

*На правах рукописи*



**Поспелова Татьяна Анатольевна**

**РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ СКВАЖИН  
НА ОСНОВЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Тюмень – 2021

Работа выполнена в ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

Научный консультант: **Федоров Константин Михайлович**,  
доктор физико-математических наук,  
профессор

Официальные оппоненты: **Насыбуллин Арслан Валерьевич**,  
доктор технических наук, профессор, ГБОУ  
ВО АГНИ, заведующий кафедрой Разработки  
и эксплуатации нефтяных и газовых  
месторождений

**Хасанов Марс Магнавиевич**,  
доктор технических наук, профессор, ПАО  
«Газпром нефть», директор по науке

**Андреева Наталья Николаевна**,  
доктор технических наук, профессор, ФГАОУ  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,  
заведующий базовой кафедрой  
Проектирования систем обустройства  
месторождений углеводородов

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Уфимский государственный  
нефтяной технический университет», г. Уфа

Защита состоится «17» марта 2022 года в 10 часов 00 минут на  
заседании диссертационного совета 24.2.419.03 при ФГБОУ ВО  
«Тюменский индустриальный университет» по адресу: 625000, г. Тюмень,  
ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-  
информационном комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный  
университет» и на сайте [www.tyuiu.ru](http://www.tyuiu.ru).

Автореферат диссертации разослан «09» февраля 2022 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

Пономарева Татьяна  
Георгиевна

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы исследования

Проектирование разработки месторождений нефти и газа базируется на использовании математических моделей. До 1998 года в явном виде использовались характеристики вытеснения и модели материального баланса, расчет по которым возможен без привлечения численных методов, и расчеты можно отнести к категории аналитических. Оригинальные аналитические методики имелись у большинства отраслевых институтов (ВНИИнефть, СибНИИНП, Гипровостокнефть и др.).

Следующим и наиболее распространенным на практике видом математических моделей последние два десятка лет являются гидродинамические модели (ГДМ). Как правило, под ГДМ подразумевают трехмерные нестационарные модели, описывающие многофазную фильтрацию путем решения дифференциальных уравнений с использованием метода конечных разностей. На сегодняшний день существует широкий перечень гидродинамических симуляторов. Среди коммерческих симуляторов наибольшее распространение в России получили (без какого-либо ранжирования): «Eclipse» (компания «Шлюмберже»), «Tempest MORE» (компания «Роксар»), «STARS» (компания «CMG») и «tNavigator» (компания «RFD»). Среди корпоративных симуляторов выделяются симулятор «Техсхема» компании «Сургутнефтегаз» и «РН-КИН» компании ПАО «НК «Роснефть». По своей сути ГДМ для проектирования разработки ориентированы на выбор оптимального варианта разработки месторождений и представляют собой так называемые полномасштабные модели реальных природных объектов - месторождения, залежи или одного пласта многопластовой залежи, т. е. модели, которые целиком охватывают природный объект. Обычно «срок жизни» ГДМ (небольших отклонений между проектными и фактическими уровнями добычи нефти) для проектирования составляет несколько лет, в среднем – 2-3 года.

Постоянно-действующие геолого-технологические модели (ПДГТМ) ориентированы на текущую оценку состояния разработки месторождения и на планирование различных геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на ближайшую перспективу, например, на выработку адресных рекомендаций по бурению новых скважин или зарезки боковых стволов.

Направленность ПДГТМ на выработку адресных рекомендаций обуславливает требование по высокой детализации моделируемого объекта и протекающих в нем процессов. Обеспечение высокой детализации в рамках таких моделей отражается на размерах расчетных ячеек, а, следовательно, на их количестве. Однако, несмотря на то, что ПДГТМ крупных месторождений дают полноценную 3Д визуализацию фильтрационных процессов, заложенную инженером и геологом, они не позволяют в реальном времени выдавать рекомендации по смене режимов работы скважин, управлению системой поддержания пластового давления (ППД) по оптимизации низкорентабельного или высокообводненного фонда при больших объемах данных (ориентировочно это занимает от суток до нескольких дней, недель, месяцев). Временные затраты на подготовку и адаптацию таких моделей несоизмеримы со временем, необходимым на принятие решений.

Развитие вычислительной техники не привело к тому, что более сложные и вычислительно более ресурсозатратные ГДМ вытеснили более простые, например, аналитические модели.

Развитие аналитических, а также упрощенных численных моделей, как альтернативы ПДГТМ, обусловлено главным образом необходимостью получения оперативных результатов для анализа, прогнозирования и принятия решений в режиме реального времени. С другой стороны, ухудшение структуры запасов, переход в отдаленные районы с суровым климатом требуют экономически оправданных методов разработки и выработки запасов, позволяющих достичь высоких значений конечной нефте- газоотдачи, а, соответственно, и инструментов (моделей) для достижения поставленных целей. Фокус смещается к математическим инструментам, основанным на физических уравнениях, способным в короткий срок выдать логичное решение по технологическому режиму на отдельной скважине, интегрировать его в целом по залежи/объекту/месторождению и получить комплексную оценку.

При этом решение сложных задач, требующих оценки, например, теплового воздействия, закачки полимеров, определение геометрии трещин ГРП и изучение физики процессов, безусловно, должны решаться с использованием ГДМ.

Таким образом, совершенствование методов оперативной корректировки и управления технологическими показателями разработки месторождений нефти и газа, а также оптимизация технологических режимов работы скважин в реальном времени является актуальной научно-технической и экономической проблемой.

### **Степень разработанности темы.**

В данном исследовании автор опирался на труды ученых и специалистов, внесших большой вклад в развитие теории и практики методов математического моделирования и компьютерных технологий в разработке нефтегазовых месторождений, таких как В.А. Бадьянов, В.А. Байков, Ю.Е. Батурин, Р.Н. Бахтизин, Л.С. Бриллиант, В.Д. Булыгин, Д.В. Булыгин, Г.Г. Вахитов, В.И. Дзюба, А.Н. Дмитриевский, В.М. Ентов, М.Ю. Желтов, С.Н. Закиров, И.С. Закиров, Э.С. Закиров, А.Б. Золотухин, И.М. Индрупский, Р.Д. Каневская, Р.М. Кац, В.С. Ковалев, Л.Е. Кнедллер, Р.Я. Кучумов, Ф.М. Латифуллин, Б.И. Леви, Е.В. Лозин, В.Д. Лысенко, В.П. Майер, М.М. Максимов, В.З. Минликаев, А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Мусин, Р.И. Нигматулин, А.И. Никифоров, Р.Х. Низаев, В.Н. Панков, А.И. Пономарев, Л.П. Рыбицкая, Б.В. Сазонов, Р.З. Саттаров, В.Р. Сыртланов, В.Б. Таранчук, Р.Т. Фазлыев, И.Н. Хакимзянов, М.М. Хасанов, А.Н. Чекалин, В.А. Чугунов, А.Х. Шахвердиев, Р.М. Юсупов, Х. Азиз, Э. Сеттари, Д. Коатс и других.

Этими и другими авторами проработаны вопросы создания первых аналитических моделей, расчетов в «госплановской форме», дифференциальных уравнений, численных методов, алгоритмов решения сложных систем уравнений; решены основополагающие проблемы моделирования разработки нефтегазовых месторождений. Вместе с тем остается нерешенной проблема оперативности принимаемых решений и скорости обработки большого количества данных. Не в полной мере формализованы вопросы создания интегрированного программного обеспечения, связывающего подземную, часть с потоками в скважинах и наземном оборудовании.

Вопросам цифровой трансформации нефтегазовых месторождений посвящены работы Н.А. Еремина, А.Н. Дмитриевского, А.И. Власова, А.Ф. Можичиль, А.Е. Воробьева, В.Б. Бетелина, А.Г. Гулулына и др. На

сегодняшний день сформулированы концептуальные схемы формирования «цифрового месторождения», «умных скважин», но недостаточно математического описания и формализации описания процессов для обоснования технологических режимов работы скважин в реальном времени, отсутствуют комплексные решения для газовых и газоконденсатных промыслов.

**Цель работы** – развить методы и подходы оперативного цифрового регулирования работы скважин в реальном времени для повышения научной обоснованности и рациональности принимаемых решений при разработке нефтегазовых месторождений.

#### **Основные задачи исследования:**

1. Создать комплексный аналитический подход к прогнозированию показателей разработки и оптимизации программы ввода новых скважин в эксплуатацию с учетом целевых уровней добычи и инфраструктурных ограничений.
2. Развить методику анализа и управления системой заводнения на основе емкостно-резистивной модели (CRM) и стохастико-аналитической модели, формализовать расчет оптимальных режимов работы нагнетательных скважин для поддержания пластового давления и интенсификации добычи нефти.
3. Создать физико-математическую модель пласта для корректного учета массообменных процессов между ячейками и оценки интерференции скважин в режиме реального времени.
4. Разработать технологию цифровой трансформации газового промысла и системы его автоматического управления на основе расчетов технологического режима газовых скважин в реальном времени.
5. Реализовать комплексный подход к оценке и прогнозированию применения МУН на примере водогазового воздействия.

#### **Методы исследования и достоверность результатов.**

Задачи решались с использованием современных подходов к моделированию многофазной фильтрации в численной и аналитических формах, применения вариационного исчисления и статистических подходов к описанию процессов добычи нефти и газа. В работу заложены методологические основы синтеза различных моделей и инструментов анализа, оптимизации технологии регулирования разработкой и добычей углеводородов.

Полученные результаты и научные выводы основаны на решении реальных задач разработки с использованием фактических промысловых данных.

Достоверность и обоснованность научных выводов и практических рекомендаций, изложенных в работе, базируется на использовании теоретических и методических положений, сформулированных в последних исследованиях российских и зарубежных ученых, сопоставлении результатов, полученных на базе апробированных методов решений задач, а также использовании оригинальных моделей и инструментов анализа разработки месторождений. Проведенные исследования подтверждены положительными результатами внедрения отдельных элементов технологии цифрового регулирования работы скважин.

#### **Научная новизна:**

1. Новый аналитический подход к прогнозированию показателей разработки и оптимизации ввода новых скважин в эксплуатацию с учетом целевых уровней добычи и инфраструктурных ограничений, отличающийся объединением в единый алгоритм расчета базового фонда с новыми скважинами (в т.ч. ГТМ) и формированием задачи с разной степенью детализации (скважина - «усредненная» скважина, группа скважин - куст) и применением стохастического метода дифференциальной эволюции в итерационном процессе: сдвиг дат ввода скважин, отключение/включение скважин, понижение дебитов скважин и уменьшение времени работы скважин.

2. Разработан алгоритм решения задач анализа и оптимизации системы заводнения, отличающийся возможностью подбора оптимальных приемистостей нагнетательных скважин решением обратной оптимизационной задачи гидромеханики с использованием аналитического описания продуктивных пластов в ноль- и одномерной постановке без необходимости проведения многовариантных расчетов на гидродинамических симуляторах.

3. Впервые разработана общая концепция создания прокси-моделей пласта на основе метода крупных контрольных объемов (МККО), учитывающая перетоки между элементами залежи в многофазной

постановке, оперативно автоадаптируемая и непрерывно численно интегрируемая с моделями наземной инфраструктуры для оперативного контроля и регулирования технологических режимов скважин.

4. Разработана универсальная модель наземных сетей с произвольной топологией, включающая скважины и дренируемые зоны пласта для систем внутрипромыслового сбора продукции и транспорта воды в системе поддержания пластового давления с включением математических регуляторов в основную систему уравнений потокораспределения для соблюдения верхних ограничений массовых расходов компонентов и использованием механизма автоадаптации технических характеристик скважин и коллекторов сбора продукции с данными телеметрии.

5. Предложен и апробирован новый подход к цифровизации газовых промыслов, который включает следующие элементы новизны:

- выделены три основных этапа процесса цифровой трансформации газового промысла: автоматизация, цифровизация и интеллектуализация. Формализованы критерии для оценки «зрелости» каждого из этих этапов:

- создание распределенной системы автоматического управления газовым промыслом (САУП), предусматривающей наряду с центральной, также и периферийные системы автоматического регулирования (САР), расположенные непосредственно на скважинах.

- формализовано понятие цифрового двойника промысла как его динамической физико-математической модели, отображающей реальное состояние и рабочие характеристики своего физического прообраза с использованием механизма автоадаптации.

6. Предлагаемый комплексный подход к оценке и прогнозированию применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на примере водогазового воздействия включает следующие новые элементы:

- выделение области неопределенности получаемых решений за счет построения трехфазных изоперм на основе данных двухфазной фильтрации;

- метод группирования и минимизации псевдокомпонентов углеводородной системы для построения уравнения состояния, воспроизводящего экспериментальные данные;



- сопоставление данных, полученных на тонких трубках тока, по упрощенной теории многоконтактного вытеснения с детальными расчетами по композиционным моделям;

- применение метода материального баланса для оценки доступности смешивающегося жирного газа и несмешивающегося для задач утилизации попутного газа на промысле.

**Основные положения, выносимые на защиту:**

1. Разработанный алгоритм расчета профилей добычи нефти и газа с учетом инфраструктурных ограничений оказывает существенное влияние на оперативность принятия решений при разработке месторождений.

2. Научно-обоснованный комплекс численно-аналитических физико-математических моделей и алгоритмов, применение которых позволяет эффективно регулировать системы поддержания пластового давления.

3. Научно-обоснованная физико-математическая прокси модель для корректного учета массообменных процессов и интерференции скважин, достаточная для оценки технологических показателей разработки и эксплуатации в реальном времени.

4. Основные элементы, этапы и критерии цифровой трансформации газового промысла. Методика и принципы построения распределенной системы управления промыслом, работающей в режиме «автопилота» и создание цифрового двойника промысла с механизмом автоадаптации.

