

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
доктора технических наук

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

Тюмень - 2021

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ОГЛАВЛЕНИЕ</b> .....	2
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	4
<b>1. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ</b> .....	15
1.1. Актуальность исследования и разработка технологий цифрового регулирования добычей углеводородного сырья.....	15
1.2. Комплексный подход цифрового перманентного регулирования технологических параметров разработки месторождений .....	34
1.3. Цифровые решения при разработке и эксплуатации месторождений с использованием моделей разного уровня.....	39
1.4. Анализ инструментов цифрового управления для оперативного решения задач разработки.....	48
1.5. Обоснование выбора моделей принятия решений для перманентного управления извлечением УВ.....	53
<b>2. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ</b> .....	62
2.1. Прогноз технологических показателей разработки месторождений .....	62
2.2. Аналитические алгоритмы для оптимизации программы бурения с учетом заданных ограничений .....	72
2.3. Практическое применение предложенных подходов к разработке месторождений на различных стадиях .....	91
<b>3. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ЭЛЕМЕНТА КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К ПЕРМАНЕНТНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ</b> .....	101
3.1. Текущее состояние научно-методического обеспечения рационального заводнения с использованием моделей различной сложности.....	101
3.2. Механизм построения математических «прокси-моделей» гидродинамических систем на основе метода крупных контрольных объемов.....	107
3.3. Технология анализа и оптимизации системы заводнения с применением моделей CRM и их вариаций.....	125
3.4. Комплексное решение задач анализа и регулирования заводнения на основе моделей CRM .....	140
3.5. Примеры применения емкостно-резистивных моделей для решения задач разработки .....	156
<b>4. СТОХАСТИКО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, КАК ИНСТРУМЕНТ КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ОТБОРА И НАГНЕТАНИЯ</b> .....	165
4.1. Исследование и развитие применения стохастико-аналитической модели. ....	165
4.2. Решение обратной задачи идентификации поля проницаемости на основе стохастико-аналитической модели .....	174
4.3. Результаты тестирования стохастико-аналитической модели на промысловых данных .....	183
<b>5. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА</b> .....	190
5.1. Обоснование характеристик функционального уровня автоматизированного управления промыслом .....	193
5.2. Модульная интеллектуализация промысла .....	198

5.3. Механизмы реализации управленческих решений в автоматическом режиме.....	200
5.4. Теоретические принципы распределенного регулирования и инженерные предпосылки исполнения распределенных режимов с использованием «скважинных автопилотов».....	207
5.5. Цифровой двойник промысла .....	231
5.6. Детерминированная физико-математическая модель сбора УВ с инкапсулированной оптимизацией.....	237
<b>6. ДИЗАЙН ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ: ПУТИ ДОСТИЖЕНИЯ СМЕШИВАЕМОСТИ, ИНСТРУМЕНТЫ И МЕТОДЫ АНАЛИЗА, ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ .....</b>	<b>275</b>
6.1. Применяемые газы и технологии воздействия на залежи .....	276
6.2. Треугольная фазовая диаграмма и ее роль в понимании процесса .....	278
6.3. Относительные трехфазные проницаемости .....	287
6.4. Прогноз доступного для ВГВ газа на промысле и выбор стратегии закачки.....	290
6.5. Применение треугольных диаграмм насыщенностей для анализа процесса вытеснения.....	292
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>298</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>300</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....</b>	<b>327</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ .....</b>	<b>331</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2. АКТ О ВНЕДРЕНИИ .....</b>	<b>340</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 3. СПРАВКА О ПРОМЫШЛЕННОМ ВНЕДРЕНИИ.....</b>	<b>341</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 4. СПРАВКА ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНЫХ РАЗРАБОТОК.....</b>	<b>343</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ПАТЕНТЫ И СВИДЕТЕЛЬСТВА ПЭВМ.....</b>	<b>345</b>

## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность работы

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, СибНИИ НП, Гипрвостокнефть и др.).

Следующим и наиболее распространенным на практике видом математических моделей последние два десятилетия 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.

Постояннодействующие 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. Батулин, 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. Гулуляна, А.А. 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 трехфазным 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 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 г.; Международный газовый форум ООО «ТННЦ», г. Тюмень; 27-28 июня 2019 г., Нефтегазовая конференция ПАО «НК «Роснефть», г. Москва, октябрь 2019 г.; Российская нефтегазовая конференция SPE, 22-24 октября 2019 г. Научно-практических конференциях и семинарах: «Горизонтальные скважины 2017. Проблемы и перспективы», 15-19 мая 2017 г., Казань; EAGE, «Восточные горизонты», Иркутск, 16-17 августа 2019 г.; «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее», г. Санкт-Петербург, 5-6 сентября 2019 г.; «Технологии в области разведки и добычи нефти ПАО «НК «Роснефть», Москва, 15-17 октября 2019 г.; «Современные ИТ в нефтяной и газовой промышленности», г.

Волгоград, 29-31 октября 2019 г.; «Цифровые технологии в добыче и переработке углеводородов: от моделей к практике», г. Уфа, 6-9 октября 2020 г.; «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири», 23 - 26 ноября 2020 г., г. Ханты-Мансийск; Форум «Восточная Сибирь 2021. Эффективные технологии разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений», г. Иркутск, 30 марта-1 апреля 2021 г.; «Российский нефтегазовый Саммит» 7-8 апреля 2021 г., Москва; VII Федеральный ИТ-форум нефтегазовой отрасли России «SMART OIL&GAS», г. Санкт-Петербург, 30 сентября – 1 октября 2021 г. Результаты исследования апробированы на научных семинарах Уфимского государственного нефтяного технического университета, Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в 2021 г. 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.

# 1. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

## 1.1. Актуальность исследования и разработка технологий цифрового регулирования добычей углеводородного сырья

В настоящее время математическое моделирование является одним из основных инструментов для решения задач, связанных с разработкой нефтяных месторождений, а также месторождений других типов УВ (газа и газового конденсата). Математическое моделирование (ММ), как инструмент прогнозирования лежит в основе проектирования разработки месторождений – создания проектной документации на разработку на период до нескольких десятков лет. ММ позволяет решать массу задач, связанных с сопровождением разработки: выработкой решений на ближайшую перспективу: задачи локализации остаточных запасов нефти, оценка дренируемых запасов, картирование пластового давления, оценка влияния инфраструктуры на гидросистему продуктивных пластов, планирование ГТМ и мн. другие. Кроме того, математическое моделирование позволяет исследовать разнообразные процессы, обуславливающие особенности работы конкретных скважин, оценивать эффективность МУН и синергетические эффекты, обусловленные сложными термобарическими условиями.

Применительно к математическому моделированию разработки месторождений углеводородов часто используется термин «гидродинамическое моделирование». При этом, как правило, имеется в виду численное моделирование гидродинамических пластовых процессов - многофазной, обычно, изотермической фильтрации с использованием метода конечных разностей. Такую возможность предоставляют современные гидродинамические симуляторы, причем, как коммерческие, так и свободно распространяемые.

ГДМ в теории могут быть использованы для решения всех задач разработки, т.к. выполнение расчетов добычи с использованием ГДМ признано эталоном в проектировании разработки месторождений. Однако, в действительности геологические, гидродинамические и геомеханические [3, 4, 12, 17, 18, 43, 182] неопределенности не позволяют использовать ГДМ в качестве основного инструмента для оперативных расчетов, особенно на крупных зрелых месторождениях.

В первую очередь это связано с временными затратами необходимыми на актуализацию, расчет и обработку результатов моделей с фондом в несколько тысяч скважин и размерами месторождения десятки на сотни километров. Даже с применением укрупнения шага сетки актуализация таких моделей требует сложной итерационной последовательности действий: декомпозиции модели на секторы, актуализация отдельных секторных моделей и затем сшивка полномасштабной модели на высокопроизводительном кластерном оборудовании.

Второй аспект связан с высокими требованиями к качеству моделей для использования при прогнозе на уровне скважин и кустов. Для обеспечения желаемой точности прогнозных расчетов требуется удовлетворительная адаптация на историю разработки не только в целом по объекту, но и адресно: зоны дренирования пласта скважинами для накопленных и текущих показателей [116]. Для крупных зрелых месторождений это осложняется неопределенностью и противоречивостью в исходных данных, крайне сложной геологией, длительной историей разработки [12, 18, 58, 74, 84, 85, 117, 134]. На сегодняшний день качественная «поскважинная» адаптация моделей крупных и уникальных месторождений остается актуальной [74, 117], но нерешенной проблемой.

Значительный вклад в решение вопросов моделирования разработки месторождений внесли следующие ученые: Мирзаджанзаде А.Х., Азиз Х., Сеттари Э., Ентов Ю.П., Тер-Саркисов Р.М., Басниев К.С., Сургучев Л.М., Каневская Р.Д., Дмитриевский А.Н., Максимов В.М., Леви В.Б., Хасанов

М.М., Закиров С.Н., Закиров И.С., Закиров Э.С., Шахвердиев А.Х., Закиров Э.С., Майер В.П., Батулин Ю.Е., Телков А.П. и др.

Безусловно каждая модель предназначена для решения задач проектирования и разработки месторождений в различные периоды.

Работы [8, 31, 57, 65, 76, 77], посвящены использованию инженерных методик для прогноза и анализа технологических показателей разработки. Характеристикам вытеснения посвящены разработки [166]. Авторы [13] описывают технологию применения моделей материального баланса для прогнозирования добычи в системе интегрированного управления разработкой, инженерный подход используют и в работе [26, 5, 13, 31, 38], однако данные подходы не позволяют работать с ограничениями инфраструктуры и требуют проведения последовательных итерационных расчетов.

Месторождения на последней стадии разработки нуждаются в решениях с минимальными затратами, как по времени, так и по содержательной части, а анализ заводнения и определение актуальных режимов нагнетательных скважин являются неотъемлемой частью комплексного подхода оперативного регулирования работы скважин [144, 145]. К таким решениям можно отнести аналитические, численно-аналитические и стохастико-аналитические модели. Про оперативность принятия решений идет речь в [5, 19, 20, 21, 22, 73], где авторы опираются на нейросетевое моделирование, в [87, 88] расчеты преимущественно ведутся на геолого-гидродинамических моделях, в работе [146] описан новый подход на основе энтропийного моделирования. Однако, в первом случае отсутствуют физические уравнения в основе решения, а второй не обеспечивает оперативности, а третий находится на начальной стадии изучения.

Важное значение имеют и наземные сети, так они оказывают сильнейшее влияние на уровень добычи и ограничивают эффекты от ГТМ, по сути, требуется комплексное решение работы промысла, как источника технологических показателей, в реальном времени. Необходимость создания

систем управления цифровым месторождением отмечается в [27, 28, 29, 30, 32, 45, 46, 47, 52,53, 54, 55, 56, 64, 72, 75, 93, 150, 164, 165, 170, 171, 172, 175, 176, 177, 179]. Теоретические, концептуальные подходы к реализации этапов цифровой трансформации промыслов/месторождений находятся на различной стадии формализации и апробации. В работах [27, 30, 47, 78, 72, 135] представлены верхнеуровневые, концептуальные схемы перехода от обычного месторождения к цифровому или интеллектуальному. Авторы статьи [64] отмечают как приоритетное направление – интеллектуализацию «нижнего уровня» - скважину, в [54] фокус на газовой скважине – как элементе цифрового месторождения. Но в открытых источниках не формализованы решения в реальном времени и отсутствует модернизация математического аппарата.

Серьезным аспектом является и формулировка терминов и понятий, заложенных в основу цифровой трансформации, таких как «интеллектуализация» промысла или месторождения, «цифровой двойник» и др.

Экономические оценки от внедрения цифрового месторождения отражены в работах [39, 82].

А.Н. Дмитриевский и Н.А.Еремин в [46] констатируют «эффективность применения принципов «цифрового» месторождения на газовых объектах, обеспечивает увеличение извлекаемых запасов газа до 7%, уменьшение времени простоев скважин порядка 50% от начального уровня и сокращение операционных затрат не менее 10...25%».

Факторы экономической эффективности, ожидаемые от внедрения цифровых технологий:

- **сокращение трудозатрат**, так как любая оптимизация приводит к минимизации временных ресурсов. Недостатком гидродинамического моделирования является значительное время расчета. Полный цикл решения задачи, включающий в себя обработку исходных данных, построение и адаптация гидродинамической модели, перебор различных прогнозных

вариантов режимов работы нагнетательных скважин может занимать от недели до месяца, в зависимости от размеров месторождения и объема данных. Использование, например, аналитических моделей (CRM) позволит решить эту задачу за несколько рабочих дней. С использованием разработанного алгоритма в главе 3 оптимальный вариант находится путем решения оптимизационной задачи, время решения которой занимает не больше 30 минут. Модель CRM может выступать и как инструмент для оперативного принятия решений, и как вспомогательный инструмент для ГДМ, который позволяет вместо выполнения многовариантных расчетов выполнить только 1-2 финальных расчета с оптимальными приёмистостями. Экономическая эффективность внедрения аналитической модели CRM заключается в сокращении трудозатрат на решении задачи оптимизации системы заводнения. В таблице 1.1 представлены оценочные трудозатраты на решение этой задачи на объекте с 150 скважинами. Сокращение трудозатрат при использовании ёмкостно-резистивной модели (CRM) в среднем оценивается в 216 чел/часов. Использование экспресс методики позволяет быстрее принимать решения по оптимизации (на 2-3 недели быстрее) ППД, проведению ГТМ, что приводит к раннему отбору дополнительной нефти;

Таблица 1.1 – Сопоставление трудозатрат для решения задачи оптимизации системы заводнения с использованием ГДМ и CRM

Задачи	ГДМ	CRM
Подготовка данных	2-3 дня	1-3 час
Построение модели	3-5 дней	Нет необходимости
Время настройки модели	7-12 дней	1-8 часа
Время подбора оптимальных режимов работы скважин	3-10 дней	<1 мин
<b>Итого:</b>	<b>15-30 дней</b>	<b>~1-3 рабочих дней</b>

- **дополнительная добыча УВС - продление «полки» (нефть)/«плато» (газ)** в текущем представлении это безусловно комплекс мероприятий, направленных на повышение нефте -газоотдачи и интенсификации добычи, но с другой стороны оперативное регулирование режимов работы скважин является задачей цифровизации и авторские алгоритмы позволяют решать поставленные проблемные вопросы;

- **мультивариантность** сценариев добычи за счет применения ПО, которое дает возможность реализовать оптимальное решение и оценить верхнюю и нижнюю границу рисков в пределах полученного «коридора» решений;

- **фактор собственности и преемственности** вызван необходимостью создавать и развивать программное обеспечение для снижения зависимости от внешнего коммерческого рынка ПО. Фактор отражает индивидуальные особенности технологических процессов и экономических критериев Компании. Сокращение затрат на покупку ПО внешних производителей исчисляется десятками миллионов рублей;

- **своевременные решения** позволяют быстрее добыть тонну нефти/куб газа, реализовать переводы в ППД, выполнить корректировку приемистостей, реализовать бурение новых скважин и ГТМ, способствующие дополнительной добыче УВС;

- необходимость планирования оптимизации производственного процесса посредством автоматизации и работы системы в реальном времени, показывает избыточность или сокращение человеческих или аппаратных ресурсов, в следствие чего возникает **фактор стоимости операционных затрат.**

Таблица 1.2 – Факторы экономической эффективности при внедрении авторских разработок

<b>Факторы</b>	<b>Инструменты</b>	<b>Внедрение</b>
Сокращение трудозатрат	РН-Профиль, ПО Ариадна	ООО ТННЦ, АО Самотлорнефтегаз, АО Няганьнефтегаз, Соровскнефть,
Мультивариантности	РН-Профиль, ПО Ариадна, Gasnet	АО Самотлорнефтегаз, АО Няганьнефтегаз, Соровскнефть, Сибнефтегаз, Таас-Юряхнефтегаздобыча
Собственности и приемственности	РН-Профиль, ПО Ариадна, Gasnet	ПАО «НК «Роснефть», ООО «ТННЦ»
Оперативные решения	РН-Профиль, ПО Ариадна, Gasnet	АО Няганьнефтегаз, ООО «Сибнефтегаз»
Стоимость операционных затрат	Gasnet	ПАО «НК «Роснефть»

Предварительная экономическая эффективность от внедрения системы цифрового регулирования работы скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях сделана на основе экспертной оценки (рис. 1.1).

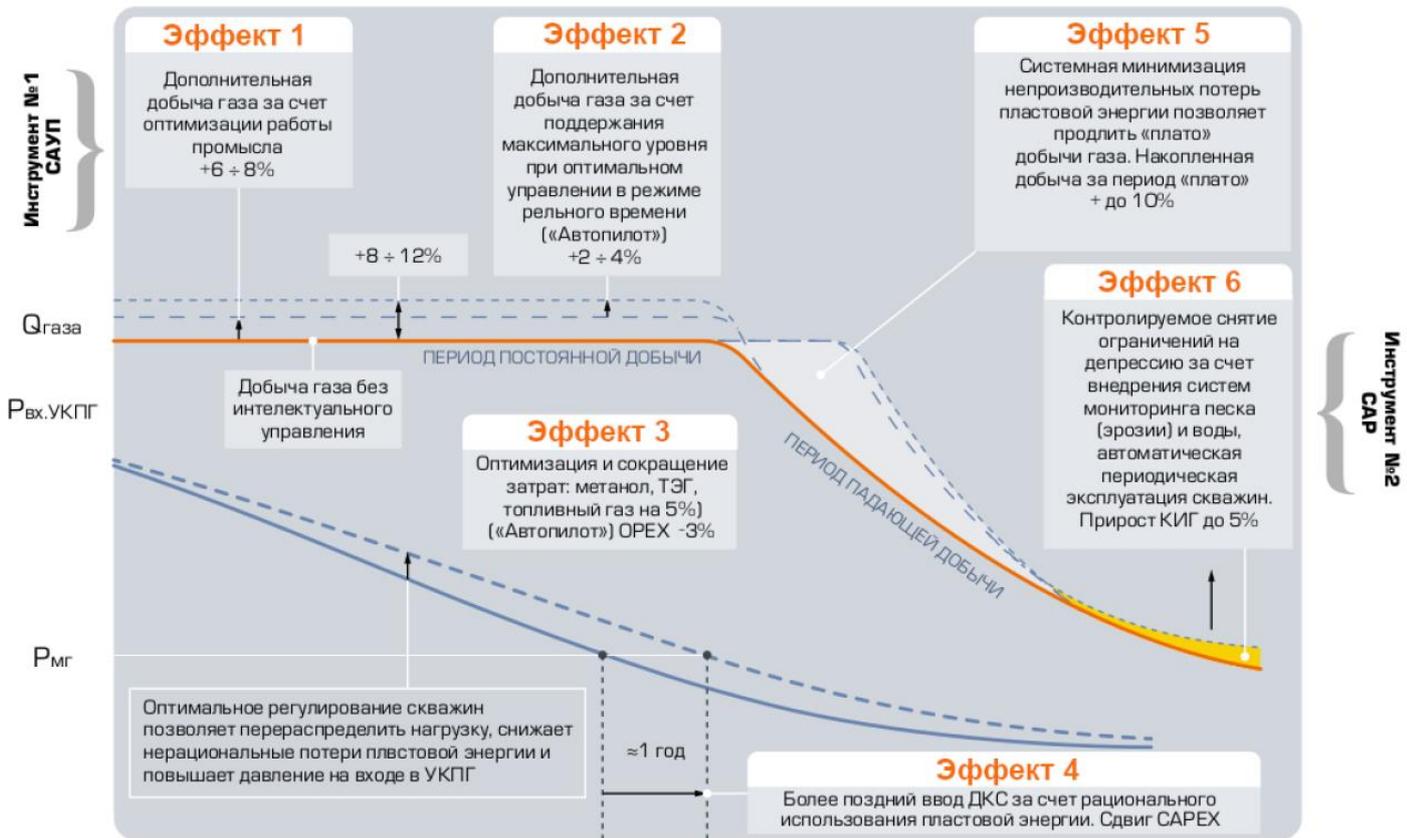


Рисунок 1.1 – Основные эффекты получения экономического профита от внедрения системы цифрового регулирования работы скважин на примере газовых и газоконденсатных месторождений

Результаты, приведенные на рисунке 1.1, могут быть достигнуты при внедрении систем CAUP и CAP как все вместе, так и в различных комбинациях. На их достижение влияют зрелость месторождения, наличие или отсутствие соответствующей инфраструктуры, план обустройства месторождения и др. (рисунок 1.2).

Дополнительная добыча газа обуславливается тем, что в период плато оптимизируются режимы работ скважин и ГСС. Таким образом, полученный газ может быть монетизирован, однако, стоит заметить, что с увеличением добычи газа увеличиваются операционные затраты и налоговая нагрузка.



Рисунок 1.2 – Инструменты САР и САУП с описанием возможных эффектов

При оптимизации в реальном времени и работе на максимальном уровне добычи возможно получение дополнительной добычи в период «плато» +2-4 %. Это обусловлено тем, что система САУП запускается в режиме автопилот, т.е. сама система оптимизирует работу промысла, максимизируя добычу газа. При оценке данного эффекта подход аналогичен к подходу, примененному при оценке эффекта 1.

При реализации оптимизации в реальном времени с сокращением затрат (метанол, ТЭГ, топливный газ на 5 %) возможно получение эффектов, связанных со снижением операционных затрат, возникающих при эксплуатации месторождения. Такие материально-технические ресурсы (МТР) метанол, топливный газ, ТЭГ (в других случаях ДЭГ) являются основными источниками потребления операционных затрат. При оценке данного эффекта используется ресурсный метод подсчета, по всем МТР считались годовые затраты, которые рассчитывались на проектные уровни потребления либо на уровни, заложенные в инвестиционный проект.

Снижение операционных затрат вводилось в экономическую модель с отрицательным знаком, т.е. снижение относительно базовой, уже утвержденной экономической модели месторождения.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений выделяют без компрессорную и компрессорные стадии разработки. При оптимальном использовании пластовой энергии очевидно, что возможно сдвинуть ввод капитальных затрат в части строительства дожимной компрессорной станции. Данный эффект необходимо учитывать для новых месторождений, которые находятся на начальной стадии разработки. Экономический эффект получается за счет ставки дисконтирования, принятой в ПАО «НК «Роснефть» на уровне 20 %.

Продление «плато» может быть получено совместно со сдвигом капитальных затрат. Данный эффект получается так же за счет оптимального использования пластовой энергии. Однако, данный эффект дает дополнительный объем газа, который может быть монетизирован. Точно так же как в эффектах 1 и 2 увеличиваются операционные затраты и налоговая нагрузка.

Для контролируемого снятия ограничений необходим инструмент CAP, а также дополнительное контрольное и измерительное оборудование. В случае газовых и газоконденсатных промыслов основными источниками опасности являются песок, который приводит к абразивному износу, а также жидкая фракция в потоке, которая может скопиться на забое скважины и создать противодействие на пласт, тем самым остановив приток газа с пласта. При реализации этого эффекта может быть получен дополнительный объем газа на любой стадии разработки месторождения.

Современный этап развития техники и технологии добычи углеводородов характеризуется существенным увеличением объемов производственной информации о текущем состоянии технологических процессов на нефтяных и газовых промыслах. При этом на промыслах, как правило, отсутствуют адекватные системы контроля и управления

разработкой в режиме реального времени, объективно учитывающие все основные структурные особенности месторождения и его эксплуатации [56]. Это приводит к необходимости более широкого распространения и применения разнообразных систем автоматики, телемеханики и компьютерных сетей, где главным фактором является наличие встроенного искусственного интеллекта. Ставится задача создания «интеллектуальных» промыслов, которые будут управляться в автоматическом режиме и дистанционно контролироваться группами экспертов через ситуационные центры [157, 178]. Авторы статьи [78] отмечают, что в «центре внимания оперативность и точность», отражая несколько иное деление на этапы: цифровизация, интерпретация, автоматизация и интеллектуализация. При этом под цифровизацией понимается обычная архивация исторических данных.

В настоящее время темы «цифровизации» и «интеллектуализации» производства являются очень популярными наряду с «автоматизацией» [30, 32, 45, 46, 47, 52, 53, 54, 55, 56, 64, 75, 78]. Однако не всегда можно однозначно понять, что обозначают данные термины, поскольку отсутствуют их четкие определения.

По мнению автора, главное отличие *«интеллектуального»* промысла от обычного – это система оперативного управления производственными процессами добычи углеводородов, которая обеспечивает автоматическую оптимизацию производства путём своевременного выявления возникающих проблем, принятия и реализации оптимальных решений в режиме реального времени.

Ядром интеллектуальной системы управления разработкой месторождений углеводородного сырья является программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий постоянное функционирование *«цифрового двойника»* – интегрированной постоянно-действующей геолого-технологической модели для анализа поступающей в режиме реального времени всей необходимой промысловой информации с помощью систем *автоматизации* производства [2, 29]. В результате достигается:

- оперативное выявление любых отклонений от проектных (заданных) параметров;
- на основе многовариантных прогнозных расчетов формируются эффективные управляющие решения;
- эти решения самостоятельно реализуются с помощью систем телемеханики (на первых этапах - с разрешения оператора, затем – под контролем оператора).

Также следует отметить, что интеллектуальные системы предоставляют возможность моделировать события и ситуации, применяя событийность «если..., то...». Благодаря этому пользователь может пробовать новые сценарии не на реальном объекте, а в компьютерной программе, с использованием актуальных данных с конкретного объекта. Моделирование не только позволяет экономить средства, но и дает понимание, как уйти от возможных негативных сценариев и аварийных ситуаций.

Таким образом, для «интеллектуализации» промысла необходимо его автоматизировать (дистанционный контроль и управление всеми объектами промысла), создать цифровой двойник и обеспечить автоматическую оптимизацию процессов в режиме реального времени [42, 45, 59, 62, 66, 68, 69, 80, 83, 136, 148, 156, 160, 161, 174, 175, 177]. Движение от «старых» неавтоматизированных промыслов к «новым» интеллектуальным представлено 3 последовательными этапами (уровнями) (рисунок 1.3): 1) Автоматизированный промысел: оснащен системами телеметрии и телемеханики, реализован диспетчерский контроль и оперативное управление (в т.ч. аварийная остановка) отдельными технологическими процессами и оборудованием по заданным алгоритмам; 2) Цифровой промысел: дополнительно к 1) проводится моделирование всех процессов, создана единая интегрированная постоянно-действующая геолого-технологическая модель 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

газа). По результатам расчетов и согласования оптимального технологического режима (далее тех. режима) между промышленными службами осуществляется управление промыслом с применением телемеханики; 3) Интеллектуальный промысел: дополнительно к 2) реализована 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), а также автоматическое управление в режиме реального времени.

Переход к интеллектуальному управлению промыслом, как показано на рисунке 1.3, влечет за собой не только изменение управления технологическим процессом добычи и переработки газа, но и вызывает трансформацию существующих бизнес-процессов газодобывающего предприятия в целом.

Цифровая трансформация, прежде всего, означает широкое применение



Рисунок 1.3 – Этапы и их содержание при переходе к интеллектуальному промыслу

передовых информационных технологий с целью повышения рентабельности добычи и совершенствования технологий разведки месторождений [170, 171, 172, 175, 176, 177, 179]. Современные ИТ-решения позволяют осуществлять в непрерывном режиме статический и динамический анализ всех процессов на месторождении. Это, в свою очередь, дает уникальные возможности для перманентного совершенствования этих процессов и эффективного управления при рациональном использовании ресурсов [171].

Цифровая трансформация предприятий во многом зависит от успеха ряда базовых прорывных технологий, которые представлены на рисунке 1.4 [1, 170, 183]:

Сегодня «цифровое месторождение (предприятие)» превратилось в обобщающий термин, который описывает виды деятельности в ходе всего технологического процесса. На месторождении должны собираться все данные – геологические, технические, статистические, которые затем передаются в центр, обрабатываются, анализируются и хранятся в доступном для работы виде. Актуальными становятся центры совместной работы,



Рисунок 1.4 – Прорывные цифровые технологии

объединяющие геологов, разработчиков, технологов и специалистов по

бурению. В рамках цифровой трансформации газодобывающее предприятие, как и промысел, должно пройти этапы автоматизации всех процессов, их цифровизации и интеллектуализации. Как показано на рис. 1.3, должны быть созданы информационно-управляющая система предприятия, цифровой двойник и интеллектуальная система управления, по всей видимости, с применением рефлексных моделей и технологий искусственного интеллекта - цифрового куратора, который должен постоянно совершенствоваться на основе фактических данных. С применением базовых прорывных технологий также должны быть разработаны технологии для цифровизации всех процессов интеллектуального предприятия, связанных с добычей и подготовкой газа и конденсата к транспорту, как основных, так и вспомогательных (рис.1.5), включая проведение исследований и ГТМ, техническое обслуживание и ремонты, управление персоналом, логистика, экология и т.д. Предприятие осуществляет управление интеллектуальными промыслами, входящими в его состав, задавая план по добыче, экономические показатели, ограничения по персоналу, оборудованию, МТР и другим показателям. При этом само предприятие также управляется с уровня администрации компании в части объемов добычи газа и конденсата, повышения эффективности предприятия с применением цифровых технологий «умного» «дашборда» и «бенчмаркинга». Таким образом, должна реализоваться трехуровневая система управления работой промысла (уровни компании, предприятия и промысла), причем каждая со своими задачами. Применение моделей с автоматическим анализом динамики процессов и автонастройкой цифровых двойников, включающих как детерминированные математические модели процессов, так и нейронные сети, позволит существенно оптимизировать процессы добычи и переработки газа.

