанов, Р.Г. Использование нейросетевых подходов в создании системы мониторинга технологических параметров скважин, эксплуатирующихся методом парогравитационного дренажа / Р.Г. Гирфанов, О.В. Денисов // Материалы XIX Международной конференции по вычислительной механике и современным прикладным системам. - М.: Изд-во МАИ. - 2015. - С. 135-137.
176. Насыбуллин, А.В. Разработка информационно-аналитической системы мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин НГДУ «Альметьевнефть» / А.В. Насыбуллин, А.А. Жильцов, О.В. Денисов // Практические аспекты нефтепромысловой химии. Сборник тезисов докладов VI Международной научно-практической конференции. - Уфа: БашНИПИнефть. - 2016. - С. 25-33.
177. Денисов, О.В. Информационно-аналитическая система мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин 3-го блока Березовской площади НГДУ «Альметьевнефть». / О.В. Денисов, А.В. Насыбуллин, Б.Ф. Закиев // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли», Том 2. -Изд. АГНИ. - 2016. - С. 118.
178. Жильцов, А.А. Нейросетевые подходы к анализу данных скважинной телеметрии / А.А. Жильцов, О.В. Денисов, Р.Г. Лазарева // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли», Том 2. - Изд. АГНИ. - 2016. - С. 137.

179. Подымов, Е.Д. Совершенствование методики проектирования и анализа результатов применения технологий увеличения нефтеизвлечения : дис. канд. техн. наук: 25.00.17 / Подымов Евгений Дмитриевич - Бугульма, 2004. - 146 с.
180. Шагиахметов, М.Р. Модели и комплекс программ многокритериального принятия решений в условиях неопределенности в нефтедобыче: дис. канд. техн. наук: 05.13.18 / Шагиахметов Марат Равилевич - Казань, 2004. - 160 с.
181. Siena M., A Novel EOR Screening Approach based on Bayesian Clustering and Principal Component Analysis / Siena M., Guadagnini A., Della Rossa E., Lamberti A., Masserano F., Rotondi R. // SPE-174315-PA. - 2016.
182. Денисов, О.В. Экспресс-метод локализации остаточных запасов нефти на основе прокси-модели / О.В. Денисов, А.В. Насыбуллин // Нефтяная провинция. -№2 (18). - 2019. - С. 113-124.
183. Денисов, О.В. Информационная система формирования оптимального портфеля геолого-технический мероприятий ПАО «Татнефть» / О.В. Денисов, А.В. Чиркин // Тезисы докладов IX Международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии». - Уфа: Изд-во БашНИПИнефть. - 2019 - С. 62-65.
184. Свид. РФ №2015613045. Программа контроля состояний телемеханизированных нефтепромысловых объектов с помощью нейросетевого анализа / Беспалов А.П., Ахметзянов Р.Р., Екимцов С.А., Гирфанов Р.Г., Денисов О.В., Лазарева Р.Г.; заявл. 04.12.2014, гос. рег. 03.03.2015.
185. Свид. РФ №2015613046. Программный комплекс статистического и нейросетевого анализа данных телеметрии нефтепромысловых объектов / Беспалов А.П., Ахметзянов Р.Р., Екимцов С.А., Денисов О.В., Лазарева Р.Г.; заявл. 04.12.2014, гос. рег. 03.03.2015.
186. Свид. РФ №2015615972. Программа идентификации межскважинных проводимостей / Екимцов С.А., Гирфанов Р.Г. Денисов О.В., Лазарева Р.Г., Калмыкова Е.Н., Кузьмина А.В.; заявл. 25.12.2014, гос. рег. 27.05.2015.

187. Свид. РФ № 2016610226. Способ определения коэффициентов взаимовлияния скважин / Екимцов С.А., Гирфанов Р.Г., Денисов О.В., Лазарева Р.Г., Калмыкова Е.Н., Кузьмина А.В., Мухаметшин Л.И.; заявл. 09.11.2015, гос. рег. 11.01.2016.
188. Свид. РФ №2016610979. Программа контроля процесса эксплуатации скважины / Екимцов С.А., Гирфанов Р.Г., Денисов О.В., Лазарева Р.Г., Мухаметшин Л.И., Кузьмина А.В.; заявл. 01.12.2015, гос. рег. 25.01.2016.
189. Свид. РФ №2016610980. Программа нейросетевого исследования взаимодействия скважин / Екимцов С.А., Гирфанов Р.Г., Денисов О.В., Лазарева Р.Г., Мухаметшин Л.И., Кузьмина А.В.; заявл. 01.12.2016, гос. рег. 25.01.2016.

Приложение А.

Акт об опробовании расчетной методики и опытно-промышленном внедрении программного инструмента формирования эффективного портфеля геолого-технических мероприятий в условиях ограничений

Мы, нижеподписавшиеся:

Л.А. Камалова – зам. начальника управления инвестиций ПАО «Татнефть», к.э.н.

Р.Р. Павлов – директор центра обслуживания бизнеса ПАО «Татнефть»

Р.М. Гатин – директор центра информационных технологий ПАО «Татнефть»

Р.Г. Гирфанов – нач. отдела ЭиМОБЗ ЦИТ ЦОБ ПАО «Татнефть»

О.В. Денисов – зам. начальника отдела ЭиМОБЗ ЦИТ ЦОБ ПАО «Татнефть»

составили настоящий акт о том, что:

1. Программный инструмент формирования эффективного портфеля геолого-технических мероприятий в условиях ограничений введен в опытно-промышленную эксплуатацию.
2. На основе использования программного инструмента формирования эффективного портфеля геолого-технических мероприятий сформированы портфели мероприятий 2017-2018 гг.
3. Расчетный эффект от использования методики расчета и инструмента формирования портфеля (относительно базового способа формирования портфеля – ранжировка) составляет более 1 млрд. рублей.

«____» 2019 г.

/Камалова Л.А./

«____» 2019 г.

/Павлов Р.Р./

«____» 2019 г.

/Гатин Р.М./

«____» 2019 г.

/Гирфанов Р.Г./

«____» 2019 г.

/Денисов О.В./