5. Комплексный подход к оценке и прогнозированию применения МУН на примере водогазового воздействия, включающий оценку погрешностей за счет применения моделей трехфазных изоперм, построенных на основе экспериментов по двухфазной фильтрации; методику минимизации псевдокомпонентов углеводородной системы, обеспечивающую удовлетворительную сходимость расчетных и экспериментальных значений параметров; разбиение месторождения на три сектора с применением смешивающегося вытеснения жирным газом, водогазового воздействия обедненным газом и заводнения, на основе анализа планируемой динамики добычи нефти.

**Теоретическая значимость** работы заключается в комплексном подходе к формированию технологии цифрового регулирования

технологических режимов эксплуатации залежи и некоторыми показателями разработки. В диссертационной работе научно обосновывается новый подход к моделированию и управлению технологическими процессами добычи и нагнетания в реальном времени

1. Предложены оригинальные способы решения оптимизационных задач для корректировки технологических показателей, выбора эффективного варианта разработки для месторождений нефти и газа с учетом ограничений.

2. Обобщены и получили дальнейшее развитие научные основы CRM моделирования. Разработана модель обводненности, позволяющая более полно отражать, ранее не учитываемые, физические особенности процесса заводнения.

3. Усовершенствована стохастико-аналитическая модель для определения проводимости между скважинами и повышения точности решения. Обобщенное автомодельное решение дополнено коэффициентами гидроаккумуляции и потерями давления в стволе, которые оказывают существенное влияние на достоверность идентификации проницаемостей как в околоскважинной, так и удаленной зонах пласта.

4. Введены новые понятия процесса интеллектуализации газового промысла, такие как «цифровой двойник промысла», «инкапсулированная оптимизация» и «автоадаптация».

### **Практическая ценность и реализация результатов исследований.**

Практическую значимость работы подтверждают внедренные результаты исследования:

- при непосредственном участии автора разработана технология, реализованная в корпоративном ПО «РН-Профиль», которая нашла широкое применение в подразделениях ПАО «НК «Роснефть» для задач оценки рентабельности новых лицензионных участков, средне- и долгосрочного прогнозирования уровней добычи введенных в разработку месторождений в условиях имеющихся внешних и инфраструктурных ограничений (месторождения: Ем-Еговское, Каменное, Русское, Протозановское, Соровское, Сузунское, Тагульское). На дату выполнения работы расчеты по уровням добычи нефти и газа выполнены более чем по 10 месторождениям (23 объектам) в рамках текущего мониторинга добычи и по 6 месторождениям (11 объектам), результаты которых вошли в

проектно-техническую документацию (ПТД) и успешно приняты в ГКЗ. В 2020 году в компании ПАО «НК «Роснефть» внедрено руководство пользователя информационной системы «Комплекс инструментов для нефтяного инжиниринга»;

- разработана методика и программный модуль «Ариадна 2.0» для подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин на основе модели CRM, которая успешно внедрена на активах АО «РН-Няганьнефтегаз», АО «Самотлорнефтегаз»;

- внедрена в работе САУП на Береговом месторождении технология цифрового регулирования газовым промыслом, которая позволила повысить экономическую эффективность добычи за счет внедрения распределенной системы управления и реализации режима «автопилота» (ПО GazNet);

Новизна и отличие инструментов моделирования и подходов к проектированию, заложенные в оперативное регулирование и управление разработкой месторождений, защищены охранными документами:

- патент № 2743685 от 24.02.2021 на изобретение «Способ интеллектуализации газовых и газоконденсатных промыслов»;

- патент № 2727019 от 23.04.2021 «Способ обоснования технологического режима промысла».

### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Область исследований диссертационной работы автора соответствуют паспорту специальности 25.00.17 (2.8.4.) Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно: пункту 3 – «Научные аспекты и средства обеспечения системного комплексного (мультидисциплинарного) проектирования и мониторинга процессов разработки месторождений углеводородов», пункту 5 – «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 геолого-технологических процессов».

## **Апробация результатов**

Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на международных научно-технических конференциях: «Цифровая трансформация в разведке и разработке месторождений», Геленджик, 16-18 мая 2018 года; Международный газовый форум ООО «ТННЦ», г. Тюмень; 27-28 июня 2019 года, Нефтегазовая конференция ПАО «НК «Роснефть», г. Москва, октябрь 2019 года; Российская нефтегазовая конференция SPE, 22-24 октября 2019 года Научно-практических конференциях и семинарах: «Горизонтальные скважины 2017. Проблемы и перспективы», 15-19 мая 2017 года, г. Казань; EAGE, «Восточные горизонты», г. Иркутск, 16-17 августа 2019 года; «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее», г. Санкт-Петербург, 05-06 сентября 2019 года; «Технологии в области разведки и добычи нефти ПАО «НК «Роснефть», г. Москва, 15-17 октября 2019 года; «Современные ИТ в нефтяной и газовой промышленности», г. Волгоград, 29-31 октября 2019 года; «Цифровые технологии в добыче и переработке углеводородов: от моделей к практике», г. Уфа, 06-09 октября 2020 года; «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири», 23-26 ноября 2020 года, г. Ханты-Мансийск; Форум «Восточная Сибирь 2021. Эффективные технологии разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений», г. Иркутск, 30 марта-01 апреля 2021 года; «Российский нефтегазовый Саммит» 07-08 апреля 2021 года, Москва; VII Федеральный ИТ-форум нефтегазовой отрасли России «SMART OIL&GAS», г. Санкт-Петербург, 30 сентября-01 октября 2021 года. Результаты исследования апробированы на научных семинарах Уфимского государственного нефтяного технического университета, Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в 2021 году и на семинарах ПАО «НК «Роснефть» в период с 2016-2021 гг.

## **Личный вклад**

Вклад автора состоит в формулировке целей, задач, разработке концепции цифрового регулирования работы скважин и ее основных положений; анализе современного состояния моделирования процессов подземной гидромеханики и выборе инструментов, наиболее подходящих для оперативного решения актуальных задач; практической реализации и

внедрении рекомендаций и выводов исследования; доказательстве механизмов экономической эффективности от внедрения технологии цифрового регулирования и управления разработкой. Вклад автора является определяющим и заключается в непосредственном участии на всех этапах исследования от постановки задач до их реализации.

### **Публикации**

Основные результаты работы опубликованы в 37 научных трудах, в том числе: 19 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах из перечня ВАК Министерства науки и высшего образования РФ; в пяти статьях, входящих в реферативную базу Web of Science и Scopus, в одной монографии, двух патентах, десяти свидетельствах о государственной регистрации программ для ЭВМ.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, шести глав, заключения, списка литературы, включающего 230 наименований. Работа изложена на 330 страницах печатного текста (без учета приложений), включая 24 таблицы и 164 рисунка.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность Федорову К.М., Степанову С.В., Стрекалову А.В., Соколову С.В., Харитонову А.Н., Грачеву С.И., Зимину П.В., Зеленину Д.В., Бекману А.Д., Аржиловскому А.В., Анурьеву Д.А., плодотворная работа с которыми способствовала становлению и развитию идей, положенных в основу работы.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **Введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель, задачи и методы их решения, научная новизна, основные положения, выносимые на защиту, теоретическая и практическая значимость и апробация работы.

**В первой главе** сформулированы этапы цифрового регулирования разработки нефтегазовых месторождений в зависимости от объема имеющейся информации, перечня актуальных задач, инструментов, используемых для их решения.

Основными отличиями цифрового контроля и регулирования от классических подходов анализа, основанных на моделях управления, предлагается выделить следующие:

1. Применение **детерминированных универсальных** (произвольная структура и свойства отдельных элементов) **физико-математических моделей (ДФМ)**, отражающих природу моделируемой системы и ее элементов в виде оптимального множества численных показателей системы (ЧПС), необходимых для контроля и однозначно связанных с минимальным множеством вариативных численных свойств (ВЧС), требуемых для управления и адаптации особенностей моделируемой системы. Примерами ЧПС являются дебиты, забойные давления, температуры в скважинах, потребляемые мощности механизированных установок и т. п., а примерами ВЧС – подвижности флюидов в зонах воздействия скважин (ЗВС), толщины пласта в различных его частях, коэффициенты трения в трубах ГС и НКТ, коэффициенты теплопотерь в дросселирующих устройствах, коэффициенты взаимовлияния отдельных зон пласта и/или скважин и т. п. Оптимальным множеством ЧПС для контроля следует считать тот набор показателей, который будет необходим и достаточен для вычисления критериев оптимизации моделируемой системы. Например, если предполагается контролировать систему внутрипромыслового транспорта газа, то критериями оптимизации здесь будут: максимизация добычи с совместной минимизацией диссипации пластовой энергии сжатого газа на транспорт продукции скважин. В ЧПС должны входить не только дебиты скважин, расходы газа, воды и др. компонентов, но и потери давления во всех трубопроводах и дросселирующих устройствах газотранспортной системы (ГС) в зависимости от стадии разработки количество критериев растет и, в зависимости от количества осложняющих фактов, будет изменяться ЧПС и ВЧС. Количество свойств во множестве ЧПС должно сводиться к необходимому и достаточному для характеристики технических и природных (геологических) особенностей элементов. Важно отметить, что для минимизации количества ВЧС следует укрупнять детальные характеристики, например, для описания массопереноса между отдельными зонами пласта, достаточно попарно задать коэффициенты

взаимовлияния объемов дренирования/нагнетания вместо коэффициентов песчаности, эффективной толщины, абсолютной и фазовых проницаемостей по отдельности.

2. Применение **механизма автоадаптации**, который позволяет в любой момент времени подбирать численные значения ВЧС элементов по фактическим замерам из множества ЧПС таким образом, чтобы ДФМ отдельных элементов и системы в целом воспроизводила эти фактические значения. Здесь предполагается использование только алгоритмов и численных методов нелинейного программирования для решения обратных задач гидродинамики в сочетании с адаптацией отдельных элементов (работы скважин, труб наземной сети, насосов, компрессорных станций и дросселирующих устройств).

Такой подход к использованию моделей для цифрового регулирования позволяет сочетать в себе устойчивость ДФМ с гибкостью, например, искусственных нейронных сетей.

Основные задачи, требующие решения на каждой стадии разработки:

**I стадия** характеризуется существенным недостатком информации. Как правило, на данном этапе имеется общее представление о геометрии залежи на основе сейсмических исследований и точечная информация о свойствах залежи, полученная по результатам бурения разведочных и поисковых скважин. При этом именно этот этап требует технико-экономической оценки и принятия решения о целесообразности ввода месторождения в разработку, предварительного решения о системе разработки. Основными инструментами инженера-разработчика на данном этапе выступают аналитические алгоритмы прогнозирования добычи, настроенные на месторождениях-аналогах. Использование ГДМ на данной стадии избыточно и неоправданно ресурсоемко. Интенсивное бурение основного фонда скважин повышает изученность месторождения, дает возможность построения относительно достоверных секторных ГДМ в районе бурения скважин. Для прогнозирования добычи в целом по месторождению наиболее эффективным инструментом по-прежнему остаются аналитические модели, уточненные секторными и скважинными адресными моделями.

**II стадия** характеризуется поддержанием максимального уровня добычи нефти. На данном этапе одной из ключевых задач является организация эффективной системы заводнения. Для газовых промыслов эта стадия характеризуется достижением и удержанием стабильной добычи. Степень изученности месторождения позволяет создать детальные геологические и гидродинамические модели эксплуатационных объектов: отобраны керн и флюиды, проведено достаточное количество геофизических (ГИС), гидродинамических (ГДИС) и промыслово-геофизических (ПГИ) исследований. Основным инструментом инженера-разработчика на данной стадии выступает ПДГТМ в сочетании со вспомогательными инструментами, такими как модель материального баланса, модель линий тока, подход CRM/CRMP, стохастико-аналитическая модель (глава 3). Ресурсоемкость классического гидродинамического моделирования достигает своего пика ввиду формирования большого массива информации, которую нужно корректно учесть в процессе создания и настройки ПДГТМ. Для этой стадии также характерно появление дополнительных осложнений вследствие техногенного воздействия, вызывающего кинжальные прорывы воды системы заводнения; подтягивание конусов и гребней подошвенной воды; геомеханические структурные изменения в виде трещин автоГРП; последствия применения ГТМ. Перечисленные факторы также крайне трудно однозначно идентифицировать, поэтому, несмотря на существенное пополнение информации данными о геологии продуктивных коллекторов, появляется масса других источников неопределенности. Собственно, здесь из общего потока информации начинают четко выделяться множество вариативных численных свойств (ВЧС), необходимых для устранения пробелов в адаптационной способности ДФМ для принятия решений по управлению пластовой и наземной системами добычи.

**Для III стадии** характерно резкое падение объемов добычи и часто лавинообразный рост обводненности продукции. Эта проблема характерна не только для нефтяных, но и для газовых месторождений, где также происходит резкое и трудно прогнозируемое обводнение продукции, источником которой является подошвенная и краевая воды. Для поддержания уровня добычи проводится большой объем ГТМ и МУН. Что, в



свою очередь, предъявляет особые требования к достоверности локализации остаточных запасов в ПДГТМ и требует создания специализированных секторных моделей (неструктурированные сетки, локальное измельчение, термические и полимерные опции и т. д.). Последние при адаптации требуют подбора огромного множества геолого-физических характеристик, которые зачастую приходится изменять во времени. Более того, в России перспективные области поиска новых запасов перемещаются на восток, где отсутствуют развитые сети нефте- и газопроводов. На нефтяных месторождениях остро встает вопрос утилизации попутно-добываемого газа, который может быть применен для организации газовых методов повышения нефтеотдачи пластов. Большие капитальные затраты на организацию МУН на промыслах требует высокоточных прогнозов прироста добычи для принятия решений по рентабельному внедрению новых технологий. Пример таких экспериментальных и теоретических исследований для проекта утилизации попутного газа на промысле месторождения Восточной Сибири представлен в главе 6.