На уровне интеллектуального промысла, который должен управляться в автоматическом режиме, основную роль должны играть интегрированные геолого-технологические модели, а цифровые технологии, связанные с искусственным интеллектом, должны обеспечивать повышение точности расчетов.

На уровне предприятия наряду с цифровым куратором, обеспечивающим поддержку принятия решений, необходимо создать ситуационный центр, который должен объединить специалистов различных направлений для решения следующих задач:

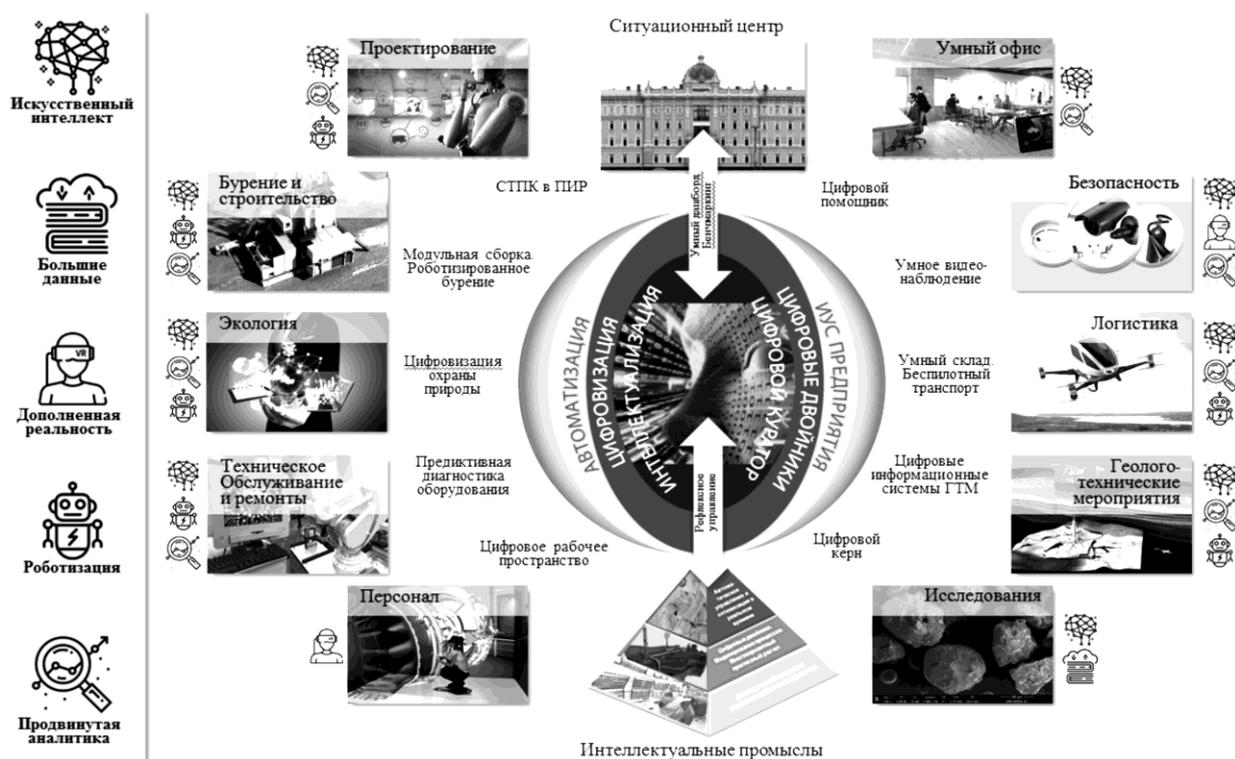


Рисунок 1.5 – Интеллектуальное газодобывающее предприятие

- ситуативное управление, сведение воедино информационных потоков предприятия и управление сложившейся ситуацией из одной точки, наблюдая за ситуацией в целом;
- постоянная и ежедневная координация действий производственных и технических служб, отработка инцидентов по сценариям;

- оперативный мониторинг производственного и технологического процесса, мониторинг состояния оборудования и производственных площадок, функционирования инженерного оборудования;
- выявление угроз, прогнозирование развития событий и их влияния на бизнес;
- контроль эффективности принятых решений;
- оперативный мониторинг ключевых финансовых, производственных и прочих показателей.

Поскольку на предприятии многие процессы не формализованы, интегрированная модель должна создаваться, главным образом, с применением технологий искусственного интеллекта и попросту автоматически с постоянным переобучением на фактических данных работы предприятия.

Инструментом контроля и управления деятельностью предприятий в рамках компании должен стать стратегический ситуационный центр. Также целесообразно, по аналогии с предприятием, применение цифрового куратора, в качестве системы поддержки принятия решений, но с задачами, соответствующими уровню компании [30, 138].

В отличие от цифрового куратора, обеспечивающего эффективность работы всего предприятия, цифровой помощник будет играть роль личного виртуального помощника работника. С учетом контекста, в котором действует работник, в том числе его должностных обязанностей, текущих задач, местонахождении и т.д., он будет помогать в планировании работ, организации и выполнении задач, создании напоминаний, облегчать поиск информации, подсказывать пути решения задач. При этом будет самообучаться в ходе выполнения заданий, анализируя деятельность пользователя.

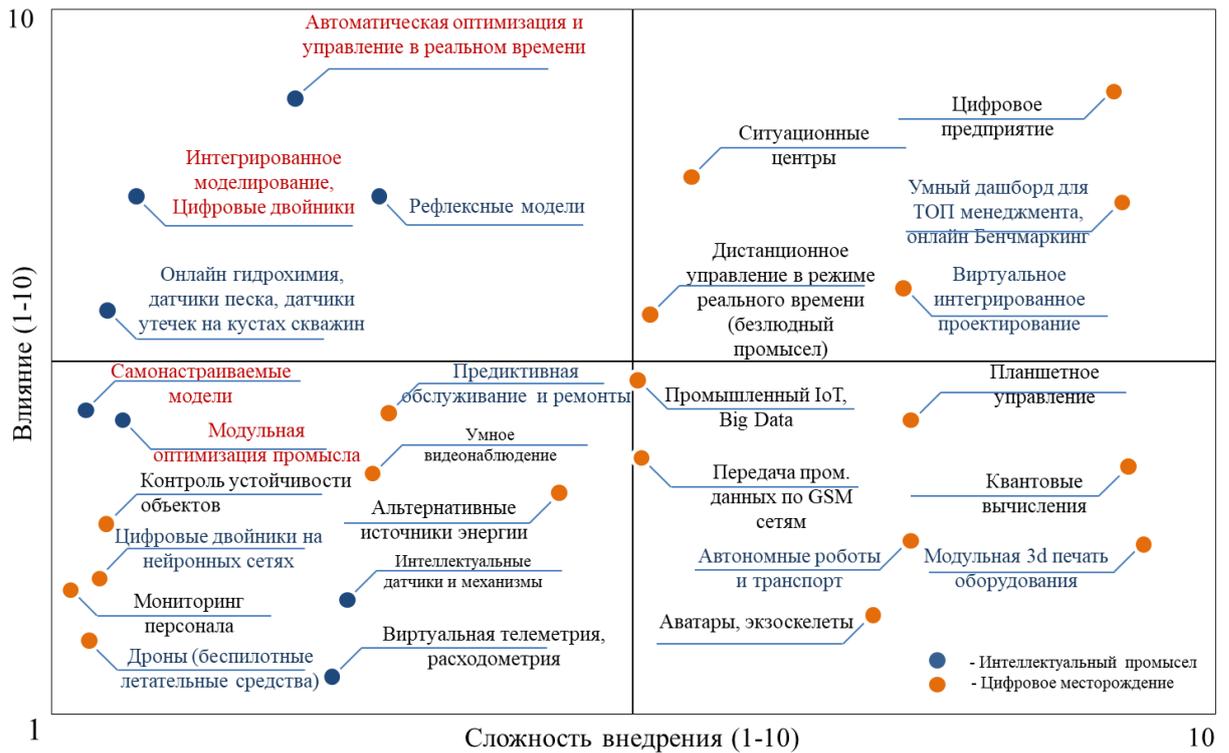


Рисунок 1.6 – Оценка влияния цифровых технологий на эффективность предприятия

Автором работы была проведена экспертная оценка влияния различных технологий цифровизации на эффективность работы предприятия, которая представлена на рис. 1.6.

Как видно из рисунка наибольший экономический эффект дают технологии, связанные с увеличением добычи углеводорода на промысле. Поэтому целесообразно на первых этапах работ реализовать интеллектуальный промысел, одновременно занимаясь автоматизацией, цифровизацией, а затем и интеллектуализацией всех бизнес-процессов всего газодобывающего предприятия, с последующим тиражированием решений на нефтяном промысле как на наиболее сложном.

Схематично цифровая трансформация предприятия представлена на рис. 1.7. Задачи, решаемые в рамках автоматизации, цифровизации и интеллектуализации основных производственных процессов на газовых и газоконденсатных промыслах представлены на рис. 1.8.

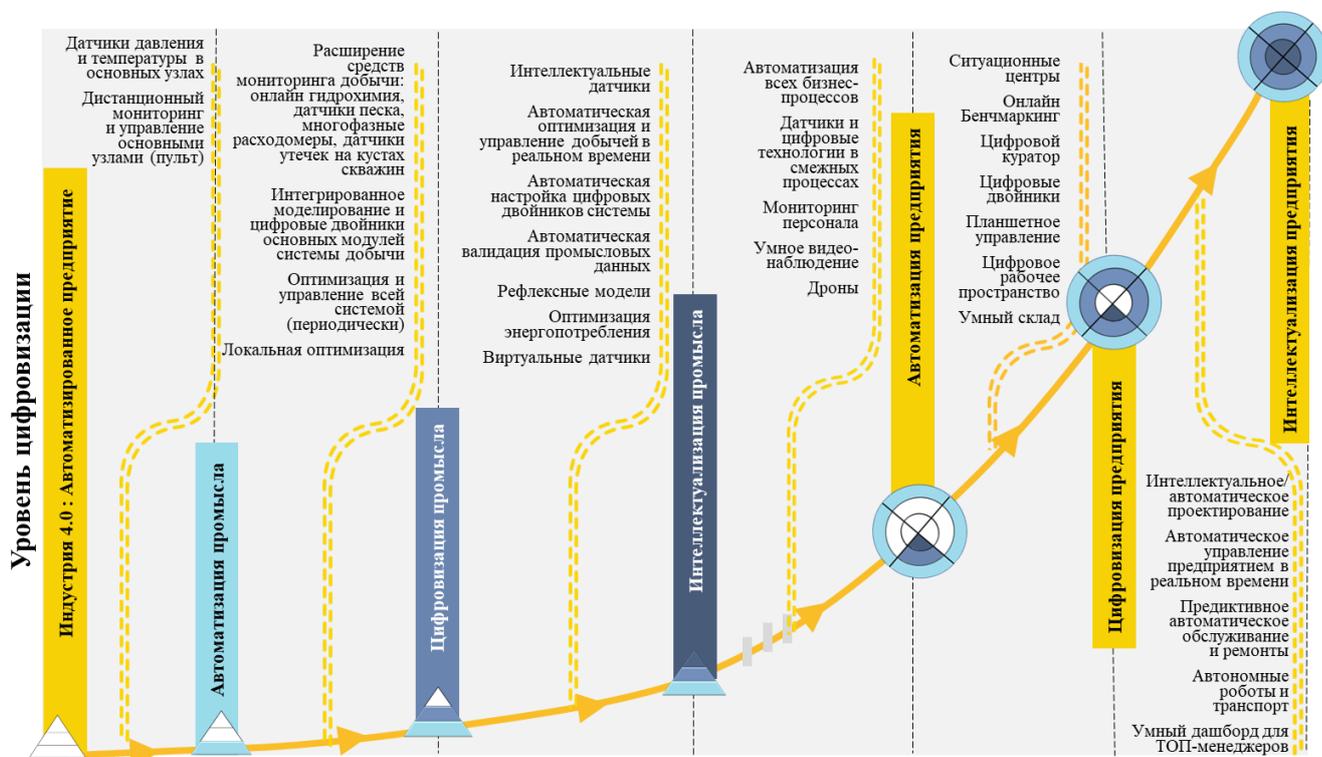


Рисунок 1.7 – Цифровая трансформация предприятия

	ГАЗОВЫЙ (ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЙ) ПРОМЫСЕЛ				
	СКВАЖИНЫ (подъем пластовых флюидов на поверхность)	ГСС (транспорт продукции скважин)	ДКС (компримирование газа)	УКПГ (очистка и осушка газа, подготовка конденсата)	ПУЛЬТ (добыча газа и конденсата)
<b>ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ</b>	<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>Автоматические оптимизация и управление промыслом</li> <li>Автоматическая настройка моделей</li> <li>Валидация промышленных данных</li> </ul>
<b>ЦИФРОВИЗАЦИЯ</b>	<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 характеристик установок</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Интегрированная рефлексная модель промысла</li> </ul>
<b>АВТОМАТИЗАЦИЯ</b>	<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,</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 1.8 – Цифровая трансформация добычи газа

## 1.2. Комплексный подход цифрового перманентного регулирования технологических параметров разработки месторождений

Основными отличиями комплексного подхода являются

**Детерминированные универсальные** (произвольная структура и свойства отдельных элементов) **физико-математические модели (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, описывающих уникальные особенности моделируемой системы. Для простоты восприятия примерами ЧПС являются дебиты, забойные давления, температуры, 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 теплопотери 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: максимизации добычи с совместной минимизацией диссипации пластовой энергии сжатого газа на транспорт продукции скважин. В ЧПС здесь должны входить не только дебиты скважин, но расходы газа, воды и других компонентов, давлений во всех трубопроводах и дросселирующих устройствах газотранспортной системы (ГС). В зависимости от стадии разработки количество критериев будет меняться в сторону увеличения и в зависимости от количества осложняющих фактов будет изменяться ЧПС и ВЧС. Количество свойств во

множестве численных свойств должно сводиться к необходимому и достаточному для характеристики технических и природных (геологических) особенностей элементов. Причем, что важно отметить, 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. Также коэффициент пористости, объем и насыщенность можно описать эффективным объемом каждой фазы.

Известно, что применение **механизма автоадаптации**, который позволяет в любой момент времени (чаще realtime), подбирать численные значения ВЧС элементов по фактическим замерам из множества ЧПС таким образом, чтобы ДФМ отдельных элементов системы и в системы в целом воспроизводила эти фактические значения. В данной работе предполагается использовать только алгоритмы и численные решения нелинейного программирования для обратных задач гидродинамики в сочетании с поэтапностью: выделением отдельных элементов промысла адаптацией, например, сначала, скважин, труб наземной сети, насосов, компрессорных станций и дросселирующих устройств.

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

**Подготовительная стадия или нулевая** 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 в силу отсутствия исчерпывающей информации и неопределенности в данных.

Известно, что **I стадия разработки месторождения** характеризуется интенсивным бурением основного фонда скважин. Темп добычи непрерывно увеличивается и достигает максимального значения. Обустроивается поверхностная инфраструктура: система сбора, подготовки, транспорта, хранения продукции и т.д. Одновременно с этим повышается изученность месторождения, появляется возможность построения относительно достоверных секторных ГДМ в районе бурения скважин. Для пластов со сложным геологическим строением и для залежей ТРИЗ создаются геомеханические модели скважин и модели ГРП [67]. Для прогнозирования добычи в целом по месторождению наиболее эффективным инструментом по-прежнему остаются аналитические модели, уточненные секторными и скважинными адресными моделями.

**II стадия разработки** характеризуется поддержанием максимального уровня добычи УВС. 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 постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) в сочетании со вспомогательными инструментами, такими как модель материального баланса, модель линий тока и CRM/CRMP, стохастико-аналитическая модель (см. раздел 3.5). Ресурсоемкость классического гидродинамического моделирования достигает своего пика ввиду формирования большого массива информации,

которую нужно проанализировать и корректно учесть в процессе создания и настройки ПДГТМ. Для этой стадии также характерно появления дополнительных осложнений вследствие техногенного воздействия, вызывающего: кинжальные прорывы воды систем 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 системы 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.

**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.п. 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. Порою наличие зон промыва, конусы и гребни воды (гидродинамические неопределенности) в довесок к геологической неопределенности, превращают ГДМ в генератор бессмысленных графиков и картинок. На данном этапе развития инструментов анализа добычи вновь набирают актуальность аналитические инструменты прогнозирования, настроенные на исторический период работы месторождения. Здесь большая часть вычислительной нагрузки **смещается в сторону автоматической адаптации** от единичного прогноза ДФМ.

На каждой стадии решение прикладных задач управления разработки месторождений определяет выбор модели и необходимость в постоянной актуализации данных (по сути адаптации моделей для управления) в ЧС с периодом год, месяц, неделя, час, секунда с переходом в режим реального времени. Очевидно, что для этого необходима 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 перманентным регулированием извлечения УВ 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 (рис.1.9).



Рисунок 1.9 – Схема постоянного регулирования работы скважин и показателей разработки месторождений нефти и газа

### 1.3. Цифровые решения при разработке и эксплуатации месторождений с использованием моделей разного уровня

Моделирование разработки месторождений углеводородного сырья оперирует объектами – природными пластами, скважинами и наземными внутрипромысловыми трубопроводными сетями (ВТС), следовательно, обусловлено процессами в продуктивных коллекторах и тепломассопереносом в скважинах и ВТС. Таким образом, можно сказать, что объектом моделирования месторождений является система «пласт-скважина-ВТС». Отличительными свойствами такой системы является:

- протекающий в ней основной процесс – это, в большинстве случаев, многофазный массоперенос;
- в продуктивных пластах массоперенос флюидов не доступен для непосредственного наблюдения;

– в ВТС высока неопределенность потерь давления в трубах, насосах и компрессорах, а также дросселирующих устройствах вследствие слабой изученности многофазного течения и различного рода отложений (гидраты, парафин, смолы, песок, коррозионный износ и т.п.). Иными словами, неопределенности последних пунктов определяют выбор множества ВЧС.

Термин «модель» применительно к решению задач разработки месторождений углеводородов имеет множество смыслов. В таб. 1.3 приведен перечень некоторых распространенных контекстов употребления понятия «модель» и соответствующих примеров.

Таблица 1.3 – Множественность смыслов термина «модель»

<b>Контекст употребления</b>	<b>Примеры</b>
по физической концепции	модель черной нефти, модель Баклея-Левретта
по математической реализации	конечно-разностная модель, модель линий тока, аппроксимация («корреляционные модели»)
по объекту	модель пласта ПК <sub>1</sub> , модель скважины
по процессу	модель нелинейной фильтрации, модель неравновесной ОФП Баренблатта
по специфике	полномасштабная модель, синтетическая модель
по назначению	модель для проектно-технического документа, постоянно-действующая модель
по сути	гидродинамическая модель, петрофизическая модель

Как правило, под моделированием разработки нефтяных и газовых месторождений подразумевается использование **математических моделей**, т.е. моделей, в которых возможность изучения системы «**пласт-скважина-ВТС**» реализована посредством **математического описания** и последующего его **аналитического** или **численного решения** для объекта

и, протекающих в нем **моделируемых процессов**. Другими словами, математическую модель можно рассматривать как цифровое представление объекта и/или процессов моделирования. Помимо математических моделей, для изучения пластовых процессов ранее применялись (сейчас крайне редко) физические и аналоговые модели [10].

Схематично виды математических моделей, применяемых для решения задач разработки месторождений можно представить в виде, изображенном рис. 1.10. На приведенной схеме указаны лишь основные виды математических моделей, но не указаны их разновидности.



Рисунок 1.10 – Виды математических моделей в зависимости от сложности и пространственно-временного разрешения модели

Из приведенных на схеме (рис. 1.10), наиболее простым видом математической модели, является «*модель-аналог*». По сути, модели-аналоги представляют собой некоторые характеристики объекта/процессов моделирования, просто перенесенные (возможно с какими-то корректировками) с другого ранее изученного каким-либо образом похожего месторождения. Например, для нового месторождения можно принять КИН, аналогичный КИН другого месторождения, расположенного в

непосредственной близости условий залегания и свойств пластовых флюидов.

Следующий по сложности вид моделей - *характеристики вытеснения*, которые представляют собой различные аналитические зависимости, между параметрами разработки, например, между накопленным отбором жидкости и накопленным отбором нефти.

Далее идут так называемые *модели материального баланса* или, по-другому, условно одномерные (расстояние между скважинами), двумерными (расстояние между скважинами + время) и «*нольмерные*» (в понимании особенности учета при описании пространственного распределения свойств и расположения скважин) модели. Такие модели позволяют описать изменение во времени одного из технологических параметров разработки месторождений [77]. Например, так называемые емкостно-резистивные модели (Capacitance-Resistance Models, CRM) материального баланса представляют собой формулы, описывающие динамику дебита жидкости, исходя из баланса между объемами добываемой и закачиваемой жидкости, с одной стороны, и свойствами пласта и флюидов, с другой стороны [200, 201, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 220, 228]. Автомодельное решение подземной гидромеханики позволяет прогнозировать изменение давления в любой точке бесконечного пласта в зависимости от изменения дебитов/приемистостей скважин во времени.

Конкретный вид модели CRM зависит от принятых допущений относительно рассматриваемой области пласта, ассоциируемой с поровым объемом и используемой схемы аппроксимации динамики приемистости в виде ступенчатой функции или в виде кусочно-линейной функции. В этой связи M. Saayroug [220] рассматривает три разновидности модели CRM, а именно CRMT, CRMP и CRMIP, исходя из того, что в уравнении поровым объемом может относиться либо к залежи целиком, либо к области, характеризующей одну добывающую скважину и относящиеся к ней

нагнетательные скважины, либо к области, характеризующей пару добывающей и нагнетательной скважины.

Наиболее широкое применение модели CRM нашли для решения задач оценки взаимовлияния скважин и разделения добычи по одновременно-совместно разрабатываемым пластам.

Автомодельное решение применялось в основном для оценки энергетического состояния залежи во времени.

Следующим и наиболее распространенным на практике видом математических моделей являются «ГДМ» (рис. 1.11). Как правило, под ГДМ подразумевают трехмерные нестационарные модели, описывающие многофазную пространственную фильтрацию путем решения дифференциальных уравнений с использованием метода конечных разностей или контрольных объемов [34].



Рисунок 1.11 – Классификация ГДМ по основным признакам

Одной из основных проблем эффективного применения численных ГДМ является неопределенность при их адаптации, в частности распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в зонах между скважинами. В связи с этим в настоящее время новую жизнь приобретают упрощенные

аналитические модели, которые можно использовать не только для прогноза, но и для решения обратных задач [11, 17, 18, 101, 108, 115]. Данный класс моделей получил название «стохастико-аналитических моделей» (САМ). САМ совмещает задачи гидро- и самопрослушивания на основе принципа суперпозиции полей давлений. Результатом решения САМ является топологическая карта интерференции скважин (рис. 1.12).

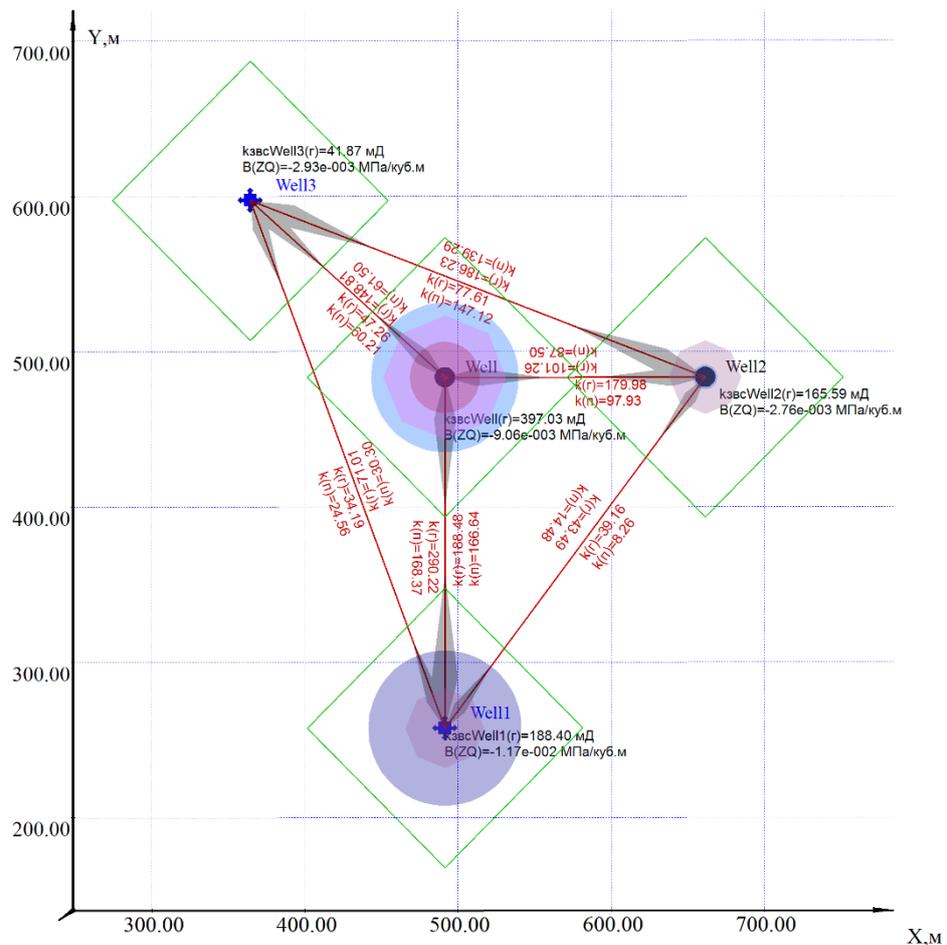


Рисунок 1.12 – Топологическая карта, определенная решением САМ. Круги – дебиты/приемистости, восьмиугольники – проницаемость в зоне действия возмущающей скважины

Более сложным, чем ГДМ, видом математических моделей являются так называемые «интегрированные модели». Такие модели, учитывают совместно пластовые процессы, скважинные процессы и процессы в поверхностной инфраструктуре – ВТС (рис. 1.13). Назначение интегрированных моделей – дать наиболее сбалансированное понимание

процесса разработки месторождения в том плане, что только такой подход позволяет учесть ограничения поверхностной инфраструктуры промысла, а также обеспечить согласованность граничных условий с моделями пласта. В совокупности это должно дать возможность для более точного прогноза показателей разработки месторождений.

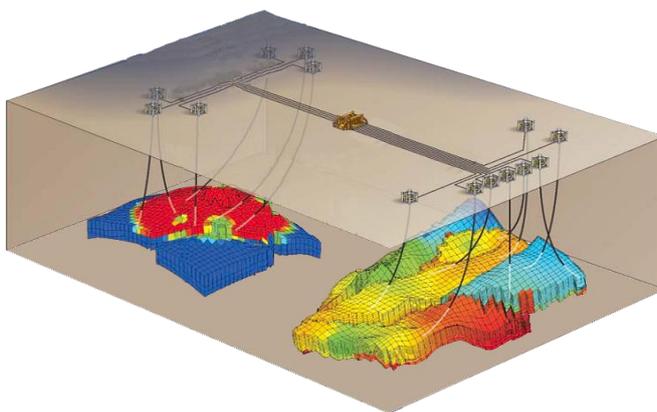


Рисунок 1.13 – Схематичное изображение интегрированной модели

Отличительной чертой интегрированных моделей является возможность их реализации либо в виде «надстройки» над ГДМ, либо в виде набора взаимодействующих моделей пласта, скважины и поверхностного промышленного оборудования. Первый вариант подразумевает использование соответствующей опции, реализованной в конкретном гидродинамическом симуляторе. Вторым вариантом является конструирование интегрированной модели как единой комплексной модели, состоящей из моделей-компонентов, причем каждая из таких моделей создается в специализированном ПО.

В наиболее детальном варианте интегрированная модель предусматривает работу с моделями пласта, скважин, сети сбора, сети поддержания пластового давления, подготовки продукции добычи для ее дальнейшей транспортировки. Причем функционирование такой интегрированной модели подразумевает и оптимизацию работы промысла исходя из оценки экономической эффективности. Очевидно, что проведение расчетов на интегрированной модели требует существенных

вычислительных ресурсов. Поэтому существующие платформы для интеграции моделей дают возможность объединения самых разных моделей, построенных в ПО разных компаний. Так, в качестве модели пласта могут выступать как пространственные многофазные ГДМ [158, 159], так и более простые модели материального баланса, CRM, САМ, а в модели скважин выполняются в отдельном ПО, обеспечивающим либо детальное трехмерное моделирование многофазных потоков [142], либо приближенное одномерное моделирование многофазных потоков.

Модели на каждом уровне для ускорения работы могут быть преобразованы в виде множества  $n$ -мерных функций необходимых для «сшивки» решения на границах моделей. Например, для сшивки модели ВТС со скважинами достаточно интерполировать/аппроксимировать модели скважин в виде функции разности давления забой-устье от величин забойного давления (если учитывается сжимаемость продукции скважин), температуры (неизотермический случай), долей компонентов в потоке, поступающем на забой и массового расхода смеси.

Комплексный подход, предлагаемый в данной работе, позволит заранее готовить модели отдельных элементов ДФМ в виде табулированных  $n$ -мерных функций (модели функциональные табулируемые – МФТ), а затем использовать их с коэффициентами коррекции. Например, для элементов модели ВТС: коэффициент масштаба по шкале давлений (коэффициент потерь давления от массового расхода); коэффициент сдвига по оси давлений, обеспечивающий коррекцию гидростатического перепада давления и независящий от массовых расходов компонентов, а только от их долей в потоке.

Подобным образом можно генерировать МФТ серьезных установок подготовки нефти и газа, а также огромные модели типа ГДМ. Недостаток такого подхода в том, что требуется значительное время на их подготовку, однако, в отличие от искусственных нейронных сетей (ИНС) они физичны и намного более устойчивы и лишены проблем обучения ИНС.