**IV стадия** характеризуется низкими темпами отбора нефти и высокой обводненностью продукции. Несмотря на то, что к этому времени ПДГТМ и ГДМ в рамках ПТД в 90 % случаев уже есть, их поддержание в актуальном состоянии на крупных зрелых месторождениях крайне ресурсоемко, экономически нецелесообразно, а порой и бессмысленно. При удовлетворительном комплексном (или т.н. интегральном) прогнозе эти модели часто не позволяют выполнить корректный прогноз по скважинам – с относительной погрешностью менее 50 %. Этому способствует как неудовлетворительное техническое состояние скважин (заколонные перетоки, негерметичность), так и высокая чувствительность обводненных скважин к насыщенностям компонентов в элементах модели (ячейках), энергетическому состоянию залежи и сохраняемой неопределенности в геологической и геомеханической обстановках. На данном этапе развития инструментов анализа добычи вновь набирают актуальность аналитические «помощники» прогнозирования, настроенные на исторический период работы месторождения. Здесь большая часть вычислительной нагрузки **смещается в сторону автоматической адаптации** для единичного прогноза ДФМ.

Необходимость решать на каждой стадии критические задачи управления разработки месторождений определяет выбор модели и необходимость в постоянной актуализации данных с переходом в режим реального времени. Дадим определение **оперативного регулирования** извлечения углеводородов – это система, включающая математические инструменты, основанные на физических принципах разработки месторождений, позволяющие выдавать решение для определяющих параметров в обозначенное время с заданной точностью результата.

Таким образом, каждая стадия разработки месторождения обеспечивается оперативным регулированием режимами работы скважин с оптимальным набором цифровых инструментов в цикле текущий режим (из множества ЧПС, включая схему вскрытия пласта и т. п.) → адаптация → моделирование на горизонт планирования → критерии → оптимизация → реализация нового режима.

**Вторая глава** посвящена новым подходам к прогнозированию уровней добычи. В основе расчётного модуля прогнозирования уровней добычи жидкости, нефти, газа на основе динамики работы скважин и особенностей объекта разработки лежат аналитические методы. Изменение дебита фаз флюида моделируются кусочно-постоянными функциями от времени. Доля воды в продукции скважины прогнозируется по характеристикам вытеснения. Эффекты от ГТМ, заданные аналогичным образом, аддитивно учитываются для каждой скважины. Возможность модификации профиля добычи флюида реализована с использованием ограничений – максимального значения добычи флюида в заданные интервалы времени. Модифицирование производится путём изменения графика ввода скважин, остановки и запуска скважин (ГТМ), а также варьирования времени их работы и текущего дебита. Объединение описанных выше методов в единый алгоритм определяет суть математической постановки прямой задачи. Разработанный алгоритм позволяет решать оптимизационные задачи с использованием метода дифференциальной эволюции посредством максимизации и минимизации целевой функции, которая может быть двух видов:

1. Целевая функция для максимизации или минимизации

$$F = \sum_e w_e (\sum_p w_p X), \quad (1)$$

где  $e$  – множество скважин или групп,

$w_e$  – вес элемента,

$w_p$  – вес параметра элемента,

$X = \text{value}(t_2) - \text{value}(t_1)$  – разница значений параметра накопленной величины в разные моменты времени (например, начало расчета и конец или для выбранного элемента интервал времени).

2. Целевая функция – минимизация погрешности

$$F = \sum_e w_e \left( \sum_p \sqrt{w_p (\sum_{n=k}^N l_n E)} \right), \quad (2)$$

где  $e$  – множество скважин или групп,

$w_e$  – вес элемента;

$w_p$  – вес параметра элемента,

$n$  – номер временного шага,

$l_n$  – длина временного шага (от выбранного  $k$  до  $N$ ),

$E$  – ошибка (относительная) =  $\left( \frac{\text{value}(\text{факт}) - \text{value}(\text{расчет})}{\varepsilon \text{value}(\text{факт})} \right)^2$ ,

$\varepsilon$  – значение ошибки.

Комбинация предлагаемых аналитических «инструментов» на основе конфигурации набора отдельных оптимизационных задач с индивидуальным и общим набором ограничений и правил для прогнозного интервала времени представлена на рисунке 1.

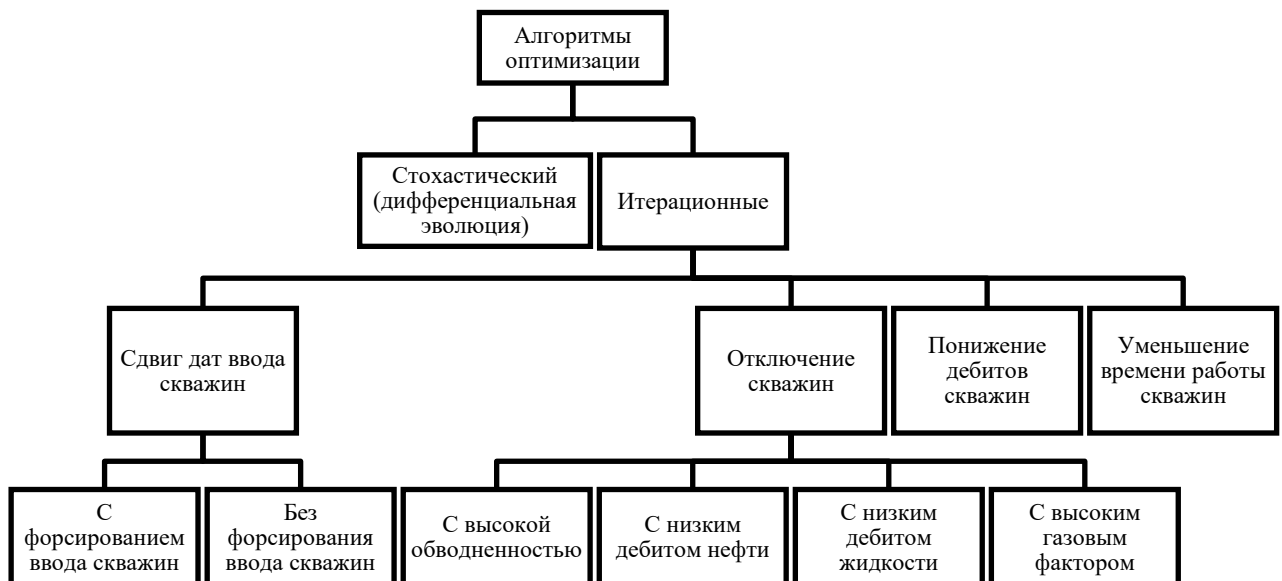


Рисунок 1 – Схема реализованных алгоритмов

Реализация этой схемы позволяет сформировать набор решений, а разработчику выбрать логическое проектное решение. Пример расчета с ограничениями по добыче нефти реализован для нового лицензионного участка с фондом 100 скважин. Предпосылки расчета взяты с объекта-аналога. Выполнено два прогноза: без ограничений и с ограничением добычи нефти на уровне 500 тыс. т в год и «ступенчатого» – на уровне 200, 300 и 500 тыс. т в год. Результаты расчетов представлены на рисунке 2.

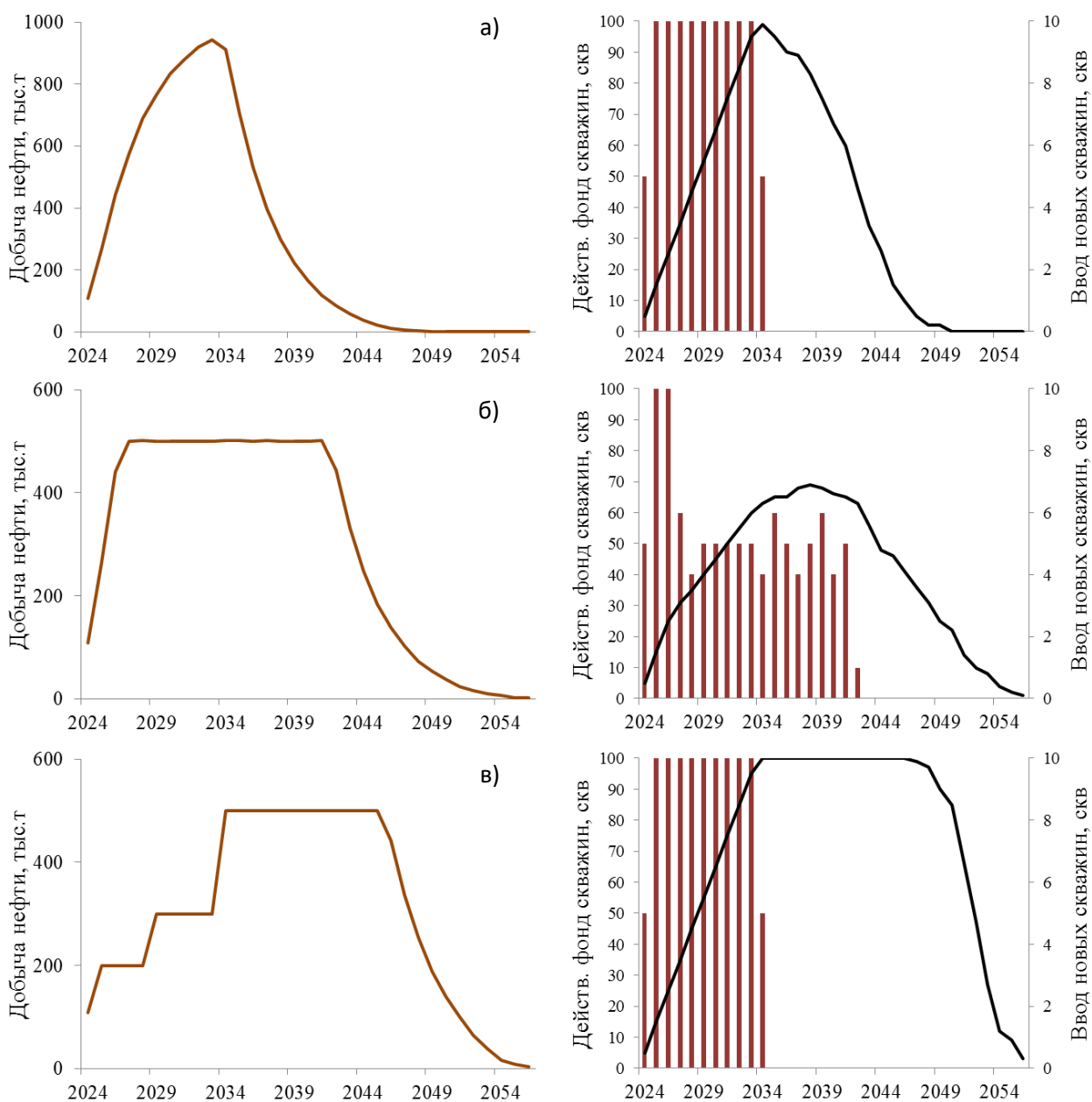


Рисунок 2 – а) расчет без ограничений; б) результат работы метода «сдвиг дат ввода скважин»; в) результат работы метода «понижение дебитов скважин»

Представленные алгоритмы и разработанные автором методики позволили увеличить производительность расчетов на 9,3 %, нашли применение при формировании уровней добычи нефти и газа на краткосрочную и долгосрочную перспективу на таких активах как Каменное, Ем-Еговское, Талинское, Русское, Соровское и месторождения Уватской группы. Диверсификация человеческого ресурса при этом направлена на детальный анализ полученных результатов и принятие решений.

**В третьей главе** основным акцентом является технология постоянного регулирования уже сложившейся системы заводнения за счет последовательной смены режимов работы скважин таким образом, чтобы достичь максимальной рентабельности или общего критерия оптимизации, являющегося актуальным для экономических показателей нефтегазодобывающей компании на текущий горизонт планирования (накопленная добыча нефти, компенсация и др.). Основным принципом регулирования предлагается выбрать кластеризацию системы разработки на элементы. Объект разработки подразделяется на некие условные элементы заводнения, чаще всего, на основе геолого-технологических критериев связанности (дренирование локальных запасов, геологические осложнения/неоднородности, экранированные области, близость ФЕС и топологическая общность в виде близости расположения скважин).

Несмотря на относительную простоту метода материального баланса, он является более сложным, чем метод характеристик вытеснения, но не позволяет кластеризовать элементы, а при выделении элементов доступным методом, например, диаграммы Вороного, также не учитывает взаимовлияния элементов. Последнее может быть устранено в прокси-моделях пласта на основе метода крупных контрольных объемов (МККО), схема реализации которого представлена на рисунке 3. Разработанный алгоритм построения прокси-моделей на крупных контрольных объемах (ККО) позволяет сочетать в себе: базовые принципы гидродинамики в виде законов сохранения массы и энергии; учет факторов интерференции скважин в общем процессе массопереноса; высокую скорость; минимальный набор исходных данных; минимальный набор адаптационных параметров в виде коэффициентов взаимовлияния скважин.

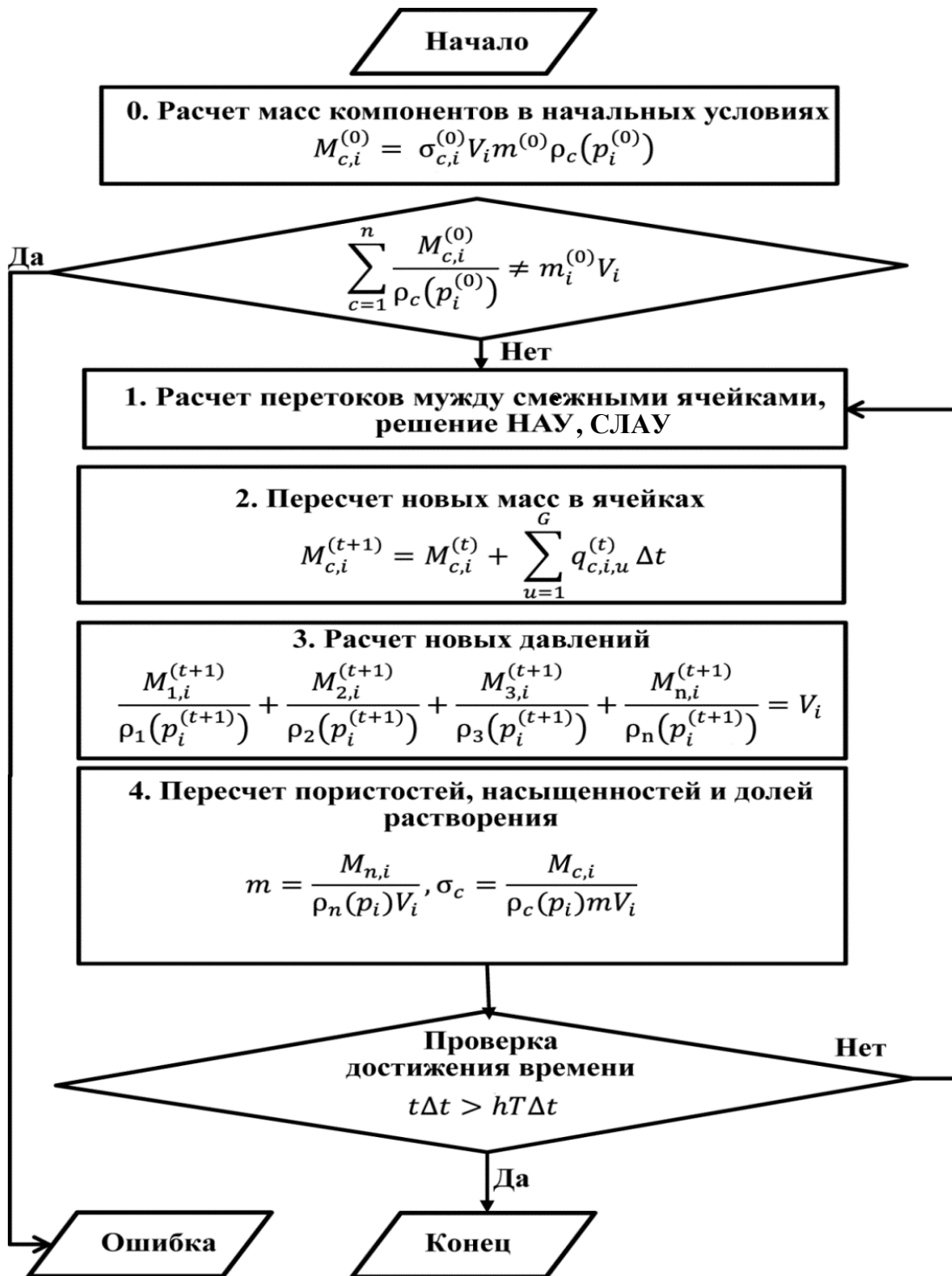


Рисунок 3 – Алгоритм построения универсальной прокси-модели пласта, где  $m$  – коэффициент пористости, д.е.;  $V$  – объем ячейки;  $\sigma_i$  – объемная насыщенность, д.е.;  $\rho_i(p)$  – функция плотности компонентов от давления;  $\rho_n(p)$  – функция плотности скелета, включая закрытые поры от давления,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;  $M_{n,i} = \rho(p_0) \cdot V_i \cdot m_0$  – начальная масса породы в ячейке  $i$  при начальном давлении –  $p_0$ ;  $q_{c,i,u}^{(t)}$  – массовый расход компонента  $c$  на предыдущем слое времени –  $t$  через грань –  $u$ , ячейки –  $i$ , кг/с;  $G$  – количество активных проницаемых граней;  $\Delta t$  – квант времени, в течении которого формирование фильтрационных потоков и давлений считаются квазистационарными;  $T$  – сохраняемые состояния (фреймы);  $h$  – количество промежуточных расчетов между сохраняемыми состояниями.

Состоятельность созданной прокси-модели продемонстрирована в [19]. Данный подход позволяет сохранить преимущества оперативности аналитических расчётов без значимой потери информативности гидродинамических симуляторов, учитывая при этом функционал интегрированных моделей.

Рассмотрена усовершенствованная модель CRM, где взаимодействие скважин аппроксимируется исходя из промысловых данных по замерам дебитов, забойных давлений и состава потока. Разработан алгоритм проведения комплексного анализа заводнения. Реализована авторская двухфазная модель обозначение – «мультихарактеристическая», учитывающая вклад в динамику обводнения наблюдаемой добывающей скважины в зависимости от работы каждой влияющей нагнетательной скважины. Такой подход [9] позволяет не только выявить источник обводнения скважины, но и смоделировать снижение обводненности добываемой продукции (рис. 4).

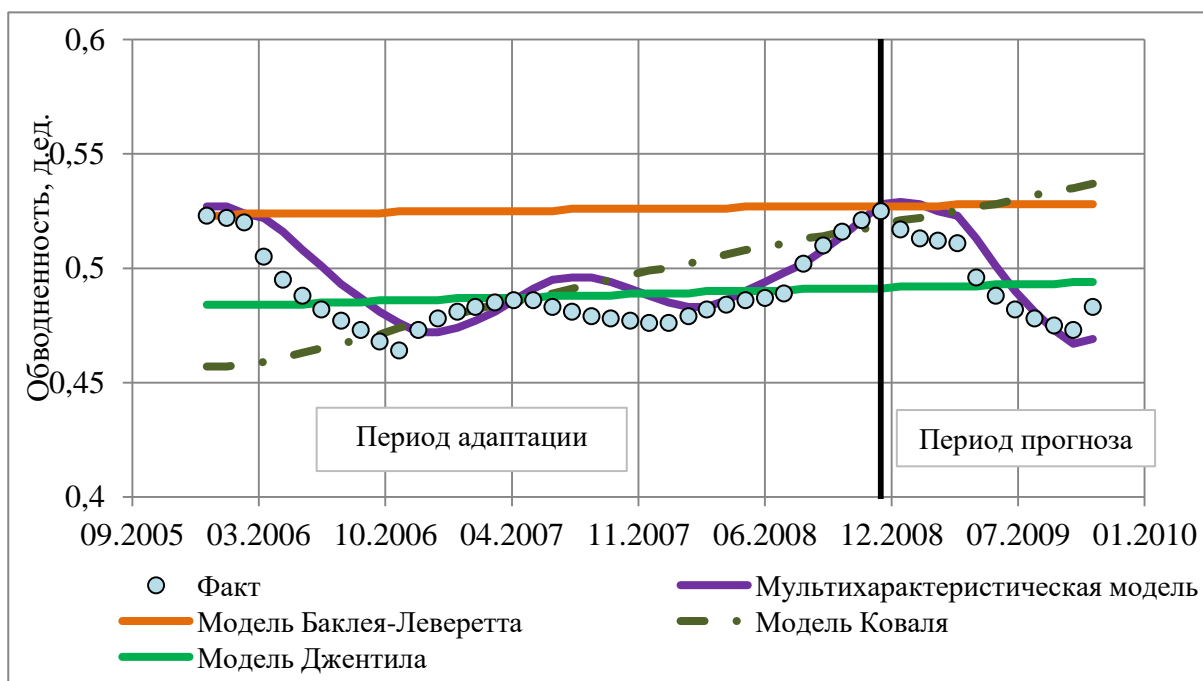


Рисунок 4 – Сравнение расчетов по различным двухфазным моделям CRM [9]

Разработанная методика оптимизации системы заводнения была применена на активах Компании, в целях демонстрации приведен пример по одному из ключевых месторождений. Задачей оптимизации являлось перераспределение закачиваемой воды для обеспечения компенсации по всем скважинам на уровне 100 %. На рисунке 5 представлена динамика дебита нефти до и после проведения оптимизации системы заводнения. Результаты подтверждены дополнительной добычей по Ем-Еговскому ЛУ в объеме 5,7 тыс. т нефти при 28 проведенных операциях, что позволило реагирующим скважинам увеличить добычу нефти на 3,8 % и снизить обводненность на 1,2 %. По Каменному ЛУ от 40 проведенных мероприятий по реагирующим скважинам добыто 3,4 тыс. т нефти или +1,8 %. Дополнительно определены скважины с наличием непроизводительной закачки, где рекомендованы ПГИ с целью повышения эффективности на 32 нагнетательных скважинах.

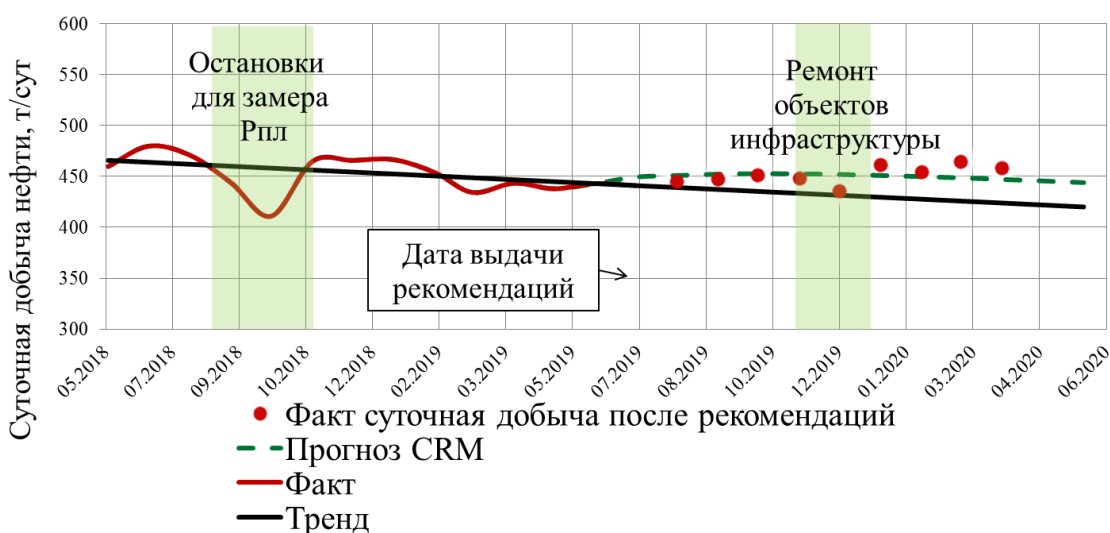


Рисунок 5 – Результат оптимизационных расчетов по модели CRM

**В четвертой главе** рассмотрена стохастико-аналитическая модель (САМ), как инструмент контроля и регулирования технологического режима отбора и нагнетания. Решается обратная задача подземной гидромеханики в виде САМ («автогидросамопрослушивания») в двух постановках:

- 1) поиск осредненных гидропроводностей/ пьезопроводностей;
- 2) поиск фазовых гидропроводностей. Поскольку в основе подхода лежат аналитические модели, а операции по их адаптации опираются на статистику промысловых замеров, они названы стохастико-



аналитическими. Основной моделью для прогнозирования изменения давления в любой точке пласта является формула относительно возмущающей скважины с дискретно изменяемым параметром дебита/приемистости:

$$\Delta p(t - t_0) = u \sum_{i=1}^N \frac{q_i - q_{i-1}}{4\pi\varepsilon} E_i \left( \frac{r^2}{4\chi(t_i - t_{i-1})} \right), \quad (3)$$

где  $E_i(-x) = \int_{-x}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$  – интегрально-показательная функция,

$\Delta p(t - t_0)$  – изменение давления в точке наблюдения за время  $t$ , Па,

$\varepsilon = \frac{k^g h}{\mu}$  – гидропроводность, отражающая степень диссипации

(рассеивания) давления по мере приближения его волны к точке наблюдения,

$\frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$ ,

$h$  – эффективная толщина пласта,

$r$  – расстояние скважины от точки наблюдения, м,

$q_i - q_{i-1}$  – изменение дебита за время  $t_i - t_{i-1}$ , при  $i=1$  изменение дебита ( $q_1 - 0$ ), м<sup>3</sup>/с,

$N$  – количество режимов скважины,

$\chi = \frac{k^p}{\overline{\mu}(m\beta_{ж} + (1-m)\beta_c)}$  – пьезопроводность пласта по линии

кратчайшего распространения импульса давления от возмущающей скважины, м<sup>2</sup>/с,

$\overline{\mu}$  – средняя динамическая вязкость флюидов, Па·с,

$\beta_{ж}$  – коэффициент сжимаемости жидкости, Па<sup>-1</sup>,

$\beta_c$  – коэффициент сжимаемости скелета, включая закрытые поры, Па<sup>-1</sup>,

$m$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.,

$u$  – тип скважины: 1 – добывающая скважина, 1 – нагнетательная скважина,

$k^g$  – коэффициент гидропроводной проницаемости, м<sup>2</sup>,

$k^p$  – коэффициент пьезопроводной проницаемости, м<sup>2</sup>.

Важно понимать, что последние коэффициенты проницаемости несут различный смысл:  $k^g$  – показывает рассеивание импульса давления во всех направлениях, а  $k^p$  – показывает степень сохранения амплитуды давления и сокращение времени достижения волны в направлении точки наблюдения. Вследствие того, что в промысловых условиях изменение давления регистрируется в скважинах, требуется учитывать влияние их работы на изменение собственного забойного давления. Как видно, в формуле (3) проницаемость в зоне воздействия скважины (ЗВС) не различается, так как приток идет к стволу и процесс распространения импульса идет во всех направлениях, что с позиции прослеживания импульса в скважине-наблюдателе означает влияние ее самой на себя.