Предлагаемый в данной работе подход к использованию МФТ в фундаменте комплексного моделирования «пласт+скважины+ВТС» является наиболее рациональным с позиции сохранения неразрывности и комплексности ДФМ промысла и наиболее мобильным для использования в перманентном цифровом управлении.

Рассмотренные выше виды математических моделей сформированы исходя из их различия по сложности реализации и пространственно-временному разрешению. Однако, можно разделить математические модели на ДФМ и на стохастические, основанные, например, на обработке данных (в английской терминологии *data-driven models*) [16]. При этом ДФМ, основывающиеся на «физике процессов» могут описываться, как системой дифференциальных уравнений с последующим численным решением, так относительно простыми аналитическими решениями для 1 и 2-мерной постановок, требующими введения корректирующих коэффициентов к связям в некой структуре. ДФМ для ВТС и скважин формируются системой нелинейных алгебраических уравнений, замыкающие отношения которых вычисляются отдельным решением одномерных дифференциальных уравнений. Поэтому исходя из практики использования интегрированных моделей, уровень сложности на каждой модели различен и в общем смысле, интегрированные или комплексные модели, объединяющие пласт, скважины и внутрипромысловые трубопроводные сети, являются «суррогатными моделями», или, по-другому, – «метамоделями» или «адаптивными моделями». Адаптивность здесь подразумевает использование моделей разной пространственной и временной детальности между точками разрыва/сшивки, где происходит обмен граничными условиями.

Модели ВТС по отношению к периодам изменчивости ФЕС модели пласта используются, как стационарные, а модели пласта, как нестационарные. Это вполне оправдано тем, что ВТС переходят на новый стационарный режим от 1/60 – 1 ч, а пласт от 1–30 сут.

Использование моделей ВТС в нестационарной постановке требует использования дифференциальных уравнений 2-го порядка, и как следствие, скорость счета, падает не менее, чем на три порядка.

#### 1.4. Анализ инструментов цифрового управления для оперативного решения задач разработки

Современное коммерческое программное обеспечение (ПО) для сопровождения разработки нефтяных месторождений представлено широким спектром преимущественно зарубежных программных комплексов и охватывает весь производственный цикл от сейсморазведки до транспорта и переработки нефти. Однако, высокая стоимость с одной стороны, и введенные санкции с другой стороны заставили отечественные нефтегазодобывающие предприятия задуматься о импортозамещении и создании собственного ПО.

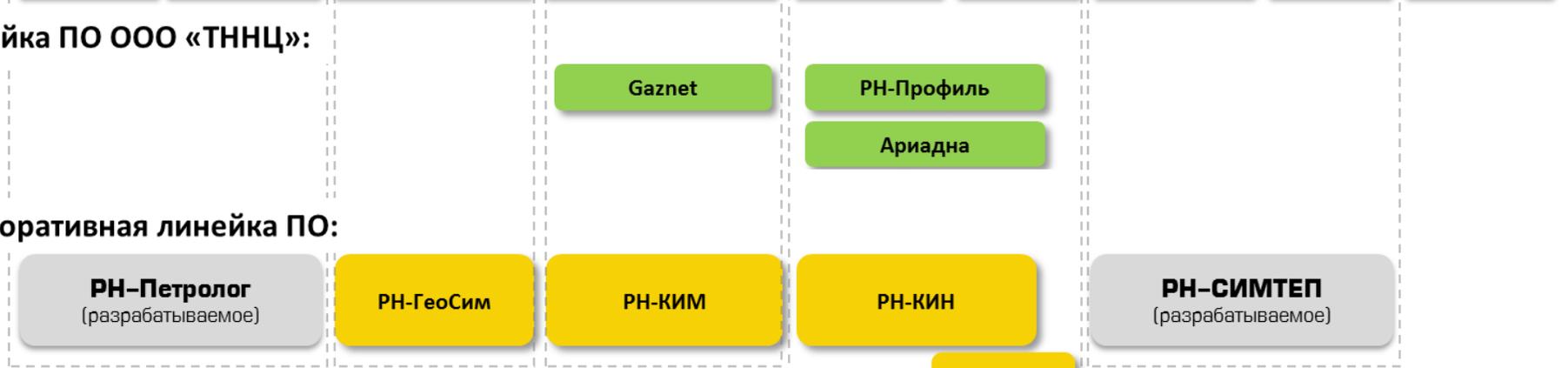
Одним из лидеров среди нефтегазодобывающих компаний по разработке и внедрению собственного ПО выступает ПАО «НК «Роснефть». Последовательное решение задачи импортозамещения позволило создать собственные программные комплексы для геологического моделирования («РН-ГеоСим»), гидродинамического моделирования («РН-КИМ»), разработки и мониторинга месторождений («РН-КИН», «РН-ГРИД», «RosPump»). Создаются и проходят апробацию программные комплексы для обработки данных керна и интерпретации геофизических исследований скважин («РН-Петролог»), а также подготовки и транспорта нефти («РН-СИМТЕП»), ПК-ГидраСим и прогнозирования технологических режимов GasNet v.1.0 (рис. 1.14).

Аналогичные разработки ведутся и в других крупных нефтегазовых компаниях, таких как ПАО «Татнефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «Газпром нефть».

**Производственный цикл:**



**Линейка ПО ООО «ТННЦ»:**



**Корпоративная линейка ПО:**



**Коммерческое ПО:**

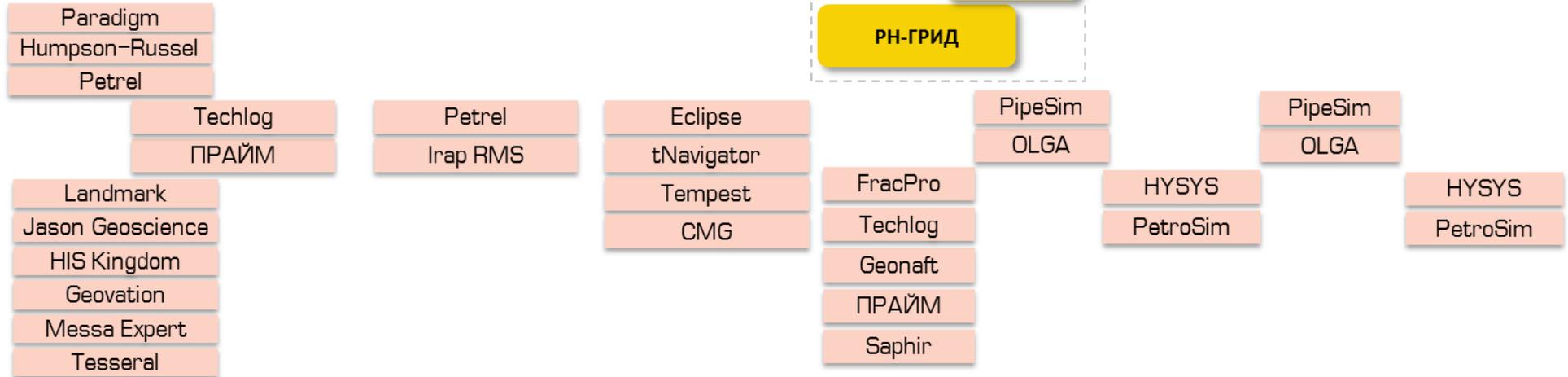


Рисунок 1.14 – Обеспеченность производственного цикла программным обеспечением

Результаты научных исследований соискателя в области аналитического, численно-аналитического и стохастико-аналитического моделирования легли в основу созданных программных комплексов «РН-Профиль», «Ариадна». Для интегрированного моделирования газовых активов, при участии автора, создан программный модуль «GazNet».

ПК «РН-Профиль» предназначен для расчёта уровней добычи нефти, жидкости, попутного газа и других показателей разработки на базе аналитических подходов [132] (темпов падения и характеристик вытеснения). Обеспечивает возможность расчёта базовой добычи и дополнительной добычи от ГТМ [128, 129, 131, 139], в т.ч. в неразбуренных зонах. ПО позволяет использовать в качестве исходных данных и параметров расчета фактические данные показателей эксплуатации скважин и результаты по-скважинных расчетов на основе ГДМ. Обеспечивает возможность решения оптимизационных задач поиска оптимальных по технико-экономическим показателям вариантов ввода новых скважин и ГТМ с учетом целевых уровней добычи и инфраструктурных ограничений. Обладает набором средств анализа результатов расчета и инструментами формирования регламентной отчетности (рис. 1.15).

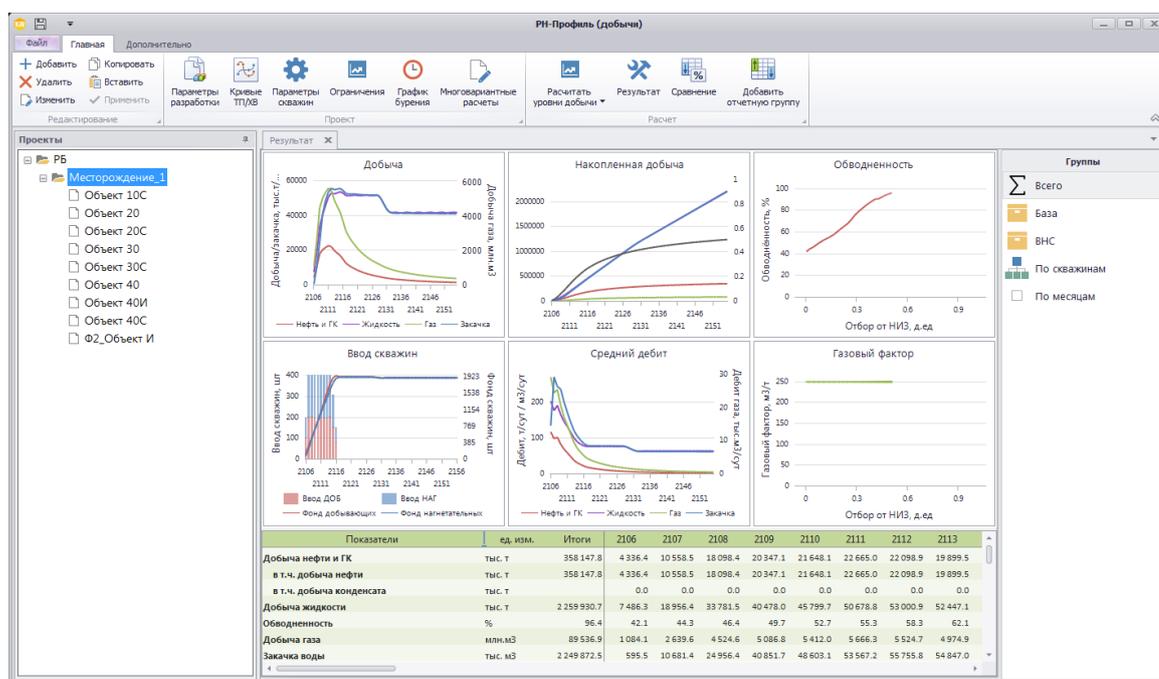


Рисунок 1.15 – Программный модуль «РН-Профиль»

Конечный результат направлен на оценку новых лицензионных участков, базовое проектирование в технологических проектных документах, согласование программы эксплуатационного бурения и ГТМ в рамках планирования разработки месторождений.

Программа «Ариадна 2.0» [126] предназначена для анализа и оптимизации системы поддержки пластового давления на нефтяных месторождениях. В основе расчетного модуля использованы математические модели семейства CRM (Capacitance Resistance Model): CRMP и CRMIP (рис. 1.16).

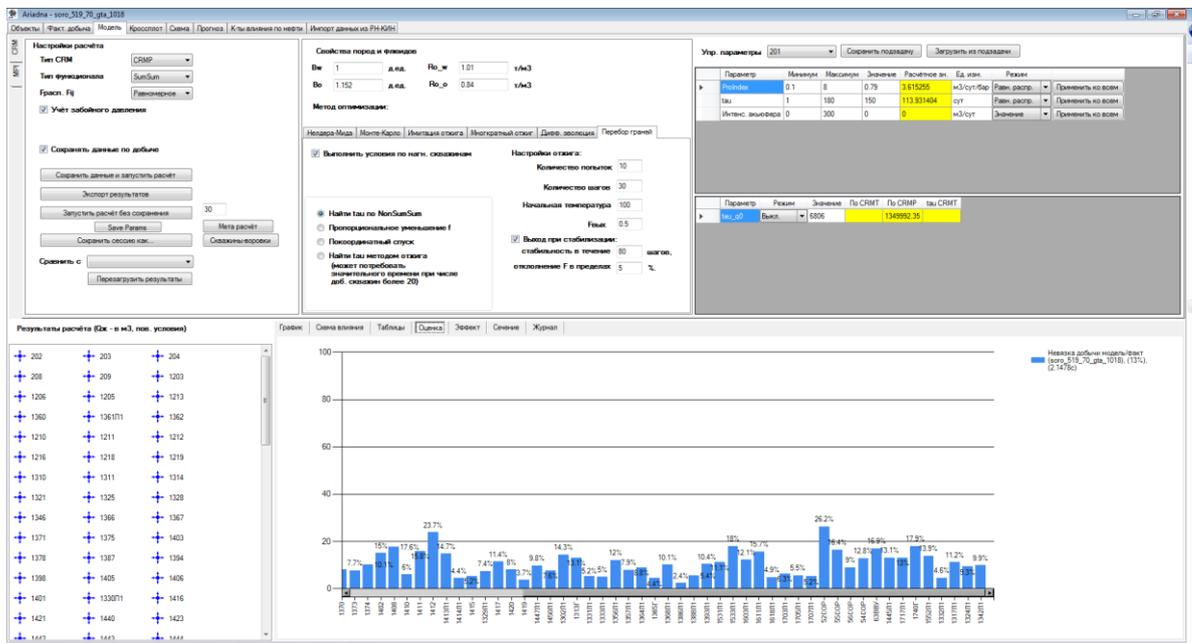


Рисунок 1.16 – Скриншот. Программный комплекс «Ариадна»

Основными функциями программы являются:

- загрузка исходных данных для моделирования из базы данных;
- просмотр исходных промысловых данных в виде таблиц и графиков;
- выбор и настройка метода решения обратной задачи определения коэффициентов взаимовлияния;
- задание диапазонов изменения для управляющих параметров;

- поиск коэффициентов взаимовлияния (относительно жидкости) по модели CRM;
- отображение результатов расчёта в виде графиков, таблиц, схем влияния, кросс-плотов, круговых диаграмм;
- прогнозирование дебитов жидкости и нефти отдельных добывающих скважин;
- решение задачи оптимизации системы поддержки пластового давления путём перераспределения объемов закачки воды между нагнетательными скважинами;
- оценка эффективности проведённых геолого-технических мероприятий.

Область применения – оперативный анализ эффективности систем поддержания пластового давления и выработка на этой основе рекомендаций по оптимизации заводнения, оценка эффективности проведённых геолого-технических мероприятий.

На основе программной платформы «ПК-ГидраСим», созданной Стрекаловым А.В. [133, 152] для моделирования гидродинамических процессов произвольной масштабности и повышенной точности, в данной работе реализуются функции прямых и обратных задач моделирования в нестационарной и стационарной постановках прогнозирования неизотермических процессов течения сжимаемых и несжимаемых текучих сред в продуктивных коллекторах и наземных трубопроводных системах. Область применения – проектирование и сопровождение разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений; поиск текущих характеристик выработки запасов в процессе разработки и эксплуатации месторождений углеводородов; проектирование и сопровождение эксплуатации наземных сетей сбора продукции скважин и поддержания пластового давления.

В процессе совершенствования САМ автором работы предложено в основное уравнение (раздел 3.5) ввести:

- коэффициент гидроаккумуляции для компенсации ползучей фильтрации в удаленных от скважин зонах;
- коэффициент связи изменения давления с квадратом дебита, позволяющий учесть влияние наземной сети;
- разделить искомую проницаемость на гидропроводную и пьезопроводную, что позволило отделить рассеивающие волны давления от их прямого распространения между скважинами.

Программа «*Gaznet*» предназначена для построения модели и расчёта стационарного режима наземной сети/ВТС сбора продукции газовых скважин и дренируемых зон пласта произвольной топологии, включающего прогнозные значения: устьевых и забойных давлений в скважинах, расходов и давлений в сети сбора газа и водогазового фактора. В качестве исходных данных и граничных условий используются: коэффициенты кривых притока –  $a$ ,  $b$ , диаметры, длины и шероховатости насосно-компрессорных труб и трубопроводов газосборной сети, характерные диаметры запорной арматуры и присоединительные параметры штуцеров, пластовые давления и/или величины притоков (опционально). Учитываемые ограничения: максимальные дебиты газа, воды и депрессии по скважинам, максимальный расход газа и воды в ключевых участках, давление и максимальный расход на выходе из сети. Область применения GasNet – выбор оптимального технологического режима системы промышленного сбора газа. Назначение программы – прогнозирование технологических режимов скважин, наземной сети и пласта.

#### 1.5. Обоснование выбора моделей принятия решений для перманентного управления извлечением УВ

Для обоснования выбора моделей принятия решений на заданном этапе перманентного управления извлечением УВ автором настоящей работы введены понятия **качества математического моделирования**.

Качество математического моделирования разработки месторождений имеет принципиальное значение в виду практической значимости математических моделей, особенно ГДМ, как основного инструмента при анализе и проектировании разработки месторождений. Понятно («низкое», «высокое») или количественно (по заранее определенной шкале) оценку качества модели можно осуществить исходя из рассмотрения критериев качества, свойственных математическим моделям любого назначения.

Принято выделять пять критериев качества математических моделей:

2. Точность – как мера совпадения реальных данных с предсказанными моделью причем, как в периоде повторения фактических, так в и качестве прогнозной способности.
3. Эффективность – как практическая полезность применения модели в целом.
4. Экономичность – как затраты на разработку, реализацию и применение модели.
5. Адекватность – как способность модели корректно отражать свойства моделируемого объекта и протекающих в нем процессов.
6. Универсальность – как способность прогнозировать ЧПС произвольной конфигурации в наиболее широком диапазоне граничных и начальных условий, а также полнота физических свойств отраженных в модели относительно свойств моделируемого объекта.

Безусловно п.1 частично вытекает из п.4, а п.2 из пп.1, 3, 4, 5. Однако, предложенное разделение автор считает необходимым и достаточным. Так, например, точность различных моделей может быть оценена в большом количестве разнотипных параметров и не давать низкой совокупной погрешности, а может быть высокой, но в крайне скудном наборе ЧПС.

Новым критерием для цифрового регулирования и управления технологическими параметрами разработки месторождений нефти и газа становится *временная доступность*.

7. Временная доступность – временные ресурсы для получения удовлетворительного результата.

*Точность* или прогностическая состоятельность (прогнозная способность) модели, пожалуй, является важнейшим критерием, поскольку назначение любой модели – это предоставление возможности давать правильный прогноз поведения моделируемого объекта и протекающих в нем процессов. Применительно к моделированию разработки месторождений УВ с использованием ГДМ это означает, что оценить точность модели можно путем сопоставления фактических данных, полученных при полной практической (на промысле) реализации решений, принятых по результатам гидродинамического моделирования, с предварительно полученными модельными данными. В силу разных причин, на промысле сложно в точности реализовать решения, обоснованные результатами модели, поэтому точность модели можно оценить исходя из новых расчетов по модели исходя из вновь полученной промысловой информации.

Предварительно прогностическую состоятельность модели можно оценить посредством вычисления так называемой косвенной ошибки [79], под которой понимается предполагаемая погрешность решения, получаемого на ГДМ. Идея состоит в том, что величина косвенной ошибки связана с прямыми ошибками – погрешностями в определении параметров модели. Понимая, что «тема достоверности прогноза является сложной, комплексной и самое главное, междисциплинарной», авторы в своей работе рассматривают только аспекты, связанные с ростом неопределённости решения с течением времени в зависимости от известных ошибок в задании параметров модели, выделяя три категории погрешностей: «запасы», «упругая энергия пласта» и «разработка пласта».

Другим способом предварительной оценки прогностической способности модели является ретроспективный тест. Суть такого теста очень проста: имеющиеся фактические данные разбиваются на две последовательно расположенные во времени части – настроечную и тестовую. Длительность этих частей может быть различной, но обычно настроечная часть данных больше, чем тестовая, например, в соотношении 7:3. Адаптация модели проводится только с использованием настроечных данных. Тестовые данные используются как для

формирования «прогнозного» управления скважинами, так и для сопоставления с расчетными данными на этом промежутке времени.

Критерий *эффективности* математической модели не следует рассматривать как финальный признак состоятельности модели. Это следует из того, что способность модели давать практически полезные результаты, не всегда означает, что с такой моделью можно работать. Другими словами, если имеется ГДМ, характеризующаяся высокой прогностической способностью, но требующая колоссальных ресурсов для своей работы, такая модель не может считаться в полной мере эффективной. Для практических целей не редко нужна возможность получения от модели не столько высокой прогностической способности, сколько возможность получения качественно верного представления о моделируемом объекте и протекающем в нем процессах. В этом смысле модель может иметь недостаточно высокую точность, но при этом характеризоваться как практически эффективная.

Любая модель требует затрат на свое создание и использование. Понятно, что затраты на моделирование должны как-то соотноситься с тем результатом, который ожидается от моделирования. Очевидно, что создание и использование более сложных моделей требует и больших затрат, поэтому *экономичность* модели находится в обратной зависимости от сложности модели. Важно понимать, что работа с не экономичными моделями не гарантирует достижения высоких значений остальных критериев качества модели, точно также как работа с экономичными моделями не обязательно приводит к низкому значению критериев качества.

Критерий *адекватности* модели является признаком того, насколько правильно в математической модели отражены свойства реального объекта и протекающих в нем процессов. Важно отличать понятие адаптированной модели от понятия адекватной модели. Это связано с тем, что математические модели, особенно сеточные, имеют большой спектр возможностей для своей настройки, обусловленный не столько перечнем физически содержательных параметров, сколько количеством расчетных ячеек и отсутствием точного понимания

распределения свойств в пластах и их конфигурации. Другими словами, модель с одинаковой погрешностью можно настроить разными способами (разными наборами корректируемых параметров модели), но среди этих способов не более одного способа может характеризовать модель как адекватную.

Понятно, что уровень адекватности модели не должен иметь абсолютный смысл, поскольку реальный объект не является наблюдаемым. Понятие адекватности модели следует воспринимать как отсутствие в ней ложных свойств и/или чрезмерно искаженных их количественных характеристик, а также наличие ложных процессов. В этом смысле показательным примером адекватности модели является имитация ярко выраженной немонотонной динамики технологических показателей работы, свойственной реальным скважинам. Как показывают численные исследования, воспроизвести в модели такую особенность работы скважины, например, динамики обводненности можно посредством самых разных факторов: проявлением зависимости ОФП от капиллярного числа [173], проявлением неравновесности ОФП [143,168], разломно-блоковым строением пласта [63], упруго-деформационными процессами в многофазной пористой среде на фоне прорыва воды и расформирования капиллярно-гравитационной переходной зоны [94]. Более того, поскольку все эти факторы могут действовать совместно, учет в модели только одного из них, строго говоря, не делает модель адекватной реальности.

Важно понимать, что по ходу практической деятельности понятие адекватной модели не редко отождествляется с понятием адаптированной модели. Так в монографии [168] термин «адекватность» авторы понимают, как «возможность воспроизведения моделью существующей истории», т.е. используют его с позиции адаптации ГДМ. Погоня за адаптацией модели в ущерб ее адекватности приводит к тому, что «получение наилучшей сходимости технологических параметров на этапе адаптации истории разработки не приводит к улучшению показателей на этапе прогнозирования» [60].

Критерий *универсальности* отвечает за полноту свойств реального объекта, учтенных в модели. Это касается как конкретных физических свойств, например,

учет/неучет естественной трещиноватости пласта, так и учет/неучет индивидуальных особенностей этих свойств, например, гистерезиса ОФП. Таким образом, модель может характеризоваться как имеющая высокий уровень универсальности, но при этом низкого уровня адекватности, если свойства модели заданы в ней недостаточно корректно.

Критерий *временной доступности* предлагается выделить отдельно, т.к. время бесценно с позиции оценки экономического эффекта. А для перманентного регулирования является критически важным и имеет, пожалуй, решающий вес. В пределе временная доступность при моделировании с наиболее высокой точностью, адекватностью и универсальностью может быть выражена как соизмеримая со временем прогнозирования (1 год и более). Учитывая необходимость в реализации механизмов точной автоадаптации, а она реализуема только с применением вариационного исчисления и методов нелинейного программирования, применение сложных моделей может повлечь время вычислений соизмеримое с возрастом самого месторождения.

В таблице 1.4 приведены результаты оценки перечисленных критериев качества для шести ПДГТМ реальных месторождений, отличающимся друг от друга по самым разным признакам (объем запасов, специфика запасов, длительность разработки и т.д.). Оценки сделаны по пятибалльной шкале. В таблице не прослеживаются какие-либо тенденции в распределении баллов. Это свидетельствует о том, что моделирование реальных месторождений характеризуется широким спектром особенностей, обусловленных самыми разными причинами.

Таблица 1.4 – Пример оценки ГДМ по критериям качества

Критерий	Месторождение					
	А	Б	В	Г	Д	Е
Точность	3,5	3,5	3	3	3,5	4
Эффективность	3	4,5	4	3	3,5	4
Экономичность	4	4	4	3	3	2,5

Адекватность		4	3,5	3	3	4	3
Универсальность		4	3,5	2	3	2,5	3
Временная доступность (0 – нет, 1 – да)		1	1	1	1	1	1

На рис. 1.17Б приведены результаты оценки качества инструментов моделирования для решения ряда задач проектирования и сопровождения разработки месторождений. Принятая шкала оценок представлена в табл. 1.5.

На рис.1.17А временная доступность не оценивалась, так как все задачи решались в реальные сроки. Стоит отметить, что в условиях применения в режиме реального времени (рис.1.17Б) или близким к нему, большинство ДФМ реализованные в симуляторах ГДМ по критерию временной доступности имеют статус – 0.