Причиной изменения дебита или приемистости скважины может быть не только продуктивный коллектор, но и технические изменения, такие как производительность погружных насосов и кустовых насосных станций (КНС). Последнее чаще всего дает быстрый эффект изменения дебита и забойного давления. Поэтому отбросив параметр давления, решение может оказаться самодостаточным, а результат недостоверным. Таким образом, для решения задачи поиска проницаемостей в формуле (3) требуется решить задачу поиска минимума целевой функции. Функция  $\psi(k_{звс}, \bar{k}^g, k_1^p, \dots, k_j^p, \dots, k_M^p)$  имеет несколько локальных экстремумов, что усложняет поиск глобального минимума отклонений. В случае, когда проявляется активность краевых и подошвенных вод в формулу (4) добавляется элемент, описывающий дисбаланс закачки и отбора:

$$\psi(k_{звс}, \bar{k}^g, k_1^p, \dots, k_j^p, \dots, k_M^p) =$$

$$\left[ \begin{aligned} & P_0 + u \sum_{i=1}^k \frac{\bar{\mu}(Q_i - Q_{i-1})}{4\pi h k_{звс}} Ei \left( \frac{\alpha \cdot r_c^2}{4k_{звс}(t_k - t_i)} \right) + \\ & \sum_{k=1}^K + \sum_{j=1}^M u_j \sum_{i=1}^k \frac{\bar{\mu}(q_{j,i} - q_{j,i-1})}{4\pi h_j \bar{k}^g} Ei \left( \frac{\alpha \cdot r_j^2}{4k_j^p(t_k - t_i)} \right) + \Delta_{pk} \cdot Q_i^2 + \\ & M_k \cdot \left[ u \sum_{i=1}^k \frac{1}{2} (Q_i + Q_{i-1}) (t_k - t_i) + \sum_{j=1}^M u_j \sum_{i=1}^k \frac{1}{2} (q_{j,i} + q_{j,i-1}) (t_k - t_i) \right] - P_k \end{aligned} \right] \quad (4)$$

где  $\alpha$  – вспомогательный коэффициент равный  $\alpha = \bar{\mu}(m\beta_\phi + (1-m)\beta_c)$ ,

$t_k$  –  $k$ -й режим наблюдательной скважины,

$N_j$  – количество режимов  $j$ -й возмущающей скважины,

$M$  – количество возмущающих скважин,

$K$  – количество режимов наблюдательной скважины,

$k_{звс}$  – коэффициент проницаемости зоны воздействия скважины (отток/приток скважин),

$\overline{k^g}$  – средняя гидропроводная проницаемость в зоне действия возмущающих скважин,

$k_j^p$  – коэффициент пьезопроводной проницаемости в зоне между наблюдательной и возмущающей  $j$ -й скважиной,

$Q_i$  –  $i$ -й дебит/приемистость скважины наблюдателя,

$q_{j,i}$  –  $i$ -й дебит/приемистость  $j$ -й возмущающей скважины (источник импульса),

$r_j$  – расстояние от скважины наблюдателя до  $j$ -й возмущающей скважины,

$h_j$  – средняя толщина пласта между наблюдательной и возмущающей скважины –  $j$ ,

$u_j$  – статус возмущающей скважины –  $1/1$ ,

$P_0$  – первый фактический замер забойного давления,

$P_k$  –  $k$ -й фактический замер забойного давления,

$M_k$  – коэффициент гидроаккумуляции,  $\frac{\text{Па}}{\text{м}^3}$ ,

$\Delta_{pk}$  – коэффициент влияния скважинного оборудования и наземной сети,  $\frac{\text{Па}}{(\text{м}^3/\text{с})^2}$ .

Основным преимуществом модели САМ является возможность оценки фильтрационных свойств пласта в окрестности скважин и между парами скважин, что позволяет решать задачу подбора кандидатов на проведение ГТМ, направленных на повышения проводимости породы, таких как гидравлический разрыв пласта (ГРП) или же обработка призабойной зоны (ОПЗ). При этом, если в CRM модели непроизводительную закачку

характеризует сумма коэффициентов влияния по добывающим скважинам, то в модели САМ непроизводительная закачка определяется коэффициентом гидроаккумуляции. Параметры, определенные в САМ, являются дополнительным источником информации для моделирования фактической работы скважин при создании или мониторинге ПДГТМ.

**В пятой главе** представлены результаты применения цифровой трансформации газового промысла, реализацию которой с практической точки зрения можно представить тремя (условно последовательными) этапами:

1) **автоматизация**: оснащение скважин и наземного оборудования системами телеметрии и телемеханики для дистанционного контроля и оперативного управления технологическими процессами по заданным алгоритмам;

2) **цифровизация**: дополнительно к первому этапу проводится моделирование всех процессов, создается единая интегрированная ПДГМ промысла (цифровой двойник), которая выполняет текущий и прогнозный многовариантный расчет параметров всей системы добычи и подготовки газа и газового конденсата с учетом планов по добыче. По результатам расчетов и согласования оптимального технологического режима (далее тех. режима) между промысловыми службами осуществляется управление промыслом с применением телемеханики;

3) **интеллектуализация**: дополнительно к задачам второго этапа реализуется автоматическая оптимизация текущей и перспективной ситуации на основе многовариантных модельных расчетов с учетом внешних заданных условий (план по добыче, данные по экономике, персоналу, оборудованию, МТР), на основе которого осуществляется автоматическое управление («автопилот») в режиме реального времени. Схематично порядок и содержание этапов представлено на рисунке 6.



Рисунок 6 – Этапы и их содержание при переходе к интеллектуальному промыслу

Указанные этапы только условно могут быть названы последовательными, поскольку и после реализации последнего этапа будет продолжаться совершенствование всех систем, включая решение задач автоматизации, цифровизации и интеллектуализации. Следует отметить, что газовый (газоконденсатный) промысел является достаточно сложным геолого-технологическим комплексом и может включать различные технологические объекты в зависимости от типа залежей, добываемых углеводородов, географических и климатических условий и т. д. Соответственно и перечень мероприятий в рамках цифровизации каждого промысла будет иметь свои особенности. Тем не менее, в составе промыслов можно выделить общие подсистемы (модули), которые выполняют свои специфические функции и являются относительно самостоятельными. Задачи, решаемые в рамках этапов автоматизации, цифровизации и интеллектуализации основных модулей представлены на рисунке 7.

	СКВАЖИНЫ (подъем пластовых флюидов на поверхность)	ГАЗОВЫЙ (ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЙ) ПРОМЫСЕЛ			ПУЛЫГ (добыча газа и конденсата)
		ГСС (транспорт продукции скважин)	ДКС (компримирование газа)	УКПГ (очистка и осушка газа, подготовка конденсата)	
ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗЦИЯ	<ul style="list-style-type: none"> <li>Автономное регулирование для поддержания оптимального режима</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Автоматическое управление сетью</li> <li>Контроль движения фаз</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Автоматическое согласование добычи и режима ДКС с учетом распределения мощности и потоков</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Автоматическая настройка системы подготовки газа для обеспечения энергоэффективности и безаварийности</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Автоматическая оптимизация и управление промыслом</li> <li>Автоматическая настройка моделей</li> <li>Валидация промышленных данных</li> </ul>
ИНФОРМАЦИЯ	<ul style="list-style-type: none"> <li>Модель нестационарного потока;</li> <li>Прогноз P, T, Q.</li> <li>Виртуальные датчики</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Численная модель ГСС</li> <li>Виртуальные датчики</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Модель ДКС</li> <li>Многомерные функции рабочих характеристик компрессоров на основе моделей установок</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Модели установок очистки, осушки, подготовки конденсата;</li> <li>Многомерные функции рабочих характеристик установок</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Интегрированная рефлексная модель промысла</li> </ul>
АВТОМАТИЗАЦИЯ	<ul style="list-style-type: none"> <li>Управляемые регуляторы</li> <li>Интеллектуальные датчики – P, T</li> <li>Дистанционный контроль обводнения</li> <li>Многофазные расходомеры</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Интеллектуальные датчики – P, T</li> <li>Кустовые сепараторы</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Распределенные датчики – P, T, вибрации</li> <li>Система контроля выбросов</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Интеллектуальные датчики режимов работы оборудования</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Дистанционный контроль работы оборудования</li> <li>База данных реального времени</li> <li>Вычислительная платформа системы управления</li> </ul>

Рисунок 7 – Цифровая трансформация добычи газа

В работе предложены критерии для оценки «зрелости» каждого из этих этапов:

1) Показатель автоматизации промысла характеризуется степенью оснащённости промысла телеметрическим оборудованием и системой управления его работой и оценивается по формуле

$$I_A = \frac{100}{N\phi} \sum_j^{N\phi} \left( \frac{1}{m_j} \sum_k^{m_j} \frac{\sum_i^{n_j} ka_{ikj} \cdot Ra_{ij}}{\sum_i^{n_j} Ra_{ij}} \right) \quad (5)$$

где  $I_A$  – показатель автоматизации промысла, %,

$Ra_{ij}$  – рейтинг автоматизации  $i$ -го параметра  $j$ -го модуля,

$ka_{ikj}$  – коэффициент фактического наличия автоматизации по  $i$ -го параметра автоматизации  $k$ -го объекта  $j$ -го модуля, который равен 1 при наличии и 0 при отсутствии,

$n_j$  – количество параметров автоматизации  $j$ -го модуля (учитываются только параметры, необходимые для фактической модификации  $j$ -го модуля),

$m_j$  – количество объектов одного  $j$ -го модуля,

$N\phi$  – количество фактически имеющихся модулей на промысле,

$i$  – индекс параметров автоматизации,  
 $j$  – индекс модулей,  
 $k$  – индекс объектов одного  $j$ -го модуля.

2) Показатель цифровизации промысла характеризуется степенью разработанности моделей работы его оборудования и в целом цифрового двойника промысла и оценивается по формуле

$$I_D = 100 \sum_j^{N\phi} kd_j Rd_j / \sum_j^{N\phi} Rd_j \quad (6)$$

где  $I_D$  – показатель цифровизации промысла, %,

$Rd_j$  – рейтинг цифрового двойника  $j$ -го модуля,

$kd_j$  – коэффициент фактического наличия цифрового двойника, который равен 1 при наличии и 0 при отсутствии,

$j$  – индекс модулей,

$N\phi$  – количество фактически имеющихся модулей на промысле.

3) Показатель интеллектуализации характеризуется степенью разработанности алгоритмов оптимизации работы оборудования и его элементов систем автоматического управления параметрами работы этого оборудования и оценивается по отношению количества модулей, управляемых согласно решениям оптимизационных задач, к общему числу имеющихся на промысле модулей в соответствии с формулой

$$I_I = 100 \sum_j^{N\phi} ki_j Ri_j / \sum_j^{N\phi} Ri_j \quad (7)$$

где  $I_I$  – показатель интеллектуализации промысла, %,

$Ri_j$  – рейтинг оптимизатора  $j$ -го модуля,

$ki_j$  – коэффициент фактического наличия оптимизатора, который равен 1 при наличии и 0 при отсутствии,

$j$  – индекс модулей,

$N\phi$  – количество фактически имеющихся модулей на промысле.

Интеллектуализация промыслов является одним из наиболее важных этапов процесса цифровой трансформации, который должен обеспечить существенное повышение эффективности добычи углеводородов. Проведенный анализ отечественного и зарубежного опыта цифровизации месторождений углеводородов позволил сделать вывод, что интеллектуализация промыслов это, прежде всего, внедрение системы автоматической оптимизации и управления промыслом в режиме

реального времени, которая обеспечит непрерывный поиск и реализацию наиболее эффективного сценария с учетом постоянно поступающих данных телеметрии о параметрах работы скважин и промышленного оборудования. Таким образом обеспечивается сокращение эксплуатационных затрат за счет своевременного выявления возникающих проблем, принятия и реализации оптимальных решений.

Для реализации режима «автопилота» разработана специальная система автоматического управления промыслом (САУП), включающая:

- расчет параметров работы промысла на текущий момент, сравнение результатов с фактом, при необходимости – анализ расхождений с рекомендациями по устранению (ремонт/замена оборудования или настройка модели);

- адаптацию моделей в режиме реального времени;

- многовариантные прогнозные расчеты и с помощью модели управления (оптимизатора) определяет и реализует оптимальный сценарий управления добычей углеводородов (с учетом текущих и перспективных задач: плановых уровней добычи, геолого-технологических и экологических ограничений, экономических показателей, оценок рисков, КИГ и др.).

Схема взаимодействия САУП и САР [11] со смежными системами АСУ ТП и диспетчерской промысла (ситуационным центром) представлена на рисунке 8. Ядром интеллектуальной системы автоматического управления разработкой месторождений является цифровой двойник промысла – его динамическая математическая модель, отображающая реальное состояние и рабочие характеристики своего физического прообраза. В качестве цифрового двойника предлагается использовать интегрированную геолого-технологическую модель всего промысла, объединяющую пласт, скважины, газосборную сеть, компрессорные станции, установки подготовки углеводородов к транспорту.