Таблица 1.5 – Критерии оценки инструментов моделирования

Критерий	Оценка		
	0	1	2
Точность	Оценочные расчеты	Подходит для проектирования	Высокая точность
Экономичность	Длительные расчеты, высокая квалификация	Расчет за несколько дней	Расчет за 1 день
Адекватность	Аналогии и т.п.	Эмпирические зависимости	Уравнения на основе физики процессов
Универсальность	Узконаправленный инструмент	Ключевые показатели могут быть получены	Решает все сопутствующие задачи
Временная доступность	Время для принятия решения не является приоритетом	Время для принятия решения по техническому заданию	Время для принятия решения строго ограничено – от реалтайм до менее 1 суток

Как видно из рис. 1.17А, Б даже специализированные инструменты моделирования, такие как интегрированные модели и Saphir, использованные в их основной сфере применения, имеют потенциал для дальнейшего

совершенствования. Таким образом, процедура перманентного управления извлечением УВ, разработанная автором, не предусматривает выбор какого-то единого инструмента моделирования, но на каждом шаге предлагает специалисту определить максимально эффективный инструмент для решения задачи. В том

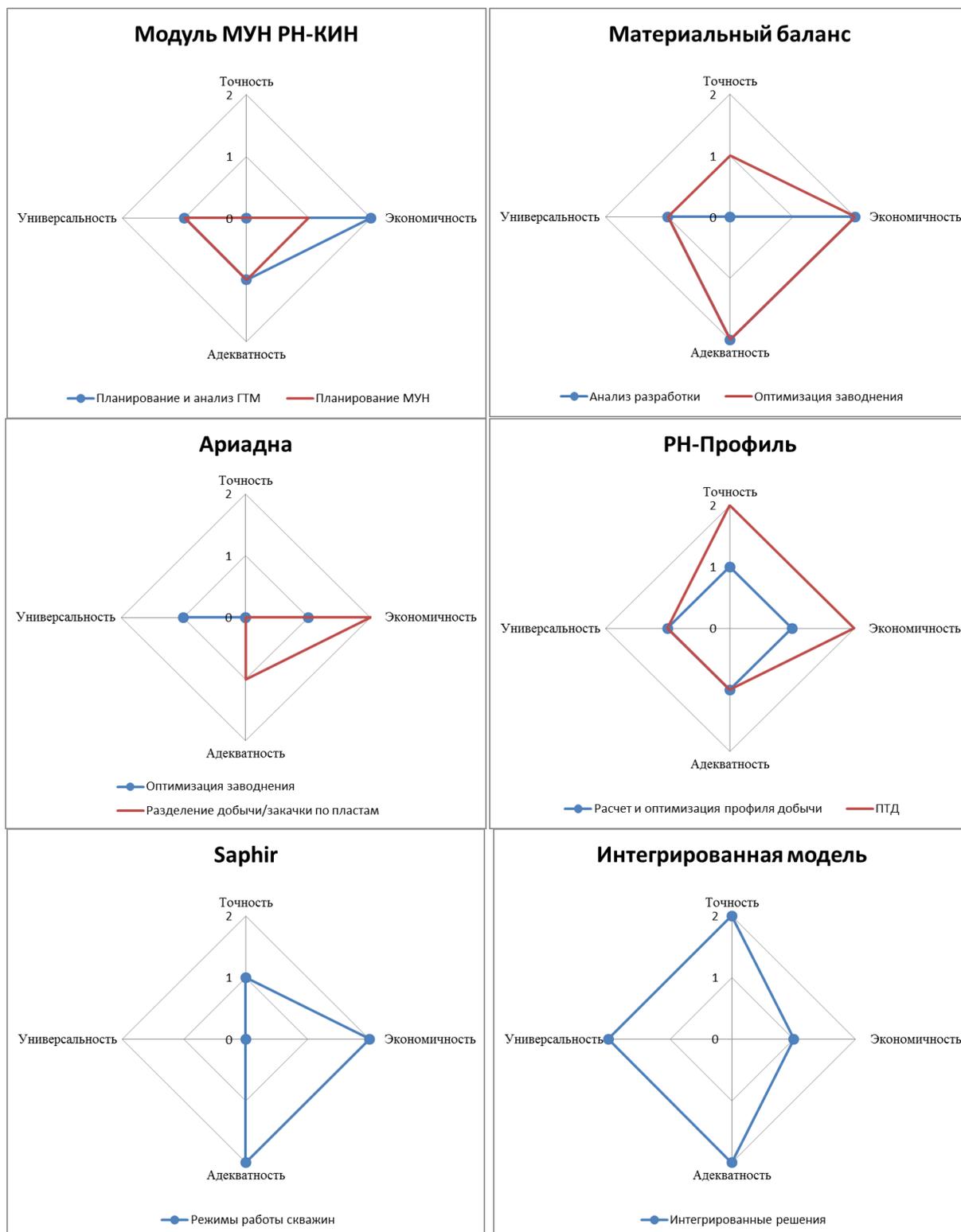


Рисунок 1.17А – Примеры оценки качества инструментов моделирования

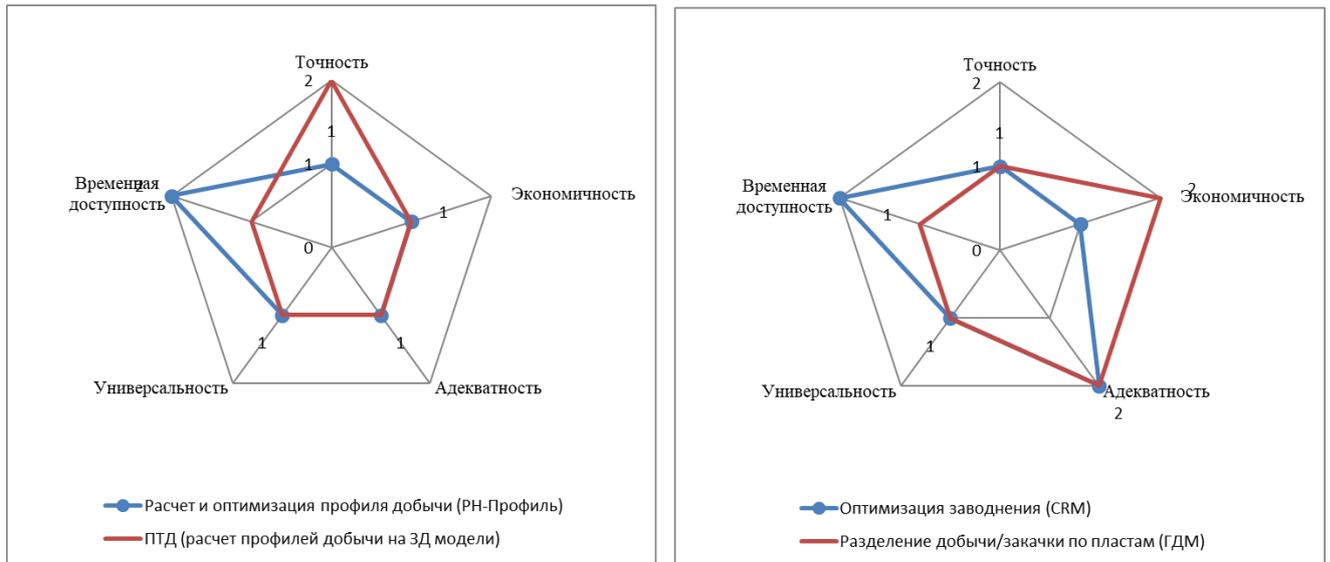


Рисунок 1.17Б – Примеры оценки качества инструментов моделирования числе и с использованием предложенных критериев. Обоснование выбора моделей принятия решений для перманентного управления извлечением УВ.

## ВЫВОДЫ ПЕРВОЙ ГЛАВЫ

1. Предложен комплексный подход оперативного цифрового регулирования и управления системами добычи УВ с применением детерминированных математических моделей и их автоадаптацией посредством подбора минимального множества вариативных численных свойств моделей пласта и внутрипромысловой трубопроводной сети (ВТС): коэффициенты объема и взаимовлияния зон пласта или скважин, а также коэффициенты потерь давления на трение и гидростатику в трубах, скважинах и дросселирующей арматуре.

2. Исследована уместность применения оперативного цифрового регулирования в зависимости от стадии разработки и источники неопределенностей, ведущих к недостоверности моделей пласта.

3. Проведена классификация моделей различного типа и анализ их применимости в качестве компонентов комплексной модели «пласт+скважина+ВТС».

4. Обоснованы новые программные средства для оперативного принятия решений по разработке месторождений и возможность применения при цифровом регулировании режимов работы скважин.

## 2. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

### 2.1. Прогноз технологических показателей разработки месторождений

При прогнозировании технологических показателей месторождений на разной стадии возникает ряд неопределенностей, связанных с низким уровнем изученности месторождения, большим объемом мероприятий на скважинах и т.д. Здесь рассматриваются экспресс-методики оценки технологических показателей разработки месторождений, разработанные автором. Наиболее неопределенными параметрами при прогнозировании технологических показателей скважин являются:

- запускные дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин;
- количество добывающих и нагнетательных скважин;
- извлекаемые запасы, приходящиеся на каждую скважину;
- темп падения дебита жидкости и динамика обводненности.

**Запускные дебиты** добывающих и приемистости нагнетательных скважин могут быть взяты по аналогии с известными разрабатываемыми месторождениями или рассчитаны по формулам или простым методам на основании имеющейся геологической информации.

При использовании дебита и приемистости месторождения-аналога, как правило, задается среднее значение и параметры нормального распределения (рис. 2.1). При генерации проектного фонда, для каждой скважины случайным образом определяется дебит/приемистость в соответствие с заданными параметрами нормального распределения.

Создание нового набора проектных скважин на листе <ВНС>

Создать скважины для объектов

Объект	Создать скважин	Дебит нефти (т/сут)	Дебит жидк. (т/сут)	Прием-сть (м3/сут)	НИЗ (тыс. т/скв)
<input checked="" type="checkbox"/> Ю1	100	80	100	200	100

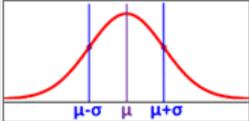
Выбрать все объекты      Отключить все

Варьировать стартовые параметры новых скважин по нормальному распределению:

дебиты нефти и жидкости      Отклонение:  $\sigma = 10$  %

приемистость       $\sigma = 10$  %

НИЗ       $\sigma = 10$  %



Предварительно удалить все существующие скважины с листа <ВНС>

**Создать**      **Отмена**

Рисунок 2.1 – Пример задание параметров варьирования дебитов новых скважин (скриншот ПО)

Расчет дебитов скважин без ГРП ведется с использованием известных подходов. Для вертикальных скважин это – формулы Дюпюи или Вогеля, для наклонно-направленных скважин – формулы Ченга, для горизонтальных скважин – формулы Джоши и Бабу-Оде. Далее рассмотрим указанные формулы.

Формула Дюпюи

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu B \ln(r_k/r_c)} (p_k - p_c), \quad (2.1)$$

где  $k$ ,  $h$ ,  $\mu$ ,  $B$  – средняя проницаемость, эффективная толщина пласта, динамическая вязкость и объемный коэффициент нефти,  $p_k$ ,  $p_c$  – давление на контуре питания и забое скважины,  $r_k$  – радиус контура питания и  $r_c$  скважины.

аналитически получена для вертикальной совершенной скважины в случае плоскорадиальной фильтрации несжимаемой однофазной жидкости в однородном изотропном недеформируемом пласте. В оригинальном виде формула Дюпюи не содержит объемного коэффициента, однако для решения практических задач, поскольку нефть сжимаема и содержит растворенный газ, этот коэффициент в формуле присутствует.

Формула Дюпюи обобщается на случай несовершенной скважины посредством использования скин-фактора и может быть записана не только относительно давления на контуре питания, но и относительно среднего пластового давления

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu B \left( \ln(r_k/r_c) - \frac{1}{2} + S \right)} (p - p_c), \quad (2.2)$$

где  $p$  – среднее давление в зоне воздействия скважины (ЗВС),  $S$  – механический скин-фактор.

Кроме того, формулой Дюпюи (или «формулой, аналогичной формуле Дюпюи») называют и формулу, в которой радиус контура питания (точнее – радиус области дренирования, радиус возмущенной области) является функцией времени [10], соответственно и давление на контуре тоже:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu B \ln(r_k(t)/r_c)} [p_k(t) - p_c]. \quad (2.3)$$

В реальных условиях, когда залежь разрабатывается некоторым количеством скважин, все они могут оказывать влияние друг на друга. На практике, как правило, для вертикальных скважин за радиус их области дренирования принимают половину расстояния между скважинами, а расчет проводят по формуле для псевдоустановившегося режима притока в скважину

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu B \left( \ln(r_k/r_c) - \frac{3}{4} + S \right)} (p_0 + \Delta p(t, q_1, q_1, \dots, q_N) - p_c), \quad (2.4)$$

где  $p_0$  – начальное пластовое давление на контуре  $r_k$ ;

$\Delta p(t, q_1, q_1, \dots, q_N)$  – функция изменения давления на контуре от времени и дебитов окружающих скважин.

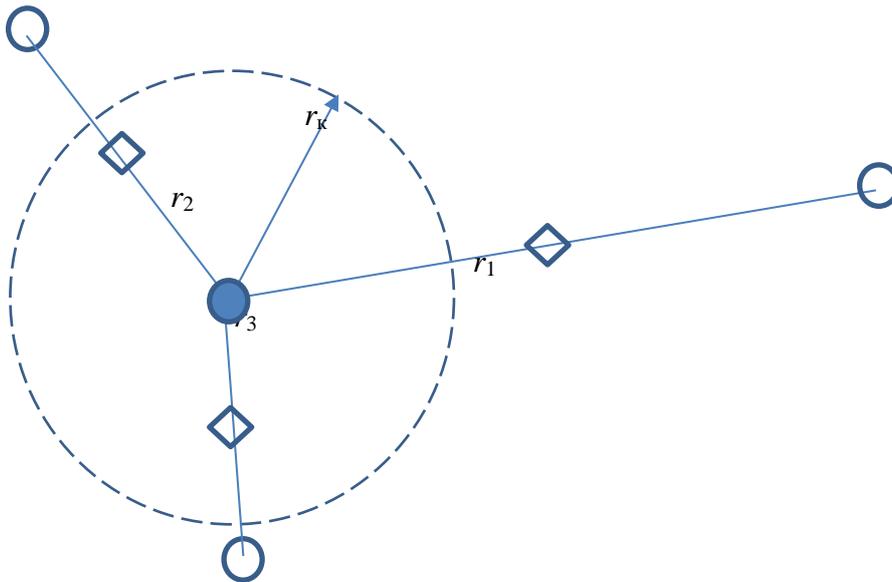
Последнюю функцию можно получить из автомодельного решения

$$\Delta p(t, q_1, q_2, \dots, q_N) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{\mu q_i}{4\pi k h} Ei \left( \frac{r_i^2}{4\chi t} \right),$$

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_\phi + (1-m)\beta_c)}$$

где  $r_i^2$  – середина расстояния между скважиной с рассчитываемым дебитом в (2.4) и соседней скважиной  $i$ .

В алгоритме радиус зоны дренирования вычисляется исходя из представления зоны дренирования в виде круга с площадью, эквивалентной величине площади зоны дренирования – параметру, определяемому для каждой скважины (фиг. 2.1).



Фигура 2.1 – Схема определения изменения давления на контуре питания

Применительно к вертикальным скважинам, эксплуатируемым при забойном и/или среднем пластовом давлении, которые ниже давления насыщения, дебит нефти вычисляется по формулам Вогеля

$$q = q_{max} \left[ 1 - 0.2 \frac{p_c}{p} - 0.8 \left( \frac{p_c}{p} \right)^2 \right], \quad (2.5)$$

$$q = q_b + q_{max} \left[ 1 - 0.2 \frac{p_c}{p_b} - 0.8 \left( \frac{p_c}{p_b} \right)^2 \right], \quad (2.6)$$

причем максимальный дебит определяется по формуле

$$q_{max} = \frac{Jp_b}{1.8}, \quad (2.7)$$

где  $J$  – коэффициент продуктивности скважины. Дебит при давлении насыщения определяется по формуле

$$q_b = J(p - p_b). \quad (2.8)$$

Формула (2.5) используется для насыщенного коллектора, когда среднее пластовое давление ниже давления насыщения, а формула (2.6) – для недонасыщенного коллектора, когда пластовое давление выше давления насыщения, а забойное давление ниже давления насыщения.

В формулах (2.7, 2.8) под величиной  $J$  понимается коэффициент продуктивности (величина перед разницей давления в формуле (2.4)), который рассчитывается для каждой вертикальной скважины индивидуально исходя из проницаемости и толщины, задаваемой для зоны дренирования данной скважины.

Возможность моделирования наклонно-направленных скважин реализована для случая насыщенной нефти. В этом случае дебит нефти может быть вычислен с учетом угла ее наклона относительно вертикали по формуле Ченга [188]:

$$q = q_{max} \left[ A - B \frac{p_c}{p} - C \left( \frac{p_c}{p} \right)^2 \right] \quad (2.9)$$

В табл. 2.1 приведены значения коэффициентов формулы Ченга в зависимости от величины угла наклона скважины. В случае, если угол равен  $0^\circ$  (ВС), формула Ченга соответствует формуле Вогеля (2.5). Для расчета дебита горизонтальной скважины, работающей в стационарном режиме, используется формула Джоши, модифицированная Экономидесом для учета вертикальной анизотропии [44]

$$q = \frac{2\pi k_h h}{\mu B \left( \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left[ \frac{\beta h}{r_c(\beta + 1)} \right] \right)} (p - p_c), \quad (2.10)$$

$$a = \frac{L}{2} \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + \left( \frac{2r_c}{L} \right)^4} \right]^{0.5} \quad \beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

Таблица 2.1 – Значения констант формулы Ченга

Угол наклона	А	В	С
0° (BC)	1	0,2	0,8
15°	0,9998	0,2210	0,7783
30°	0,9969	0,1254	0,8682
45°	0,9946	0,0221	0,9663
60°	0,9926	0,0549	1,0395
75°	0,9915	0,1002	1,0829
85°	0,9915	0,1120	1,0942
88,56°	0,9914	0,1141	1,0964
90° (ГС)	0,9885	0,2055	1,1818

где  $L$  – длина горизонтального участка скважины,  $\beta$  коэффициент анизотропии проницаемости пласта по вертикали и горизонтали. Исходя из условия применимости формулы Джоши, считается, что  $L > \beta h$  и  $\frac{L}{2} < 0.9r_k$  (за радиус контура питания берется радиус круга, эквивалентного по площади эллиптической области дренирования горизонтальной скважины).

Для расчета дебита горизонтальной скважины, работающей в квазистационарном режиме, используется метод Бабу-Оде [44]. В этом методе дебит скважины, для которой область дренирования – прямоугольный параллелепипед, определяется по формуле

$$q = \frac{2\pi b \sqrt{k_h k_v}}{\mu B \left[ \ln\left(\frac{\sqrt{ab}}{r_c}\right) + \ln C - \frac{3}{4} + S_R \right]} (p - p_c). \quad (2.11)$$

Коэффициент  $C$  связан с расположением скважины в пласте и находится по формуле

$$\ln C = 6.28 \frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \left[ \frac{1}{3} - \frac{x_0}{a} + \left( \frac{x_0}{a} \right)^2 \right] - \ln \left( \sin \frac{180^\circ z_0}{h} \right) - 0.5 \ln \left( \frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \right) - 1.088. \quad (2.12)$$

В формулах (2.10 – 2.12)  $a$ ,  $b$  – соответственно, поперечный и продольный (вдоль ствола скважины) размеры области дренирования,  $x_0$ ,  $z_0$  – координаты ствола,  $S_R$  – скин-фактор учитывает отклонение от линейного течения за счет неполного вскрытия и может быть вычислен одним из двух способов, исходя из соответствия между размерами пласта и квадратным корнем от проницаемости. Выбор режима работы ГС производится вручную.

В случае двухфазной фильтрации нефти и воды формула Дюпюи и другие формулы обобщаются на случай многофазной фильтрации посредством замены проводимости пласта для однофазной жидкости  $\frac{k}{\mu}$  на проводимость по конкретному флюиду. Например, для расчета дебита нефти проводимость вычисляется по формуле  $k \left( \frac{f_o}{\mu_o} \right)$ .

Для расчета дебита вертикальных скважин и горизонтальных скважин с ГРП, использованы методы, разработанные Э. Озканом и М. Браун. Основа обоих методов - уравнение пьезопроводности, которое для пласта, предельно (при связанной водонасыщенности) насыщенного нефтью имеет вид

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\mu(\varphi((1-S_{wc})c_o + S_{wc}c_w) + c_r)} \Delta p. \quad (2.13)$$

В обоих методах решение производится в пространстве Лапласа, с последующим численным обратным преобразованием Лапласа методом Стефеста. Подробно суть методов изложена в диссертациях указанных авторов [187, 218], далее коротко отметим лишь основные моменты.

В методе Э. Озкана для вертикальной скважины с ГРП использован метод источников с применением функции Грина. Задача формулируется в сферической системе координат, а течение жидкости считается одномерным по радиусу. Математическая модель вертикальной трещины ГРП конечной проводимости, реализованная в методе, разработана Синко-Леем с учетом следующих допущений.

1. Бесконечно протяженный в латеральном направлении пласт характеризуется проницаемостью, пористостью, общей сжимаемостью и

насыщен слабосжимаемым вязким флюидом. Предполагается, что свойства пласта и флюида не зависят от давления в границах его изменения.

2. Пласт полностью пересекается вертикальной трещиной конечной проводимости. Трещина характеризуется полудлиной, шириной раскрытия, проницаемостью и пористостью.
3. Гравитационные эффекты, а также турбулентность потока не учитываются.

Учитывая, что в пространстве Лапласа забойное давление и дебит связаны между собой через параметр преобразования, зная решение для задачи с постоянным дебитом, можно рассчитать дебит в задаче с постоянным забойным давлением.

Для расчета горизонтальной скважины с продольными трещинами МГРП решение находится аналогично решению для вертикальной скважины, но проводимость трещины умножается на число трещин ГРП. Полудлина трещины ГРП зависит от длины горизонтального участка и числа трещин ГРП.

В методе М. Браун для горизонтальной скважины с МГРП, вычисления делаются на основе допущения о трилинейности потока к скважине на малых интервалах времени и радиальности потока на больших интервалах времени. Под трилинейным потоком понимается, что область дренирования скважины можно разделить на три зоны: внешнюю, внутреннюю и внутри трещины ГРП, причем течение в каждой из этих зон линейное (рис.2.2).

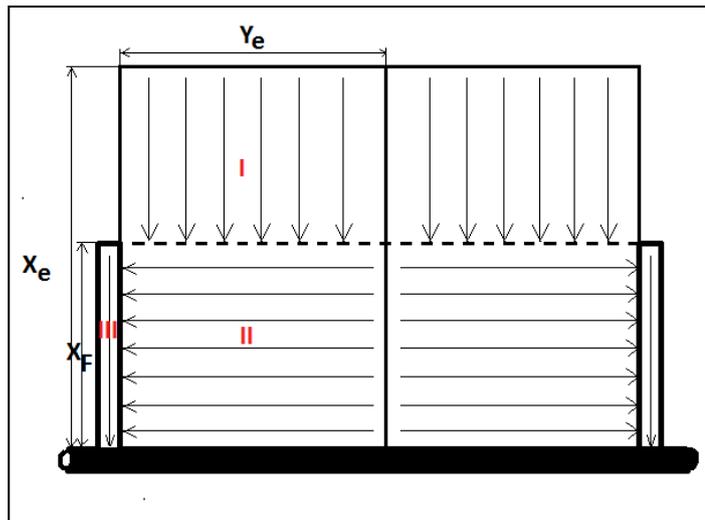


Рисунок 2.2 –Трилинейная модель потока. I – внешняя зона, II – внутренняя зона, III – зона течения в трещине ГРП.  $X_e$  – ширина области дренирования,  $X_F$  – полудлина трещины,  $Y_e$  – длина области дренирования

Решение получено для одной трещины путем сшивки решений уравнения пьезопроводности для каждой из зон. Решение для всей горизонтальной скважины со всеми трещинами ГРП находится при допущении о том, что дебит скважины пропорционален числу трещин ГРП.

В методе учитывается наличие дополнительных сопротивлений, связанных с искривлением линейного потока в трещине вблизи ствола скважины. Для этого вводится величина, называемая чок-скин и которая вычисляется исходя из заданных параметров модели.

Следует отметить, что, исходя из особенностей метода, связанных с преобразованиями Лапласа, в процессе расчета безразмерного коэффициента продуктивности может возникать неустойчивость решения. Эта проблема обсуждается в статье [198]. С целью нивелирования подобного численного эффекта предусмотрена «сшивка» решений – замена значения коэффициента продуктивности на его константное значение, соответствующее псевдоустановившемуся режиму.

**Количество добывающих и нагнетательных скважин и величина приходящихся на скважину запасов могут быть рассчитаны исходя из величины**

запасов и площади рассчитываемого объекта разработки, плотности сетки скважин и соотношения фонда добывающих и нагнетательных скважин месторождения-аналога.

Альтернативным подходом, позволяющим учесть особенности геометрии залежи, является размещение проектной сетки скважин в пределах контура месторождения и подсчет запасов объемным методом, например, с применением диаграммы Вороного (рис. 2.3).

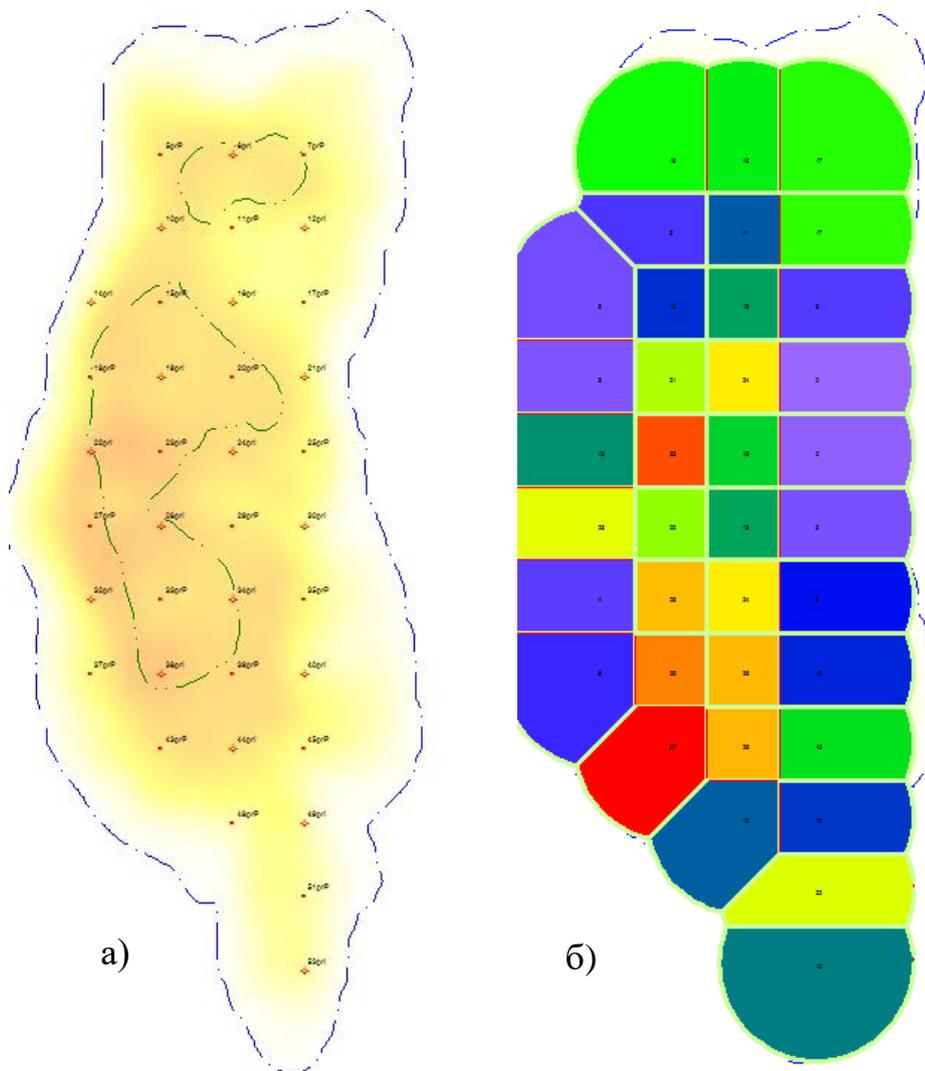


Рисунок 2.3 – Схема прогнозного варианта (а) и оценка начальных извлекаемых запасов с применением диаграммы Вороного (б)

**Темп падения дебита** жидкости и динамика обводненности определяется по истории фактической работы скважин месторождения-аналога, или результатам расчета секторной ГДМ.

## 2.2. Аналитические алгоритмы для оптимизации программы бурения с учетом заданных ограничений

Аналитические подходы прогнозирования добычи нефти и газа, основанные на темпах падения и характеристиках вытеснения, нашли широкое применение в практике нефтегазодобычи для задач мониторинга и разработки нефтяных месторождений [65, 127, 185]. Наличие большого количества месторождений-аналогов на поздней стадии разработки, полномасштабных и секторных гидродинамических моделей, позволяет с высокой точностью определить прогнозную динамику добычи единичной скважины в различных сценариях разработки месторождения. В свою очередь, на базе динамики добычи единичной скважины, аналитические подходы прогнозирования добычи позволяют создать своеобразный «калькулятор» профилей добычи, инструмент оперативного формирования вариантов разработки месторождения [86].

Создание эффективных инструментов анализа разработки нефтегазовых месторождений продиктовано необходимостью рационального управления разработкой объектов, которые находятся на разных стадиях, включая, разумеется, задачи прогнозирования потенциала новых объектов. Подход, основанный на аналитических методах, позволяет создать относительно простую математическую модель месторождения, подходящую для большинства объектов. Основным ограничением предлагаемого подхода является необходимость в устоявшейся системе разработки с большим объемом статистических данных. Это позволяет выявить предельное множество исходной информации опытным путем. Критерием отбора будет выход за рамки математической модели темпов падения и показателей характеристик вытеснения.

Предлагаемый комплексный подход органично реализуется в концепции цифровизации процессов разработки, поскольку обеспечивает высокую скорость вычислений и позволяет эффективно решать обратные задачи и задачи оптимизации. Важнейшим фактором является унификация расчетных алгоритмов, их простота и доступная верификация. Предлагаемое решение подразумевает работу в единой «системе координат», что позволяет уменьшить неопределённость получаемых результатов и выводов.

Данный раздел посвящен реализации одного из аналитических подходов прогнозирования добычи. Отличительной особенностью предложенного подхода является объединение в едином расчете прогноза базового фонда и новых скважин, учета эффекта от ГТМ и ограничений со стороны инфраструктуры [141], оценки экономической эффективности рассчитанного варианта разработки.

Расчетная часть состоит из нескольких алгоритмов, последовательная схема для расчёта профилей добычи приведена на рисунке 2.4.

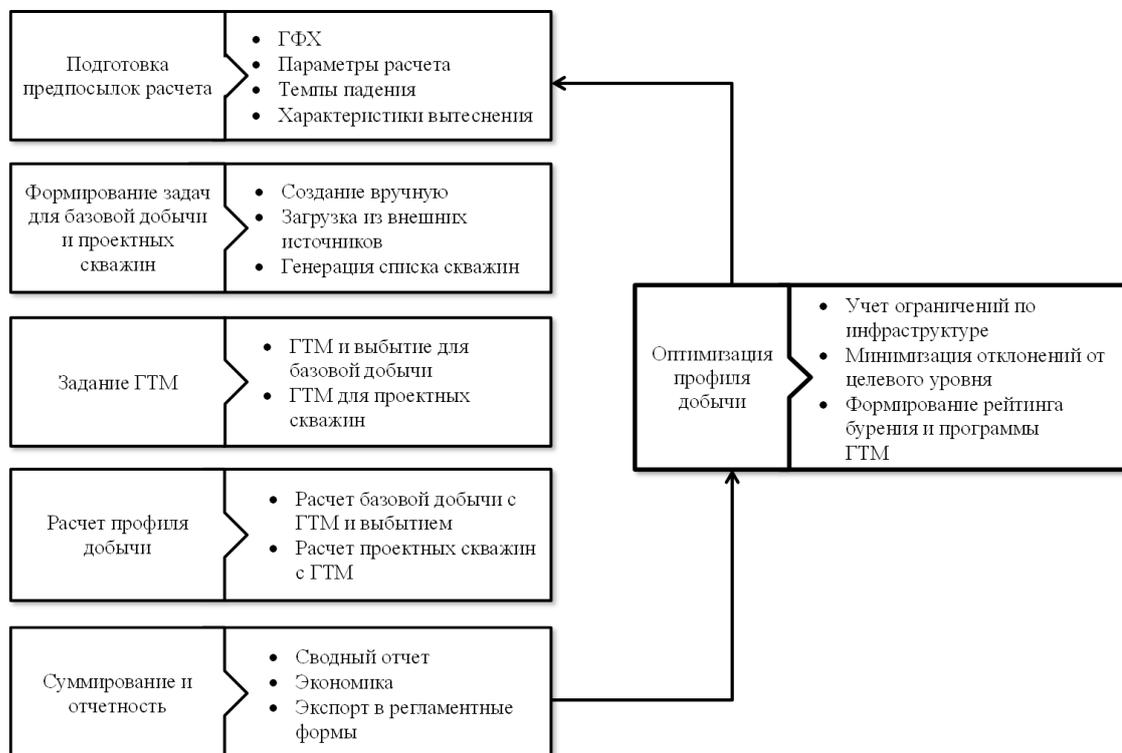


Рисунок 2.4 – Схема расчёта профиля добычи

**Начальные извлекаемые запасы нефти.** Выполнение закона сохранения массы требует задания начальных извлекаемых запасов нефти для каждой

добывающей скважины.

**Параметры работы скважины в начальный момент времени.** Запускной дебит нефти, стартовый дебит жидкости, обводненность, газовый фактор и газоконденсатный фактор, коэффициент эксплуатации позволяют задать индивидуальные значения параметров для каждой добывающей скважины (группы скважин).

Для каждой нагнетательной скважины (группы скважин) производится задание запускной приемистости, коэффициента эксплуатации, времени отработки.

**Динамика профиля добычи скважины.** Изменение динамики добычи скважины во времени задается выбором зависимостей: темп падения, характеристика вытеснения [166].

Данный подход позволяет реализовать:

- задание динамики добычи жидкости и нефти по скважинам (группам скважин) в виде зависимости дебита от времени;
- задание динамики добычи жидкости в виде зависимости дебита жидкости скважин (групп скважин) от времени. При этом динамика дебита нефти может определяться по зависимости обводненности от начальных извлекаемых запасов (НИЗ);
- задание динамики добычи нефти в виде зависимости дебита нефти скважин (групп скважин) от времени. При этом, динамика дебита жидкости должна определяться по характеристике вытеснения по воде, задаваемой, например, в виде зависимости обводненности от НИЗ;
- задание газового фактора по скважинам (группам скважин) в виде функциональной или табличной зависимости относительного отбора от НИЗ. Прорывной газ из газовой шапки определяется как разница зависимости газового фактора от НИЗ и газосодержания (газоконденсатный фактор задается константой либо в виде зависимости);
- управление нагнетанием, распределенным по скважинам (группам скважин) для компенсации отборов в целом по объекту и по кустам (динамика закачки

может быть скорректирована табличной функцией изменения приемистости от времени).

**Темп падения** вычисляется по заданной функции либо задаётся в явном виде коэффициентами на каждый заданный момент времени (ось  $X$  – время в месяцах). По оси  $Y$  расположено значение коэффициента, масштабирующего начальный дебит (равный 1 в 0-ой момент времени) в моменты времени. Ниже приведён вид функций:

*Экспоненциальная:*

$$q(t) = q_0 \cdot e^{-at} \quad (2.14)$$

*Логарифмическая:*

$$q(t) = q_0 \cdot (1 + a \cdot \ln(t + 1)) \quad (2.15)$$

*Степенная:*

$$q(t) = q_0 \cdot (t + 1)^a \quad (2.16)$$

*Табличная:*

$$q(t) = q_0 \cdot M \quad (2.17)$$

где  $q_0$  – стартовый дебит,  $t$  – время в месяцах/сутках,  $a$  – показатель функции (коэффициент падения),  $M$  – коэффициент.

**Характеристика вытеснения** задаётся как табличная функция параметра (ось ординат) от отбора от НИЗ (ось абсцисс).

Виды характеристик вытеснения:

- зависимость обводненности от отбора НИЗ;
- зависимость множителя ГФ от отбора НИЗ;
- зависимость множителя ГКФ от отбора НИЗ;
- зависимость множителя компенсации от отбора НИЗ.

**Масштабирование характеристики вытеснения.** Таким образом, произвольный выбор функций параметров профиля добычи позволяет учесть, как общие закономерности, так и индивидуальные особенности моделируемого объекта. После преобразования заданных функциональных зависимостей профили добычи принимают вид таблицы вида (время-значение). Использование

характеристик вытеснения для пласта подразумевает, что геологические особенности процесса фильтрации нефти необходимо масштабировать для каждой скважины в пределах данного пласта в зависимости от стартовой обводненности или газового фактора. Ниже описаны два возможных варианта масштабирования характеристики вытеснения.

Модификация характеристики вытеснения (при несовпадении со стартовой обводненностью скважины) выполняется по формуле:

$$Wc'_i = Wc_{\max} - \frac{(Wc_{\max} - Wc_i)(Wc_{\max} - Wc'_{\min})}{Wc_{\max} - Wc_{\min}}, \quad (2.18)$$

где  $i$  – отбор от НИЗ,  $Wc'_i$  – модифицированная обводненность для отбора от НИЗ,  $wc'_{\min}$  – стартовая обводненность скважины,  $wc_i$  – обводненность для отбора от НИЗ до модификации,  $wc_{\min}$  и  $wc_{\max}$  – минимальная и максимальная величины обводненности исходной характеристики вытеснения.

На рис. 2.5 показан пример модификации обводненности, когда скважина вводится с обводнённостью 77% при заданной характеристике с начальной обводнённостью 10%.

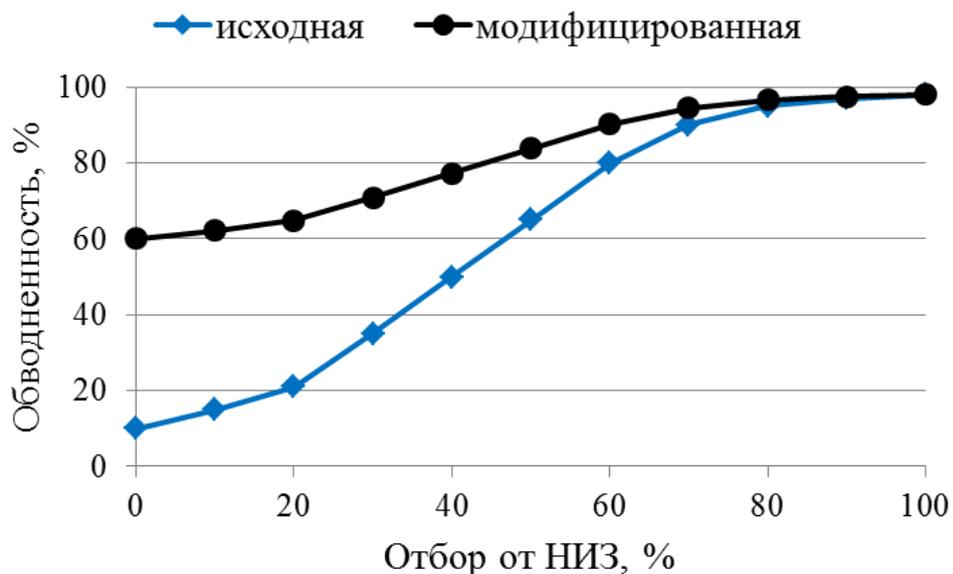


Рисунок 2.5 – Модификация обводненности по характеристике вытеснения

Модификация характеристики вытеснения так же необходима в случае перевода добывающей скважины в систему ППД – случай работы скважины с

отработкой и при проведении ГТМ.

В случае перераспределения запасов будет реализована модификация характеристики вытеснения от исходного значения отборов от НИЗ к новому значению. В качестве примера, на рис. 2.6 показаны две характеристики

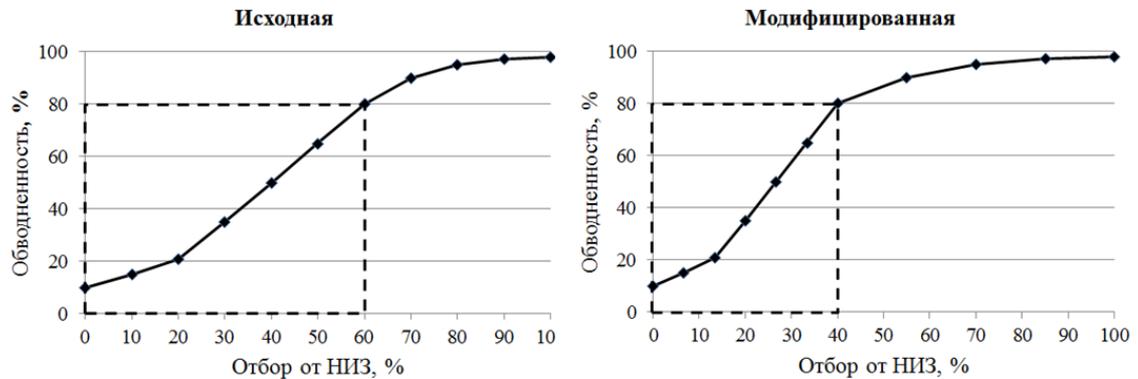


Рисунок 2.6 – Модификация характеристики вытеснения в случае перераспределения запасов нефти

вытеснения – исходная и модифицированная. На некий момент времени текущие извлекаемые запасы составили 65%, а обводнённость – 85%. После проведения ГТМ и вовлечения в разработку дополнительных запасов, отбор от НИЗ составил 40%, при этом обводненность не изменилась.

**Закачка и компенсация.** Для воспроизведения компенсации закачки выполняется расчёт объёма добываемой жидкости в пластовые условия и умножение на коэффициент компенсации.

Формула для расчёта объёма суммарной закачки для группы скважин в поверхностных условиях, через массовые дебиты добывающих скважин в группе:

$$I_{inj}^{пов} = \sum_k^N \left( \frac{q_o^{пов}}{\rho_o} B_o + \frac{q_w^{пов}}{\rho_w} B_w \right)_k \cdot \frac{K_{комп}}{B_w} \quad (2.19)$$

где  $I_{inj}^{нов}$  – суммарная приемистость нагнетательных скважин в поверхностных условиях  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $q_0^{нов}$  – суммарный дебит нефти добывающих скважин в поверхностных условиях  $\text{т}/\text{сут}$ ;  $q_w^{нов}$  – суммарный дебит воды добывающих скважин в поверхностных условиях  $\text{т}/\text{сут}$ ;  $B_0$  – объемный коэффициент нефти  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ,  $B_w$  – объемный коэффициент воды  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ,  $\rho_0$  – плотность нефти  $\text{т}/\text{м}^3$ ,  $\rho_w$  –

плотность воды  $\text{т/м}^3$ ,  $K_{\text{комп}}$  – коэффициент компенсации,  $\bar{b}/p$ ,  $k$  – индекс скважины в группе.

Для нагнетательных скважин, находящихся в группе, приемистость будет рассчитана по пропорции:

$$i_j = \frac{i_j^0}{\sum_k^N i_k^0} I_{inj}^{\text{пов}} \quad (2.20)$$

где  $i_j$  – приемистость нагнетательной скважины  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $i_j^0$  – стартовая приемистость нагнетательной скважины  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $j$  – индекс нагнетательной скважины в группе;  $N$  – число нагнетательных скважин в группе.

**Добыча газа и газоконденсата.** Расчетный метод позволяет определить добычу растворенного газа, свободного газа и газоконденсата, полученных в результате прорыва из газовой шапки.

Если значение зависимости газового фактора от отбора НИЗ/времени не превышает газосодержания, то рассчитывается только растворенный газ по формуле (2.21).

$$q_{\Gamma} = q_o \cdot k_{\Gamma} \quad (2.21)$$

где  $q_{\Gamma}$  – дебит растворенного газа,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $q_o$  – дебит нефти,  $\text{т/сут}$ ,  $k_{\Gamma}$  – газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{т}$ .

Прорывной газ из газовой шапки определяется, как разница зависимости газового фактора от отбора НИЗ/времени и газосодержания (2.22), при этом добыча растворенного газа соответствует газосодержанию.

$$q_{\text{св.г}} = q_o \cdot (k_{\Gamma} - k_{\Gamma}^0) \quad (2.22)$$

где  $q_{\text{св.г}}$  – дебит свободного газа,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $q_o$  – дебит нефти,  $\text{т/сут}$ ;  $k_{\Gamma}$  – газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;  $k_{\Gamma}^0$  – газосодержание,  $\text{м}^3/\text{т}$ .

Дебит газоконденсата рассчитывается по заданной зависимости газоконденсатного фактора от отбора НИЗ/времени по формуле:

$$q_{\text{ГК}} = q_{\text{св.г}} \cdot k_{\text{ГК}} \quad (2.23)$$

где  $q_{\text{ГК}}$  – дебит газоконденсата,  $\text{т/сут}$ ;  $q_{\text{св.г}}$  – дебит свободного газа  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $k_{\text{ГК}}$  – газоконденсатный фактор,  $\text{г/м}^3$ .

**Коэффициент падения** рассчитывается исходя из заданной зависимости годового темпа падения от времени. Для примера, формула для вычисления показателя экспоненты:

$$\alpha = -\frac{1}{(t_2 - t_1)} \ln \left( \frac{d(t_1)}{d(t_2)} \right), \quad (2.24)$$

где  $t_1$  и  $t_2$  – соседние моменты времени зависимости коэффициента падения,  $d(t)$  – темп падения, %.

**Расчёт накопленной добычи флюидов.** Вычисление накопленной добычи флюидов осуществляется по формуле «среднего»:

$$\int_{t_1}^{t_2} q(t) dt \approx q \left( \frac{t_1 + t_2}{2} \right) (t_2 - t_1), \quad (2.25)$$

где  $q$  – дебит флюида.

**Прогнозный расчёт для новых скважин.** Возможность задания индивидуальных характеристик скважин, позволяет сделать прогнозный расчёт с точностью до скважины.

**Прогнозный расчёт для скважин с историей.** В случае если на момент начала прогнозного расчёта скважина имеет историю добычи, то необходимо указать накопленную добычу нефти. Это необходимо для учёта НИЗ и текущей работы скважины.

**Выбытие добывающих скважин** реализовано по минимальному дебиту нефти/газа, обводненности, дате (в том числе, дате перевода в ППД) и ГТМ.

Выбытие нагнетательных скважин реализовано по соотношению фонда добывающих и нагнетательных скважин, дате и ГТМ.

**Расчет профиля базовой добычи** и новых скважин выполняется по одному алгоритму. Отличительной чертой алгоритма расчета базовой добычи является явное задание выбытия скважин. При выбытии скважин задается количество выбывающих скважин на указанную дату и дебит/приемистость выбывающих скважин. При этом производится пересчет дебита/приемистости оставшихся скважин.

**Расчет дополнительной добычи от ГТМ** выполняется путем реализации двух событий: остановка скважины на время проведения ГТМ и запуск скважины с новыми параметрами, аналогично вводу новой скважины. При этом, стартовые дебиты определяются как сумма дебита/приемистости скважины до остановки и прироста дебита/приемистости, заданного для ГТМ. При этом, для скважин, динамика добычи/закачки после ГТМ может быть скорректирована путем задания нового темпа падения и характеристики вытеснения.

Алгоритм расчёта дополнительной добычи за счёт применения ГТМ основан на подходе создания дочерних (виртуальных) скважин и состоит из двух шагов. Первый – инициализация числа дочерних скважин для каждой скважины (родительской). Второй – расчёт в цикле параметров работы, как совокупности родительская и дочерние скважины.

Первый шаг состоит из генерации дочерних скважин и установки им статуса – остановлена. Статус будет изменен в соответствие с указанным временем простоя, необходимого для учёта времени на проведение ГТМ. Данный коэффициент меняется в диапазоне от 0 до 1 – доля времени за месяц. Коэффициент простоя находится в произведении с коэффициентом эксплуатации и влияет только на добычу скважины, через вычисление числа рабочих дней в месяце. Идентичность алгоритмов для расчёта базовой добычи и бурения выражается в формуле для времени работы добывающих скважин базовой добычи:

$$\sum_{N_{\text{СКВ}}} t_{\text{мес}}^{prod*} = \sum_{N_{\text{СКВ}}} t_{\text{мес}}^{prod} - N_{\text{СКВ}}^{\text{ГТМ}} \cdot t_{\text{мес}} \cdot t_{\text{простоя}} \quad (2.26)$$

где  $t_{\text{мес}}^{prod}$  – время работы добывающих скважин в днях;  $N_{\text{СКВ}}^{\text{ГТМ}}$  – число добывающих скважин на которых проводится ГТМ;  $t_{\text{мес}}$  – число дней в месяце;  $t_{\text{простоя}}$  – время простоя; д.ед. «\*» обозначено новое значение времени работы.

**Перераспределение извлекаемых запасов нагнетательных скважин после их запуска под нагнетание.** Расчет показателей разработки выполняется с учетом отработки нагнетательных скважин в статусе добывающих нефть.

В случае запуска скважины под нагнетание, её извлекаемые запасы будут

перераспределены между работающими в момент перевода добывающими скважинами. Скважины, которым будет перераспределены запасы, ограничены объектом и/или группой, в которую входят скважины с отработкой. Доля перераспределяемых запасов пропорциональна дебиту работающих добывающих скважин, нормированная на суммарный дебит жидкости этих скважин с последующей модификацией характеристики вытеснения, если таковая указана в качестве сценария.

$$Q_{\text{НИЗ}^*}^i = Q_{\text{НИЗ}}^i + (Q_{\text{НИЗ}}^j - Q_{\text{от}}^j) \cdot \frac{q_l^j}{\sum_k N_{\text{скв в группе}} q_l^k} \quad (2.27)$$

где  $Q_{\text{НИЗ}}^i$  – НИЗ  $i$ -ой добывающей скважины в группе/объекте;  $Q_{\text{НИЗ}}^j$  – НИЗ  $j$ -ой скважины, находящейся в отработке;  $Q_{\text{от}}^j$  – накопленная добыча нефти  $j$ -ой скважины, находящейся в отработке;  $q_l^j$  – дебит жидкости  $j$ -ой скважины, находящейся в отработке;  $q_l^k$  – дебит жидкости  $k$ -ой скважины в группе/объекте; “\*” обозначено новое значение НИЗ.

Рассмотрим пример расчета в сравнении с ГДМ. При проведении гидродинамических расчетов используется модель «черной нефти», процессы агрегации и сегрегации считаются мгновенными и компонентный состав учитывается в виде неразделимых фаз. Учитывая относительно небольшие геометрические размеры залежи, а также с целью сохранения геологических особенностей объектов моделирования, процедура ремасштабирования не проводилась. Краткая характеристика гидродинамической сетки приведена в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры ГДМ

Параметр гидродинамической модели	Значение
Размерность модели ( $N_x \times N_y \times N_z$ )	188 × 260 × 65
Общее число ячеек	3 177 200
Количество активных ячеек	1 898 019

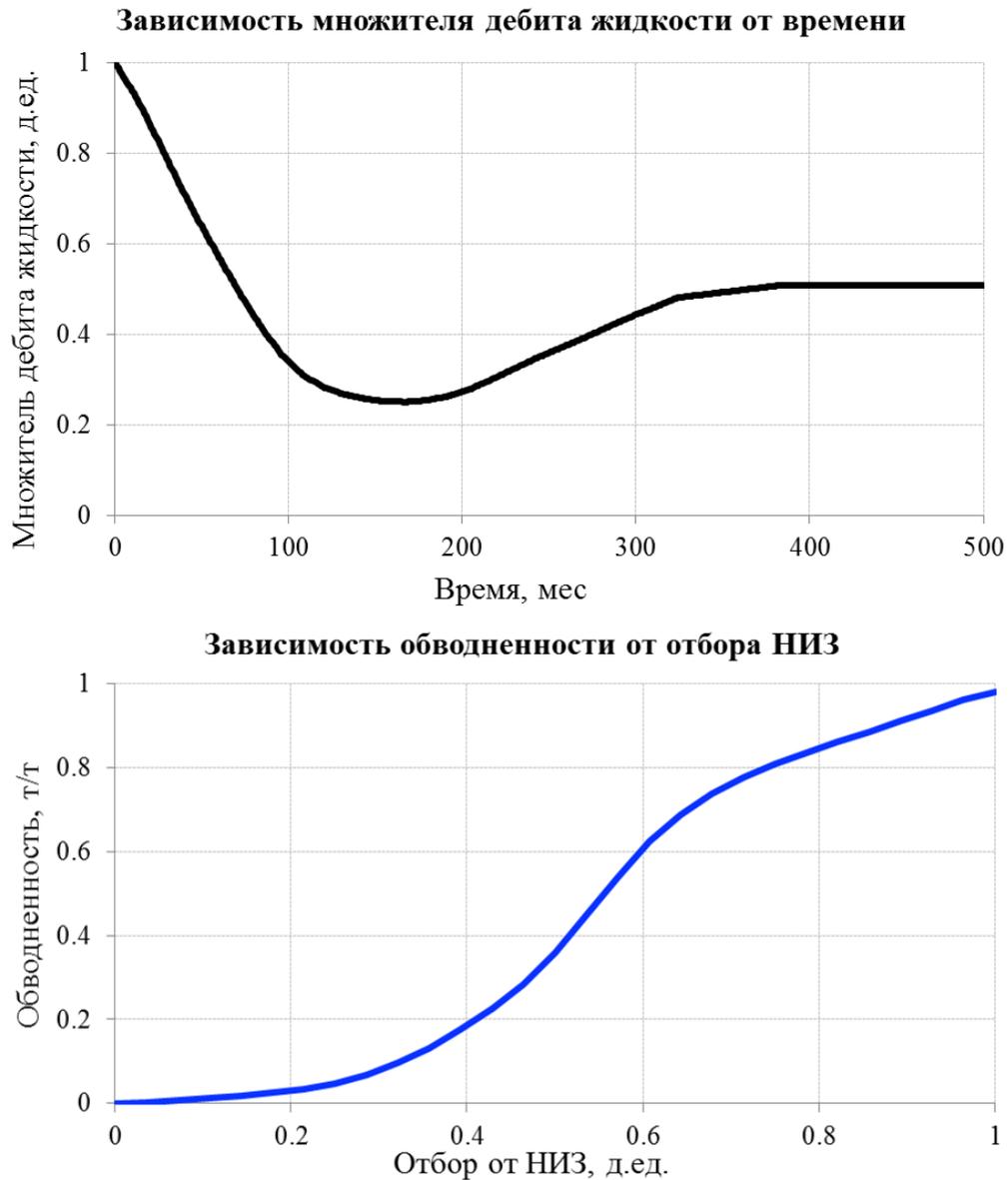


Рисунок 2.7 – Темп падения дебита жидкости и характеристика вытеснения

Характеристика прогнозного варианта:

- общий фонд скважин – 46, из них 29 добывающих и 17 нагнетательных скважин;
- фонд для бурения – 6 боковых стволов;
- перевод под закачку – 7 операций;
- расконсервация – 1 операция;
- перевод с другого объекта – 1 операция.

Для аналитического расчета стартовые дебиты, приемистость и начальные извлекаемые запасы по скважинам были взяты из ГДМ. Темп падения и

характеристика вытеснения получены на основе фактической динамики работы одной из скважин месторождения и ее прогноза на ГДМ с последующим сглаживанием (рис. 2.7). Управление закачкой реализовано по компенсации, выбытие нагнетательных скважин – по соотношению фонда.

Сравнение выполненного на ГДМ и аналитического расчетов представлено на рис. 2.8. Наилучшую сходимость демонстрирует показатель - добыча нефти.

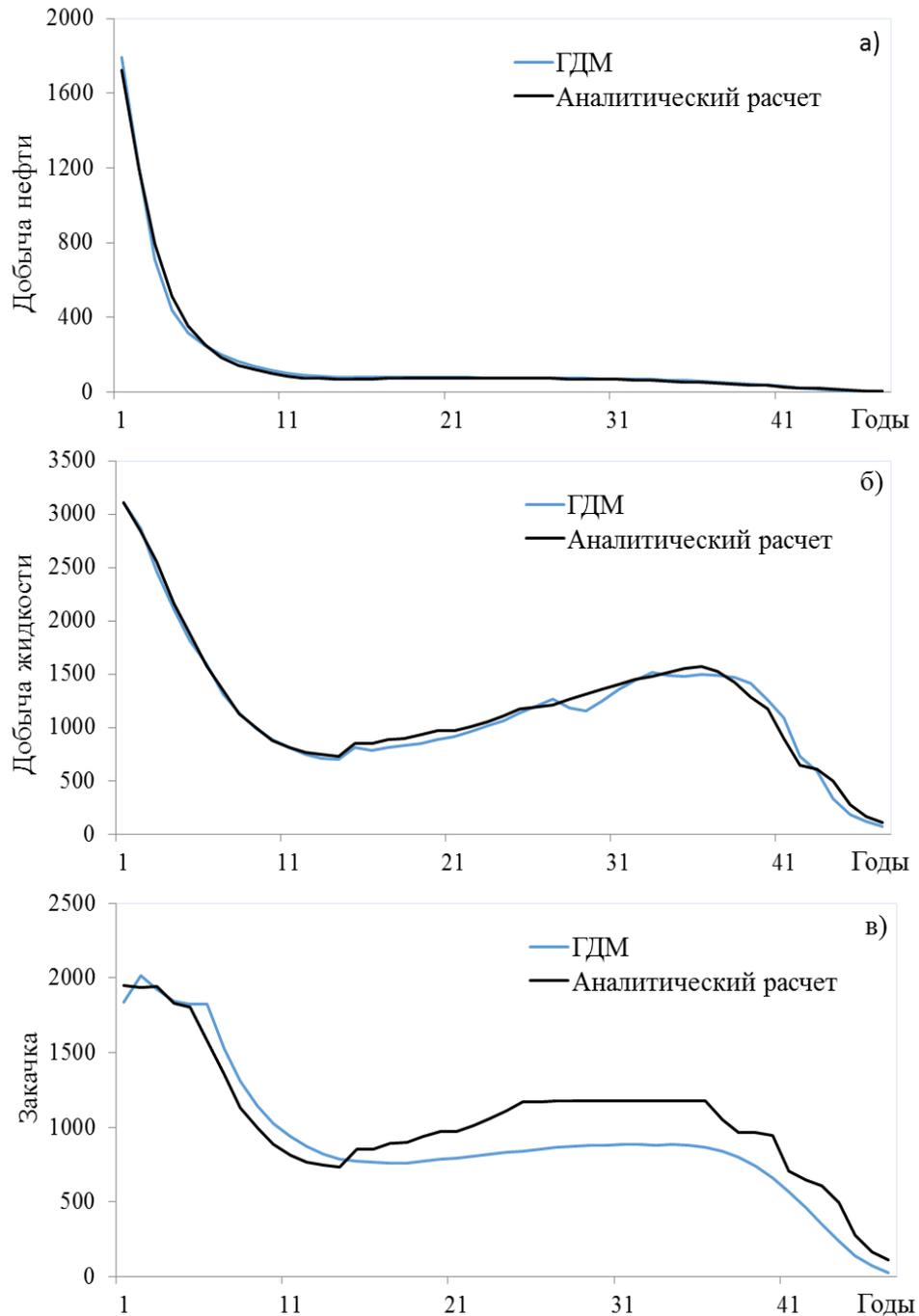


Рисунок 2.8 – Результаты расчета добычи нефти (а), жидкости (б) и закачки (в) на ГДМ и аналитическим методом

Расхождение по жидкости обусловлено незначительным отличием в выбытии добывающих скважин в ГДМ и аналитической модели. Отличие в закачке обусловлено различными режимами управления закачкой и выбытием нагнетательных скважин в представленных моделях. Время расчета прогнозного варианта на ГДМ составило более 4 часов, на аналитической модели – 8 с.

Существенная разница во времени счета, при сопоставимых результатах, делает аналитическую модель незаменимым инструментом на этапе подготовки прогнозного варианта разработки месторождения, когда требуется выполнить большое количество расчетов с целью формирования графика ввода скважин [130] и программы ГТМ с учетом бизнес-плана добывающего предприятия и инфраструктурных ограничений. При этом количество расчетов, выполненных непосредственно на ГДМ, сводится к минимуму.

**Оптимизация профиля добычи.** Алгоритмы оптимизации и модификации профиля добычи обеспечивают решение следующих задач: учет ограничений по инфраструктуре; минимизация отклонений результатов расчета от целевых уровней добычи; формирование графика (рейтинга) бурения и программы ГТМ с учетом ограничений и целевых показателей. Перечень реализованных автором алгоритмов оптимизации и модификации профиля добычи представлен на рисунке 2.9.



Рисунок 2.9 – Перечень реализованных алгоритмов оптимизации

**Разработка стохастического алгоритма оптимизации.** Подход к оптимизации сводится к решению обратной задачи с минимизацией/максимизацией функционала, который задаёт определённый сценарий прогнозного варианта. Математическая модель решения такой оптимизационной задачи сводится к многократному решению прямой задачи с варьированием входных параметров в заданных пределах и функции распределения в зависимости от значения целевой функции.

Целевая функция может быть двух видов:

1. Целевая функция для максимизации или минимизации

$$F = \sum_e w_e (\sum_p w_p X), \quad (2.28)$$

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

$$F = \sum_e w_e \left( \sum_p \sqrt{w_p (\sum_{n=k}^N l_n E)} \right) \quad (2.29)$$

где  $e$  – множество скважин или групп;

$W_e$  – вес элемента;

$W_p$  – вес параметра элемента;

$n$  – номер временного шага;

$l(s)$  – 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.