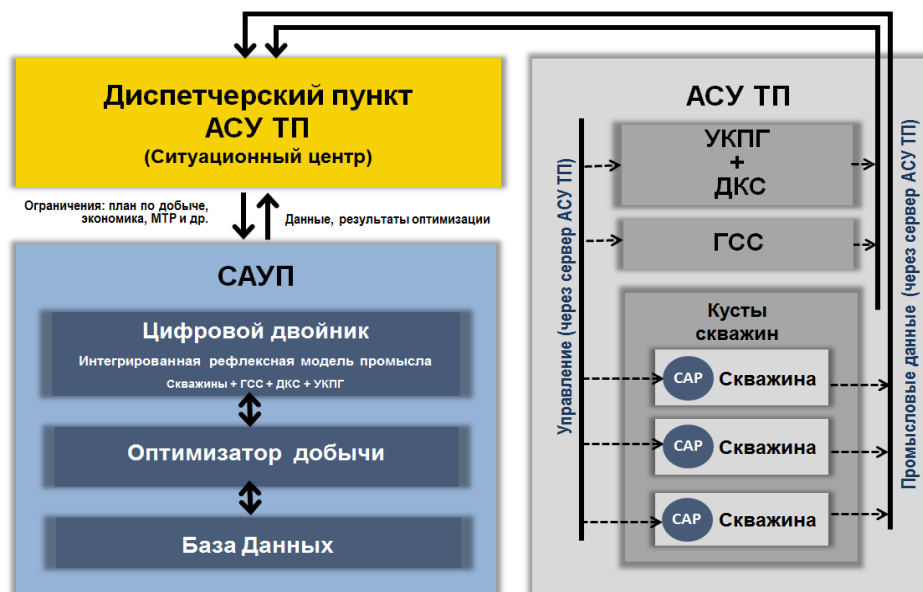


Рисунок 8 – Схема взаимодействия САУП со смежными системами

Использование цифрового двойника не ограничивается сбором и комплексированием данных, полученных на стадии проектирования и реализации объекта производства, а агрегирует его характерные показатели в виде потока данных в течение всего жизненного цикла. Это могут быть данные о состоянии объекта управления, показатели датчиков, история операций, начальная и модифицированная конфигурации систем обустройства и т. п.

Новым элементом цифровой трансформации является блок оптимизации технологических показателей системы на уровне САУП [16, 24, 37, 38, 39]. Автором предложена инкапсулированная (встроенная в алгоритм решения) оптимизация потокораспределения (рис. 9). Особенностью подхода является введение математических регуляторов (MP), моделирующих работу устройств контроля потокораспределения. Инкапсулированная оптимизация состоит из двух этапов. На первом этапе параллельно решаются оптимизационные задачи для всех элементов системы, с соответствующими критериями, например, минимизации доли воды в продукции добывающих скважин, максимизации добычи газа и др. При этом такие оптимизационные задачи решаются для каждого значения MP. На втором этапе решается общая оптимизационная задача согласно трём критериям – максимизация добычи, максимизация давления на входе

в газосборную сеть (ГСС) и ограничения по дебитам. Задача решается в  $N$ -мерном пространстве всех МР.

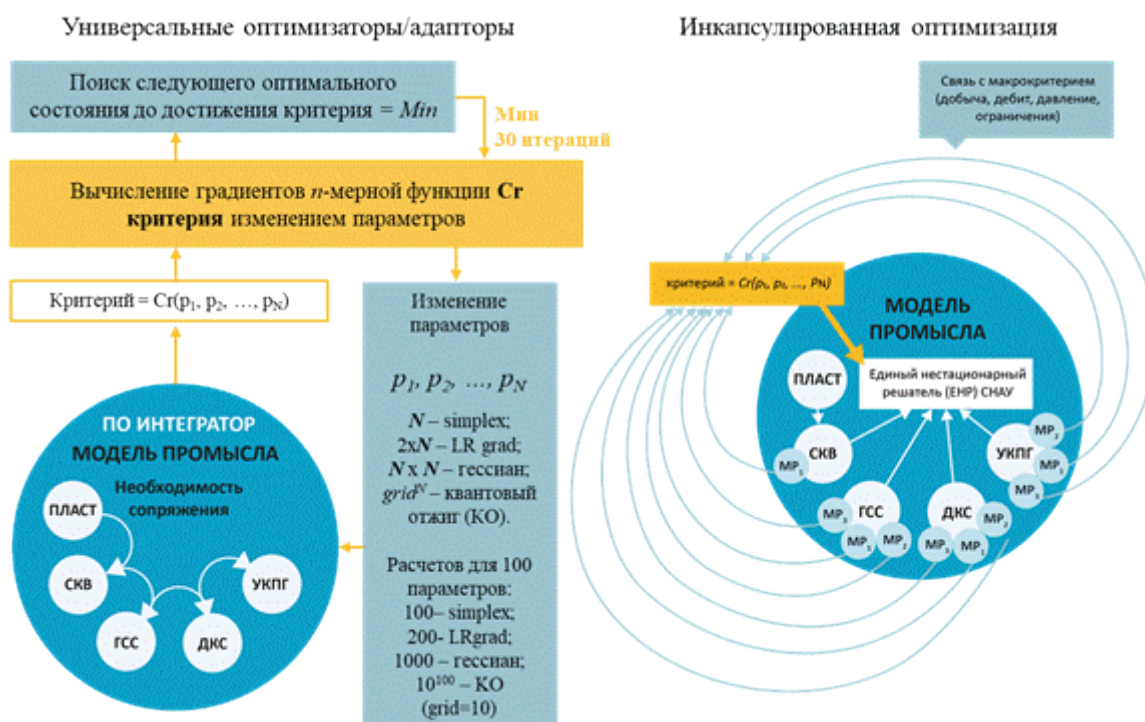


Рисунок 9 – Сравнение принципов оптимизации: а – классический в универсальных ПО–интеграторах; б – «инкапсулированная оптимизация»

В традиционном подходе задачи оптимизации решаются последовательно, согласно производственным процессам от скважины до установки компримированной подготовки газа (УКПГ). В результате количество итераций резко возрастает, а решение может быть достаточным, но не оптимальным для элементов системы. По сути, инкапсулированная оптимизация отличается от экстремального регулирования тем, что вместо физического объекта или системы используется физико-математическая модель, а вместо регуляторов используются их математические аналоги МР.

Преимущества изложенного подхода к формированию САУ относительно централизованных систем заключается, прежде всего, в безопасности реализации, повышенной степени управляемости, в том числе за счет индивидуальной настройки алгоритмов САУП и САР [11] под стандарты Компании, геологические особенности месторождений и внешние факторы.

Оборудование всех скважин САР резко повышает качество, оперативность и надежность управления с резким снижением риска проявления аварийности на скважинах и, как следствие сокращение осложнений в эксплуатации ГСС, дожимной насосной станции (ДКС) и УКПГ. На примере цифрового двойника промысла (ЦДП) Берегового нефтегазоконденсатного месторождения (БНГКМ) с использованием разработанного ПО «GasNet» показано, что погрешность расчета расхода газа по коллектору № 3 не превышает 3,8 %, а средняя величина за рассматриваемый период – 1,2 %. ЦДП основан на созданной в рамках работы ДФМ [8]. Результаты сравнения расчета добычи газа с фактом для всего промысла приведены на рисунке 10, из которого видно, что погрешность не превышает 2 %. Оптимизация работы промысла за счет соответствующего регулирования работы скважин с помощью сменных штуцеров в устьевой обвязке демонстрирует увеличение отбора газа по промыслу на 5,6 %. В процессе выполнения на ЦДП расчетов погрешность температуры не превысила 5 %.

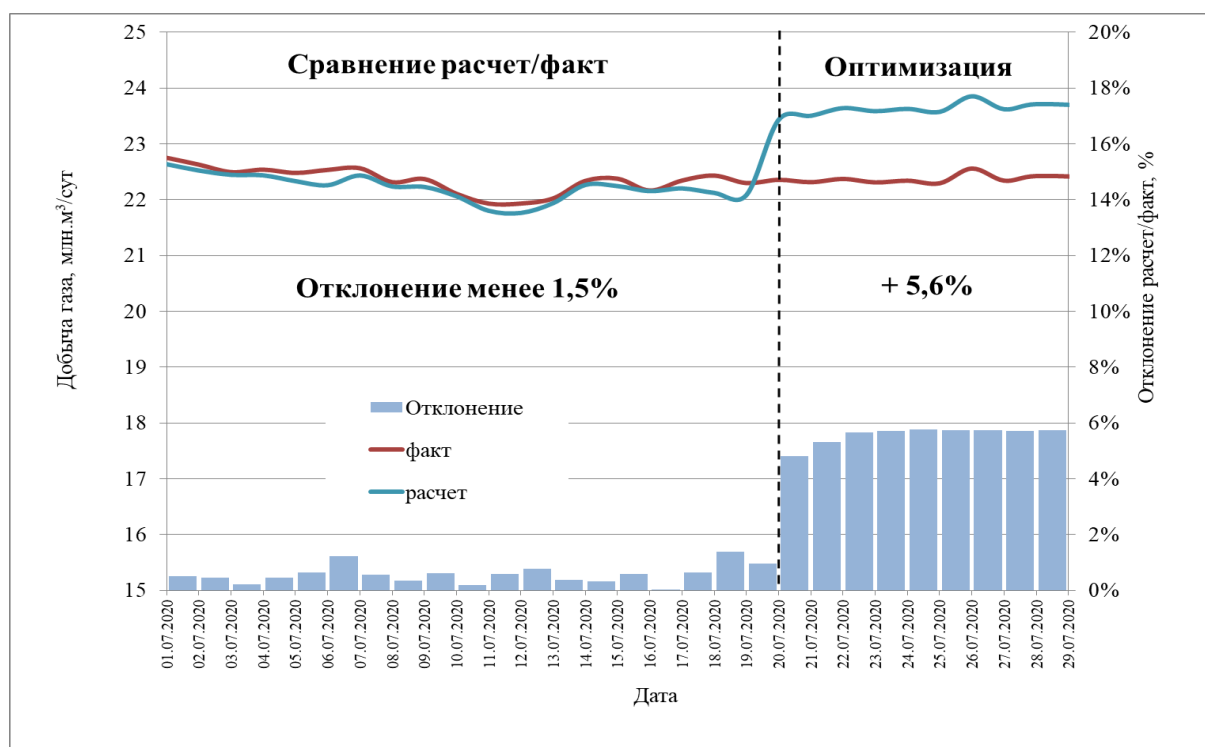


Рисунок 10 – Относительное отклонение расчетов ЦДП от факта по расходу газа и потенциальная добыча газа. БНГКМ

Выявленные эффекты от внедрения цифровой трансформации газового промысла отражены на рисунке 11.

Первые два эффекта – это дополнительная добыча газа от оптимизации работы промысла и от управления в режиме реального времени. Увеличение добычи в период плато с максимальным использованием потенциала скважин и пропускной способности УКПГ даёт провал в период падающей добычи. Он может быть компенсирован другими инструментами технологии, связанными с управлением скважинами в условиях обводнения и повышением коэффициента извлечения газа (эффект 6). Эффект 3 обусловлен оптимизацией затрат на метанол и топливный газ. Эффекты 4 и 5 связаны с сокращением непроизводительных потерь пластовой энергии. Система автоматического управления промыслом позволяет при неизменной общей добыче газа получить более высокое давление на входе в УКПГ за счет оптимизации работы скважин, что позволит сдвинуть ввод дожимной компрессорной станции (ДКС) на более поздний срок и продлить плато добычи. На данном рисунке показано, что эффекты 4 и 5 являются альтернативой эффектам 1 и 2 для случая, если в период плато максимально реализован потенциал скважин и УКПГ. Эффекты 1-4 могут достигаться совместно.

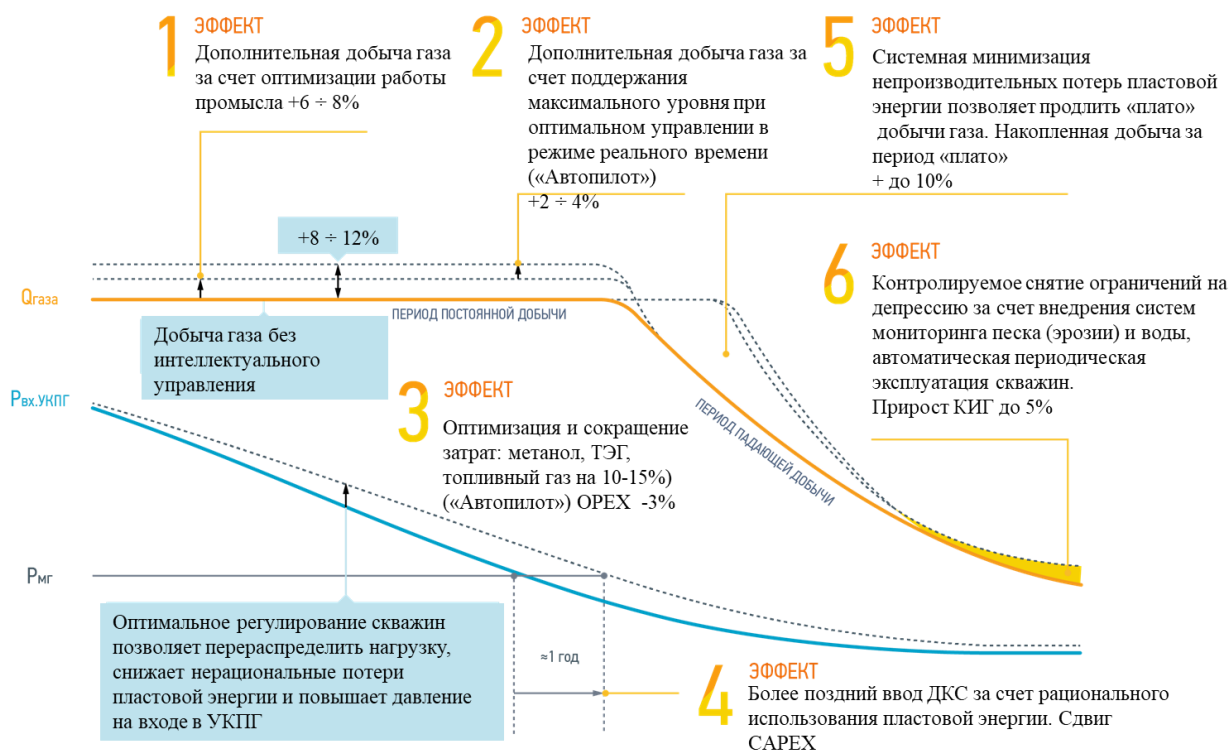


Рисунок 11 – Технологические и экономические эффекты от внедрения цифровой трансформации газового промысла