Область решения функционала представляет собой многомерную поверхность с множеством экстремумов, каждая точка которой есть решение прямой задачи. Поиск глобального экстремума на этой поверхности сложная

задача, которую эффективно можно решать, применяя оптимизационный алгоритм, необходимой особенностью которого должна быть возможность выбираться из локальных экстремумов. Одним из таких методов является метод дифференциальной эволюции [137, 141]. Алгоритм метода оперирует с набором векторов из пространства поиска. Вектор – это входные параметры задачи и аргументы целевой функции. Набор векторов (популяция  $V_i$ ) генерируется случайным образом в пределах заданных границ ( $min$  и  $max$ ) или из заданного набора значений (явно заданные вектора). Так же нужен базовый вектор ( $V_b$ ) (начальное приближение) – это собственно вектор со значениями параметров-аргументов, которые задаются непосредственно в самом начале. За конечное число итераций составляется пробный вектор ( $V_p$ ). Он является комбинацией параметров целевого вектора ( $V_r$ ) и мутантного вектора ( $V_m$ ).

$$V_p = Cr (V_r, V_m) \quad (2.30)$$

где  $Cr$  – параметр вероятности смешения компонент вектора  $V_r$  и  $V_m$ . Т.е. если случайное число больше, чем  $Cr$ , то случайная компонента пробного вектора заменяется из мутантного вектора. Мутантный вектор:

$$V_m = V_b + F (V_1 - V_2) \quad (2.31)$$

где  $F$  – параметр мутации,  $V_1, V_2$  – случайные вектора из популяции. Вычисляются целевые функции для  $V_p$  и  $V_r$ . Если целевая функция пробного вектора больше (или меньше, в зависимости от задачи), то пробный вектор заменяет целевой в популяции (рис. 2.10).

Дополнительно вводятся ограничения на значения целевой функции и ее аргументов, которые позволяют реализовать специфические условия, характерные для моделируемого проектного решения. Реализация ограничений осуществляется мероприятиями остановки, запуска скважин, регулированием дебитов, используя технологические условия в заданных интервалах, соответственно. Под ограничением понимается, например, уровень годовой добычи нефти, который не может быть превышен в требуемый период времени. Ограничения могут быть комплексными и решение формироваться в масштабе

скважин, групп, объекта разработки или месторождения в целом. Дополнительным условием являются правила, накладываемые на логику изменения дискретных параметров, например, порядка ввода скважин.

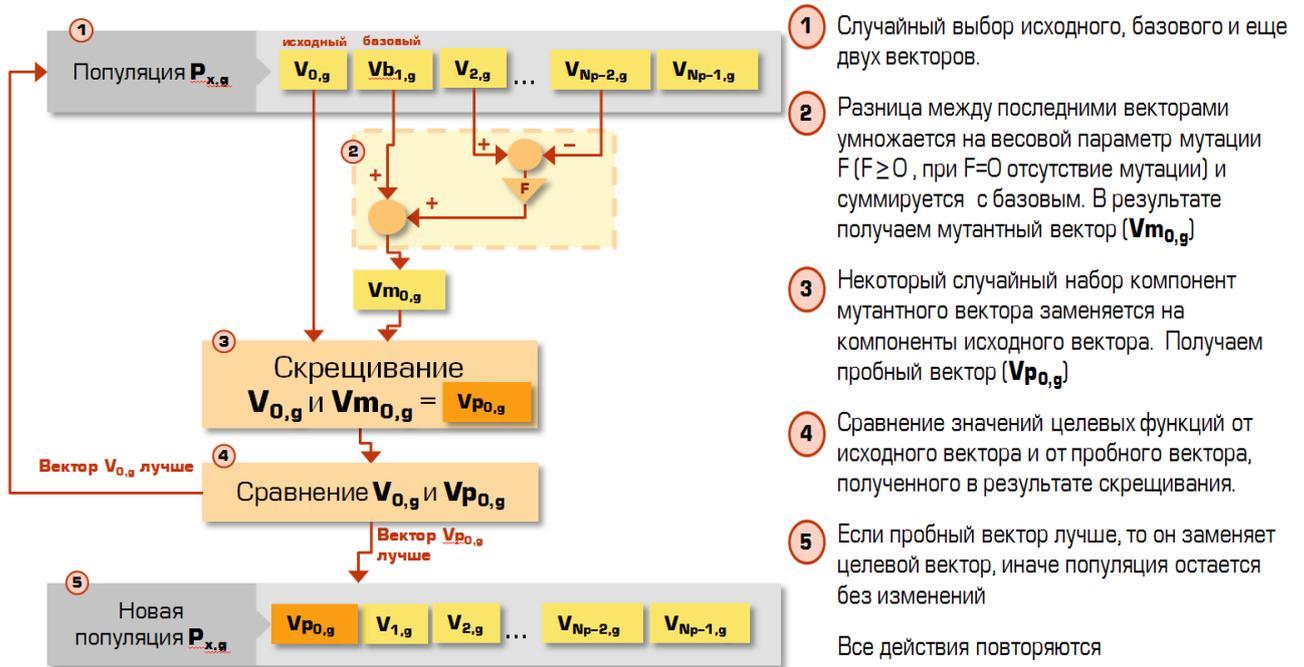


Рисунок 2.10 – Блок-схема метода дифференциальной эволюции

Существенным фактором для эффективности решения задачи является число варьируемых параметров или другими словами, степеней свободы, которое пропорционально числу скважин. Возможность решения такой задачи обеспечивается формированием последовательности задач с меньшим числом параметров.

Комбинация предлагаемых «инструментов» позволяет решать достаточно сложную проектную задачу, конфигурируя так называемый шаблон. Он представляет собой набор отдельных оптимизационных задач с индивидуальным и общим набором ограничений и правил для прогнозного интервала времени.

Результат представляет собой конечный набор решений прямых задач, удовлетворяющих условиям оптимизационной постановки. Таким образом, сформированный «коридор» позволяет выбрать решение, наиболее полно отражающее закладываемый разработчиком смысл и логику проектного решения. Дополнительно, появляется возможность оценить верхнюю и нижнюю границу

рисков в пределах полученного «коридора» решений.

**Разработка алгоритма учета ограничений вызванных пропускной способностью инфраструктуры и минимизации отклонений от целевых уровней добычи.** Подход основан на решении прямой задачи путём модификации выбранных варьируемых параметров с учётом не превышения заданных значений профиля добычи флюида на текущий момент времени. Расчеты выполняются последовательно ежемесячно для указанного диапазона лет и выбранного набора скважин. Для ограничений доступны показатели целевых уровней нефти, жидкости и газа.

Способы реализации ограничений включают в себя следующие алгоритмы.

1. Сдвиг дат ввода скважин. В данной реализации сохраняется исходная последовательность ввода скважин, вводимых позже скважины, время которой переносится. Добыча перенесенных скважин пересчитывается для текущего месяца (или обнуляется, если ввод скважины перенесли на следующий месяц). Перенос осуществляется по дням, вплоть до запуска в следующий месяц.

Для увеличения добычи до целевого уровня доступна опция сдвига дат ввода скважины на более раннее время.

2. Отключение/включение скважин. Воспроизведение требуемого целевого уровня реализовано путём выполнения ГТМ: остановки и последующего запуска скважин. Имеется возможность определять критерии выполнения ГТМ: по убыванию обводнённости, по возрастанию дебита нефти или жидкости и по убыванию газового фактора.

3. Понижение дебитов скважин или уменьшение времени работы скважин. Алгоритм реализует ограничение путём снижения добычи скважин либо за счёт уменьшения текущего дебита или уменьшением времени работы.

Реализованные алгоритмы сведены в блок-схему, представленную на рис. 2.11. При решении прямой задачи, на каждом временном шаге, проводится сравнение вычисленной суммарной добычи нефти всех скважин с заданными ограничениями или целевым уровнем, с последующей корректировкой в соответствие с выбранными критериями и методами.

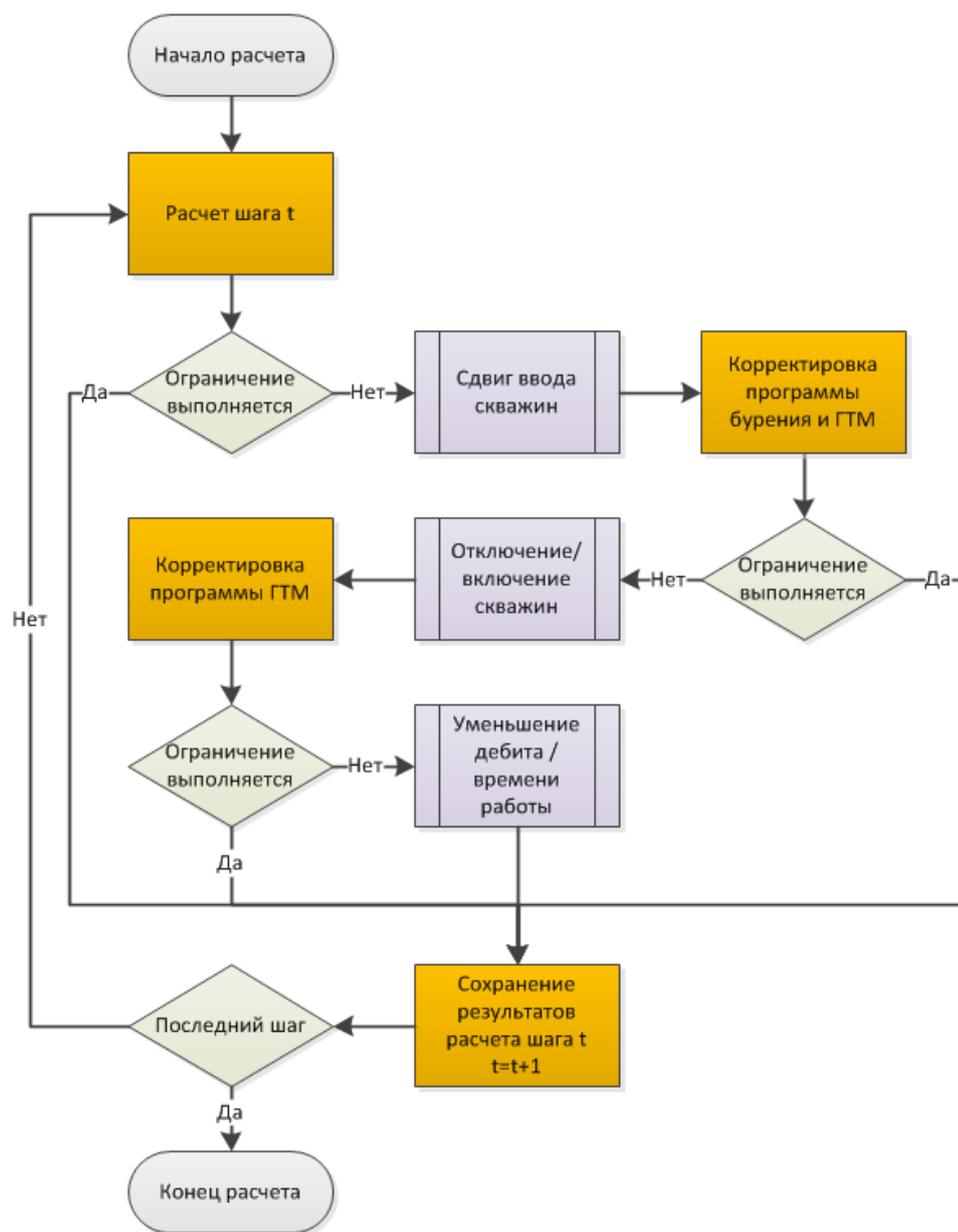


Рисунок 2.11 – Блок-схема реализованных алгоритмов

Рассмотрим примеры работы алгоритма. В качестве начального решения «без ограничений»: равномерное бурение 100 скважин (рис. 2.12). Результат работы метода «Сдвиг дат ввода скважин» для ограничения добычи нефти на уровне 500 тыс.т представлен на Рис. 2.13. Результат работы метода «Понижение дебитов скважин» для ступенчатого изменения во времени добычи нефти на уровне 200, 300 и 500 тыс.т. представлен на рис. 2.14.

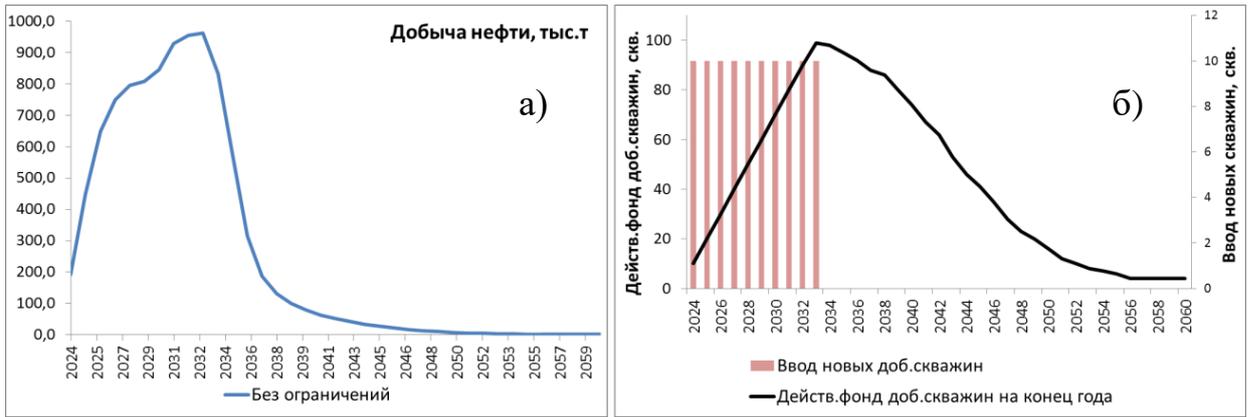


Рисунок 2.12 – Расчет без ограничений. а) добыча нефти б) ввод новых скважин и действующий фонд скважин

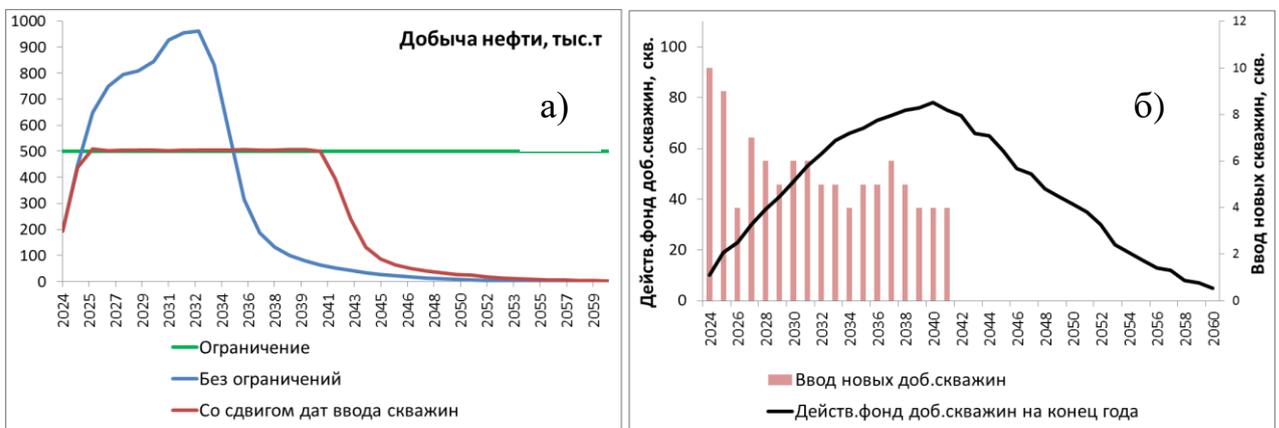


Рисунок 2.13 – Результат работы метода «Сдвиг дат ввода скважин». а) добыча нефти б) ввод новых скважин и действующий фонд скважин. Ограничение добычи нефти – зелёная линия

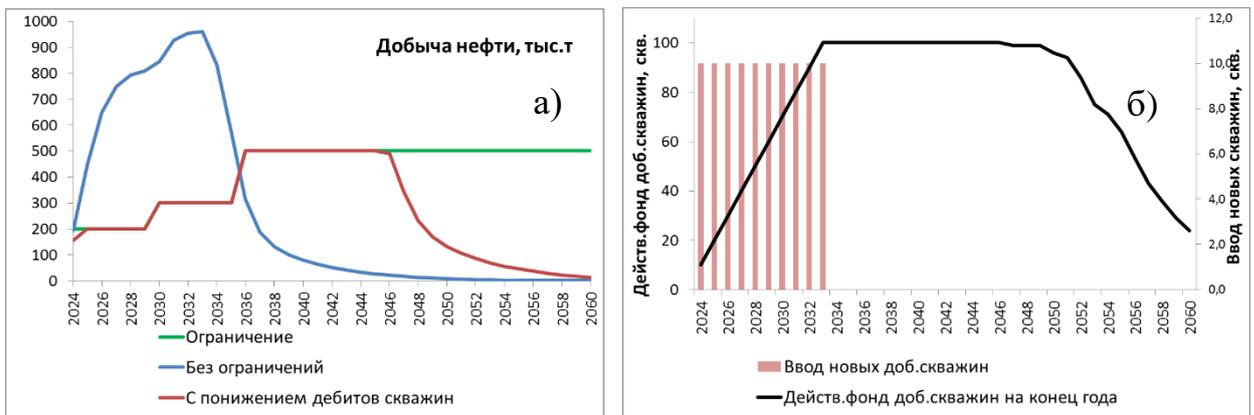


Рисунок 2.14 – Результат работы метода «Понижение дебитов скважин»: а) добыча нефти; б) ввод новых скважин и действующий фонд скважин. Заданный уровень добычи нефти – зелёная линия

### 2.3. Практическое применение предложенных подходов к разработке месторождений на различных стадиях

Практическое применение разработанных аналитических инструментов прогнозирования добычи подразумевает решение прикладных задач сопровождения нефтяного месторождения на различных стадиях разработки. Рассмотрим наиболее актуальные задачи.

**Технико-экономическое обоснование** разработки нового ЛУ. Данная задача включает в себя расчет ряда вариантов разработки эксплуатационных объектов с оценкой экономического эффекта и ранжированием результатов по технико-экономическим показателям. Подбор системы разработки выполняется путем варьирования параметров проектной сетки скважин и графика бурения с заданием соответствующих темпов падения и характеристик вытеснения (рис 2.15).

Параметры разрабатываемого объекта (пласта)			Ю1
Бурение	Год начала разбуривания объекта	год	2024
	Извлекаемые запасы нефти новых скважин	тыс.т	10000
	Площадь объекта	га	10000
	Плотность сетки скважин	га/скв.	100
	Количество скважин	скв.	100
	Скорость разбуривания	скв/год	10
	Срок выхода на указанную скорость разбуривания	лет	3
	Соотношение доб/нагн (0 - все добывающие)	б/р	2.5
	Тип заканчивания доб.скв.		ННС
	Тип заканчивания нагн. скв.		ННС
	Период строительства скважины	сут.	30
	Количество буровых	ед.	1
	Запускной дебит нефти	т/сут	80
	Запускной дебит жидкости	т/сут	100
	Запускная приемистость	м3/сут	200

Рисунок 2.15 – Интерфейс задания параметров проектных скважин

Блок-схема алгоритма с применением внешнего модуля оценки экономической эффективности приведена на рис. 2.16.

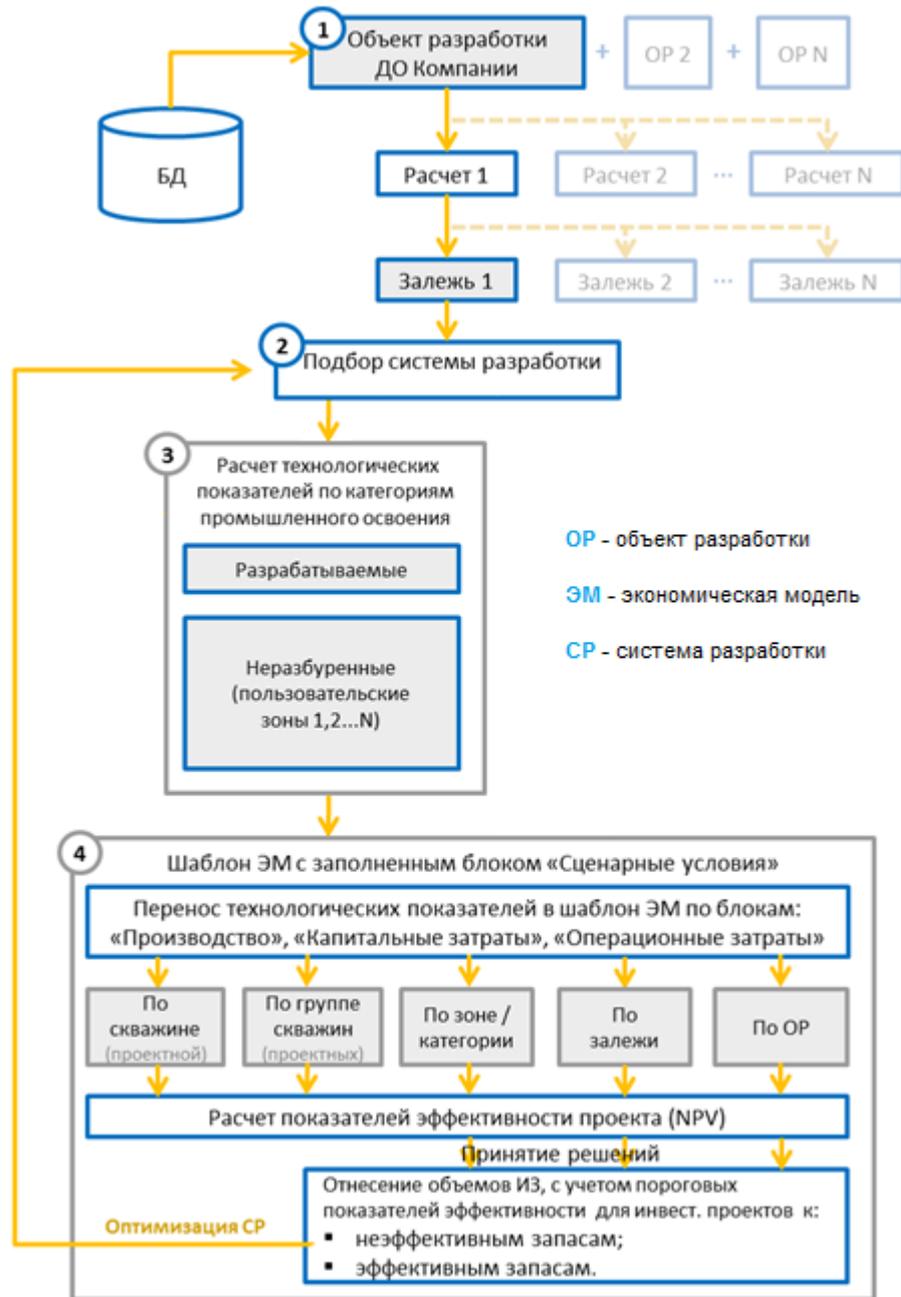


Рисунок 2.16 – Блок-схема алгоритма расчета

Ранжирование объектов производится на основании взвешенной суммы отдельных ранговых критериев [223]:

$$R = \sum_j \alpha_j R_j, \quad (2.32)$$

где  $R$  – общий ранг объекта, ед.;  $R_j$  – ранг объекта по  $j$ -му критерию, ед.;  $\alpha_j$  – вес критерия, ед.

В качестве критериев могут выступать свойства объектов, начальные или текущие запасы, прогнозная добыча и экономические показатели. Вес критерия показывает степень его значимости для итогового ранжирования.

Помимо весовых ранговых критериев, на ранжирование объекта оказывают влияние его конкретные осложняющие факторы (высокая вязкость, низкая проницаемость, низкое насыщение и т.д.).

Ранжирование позволяет провести внутренний анализ структуры рентабельных и нерентабельных запасов Компании и оценить их с точки зрения инвестиционной привлекательности (рис. 2.17).

№	Основные ключевые параметры			ГФХ		ДОБЫЧА		Экономика		Комплексный осложняющий фактор	Значение комплексного критерия	Место в портфеле
	Месторождение	Объект разработки	Тип коллектора	Проницаемость		Накопленная добыча		NPV				
				Ранг	Значение	Ранг	Значение	Ранг	Значение			
				Вес = 0,1		Вес = 0,3		Вес = 0,3				
1	М 1	БВ3	Традиционный	1	222	5	955	1	7 592	0	1,9	1
2	М 2	БВ10-2	Традиционный	5	5	2	1 549	3	7 090	0	2,0	2
3	М 3	АчБВ1 4-19	Традиционный	6	4,5	3	1 255	4	5 343	0	2,7	3
4	М 4	ЮК2-9	ТРИЗ	7	0,8	1	2 866	5	1 691	1	2,8	4
5	М 5	БВ8-2	Традиционный	4	47,8	7	222	2	7 507	0	3,1	5
6	М 6	Ю3-4	Традиционный	3	50	4	1 111	6	877	0	3,3	6
7	М 7	Д4	Традиционный	2	191	6	921	7	186	0	4,1	7

Рисунок 2.17 – Фрагмент ранжирования

**Среднесрочное и долгосрочное планирование разработки.** Суть подхода по применению аналитических алгоритмов прогнозирования добычи для среднесрочного и долгосрочного планирования заключается в ежегодном формировании единого расчета, включающего в себя действующий фонд скважин, программу ГТМ и бурение новых скважин. В едином расчете возможно совмещение расчетов по скважинам и группам скважин, аналитического расчета и результатов ГДМ. При выполнении расчета имеется возможность учесть внешние

и инфраструктурные ограничения, оценить экономические показатели варианта разработки.

Рассмотрим пример среднесрочного прогнозирования технологических показателей по кустам скважин, примененный на активах АО «РН-Няганьнефтегаз» [70].

Для решения этой задачи автором был предложен подход [125, 131], предполагающий следующую последовательность действий (рис. 2.18).

1. Выделение на месторождении/объекте разработки крупных блоков разработки (более 20 скважин) со схожей динамикой темпов падения и обводнения.

2. Оценка предпосылок (темпов падения жидкости, кривых обводнения и прогноз извлекаемых запасов) для каждого блока разработки.

3. Перенос предпосылок с блоков разработки на скважины на основании их текущих показателей.

4. Расчет прогнозной добычи на уровне скважин с использованием предпосылок, определенных по блокам разработки.

5. Суммирование показателей скважин в разрезе инфраструктурных объектов.

В связи с тем, что количество блоков разработки для крупных месторождений может превышать сотни единиц, количество скважин – тысячи штук, выполнить оперативно такой расчет без применения автоматизации невозможно. Поэтому автором были



Рисунок 2.18 – Авторский подход к прогнозу добычи по кустам

разработаны инструменты, способные автоматически выполнять перечисленные задачи.

Инструмент представляет собой комплекс программ в Microsoft Excel, интегрированный с ПМ «РН-Профиль». Рассмотрим, как автоматизация перечисленных ранее действий реализована внутри программ.

На **первом этапе**, границы блоков разработки определяются специалистами-разработчиками в процессе мониторинга разработки и загружаются в базу данных. В разработанной программе реализована автоматическая выгрузка информации из корпоративной базы данных ПК «РН-КИН». На основании predetermined границ программой автоматически выгружаются и рассчитываются показатели по блокам разработки и скважинам, а также выполняется привязка скважин к блокам разработки.

На **втором этапе** выполняется анализ и определение предпосылок по блокам разработки. Для каждого блока вычисляются прогнозные извлекаемые запасы, вычисляются темпы падения жидкости/нефти, компенсация закачкой.

Оценка потенциальных НИЗ по блокам разработки производится на основе характеристик вытеснения. Предложено использование трех характеристик вытеснения, позволяющих сформировать пессимистичный, реалистичный и оптимистичный сценарии прогноза (рис. 2.19).

Для расчета пессимистичного сценария применяется характеристика вытеснения, предложенная Г.С. Камбаровым:

$$Q_{\text{н}} = A + \frac{B}{Q_{\text{ж}}} \quad (2.33)$$

Реалистичный сценарий определяется по характеристике вытеснения, предложенной Пирвердяном А.М [95]:

$$Q_{\text{н}} = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{\text{ж}}}} \quad (2.34)$$

Расчет оптимистичного сценария производится по характеристике вытеснения, предложенной Сазоновым Б.Ф.:

$$Q_{\text{н}} = A + B \ln Q_{\text{ж}}, \quad (2.35)$$

где  $Q_H$  – накопленная с начала разработки добыча нефти, тыс.т;  $Q_{Ж}$  – накопленная с начала разработки добыча жидкости, тыс.т;  $A, B$  – коэффициенты, определяемые статической обработкой фактических данных.

В качестве ориентира при принятии решения о выборе сценария прогноза,

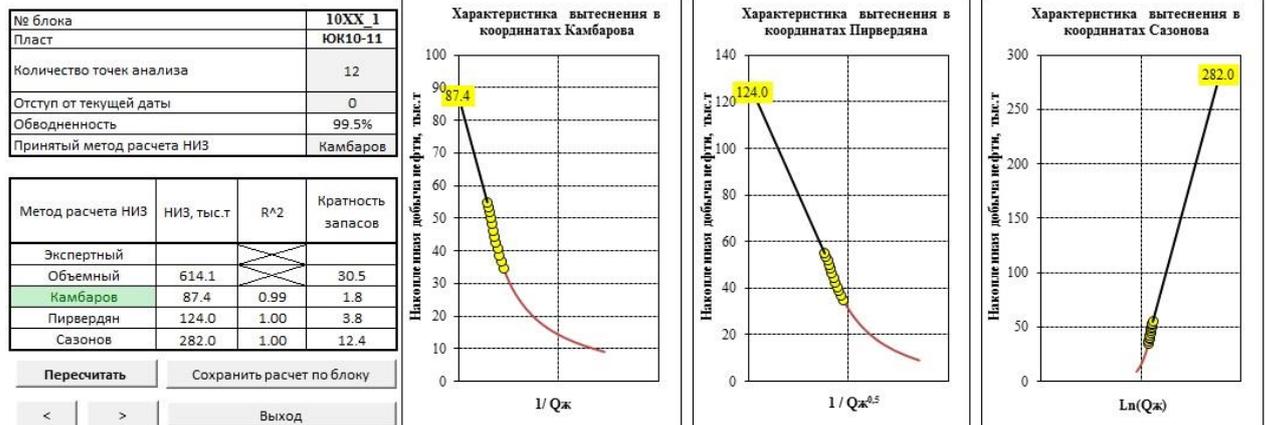


Рисунок 2.19 – Оценка извлекаемых запасов на основе характеристик вытеснения

определяются НИЗ объемным методом подсчета запасов.