**Шестая глава** посвящена задачам, которые могут быть решены только с использованием специального ПО. Актуальные задачи проектирования применения смешивающегося и несмешивающегося вытеснения нефти газом рассмотрены на примере Северо-Даниловского месторождения. Разработка комплексного подхода к оценке и прогнозированию применения МУН на примере водогазового воздействия (ВГВ) включала следующие основные аспекты. Численное прогнозирование применения газовой оторочки или технологии ВГВ включает использование концепции относительной проницаемости. Это самая сложная и неопределенная часть численных расчетов. Петрофизические исследования, как правило, включают только экспериментальное определение относительной проницаемости систем вода-нефть и газ-нефть (2-ОП) при остаточной водонасыщенности. Для рассматриваемого в работе месторождения остаточная водонасыщенность составляет  $S_{wr} = 0,2$ , остаточная газонасыщенность незначительна,  $S_{gr} = 0$ , остаточная нефтенасыщенность по отношению к вытеснению водой равна  $S_{orw} = 0,28$ , а газом –  $S_{org} = 0,28$ . Поскольку экспериментальные данные

3-ОП не были доступны, было рассмотрено применение моделей расчета 3-ОП по данным 2ОП. Для наглядного сравнения результаты применения различных моделей 3-ОП представлены на рисунке 12. Были рассмотрены модели Stone 1 и 2. Согласно концепции 3-ОП относительная проницаемость смачивающих и не смачивающих фаз зависит только от соответствующих значений насыщенностей. Для фазы с промежуточной смачиваемостью (в данном случае – нефти), относительная проницаемость зависит как от насыщенности водой, так и газом, остаточная насыщенность также различается по отношению к газу и воде. Вот почему показана только проницаемость нефти; относительная проницаемость воды и газа идентична представлению в 2-ОП. Сравнение изоперм нефти для разных моделей показывает, что все модели близко совпадают для высоких насыщенностей и различаются для низких интервалов насыщенностей. Сравнение относительной проницаемости дренажа и впитывания дает примерно такие же различия в интервалах низкой насыщенности. Авторы статьи (Duchenne S. and etc 2014) определяют эту область насыщенностей как область с высокой неопределенностью.

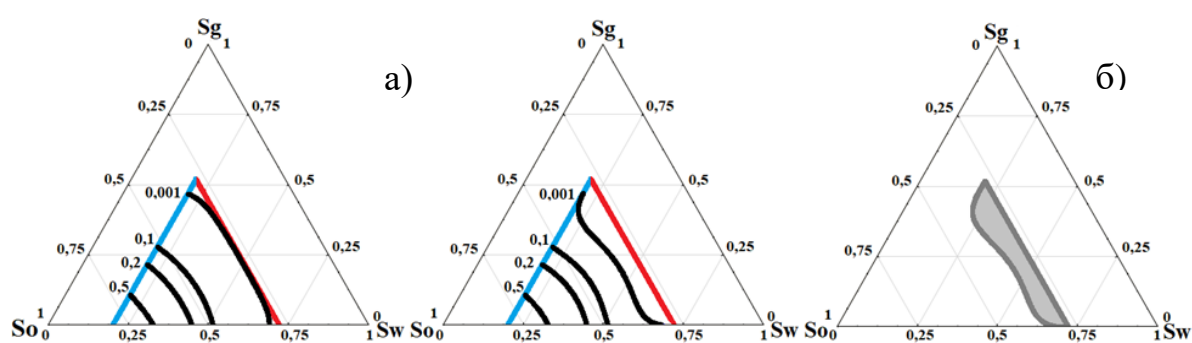


Рисунок 12 – Треугольные диаграммы насыщенности: а) трехфазные относительные проницаемости по нефти, построенные по моделям Stone1, Stone2, голубая прямая зона остаточной водонасыщенности, красная кривая – остаточная нефтенасыщенность по формуле Фейерса; б) серая область высокой неопределенности с различием проницаемости по нефти (Stone 1, Stone 2 более 30 %)

Для рассматриваемого месторождения эта область определена как зона 30 % расхождения изоперм, определенных по разным моделям. Область неопределенности окрашена на рисунке 12 серым. Предлагаемый в работе метод определения количества псевдокомпонентов углеводородной системы для описания ее фазового поведения заключается в следующем. Расчет на основе уравнения состояния (УС) с различным числом основных компонентов показал, что модели с менее чем 7 компонентами не обеспечивают удовлетворительной сходимости расчетных и экспериментальных значений параметров. Расчетные данные, приведенные на рисунке 13, демонстрируют фазовые диаграммы для 24, 7, 5 и 4 псевдокомпонентов композиционных моделей.

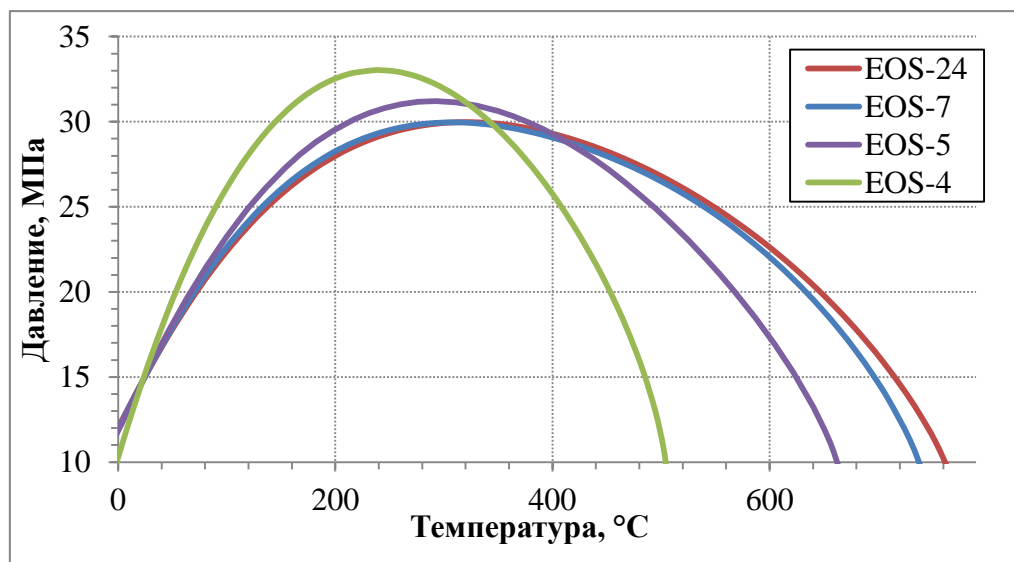


Рисунок 13 – Фазовая диаграмма, полученная на основе УС с различным числом псевдокомпонентов

Согласно расчетам, значения основных параметров моделей с 7 и более компонентами отличались от экспериментальных значений в пределах допустимых значений. Задание свойств компонентов в УС позволяет получить те же пластовые характеристики, что и в экспериментах. PVT модель пластовой нефти была создана на основе результатов экспериментальных данных, проведенных на достоверных образцах. Состав пластового флюида контролировался математической рекомбинацией стандартной сепарации, основанной на среднем составе образцов газа. Плотность и молярную массу фракций C6-C35 устанавливали в соответствии с результатами измерений при атмосферно-

вакуумной разгонке при истинных точках кипения. Моделирование проводилось с использованием программы Calsep PVTsim NOVA 2.1. Рассмотрение трехфазного потока (нефть-газ-вода) без учета силы тяжести, сжимаемости и неоднородности является продуктивным методом для прогнозирования качественной картины вытеснения нефти газом и ВГВ. Полученные решения дают представление о фронтальной структуре фронтов вытеснения и их распространении в процессе. Теоремы о допустимости фронтов-скачков рассмотрены еще Ентовым В.М. и др. в 1989 году. Согласно этим теоремам структура задачи Римана о многоконтakтном вытеснении нефти газом включает три области с различным фазовым составом (рис. 14). Первый случай называется многоконтakтным несмешивающимся вытеснением с испарением промежуточного компонента из нефтяной в газовую фазу или процессом ВГВ с испарением газа или вытеснением газом высокого давления (рис. 14а). Второй случай – процесс вытеснения конденсирующимся или жирным газом (рис. 14б). И последний случай – это полностью смешивающийся режим с одним фронтом вытеснения (рис. 14с). Сопоставление рассмотренных решений с результатами экспериментов на тонких трубках и детальным расчетам на композиционных моделях позволяет понять механизм фазовых переходов в пласте при вытеснении нефти газом и обосновать основные технологические решения при проектировании процесса на месторождении.

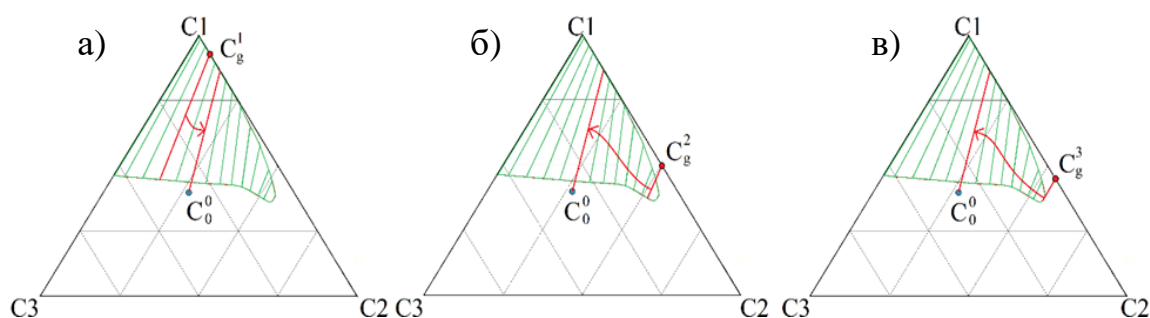


Рисунок 14 – Возможные «пути» вытеснения нефти различными композициями газа а) многоконтakтный режим с испарением промежуточных компонентов, б) многоконтakтный режим с конденсацией промежуточных компонентов, в) полная смешиваемость



Два значимых условия определяют проблему применения технологии ВГВ: с одной стороны, технология применения, включающая состав закачиваемого газа, определение условий смешиваемости газа и нефти, соотношения объемов закачки газа и воды, а с другой стороны – ресурсы газа на месторождении. Решение первой задачи может быть получено как экспериментально, так и теоретически. В работе показаны примеры этих подходов. В удаленных регионах с плохой инфраструктурой использование попутного газа является проблемой, и организация процесса ВГВ является одним из способов решения этой проблемы. Но применение вытеснения в режиме смешиваемости нефти и газа зависит и от наличия жирного газа на промысле.

Анализ наличия жирного газа определяется динамикой добычи нефти и попутного газа. Пример прогноза динамики добычи нефти по технологии заводнения на рассматриваемом месторождении представлен на рисунке 15. Максимальная добыча нефти около 2,4 млн м<sup>3</sup> ожидается на 20-й год с начала эксплуатации и уменьшается в течение 90 лет эксплуатации. Расчет добычи попутного газа с учетом снижения пластового давления и соответствующего изменения состава нефти является вторым этапом представляемого рабочего процесса. Применение материального баланса позволяет определить возможное производство жирного газа от 1 до 3 ступеней сепарации. Доля газа 2-3 ступеней сепарации для процесса смешивающегося вытеснения может быть определена таким образом для окончательных расчетов.

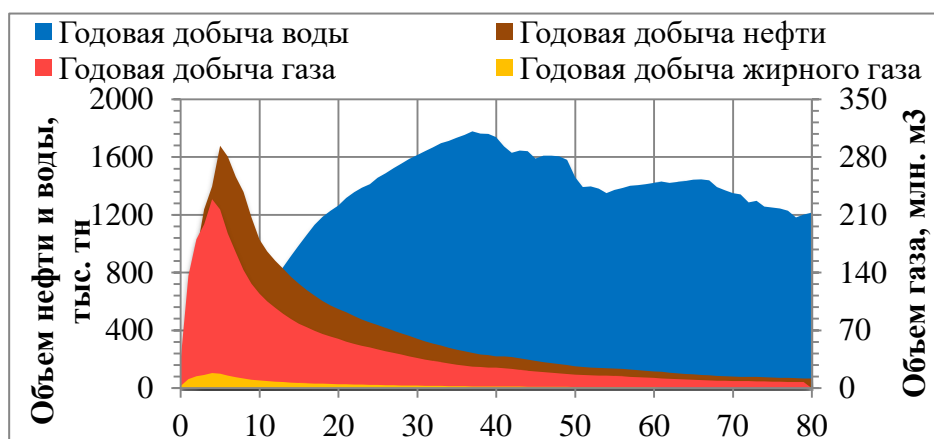


Рисунок 15 – График планируемой добычи нефти и попутного газа при технологии заводнения пласта для рассматриваемого месторождения

Очевидно, что количество жирного газа для смешивающегося вытеснения нефти недостаточно для применения ВГВ на всем месторождении. Утилизация попутного газа на промысле предполагает деление месторождения на три зоны: сектор добычи нефти в режиме смешивающегося ВГВ, область ВГВ с сухим газом и остальная часть под традиционное заводнение.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

1. Разработан комплексный подход цифрового регулирования системами добычи УВ с применением автоадаптирующихся детерминированных математических моделей; обоснованы математические инструменты моделирования оперативного цифрового регулирования на всех стадиях разработки, включая программные продукты автора, разработанные по результатам диссертационного исследования.