Возможен выбор периода исторической работы, используемый для оценки темпов падения и характеристики вытеснения (от 3 до 18 месяцев). Также существует и ручная настройка, которая позволяет поадресно варьировать перечисленные параметры для определенного блока разработки.

На **третьем этапе** предпосылки по блокам разработки переносятся на уровень скважин. В качестве стартовой точки используются фактические дебиты и накопленные показатели добычи скважин на дату, предшествующую дате начала расчета. Также реализована возможность использования осредненных дебитов за последние 3, 6 и 12 месяцев.

Потенциальные НИЗ распределяются на каждую добывающую скважину пропорционально дебиту нефти и обратно пропорционально обводненности скважины по формуле [40]:

$$Q_{oi} = \frac{(Q - \sum_i Q_{ni}) q_{ni} (1 - w_i)}{\sum_i (q_{ni} (1 - w_i))} \quad (2.36)$$

где  $Q_{oi}$  – ОИЗ, приходящиеся на  $i$ -ю добывающую скважину, тыс.т;  $Q$  – потенциальные НИЗ по залежи, тыс.т;  $Q_{ni}$  – накопленная добыча нефти по  $i$ -й скважине, тыс.т;  $q_{ni}$  – фактический дебит нефти  $i$ -й добывающей скважины на последний месяц работы, т/сут;  $w_i$  – обводненность  $i$ -й добывающей скважины на последний месяц работы, доли ед.

Потенциальные НИЗ также могут быть распределены между скважинами пропорционально дебиту нефти или равномерно. А также могут быть скорректированы пользователем индивидуально для каждой скважины.

Для всех скважин, входящих в блок заводнения, используется темп падения жидкости, определенный на историческом периоде для блока разработки в виде экспоненциальной функции (2.14).

Перенос в программу характеристик вытеснения осуществляется в виде табулированных функций зависимости обводненности от начальных извлекаемых запасов.

На **четвертом этапе** предпосылки расчета на уровне скважин передаются в ПМ «РН-Профиль», в котором выполняется расчет добычи.

В заключительном пятом этапе происходит автоматическая выгрузка показателей по кустам. Можно группировать по более крупным объектам инфраструктуры – ДНС, ЦПС. Отчеты формируются в специальных форматах, готовых к дальнейшему использованию для оценки экономики или проведения гидравлических расчетов в специализированном ПО.

Рассматриваемый инструмент был апробирован на трех уникальных по запасам лицензионных участках Краснотенинского месторождения: Каменном, Талинском и Ем-Ёговском. Промышленное освоение этих участков началось в 1980-х годах и на текущий момент на месторождении действуют тысячи скважин.

На примере куста Х1 показано сравнение оценок динамики добычи с учетом показателей работы конкретных скважин данного куста (РН-Профиль) и без учета, с применением интегральных показателей (рис. 2.20). Расчет с применением авторского подхода по скважинам куста Х1 предполагает увеличение добычи жидкости с 300 тыс.т до 600 тыс.т. к 2025 году в результате интенсивных мер по

восстановлению пластового давления, что может потребовать изменения инфраструктурных решений. В то время как пропорциональное деление интегрального прогноза не отражает настолько интенсивного роста.

На примере Талинского лицензионного участка высоко оценены главные преимущества разработанного программного модуля – скорость и детальность, одновременно. Для инициализации первого расчета месторождения с несколькими тысячами скважин и сотнями кустов потребовалось 3 рабочих дня, а на проведение корректирующих итераций расчета – менее 6 часов.

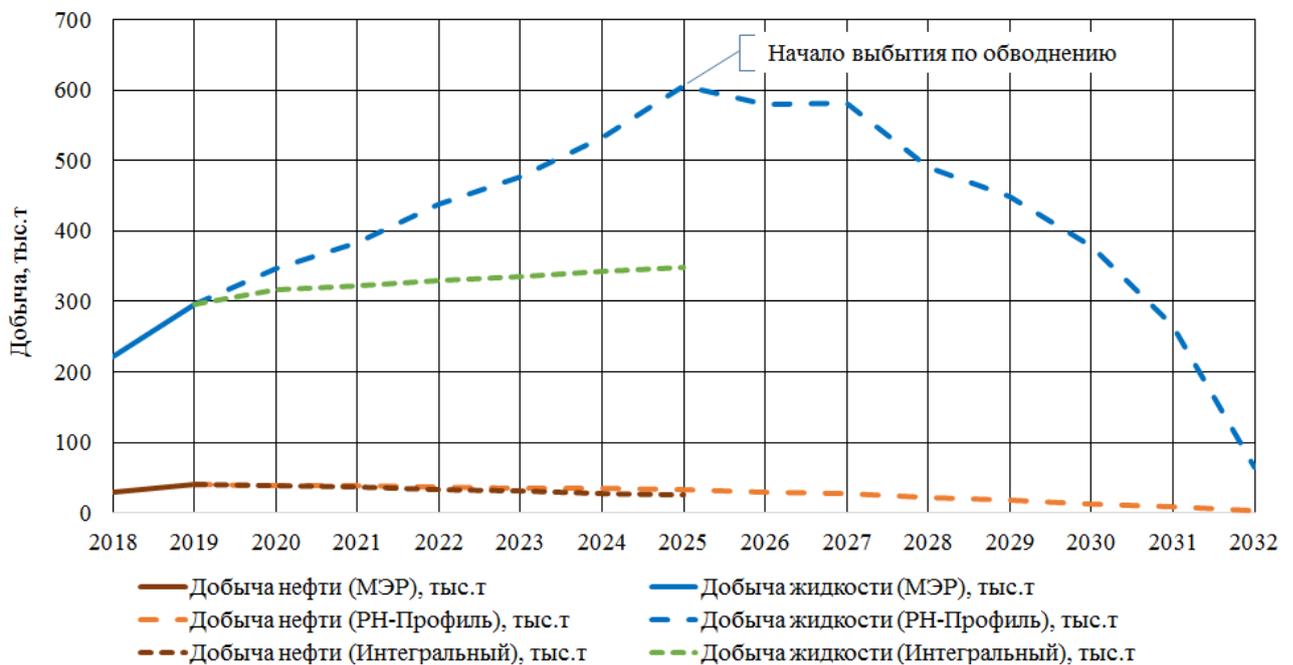


Рисунок 2.20 – Сопоставление прогнозных расчетов куста X1

Недропользователь принял данные расчеты для использования в интегрированном проекте развития месторождения для учета планов по реинжинирингу инфраструктуры, что, как ожидается, позволит снизить риски невыполнения планов по добыче из-за «запирания» инфраструктуры.

Логичным развитием данной технологии автору видится применение аналитических алгоритмов прогнозирования добычи для *мониторинга разработки*, по сути – создание аналитического цифрового двойника нефтяного месторождения, что касается газового промысла, то решение, разработанное автором с группой единомышленников, представлено в главе 4.

В отличие от среднесрочного и долгосрочного планирования разработки, данная задача предусматривает более высокую кратность актуализации модели, когда исходная информация о фактической работе скважин обновляется ежемесячно или ежесуточно в зависимости от постановки задачи.

Данный подход позволяет на раннем этапе выявить причины расхождения плановой и фактической добычи по каждой скважине, оценить потери добычи от остановок скважин, сравнить плановую и фактическую эффективность ГТМ, увидеть влияние различных внештатных ситуаций на уровень добычи нефти. Что, в свою очередь, позволяет оперативно скорректировать программу бурения и ГТМ и оценить влияние внесенных корректировок.

Представленные алгоритмы и разработанные автором методики расчетов позволили увеличить производительность расчетов на 9,3%. Диверсификация человеческого ресурса при этом направлена на детальный анализ полученных результатов и принятие решений. Следующим шагом может быть интеллектуализация процесса, когда базовые решения по динамике технологических показателей при разработке месторождений заложены в шаблоны и система «подсказывает» как поступить и принять верное бизнес-решение по увеличению/уменьшению закачки, бурению/отказу от бурения новых скважин и т.д.

## **ВЫВОДЫ ВТОРОЙ ГЛАВЫ**

1. Разработан аналитический подход прогнозирования добычи, отличительной особенностью которого является объединение в едином расчете прогноза базового фонда и новых скважин, учета эффекта от ГТМ и ограничений со стороны инфраструктуры, оценки экономической эффективности рассчитанного варианта разработки.

2. Продемонстрирована существенное различие аналитического решения и на ГДМ по времени счета, до двух порядков, при сопоставимых результатах, делает аналитическую модель незаменимым инструментом на этапе подготовки прогнозного варианта разработки месторождения, когда требуется выполнить большое количество расчетов с целью формирования графика ввода скважин и

программы ГТМ с учетом бизнес-плана добывающего предприятия и инфраструктурных ограничений. При этом количество расчетов, выполненных непосредственно на ГДМ, сводится к минимуму.

3. Разработана комбинация предлагаемых аналитических «инструментов» на основе конфигурации набора отдельных оптимизационных задач с индивидуальным и общим набором ограничений и правил для прогнозного интервала времени. В результате формируется набор решений, удовлетворяющих условиям оптимизационной постановки, что позволяет разработчику выбрать логическое проектное решение.

4. Разработан алгоритм учета ограничений, вызванных пропускной способностью инфраструктуры, и минимизации отклонений от целевых уровней добычи.

### **3. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ЭЛЕМЕНТА КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К ПЕРМАНЕНТНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ**

#### **3.1. Текущее состояние научно-методического обеспечения рационального заводнения с использованием моделей различной сложности**

В процессе разработке и эксплуатации нефтяных месторождений одну из важнейших ролей играет постоянный мониторинг и оптимизация реализуемой или уже реализованной системы заводнения. В данной работе основным акцентом является технология постоянного регулирования уже сложившейся системы за счет последовательной смены режимов работы скважин таким образом, чтобы достичь максимальной рентабельности или некоего общего критерия оптимизации, являющегося актуальным для экономических показателей нефтегазодобывающей компании на текущий горизонт планирования. За последние 5 лет количество работ в части автоматизации управления заводнением и оптимизации режимов нагнетательных скважин существенно возросло [5, 7, 14, 15, 19, 20,21, 22, 23, 89, 98, 101, 110, 114, 120, 121, 169, 180, 181].

Основным принципом управления 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).

Более детальный анализ режимной карты каждого элемента позволяет ранжировать потенциалы и выявить наиболее приоритетные элементы для проведения регулирующих мероприятий для оптимизации заводнения. Здесь следует выделить два основных типа критериев для ранжирования:

- критерии, отражающие энергетическое состояние элемента;
- критерии, выражающие степень выработки запасов нефти.

Все критерии могут быть объединены в симплексы, основанные на внутренних стандартах предприятия аддитивным или мультипликативным способом с весовыми коэффициентами, актуальными для текущей экономической ситуации. Так можно провести оперативную оценку потенциалов каждого элемента заводнения в сочетании с оценкой остаточных запасов.

Для выполнения аналитических расчетов и прогнозирования основных показателей разработки используются следующие инженерные аналитические инструменты.

**Анализ снижения базового дебита нефти.** Дебит нефти в добывающей скважине можно представить в виде произведения коэффициента продуктивности, разницы между пластовым и забойным давлениями и долей нефти в добываемой продукции, которую принято обозначать как  $(1 - f)$ , где  $f$  – обводненность скважины. Используя данное представление, можно провести оценку несовершенства работы скважины через разницу текущего и потенциально-возможного дебита нефти. В результате могут быть построены графики снижения дебита нефти по факторам для каждой скважины.

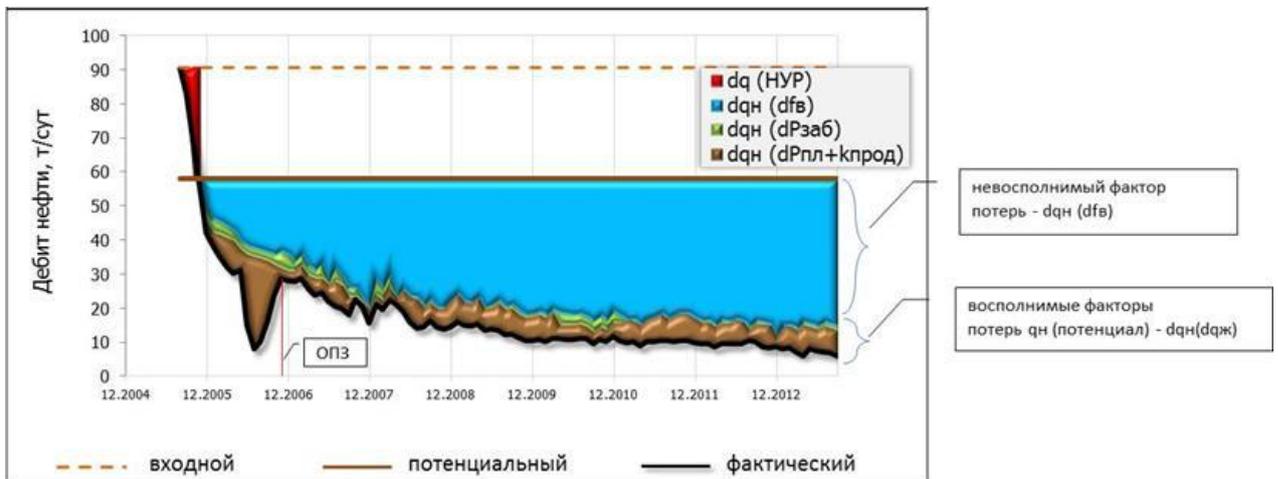


Рисунок 3.1 – Структура снижений дебита нефти с декомпозицией по факторам роста обводненности, снижения пластового давления и продуктивности скважины (график из ЛНД)

Из рисунка 3.1 видно, что большая часть потерь добычи нефти обусловлена ростом обводненности. Гораздо меньший вклад в снижение добычи привносят снижение пластового давления, коэффициента продуктивности скважин и рост

забойного давления. Тем не менее, известно, что на поздних стадиях разработки большие значения обводненности неизбежны, при этом сложившаяся инфраструктура не исчерпала свои резервы. Здесь основным путем к повышению нефтеотдачи является рациональное форсирование добычи и заводнения.

**Построение диагностических кривых.** На основе графических зависимостей может быть выполнен прогноз показателей разработки, например, зависимость логарифма водо-нефтяного фактора (ВНФ) от накопленной добычи нефти. Прогноз строится на основе линейной экстраполяции до значения



Рисунок 3.2 – Зависимость  $\ln(\text{ВНФ}) - \Sigma Q_n$  (график из ЛНД)

обводненности 98% (рис 3.2).

Так же следует отметить график соответствия, позволяющий выполнить оценку отклонения от идеального процесса заводнения с поршневым вытеснением. График представляет собой зависимость коэффициента извлечения нефти (КИН) от коэффициента охвата. Поскольку КИН определяется произведением коэффициентов охвата и вытеснения, зависимость является линейной. Однако на практике наблюдается отклонение от теоретической зависимости (рис. 3.3).

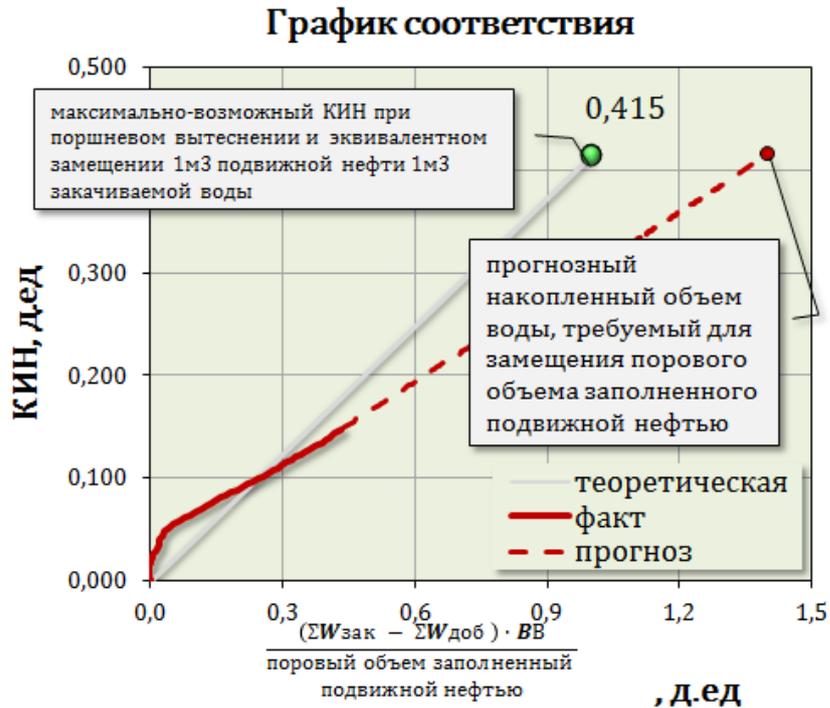


Рисунок 3.3 – График соответствия (материальный баланс процесса заводнения)

Линейная экстраполяция позволяет спрогнозировать необходимый накопленный закачиваемый объем воды для достижения максимально-возможного коэффициента извлечения нефти.

**Метод характеристик вытеснения.** Характеристики вытеснения представляют собой аналитические зависимости: чаще всего это зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости, такие зависимости еще называют кривыми обводнения. Также существуют «кривые падения» – зависимости дебита нефти от времени, наиболее популярная зависимость кривая Арпса [185].

Любая характеристика вытеснения, по-сути, является аппроксимацией нестационарной модели контрольного объема продуктивного коллектора или месторождения в целом на основе материального баланса в связке с кривыми плотности от давления воды, нефти и газа. Единственным принципиальным отличием может быть представление о замкнутости этого объема и его

бесконечности или гидродинамической связанности с другими (например, водоносными) пластами.

Применяются характеристики вытеснения для прогнозирования добычи нефти и потенциально извлекаемых запасов нефти повсеместно, из-за своей простоты и отсутствия необходимости поиска огромного количества малоизвестных данных. Такой подход к прогнозированию может быть применен как к отдельным скважинам, так и к элементам заводнения, а также ко всему объекту в целом [189].

Основной проблемой применения такого подхода является отсутствие возможности достоверно учитывать взаимовлияние элементов разработки, так как границы между ними выбираются весьма условно, а геологическая неопределенность обуславливает неизвестный массообмен между элементами – м/у контролируемые объемами пласта.

**Аналитический график Холла.** Графики Холла служат для анализа работы нагнетательных скважин и представляют собой зависимость накопленного устьевого давления от накопленных объемов нагнетания (закачки). В начале разработки график имеет изогнутый вид, однако, при длительной работе график переходит в прямую. В случае положительного изменения скин-фактора наклон графика может увеличиваться, а при отрицательном изменении скин-фактора – уменьшаться. Такой подход позволяет выявлять изменения в работе нагнетательных скважин в следствии автоГРП (спонтанного образования трещин под действием напряжения, вызванного нагнетанием), ухудшения проводимости призабойной зоны, потери эффективности закачки вследствие заколонных перетоков или через окна слияния за пределы заводняемого пласта.

**Метод материального баланса.** Для решения задач подсчета текущих запасов, прогноза динамики пластового давления, определения интенсивности водоносного горизонта, как по отдельным элементам заводнения, так и по всему объекту в целом зачастую используется метод материального баланса. Метод основывается на законе сохранения масс. В общем виде уравнение материального баланса имеет вид равенства извлеченного объема жидкости и суммарного

измененного объема породы и жидкости в пласте за счет снижения пластового давления.

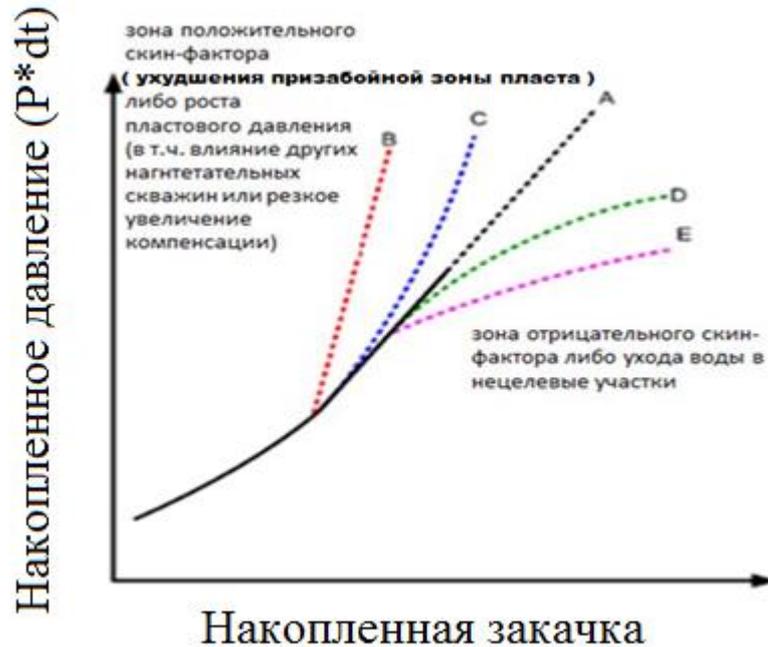


Рисунок 3.4 – Пример построения графика Холла

$$N_p B_o + W_p B_w = \Delta V_o + \Delta V_f + \Delta V_w \quad (3.1)$$

В зависимости от наличия газовой шапки, растворенного газа, наличия системы ППД уравнение может быть записано в различном виде. Наиболее полная запись, при присутствии всех перечисленных факторов, имеет вид:

$$N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w = N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g] + m N B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \frac{N B_{oi} (S_w C_w + C_f) \Delta P}{(1 - S_{wc})} + G_i B_g + W_{inj} B_w \pm W_e B_w \quad (3.2)$$

где  $C_e = \frac{(S_o C_o + S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{wc})}$  – общая сжимаемость пластовой системы,  $N$  – начальные геологические запасы нефти в поверхностных условиях,  $B_o$ ,  $B_w$ ,  $B_g$  – объемный коэффициент нефти / воды / газа,  $m^3/m^3$ ,  $N_p$ ,  $W_p$ ,  $G_p$  – накопленная добыча нефти / воды / газа,  $W_{inj}$  – накопленная закачка воды,  $W_e$  – приток воды из-за контурной области,  $m^3$ ,  $\Delta P$  – изменение давления от начального,  $V_o$ ,  $V_w$ ,  $V_f$  – объем нефти,

объем воды, объем пор,  $C_o$ ,  $C_w$ ,  $C_f$  – сжимаемость нефти, воды, породы,  $S_o$ ,  $S_w$  – насыщенность нефтью, водой,  $m$  – отношение начального порового объема, занятого свободным газом в газовой шапке к поровому объему, занятому нефтью,  $R_s$  – газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ,  $R_p$  – накопленный газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , индекс  $i$  – означает начальные условия.

Метод материального баланса позволяет проводить оценку динамики пластового давления.

$$P_o = P_i - \frac{N(B_o - B_{oi}) + NB_{oi}C_e\Delta P + W_{inj}B_w \pm W_e B_w (1+m)NB_{oi}(1-S_{wc})}{NB_{oi}(S_w C_w + C_f)} \quad (3.3)$$

Метод материального баланса прост, но сложнее характеристик вытеснения, при применении в целом на объект разработки не позволяет кластеризовать элементы, а при выделении элементов любым доступным из методов (например, диаграммы Вороного) также не учитывает взаимовлияния элементов. Последнее может быть устранено в прокси-моделях пласта на основе метода крупных контрольных объемов (МККО).

### 3.2. Механизм построения математических «прокси-моделей»

#### гидродинамических систем на основе метода крупных контрольных объемов

Платформой для математического описания фильтрационных процессов, безусловно, являются физические процессы, описанные в поровой гидромеханике [10, 67, 71 173]. Математическое описание этих процессов, в первую очередь, опирается на материальный баланс, а не на принцип неразрывности/сплошности, так как последняя нарушается в гетерогенных средах (например, нефть и вода). Во вторую очередь по степени важности описывается закон сохранения энергии. Он является менее важным, так как процессы диссипации энергии на вязкостное внутрипоровое трение редко удастся описать достаточно точно, в первую очередь из-за низкой точности параметров породы (проницаемость, толщина, сжимаемость и др. ФЕС). Разрывные течения наиболее важно учитывать в

моделях с нестационарной постановкой, так как разрыв потока в сетях и каналах движения текучих сред (ТС) (трубы, поровые каналы, участки безнапорного течения и т.п.) любой природы может наблюдаться вследствие тривиального опорожнения наблюдаемого объема и серии гидроударов, которые в свою очередь обусловлены:

- инерцией потоков;
- сетевыми и линейными волновыми процессами;
- действием гравитации;
- непреодолимости участков перегиба;
- ненулевым напряжением на разрыв (в основном для жидкостей).

Закон сохранения энергии в гидравлике для напорного течения выражается в эмпирических зависимостях (так, например, корреляциях) перепада давления на концах любого элемента (труба, фрагмент пласта, керн, поровый канал, и т.п.) от величины объемного/массового расхода или скорости. С учетом изменчивости свойств плотности и кинематической вязкости по длине участка

$$\Delta p = f_i(p_{ex}, q), \quad (3.4)$$

где  $P_{ex}$  – давление на входе потока в участок течения.

Вид функций –  $f_i(p_{ex}, q)$  может быть любым и описываться аналитически, табулирован поверхностями с любой сеткой или вычисляться на основе других более вычурных моделей.

Необходимость в табулировании подобных функций состоит, как правило, в создании интегрированных – комплексных моделей, для которых низкоуровневые замыкающие отношения в виде (3.4) моделируются заранее в узкоспециальных симуляторах. Последнее увеличивает производительность счета для моделей, оперирующих крупными КО. В наиболее простом варианте на коротком участке, где изменчивость свойств текучих сред пренебрежимо мала, достаточно использовать  $\Delta p = f_i(q)$ .

С помощью таких зависимостей можно дискретно описать процесс диссипации гидравлической энергии в любых системах на микро- и макроуровне.

Зависимости гидравлических характеристик –  $f(q)$  участков движения ТС

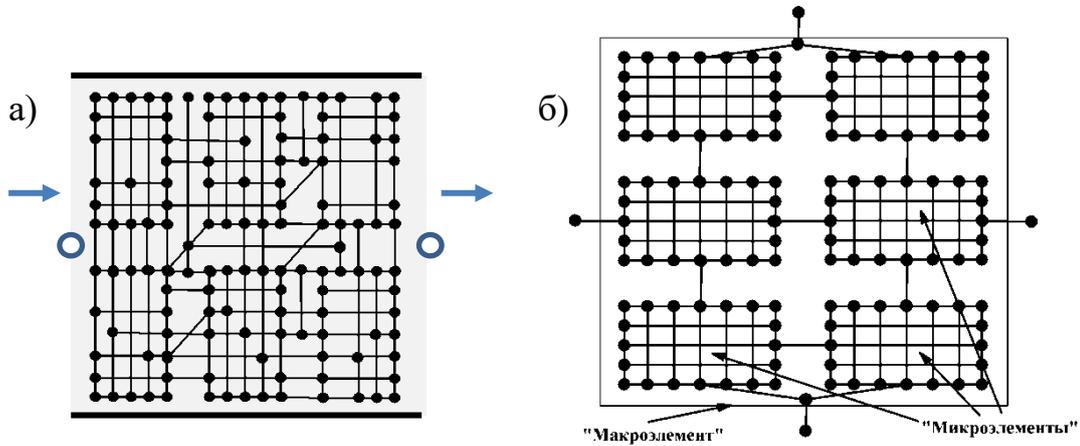


Рисунок 3.5 – Уровни детализации моделей: а) представление участка течения/фильтрации в пласте, микроэлемент; б) макроэлемент, состоящий из микроэлементов могут описывать фрагменты более крупных участков (рис. 3.5–3.6).

Для уточнения расчета потерь давления вдоль большого участка любой длины используется дробление (рис. 3.6). Это позволяет учесть изменение геометрии моделируемой зоны линейно или по объему, его свойств, оказывающих влияние на сопротивление потоку и, как следствие на снижение/рост давления и свойств жидкости или газа (кинематическая

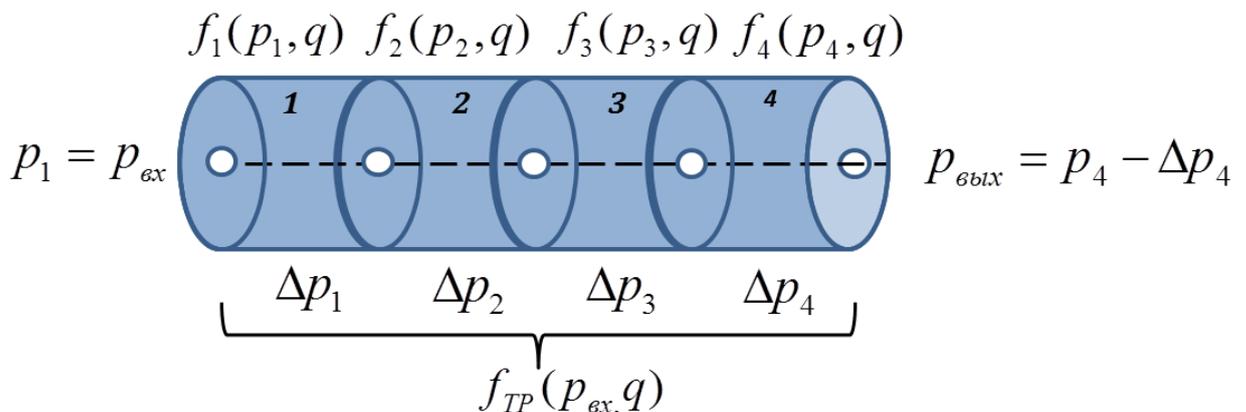


Рисунок 3.6 – Детализация трубы/полноразмерного керна с делением на участки

вязкость, плотность, фазовый переход) вдоль участка.