2. Разработан и апробирован аналитический подход к прогнозированию добычи, отличительной особенностью которого является объединение в едином алгоритме прогноза базового фонда и новых скважин, учет эффекта от ГТМ, инфраструктурных ограничений, оценки экономической эффективности с оптимизацией рассчитанного варианта разработки. Этот подход внедрен на 7 активах Компании ПАО «НК «Роснефть».

3. На основе принципов неразрывности, материального и энергетического баланса впервые разработана универсальная прокси-модель пласта с использованием крупных контрольных объемов с учетом перетоков жидкости и газа через границы, что позволяет эффективно и без итерационно использовать ее в комплексе с моделями инфраструктуры для постоянного контроля и регулирования технологических режимов работы скважин.

4. Разработана новая технология оптимизации текущей системы заводнения зрелых месторождений на основе применения физически состоятельной модели CRM с учетом материального баланса, главным достоинством которой являются: быстрая автоматическая настройка на историю и, соответственно, сверхмалое время счета и учет двухфазной среды, увеличивающий точность прогноза обводненности.

5. Расширено применение стохастико-аналитических моделей с выделением гидропроводной и пьезопроводной проницаемостей. Введены новые искомые параметры для идентификации топологической карты проводимостей: дисбаланс закачки и отбора – коэффициент гидроаккумуляции, демонстрирующий влияние существенно удаленных от скважин зон и межпластовых перетоков; коэффициент влияния ствола, описывающий потери давления на линейное трение в газовых и нагнетательных скважинах и показывающий существенное влияние на реакцию наземной сети на изменение дебитов.

6. Разработана технология цифровой трансформации газового промысла и системы его автоматического управления с модульной интеллектуализацией:

- сформулированы представления о степени интеллектуализации газового промысла, основанные на уровнях его цифровизации и автоматизации, разработаны критерии интеллектуализации;

- разработана и реализована инкапсулированная оптимизация потокораспределения;

- доказана эффективность разработанной технологии цифрового регулирования работы скважин газового промысла на примере Берегового месторождения за счет повышения добычи газа на 5,6 %, сокращения трудозатрат и вычислительных ресурсов.

7. Разработанный комплексный подход анализа, проектирования и прогнозирования применения МУН на примере водогазового воздействия с выделением области неопределенности получаемых решений за счет построения трехфазных изоперм на основе данных двухфазной фильтрации принят в ДО Компании. Реализовано применение метода материального баланса для оценки доступности смешивающегося жирного газа и несмешивающегося для задач утилизации попутного газа на промысле.

Содержание работы опубликовано:

- *в статьях в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, выпускаемых в РФ в соответствии с требованиями ВАК Министерства образования и науки РФ:*

1. Пospelova T.A. Разработка аналитических алгоритмов для оценки показателей разработки и оптимизации программы бурения с

учетом целевых уровней добычи и ГТМ / А.В. Степанов, Т.А. Поспелова, П.В. Зимин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 2 (614). – С. 25-31.

2. Поспелова Т.А. Перспективы интеллектуализации газовых промыслов на основе двухуровневой системы автоматического управления / Т.А. Поспелова, Р.Р. Лопатин, А.Ю. Юшков, А.В. Стрекалов, Д.Н. Трушников // Информационные, измерительные, экспертные, обучающие системы. – 2019. – №6 (551). – С. 31-39.

3. Поспелова Т.А. Проектирование смешивающегося водогазового воздействия с учетом обогащения газа на промысле / К.М. Федоров, Т.А. Поспелова, А.В. Кобяшев, А.С. Васильев, В.А. Захаренко, В.А. Ломпик, И.А. Долгов // Газовая промышленность. – 2019. – №12 (794). – С. 46-52.

4. Поспелова Т.А. О целесообразности применения различных типов математических моделей для выработки решений по разработке ТРИЗ нефти / С.В. Степанов, Т.А. Поспелова, А.А. Ручкин // Недропользование XXI век. – 2019. – №5 (81). – С. 82-90.

5. Поспелова Т.А. Интеллектуальный промысел и цифровое месторождение будущего / Т.А. Поспелова, А.Н. Харитонов, А.Ю. Юшков, А.В. Стрекалов, П.В. Ельсов, Р.Р. Лопатин, Д.Н. Трушников, А.Ф. Хабибуллин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 11 (611). – С. 83-91.

6. Поспелова Т.А. К вопросу устойчивости фронтов вытеснения нефти их терригенных и карбонатных коллекторов / К.М. Федоров, Т.А. Поспелова, А.П. Шевелев, Я.А. Кряжев, В.А. Кряжев // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 11 (611). – С. 69-72.

7. Поспелова Т.А. Применение CRM модели для анализа эффективности системы заводнения / Т.А. Поспелова, Д.В. Зеленин, А.А. Ручкин, А.Д. Бекман // Нефтяная провинция. – 2020. – №1. – С. 97-108.

8. Поспелова Т.А. Реализация цифровых двойников для управления газовым промыслом / Т.А. Поспелова, А.В. Стрекалов, С.М. Князев, А.Н. Харитонов // Нефтяная провинция. – 2020. – №1. – С. 230-242.

9. Поспелова Т.А. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования / А.Д. Бекман, Т.А. Поспелова, Д.В. Зеленин // Вестник ТюмГУ. – 2020. – Т.6. – №1 (21). – С. 192-207.

10. Поспелова Т.А. Методика обоснования технологических

режимов газовых и газоконденсатных скважин с применением интегрированных моделей / А.Н. Харитонов, Т.А. Поспелова, О.А. Лознюк, Ю.А. Архипов, М.А. Скоробогач, А.Ю. Юшков, А.В. Стрекалов, А.С. Заворина, В.П. Павлов, А.Л. Назаров // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 4 (616). – С. 41-47.

11. Поспелова Т.А. Поддержание технологического режима систем внутрипромыслового транспорта распределенными регуляторами расхода / Т.А. Поспелова, Р.Р. Лопатин, А.В. Стрекалов, А.Н. Харитонов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 5 (616). – С. 62-69.

12. Поспелова Т.А. Оптимизация системы заводнения на основе модели CRM / Т.А. Поспелова, Д.В. Зеленин, М.С. Жуков, А.Д. Бекман, А.А. Ручкин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 7 (619). – С. 5-10.

13. Поспелова Т.А. Исследование прогностической способности численной и аналитической моделей на примере оценки взаимовлияния скважин / Т.А. Поспелова, Н.О. Шевцов, С.В. Степанов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика.– 2020.– Т.6 (23).– №3. – С. 131-142.

14. Поспелова Т.А. К вопросу разделения эффекта от сопутствующих ГТМ с учетом влияния закачки / А.В. Аржиловский, Д.В. Зеленин, А.А. Ручкин, Т.А. Поспелова, А.Д. Бекман // Нефтяная провинция. – 2020. – №3 (23). – С. 99-112.

15. Поспелова Т.А. Инженерные подходы к управлению заводнением, используемые на месторождениях АО «РН-Няганьнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть») / А.В. Корытов, Д.П. Патраков, А.В. Князев, И.Н., Т.А. Поспелова, И.Н. Авсянко, И.В. Судеев // Инженер-нефтяник. – 2020. – №4. – С. 30-35.

16. Поспелова Т.А. Технология оперативного цифрового управления газовым промыслом на примере планирования технологического режима / Т.А. Поспелова, А.В. Стрекалов, А.Н. Харитонов, С.М. Князев // Нефтяная провинция. – 2020. – №3. – С. 124-138.

17. Поспелова Т.А. Моделирование в поддержку физико-химических методов увеличения нефтеотдачи / Т.А. Поспелова // Известия ВУЗов. Нефть и Газ. – 2021. – №3. – С. 79-90.

18. Поспелова Т.А. Интеграция возможностей CRM и стохастико-аналитической моделей при решении задач заводнения / Т.А. Поспелова //

Экспозиция Нефть и Газ. – 2021. – №2(апрель). – С. 48-52.

19. Поспелова Т.А. Механизм построения универсальной математической прокси-модели гидродинамических систем нефтяных и газовых месторождений на основе метода крупных контрольных объемов / Т.А. Поспелова // Бурение и нефть. – 2021. – №5(Май). – С. 40-43.

– в отечественных и зарубежных изданиях, индексируемых в Международных реферативных системах *Web Of Science, Scopus*:

20. Поспелова Т.А. Комплексный подход к вводу в разработку Сузунского месторождения / Алексей В. Язьков, Г.Л. Розбаева, Т.А. Поспелова, Александр В. Язьков, А.А. Натеганов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №12. – С. 50-54.

21. Поспелова Т.А. Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений / С.В. Степанов, Т.А. Поспелова // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №4. – С. 50-53.

22. Поспелова Т.А. Стохастико-аналитическая модель для автогидросамопрослушивания продуктивных пластов / Т.А. Поспелова, А.В. Стрекалов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №9. – С. 76-81.

23. Поспелова Т.А. Использование энтропийного моделирования для анализа эффективности системы заводнения / С.В. Степанов, А.Н. Тырсин, А.А. Ручкин, Т.А. Поспелова // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №6. – С. 62-67.

24. Поспелова Т.А. Концепция интеллектуализации газовых и газоконденсатных промыслов / Т.А. Поспелова, А.В. Аржиловский, А.Н. Харитонов, А.Ю. Юшков, А.В. Стрекалов, Р.Р. Лопатин, О.А. Лознюк, Ю.А. Архипов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №11. – С. 58-63.

*Патенты и свидетельства ПЭВМ:*

25. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019616985 от 03.06.2019 «Программа для расчета модели газосборной сети, скважин и пласта (GasNet v.1.0)» (Аржиловский А.В., Поспелова Т.А., Стрекалов А.В., Юшков А.Ю., Князев С.М.). Правообладатель ООО «ТННЦ».

26. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019616973 от 03.06.2019 «Программа для расчета модели газосборной сети, скважин и дренируемых зон пласта (GasNet VBA v.1.0)»

(Аржиловский А.В., Поспелова Т.А., Стрекалов А.В., Юшков А.Ю., Князев С.М.). Правообладатель ООО «ТННЦ».

27. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2020612680 от 28.02.2020 «Программа для расчета базовой добычи по кустам». (Поспелова Т.А., Зимин П.В., Князев А.В., Кобытов А.В., Черняев Е.С., Боткин О.А., Кондратов Э.О.). Правообладатель ООО «ТННЦ».

28. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2020615255 «Ариадна 2.0.» от 19.05.2020 (Степанов С.В., Степанов А.В., Ручкин А.А., Бекман А.Д., Поспелова Т.А.). Правообладатель ООО «ТННЦ».

29. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021610793 от 19.01.2021. Программа для автоматизированного построения характеристик вытеснения (Поспелова Т.А., Швец В.С., Леванов А.Н., Игнатьев Н.А.). Правообладатель ООО «ТННЦ».

30. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021610751 от 19.01.2021 «Программа для подбора скважин на ГТМ ПиП (PIP Screener)» (Поспелова Т.А., Лиходед И.А., Смирнов Д.С., Шкитин А.А., Дериглазов Д.Н., Архипова Е.Л, Митякин И.Б., Писарев Д.Ю.). Правообладатель ООО «ТННЦ».

31. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2021611024 от 20.01.2021 «Программа для поскважинного расчета уровней добычи на основе уравнения материального баланса» (Поспелова Т.А., Бердников Д.С., Сопко Т.А.). Правообладатель ООО «ТННЦ».

32. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2021610863 от 19.01.2021 «Программа управления динамическим сетевым графиком бурения» (Поспелова Т.А., Кобытов А.В., Князев А.В., Патраков Д.П., Шевцов Н.О.). Правообладатель ООО «ТННЦ».

33. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2021611023 от 20.01.2021 «Программа для прогноза показателей в условиях ограничений добычи» (Поспелова Т.А., Князев А.В., Патраков Д.П., Федоров М.Д., Никифоров Д.В.). Правообладатель ООО «ТННЦ».

34. Свидетельство о государственной регистрации программы для

ЭВМ 2021617285 от 13.05.2021. Модуль «Ранжирования ТИЗ 2020» ПК «РН-КИН» (Поспелова Т.А., Зимин П.В., Степанов А.В., Савенков С.А., Мусабилов Т.Р., Костригин И.В., Костригин Е.В., Сосновский Д.А., Сулейманов Т.В., Терегулов Э.А.). Правообладатель ПАО «НК «Роснефть».

35. Патент № 2743685 от 24.02.2021 на изобретение «Способ интеллектуализации газовых и газоконденсатных промыслов» (Харитонов А.Н., Поспелова Т.А., Юшков А.Ю., Стрекалов А.В., Лознюк О.А., Архипов А.Ю.). Правообладатель ООО «ТННЦ».

36. Патент № 2747019 от 23.04.2021 на изобретение «Способ обоснования технологического режима промысла». (Харитонов А.Н., Поспелова Т.А., Юшков А.Ю., Стрекалов А.В., Загорина А.С., Павлов В.П., Лознюк О.А., Архипов А.Ю.). Правообладатель ООО «ТННЦ».

### *Монография*

37. Поспелова Т.А. Математическое моделирование для принятия решений по разработке месторождений / Т.А. Поспелова, С.В. Степанов, А.В. Стрекалов, С.В. Соколов // – М.: ООО «Издательский дом Недр». – 2021. – 437 с.