Наиболее часто используемым приемом прямого прохода вычисления от входа среды к выходу с учетом снижения давления в КО, например, для схемы на рис. 3.6 является следующее решение:

$$\begin{aligned}
 p_{\text{вых}} &= p_{\text{вх}} - f_{TP}(p_{\text{вх}}, q) \\
 f_{TP}(p_{\text{вх}}, q) &= \sum_{j=1}^4 \Delta p_j \\
 f_{TP}(p_{\text{вх}}, q) &= \sum_{j=1}^4 f_j(p_j, q) = \sum_{j=1}^4 f_j\left(p_{\text{вх}} - \sum_{k=1}^j f_k(p_{k-1}, q), q\right)
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

Давление здесь снижается условно мгновенно от входа в участок к его выходу. Если выделить давления в сечениях и давления в центрах участков, то нахождение значений функции –  $f_{TP}(p_{\text{вх}}, q)$  уже будет строиться решением уравнения. Практика доказывает, что для схемы вычисления (3.5) погрешности удовлетворительны.

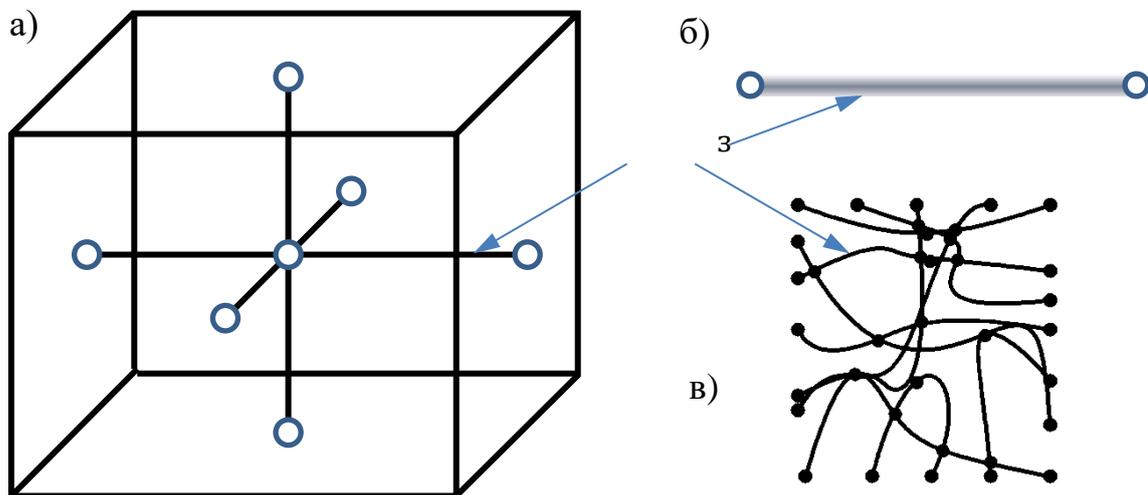


Рисунок 3.7 – Модели участков массопереноса: а) – ККО пласта/ячейка;  
б) – труба, в) – поровый канал

Такого рода вычислительный прием замены дифференциального уравнения относительно давления вполне оправдан, тем, что исходные полуэмпирические и

даже табулированные зависимости участков  $f_j(p_{ax}, q)$  не позволяют найти аналитическое решение требуемой точности, что вынуждает применять численное интегрирование, которое часто дает еще менее точный результат, чем первоначальное разделение на участки (рис. 3.6).

В качестве модели участка массопереноса будем использовать понятие звено (ветвь в орграфе). Такими участками могут быть, как трубопроводы, так и фрагменты пласта, рассматриваемые в виде 1/6 контрольного объема (КО)/ячейки от центра масс (рис.3.7) или крупных КО (рис. 3.8) для учета их взаимовлияния в прокси-модели пласта.

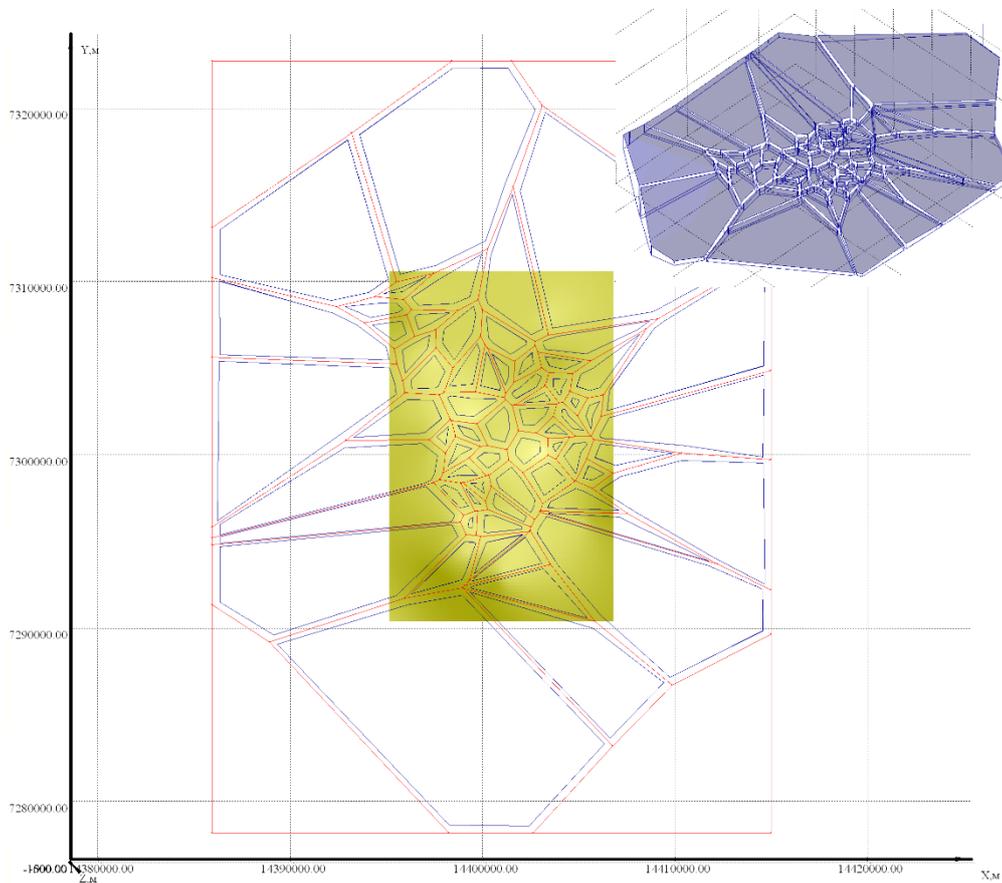


Рисунок 3.8 – Пример разделения на крупные КО модели пласта ПК19  
Берегового месторождения

По сути, звеном в ячейке является направление фильтрации от центра масс КО к центрам ее граней в одномерной постановке (когда боковые ответвления потоков не имеют значения). Такой подход полностью оправдан и результаты его

сопоставления с точными аналитическими решениями дифференциальных уравнений двумерной фильтрации в однофазной постановке демонстрирует низкую погрешность – менее 0.01 %.

Рассмотрим общую идею метода контрольных объемов, на примере субпрямоугольных параллелипипедов, выраженную в разделении объема геологического объекта/тела на ячейки в виде пространственного восьмиугольника с плоскими или суб-плоскими гранями (рис. 3.9).

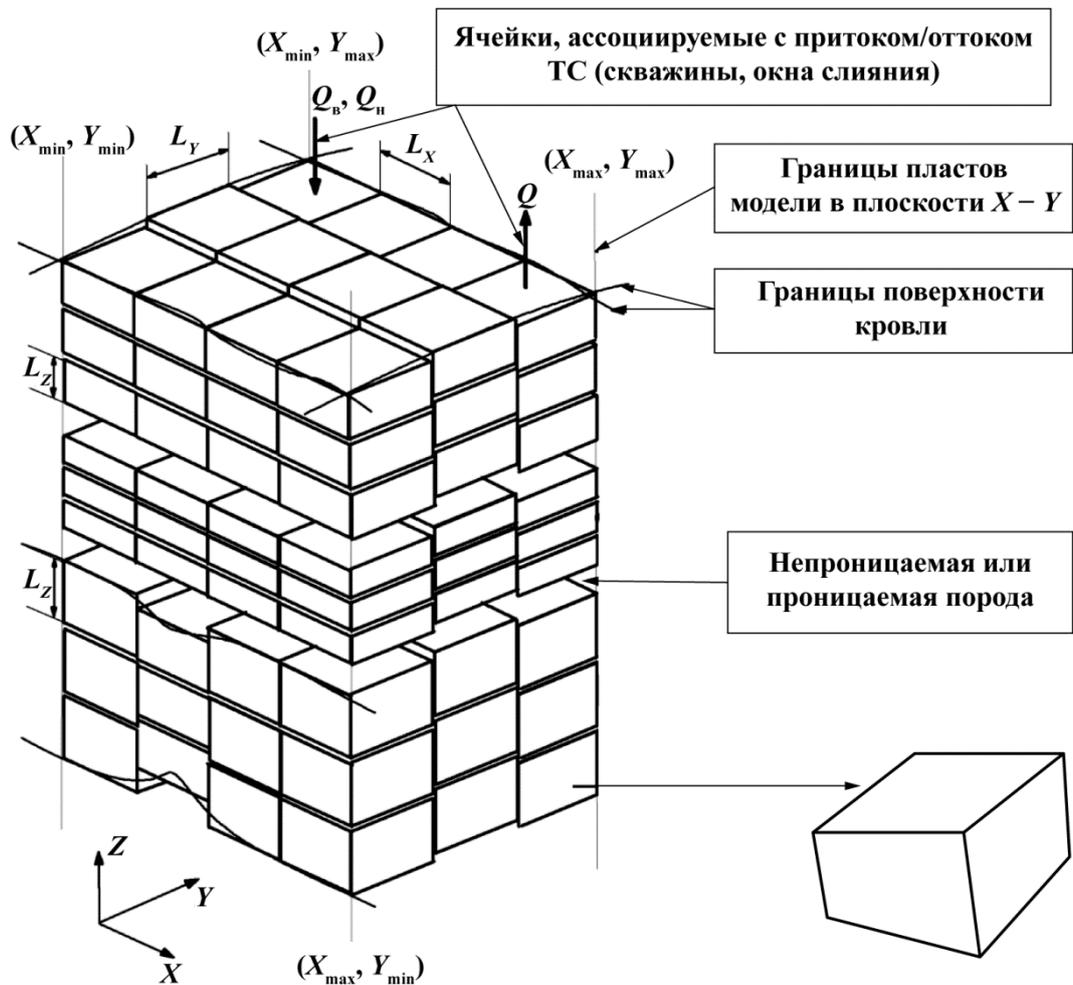


Рисунок 3.9 – Типовой образ ячейки – контрольного объема в модели продуктивного пласта

**Преимущество явной схемы:** 1 – использование произвольных по сложности с возможными нелинейностями функций законов вязкостного внутрипорового трения [153]; 2 – высочайшая эффективность распараллеливания; 3 – полное отражение всего многообразия физики процессов; 4 – возможность

совместного учета химических и тепловых процессов; 5 – учет второго закона Ньютона (аналог дифференциальные уравнения второго порядка/ускорение); 6 – учет разрывных течений. **Недостатки явной схемы:** 1 – при малой мантиссе чисел с плавающей точкой решение неустойчиво; 2 – требуется малое значение кванта времени (приращение времени); 3 – существенная вычислительная нагрузка и время счета (нивелируется использованием экстраполяции по времени и крупных или сверхмелких КО/ячеек).

Для реализации явной схемы решения, а именно она является предельно точной, по сравнению со всем многообразием неявных схем. По мнению большинства опытных вычислителей, единственным способом получения достоверного решения является явная вычислительная схема со стабилизаторами и при использовании чисел с мантиссой более 20-и значащих цифр.

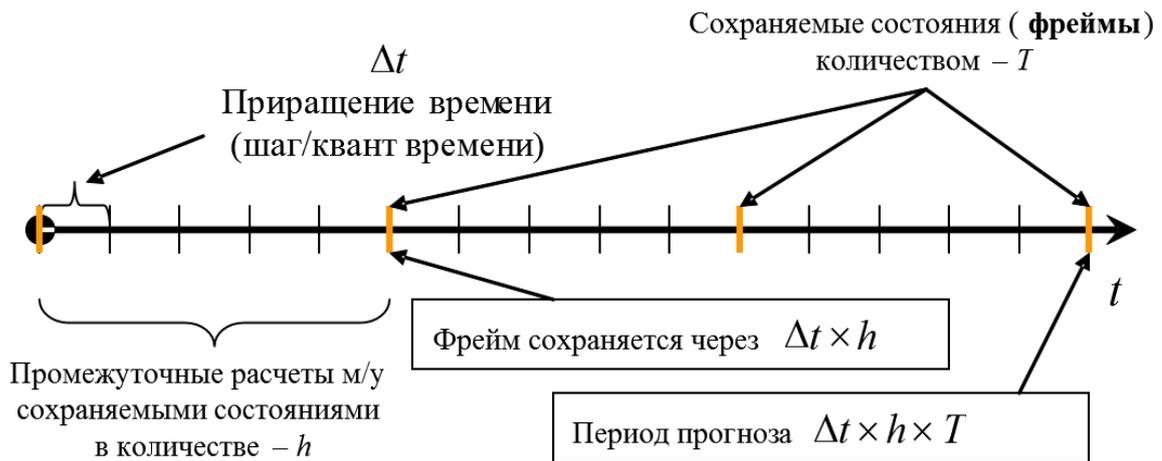


Рисунок 3.10 – Двухуровневая схема квантования

Основой численной модели пласта в нестационарной постановке являются следующие принципы.

**1. Прогнозное время** разделяется на интервалы времени (рис.3.10) в которых нас интересует состояние пласта (фреймы), выраженное в текущих ФЕС во всех ячейках.

**2. Вводится понятие кванта времени**, в течение которого формирование фильтрационных потоков и давлений считают квазистационарным

(установившимся) –  $\Delta t$ , а термобарические условия: давления и температуры фиксированными для каждой из всех ячеек.

**3. Фильтрационные потоки** между смежными (соседними через грань) КО определяются решением независимых нелинейных алгебраических уравнений относительно стационарного массового расхода компонента (неделимой на данный момент среды – нефть+газ, газ+конденсат, вода и т.п.) при известных давлениях в ячейках и характеристиках закона вязкостного внутрипорового трения (в т.ч. кривых капиллярных давлений, кривых относительных фазовых проницаемостей ОФП).

При определении условно стационарных массовых расходов перетоков компонентов между КО в течение кванта времени термобарические условия, доли насыщения и растворения, и определяющиеся согласно им свойства (кинематическая вязкость, плотность, теплоемкость, градиенты сдвига, капиллярные давления и т.п.) считаются неизменными.

Здесь следует отметить, что каждый компонент может содержать в себе другие компоненты, например, в газе присутствуют пары воды, а в воде и нефти, например, растворенный газ, в котором тоже может присутствовать вода. Т.е. компонент, как основная среда может фильтроваться через грани ячейки и нести за собой другой компонент, а часть его, находясь в свободном виде, будет фильтроваться отдельно. Это определяет количество решаемых уравнений для каждой пары соседствующих КО.

В случае присутствия одного компонента в другом, в последнем используются корректировки вязкости и плотности и др. требующие коррекции параметра вязкостного трения. Раздельное движение компонентов описывается кривыми ОФП с различных модификаций.

Основой записи типового уравнения перетока является базовый закон вязкостного внутрипорового трения, выражающий потери давления на трение вдоль поровых каналов, смешивание разноскоростных потоков, местных сопротивлений, сжатие/расширение потоков в поровой сети в направлении

основного градиента давления. При выполнении закона Дарси закон вязкостного внутрипорового трения описывается выражением

$$\text{grad } p = \omega \frac{\mu}{k},$$

где  $\frac{\mu}{k}$  – подвижность компонента: отношение динамической вязкости к фазовой проницаемости.

В конечном виде линейный закон Дарси относительно массового расхода через грань –  $u$  будет

$$\Delta p = \frac{q_u}{\rho S_u} \frac{1}{k} \rho \cdot \nu \Delta l_u, \quad (3.6)$$

где  $\Delta p$  – перепад давления между давлением на грани –  $u$  и давления в центре ячейки;

$\Delta l_u$  – расстояние от центра ячейки до центра грани –  $u$ ;

$S_u$  – среднеинтегральная площадь плоскопараллельной фильтрации от центра ячейки до грани –  $u$ ;

$\nu$  – кинематическая вязкость компонента в текущих термобарических условиях с учетом растворенных компонентов, м<sup>2</sup>/с.

Важно отметить, что в (3.6) плотность сокращается, т.к. используется массовый расход –  $q_u$ , кг/с. Из этого вытекает, что согласно закону Дарси массовый расход не зависит от плотности, а только от кинематической вязкости.

Если по данным лабораторных исследований получена закономерность между перепадом давления и объемного расхода в широком диапазоне расходов, тогда для модели КО пласта можно пользоваться некой базовой эмпирической зависимостью  $\text{grad } p = \gamma(\omega)$  [153, 154, 155], полученной при значениях  $k_0$  и  $\mu_0$  в виде базового закона (рис. 3.11)

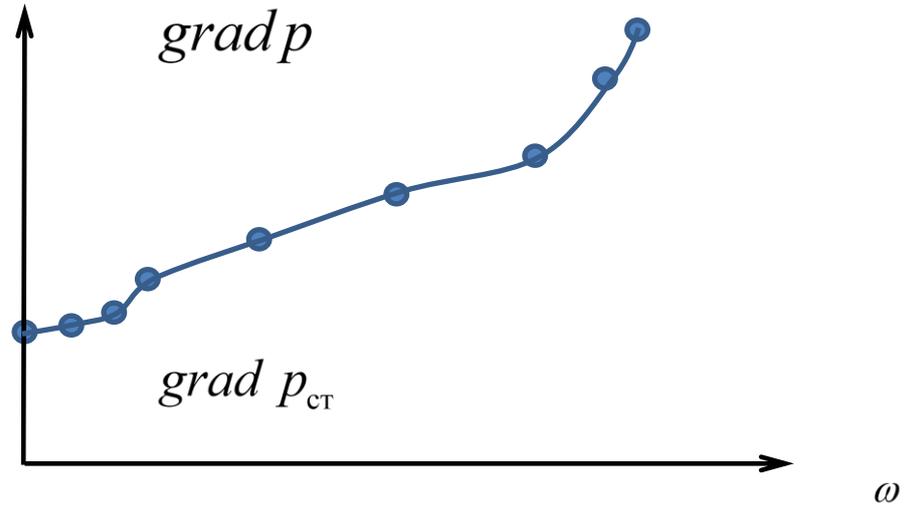


Рисунок 3.11 – Общий вид закона вязкостного внутрипорового трения

$$\text{grad } p = \gamma(\omega) \frac{\mu k_0}{\mu_0 k} \quad (3.7)$$

или в конечной форме

$$\Delta p = \gamma \left( \frac{q}{\rho \cdot S} \right) \frac{\mu k_0}{\mu_0 k} \Delta l, \quad (3.8)$$

где  $k$  – текущая фазовая проницаемость компонента в соответствии с текущими термобарическими условиями и насыщенностями;

$\mu$  – динамическая вязкость при текущих на данный момент времени давлении и температуре, Па · с .

Таким образом, для нахождения величины массового расхода любого компонента вследствие перетока между смежными ячейками через некоторую грань (рис. 3.12)

$$\begin{aligned} p_1 - p_2 = & \gamma \left( \frac{q}{\rho_1 \cdot S_1} \right) \frac{\mu_1 k_0}{\mu_0 k_1} \Delta l_1 + \gamma \left( \frac{q}{\rho_2 \cdot S_2} \right) \frac{\mu_2 k_0}{\mu_0 k_2} \Delta l_2 + \\ & + g \frac{z_1 - z_2}{\Delta l_1 + \Delta l_2} (\Delta l_1 \rho_1 + \Delta l_2 \rho_2), \end{aligned} \quad (3.9)$$

где 1, 2 – индексы первой и второй из смежных ячеек;

$z_1, z_2$  – абсолютные отметки центров ячеек.

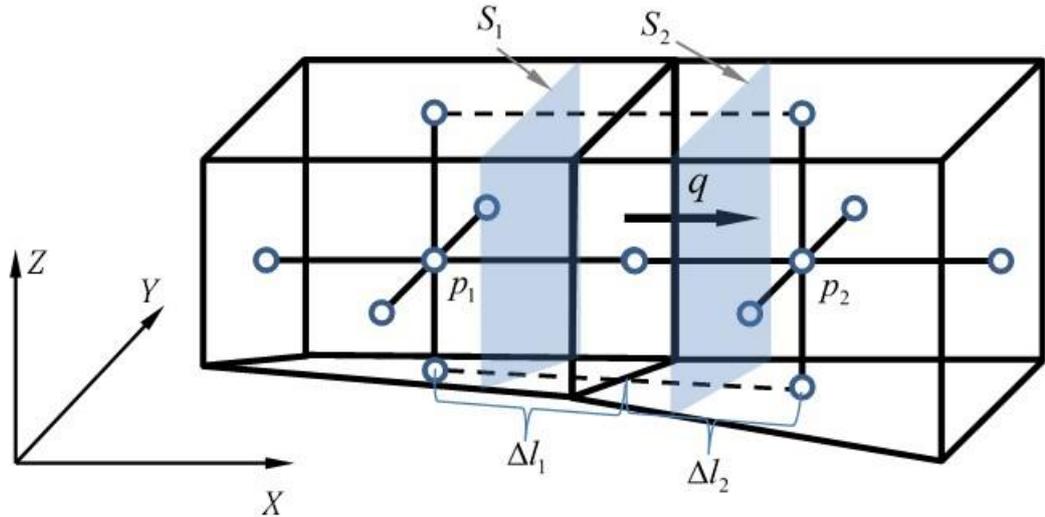


Рисунок 3.12 – Переток между КО через грань ZY

С учетом функциональных связей вязкости и плотности с давлением и относительной фазовой проницаемостью с насыщенностью

$$\begin{aligned}
 p_1 - \lambda(\sigma_1) - p_2 - \lambda(\sigma_2) = & \gamma \left( \frac{q}{\rho(p_1) \cdot S_1} \right) \frac{\mu(p_1)}{\mu_0} \frac{k_0}{k \cdot \bar{k}(\sigma_1)} \Delta l_1 + \\
 & + \gamma \left( \frac{q}{\rho(p_2) \cdot S_2} \right) \frac{\mu(p_2)}{\mu_0} \frac{k_0}{k \cdot \bar{k}(\sigma_2)} \Delta l_2 + \\
 & + g \frac{z_1 - z_2}{\Delta l_1 + \Delta l_2} [\Delta l_1 \rho(p_1) + \Delta l_2 \rho(p_2)],
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

где  $\mu(p)$ ,  $\rho(p)$  – функции динамической вязкости и плотности компонента от давления;  $\bar{k}(\sigma)$  – функция относительной фазовой проницаемости компонента от его насыщенности, д.е.;  $k$  – коэффициент абсолютной проницаемости, м<sup>2</sup>;  $\lambda(\sigma)$  – функция капиллярного давления данной фазы/компонента от ее насыщенности.

Не следует забывать, что если градиент давления между центрами ячеек меньше градиента страгивания, обусловленного как свойствами флюида, так и его взаимодействием со стенками пор

$$\left| \frac{p_1 - p_2 - \lambda(\sigma_1) - \lambda(\sigma_2) - g \frac{z_1 - z_2}{\Delta l_1 + \Delta l_2} [\Delta l_1 \rho(p_1) + \Delta l_2 \rho(p_2)]}{\Delta l_1 + \Delta l_2} \right| < \text{grad } p_{\text{ст}}$$

то фильтрация невозможна и искомый массовый расход  $q=0$ . В этом случае в решении нелинейного алгебраического уравнения (НАУ) нет необходимости.

Далее в уравнениях расчета массового перетока типа (3.10) явно не будем указывать дополнительные источники сил и давления: капиллярные и диффузионные, предполагая их входящими в разность давлений между ячейками.

В связи с тем, что длины участков фильтрации, средне интегральные площади фильтрации, свойства компонентов и фазовые проницаемости внутри каждой ячейки различны, они используются отдельно в виде последовательного соединения участков (аналогично правилам Кирхгоффа) фильтрации без всякого осреднения (3.10), которое приводит к сглаживанию распределения запасов в симуляторах MORE, T-Navigator, Eclipse, и т.п.

Особым моментом при расчете перетока между смежными ячейками является дискретный переход от режима непоршневого вытеснения (3.9) к режиму поршневого. В режиме поршневого вытеснения сопротивление фильтрации рассматривается в сочетании компонентов, а не отдельно.

Рассмотрим наиболее яркий пример: если в одной из пары ячеек есть только нефть, а в другой только вода. В более общем случае в левой (рис. 3.13) ячейке

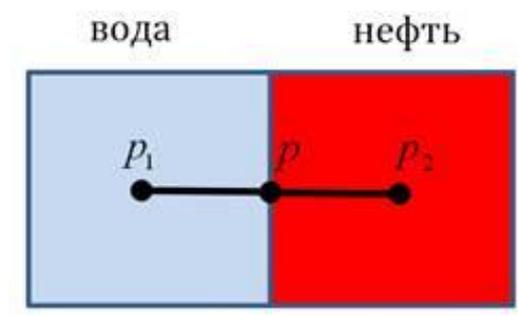


Рисунок 3.13 – Пример перехода фильтрации в режим поршневого вытеснения есть остаточная нефть, а остальное вода, в правой ячейке наоборот.

В этом случае фильтрация воды слева-направо ( $p_1 > p_2$ ) происходит в режиме поршневого вытеснения. Это означает, что закон вязкостного трения должен описывать последовательное сопротивление от центра одной из ячеек до грани для одной из фаз (или укрупненных компонентов), а затем сопротивление от грани до центра смежной ячейки по другой фазе

$$\begin{aligned}
 p_1 - p_2 = & \gamma_{\epsilon} \left( \frac{q}{\rho_{\epsilon}(p_1) \cdot S_1} \right) \frac{\mu_{\epsilon}(p_1)}{\mu_{\epsilon,0}} \frac{k_{\epsilon,0}}{k \cdot \bar{k}_{\epsilon}(\sigma_{\epsilon,1})} \Delta l_1 + \\
 & + \gamma_{\eta} \left( \frac{q}{\rho_{\eta}(p_2) \cdot S_2} \right) \frac{\mu_{\eta}(p_2)}{\mu_{\eta,0}} \frac{k_{\eta,0}}{k \cdot \bar{k}_{\eta}(\sigma_2)} \Delta l_2 + \\
 & + g \frac{z_1 - z_2}{\Delta l_1 + \Delta l_2} [\Delta l_1 \rho_{\epsilon}(p_1) + \Delta l_2 \rho_{\eta}(p_2)].
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

Из (3.11) видно, что закон трения записывается отдельно по каждому компоненту, сопротивление фильтрации в первой ячейке вызвано фильтрацией воды, а во второй фильтрацией нефти. Уравнение (3.11) в нашем случае решается относительно массового расхода воды (внедряющегося флюида). Это обусловлено тем, что для внедрения воды в соседнюю ячейку требуется вытеснить или сжать нефть.

**4. Материальный баланс** компонентов между ячейками описывается суммированием соответствующих массовых расходов через грани, как

$$M_{c,i}^{(t+1)} = M_{c,i}^{(t)} + \sum_{u=1}^G q_{c,i,u}^{(t)} \Delta t, \tag{3.12}$$

где  $q_{c,i,u}^{(t)}$  – массовый расход компонента  $c$  на предыдущем слое времени  $t$  через грань  $u$ , ячейки  $i$ , кг/с;

$G$  – количество активных проницаемых граней, обычно 6 (может быть как меньше, так и больше в зависимости от геометрии сопряжения КО).

Здесь важно отметить, что операции (3.9) и (3.10) в сочетании с проверкой опустошения позволяют соблюсти предельную точность массопереноса (без появления и пропадания масс).

Если масса компонента в (3.12) оказывается меньше нуля, то происходит опорожнение и все величины перетоков пересчитываются исходя из возможного опустошения ячеек по тому или иному компоненту.

Использование такого – явного подхода к вычислениям кроме произвольных функций ОФП –  $\bar{k}(\sigma)$  (с экстремумами) также позволят учитывать «разрывные течения»: когда критическая порция компонента за один квант времени покидает ячейку.

**5. Давление на следующем** слое времени (через  $\Delta t$ ) определяется также решением из  $N$  (общее количество ячеек модели) независимых нелинейных уравнений относительно нового (после массопереноса) давления в ячейке –  $p_i$  после притока/оттока массы всех компонентов вида. Для следующего после перетоков слоя времени –  $(t + 1)$

$$\frac{M_{1,i}^{(t+1)}}{\rho_1(p_i^{(t+1)})} + \frac{M_{2,i}^{(t+1)}}{\rho_2(p_i^{(t+1)})} + \frac{M_{3,i}^{(t+1)}}{\rho_3(p_i^{(t+1)})} = V \cdot m, \quad (3.13)$$

где  $\rho_1(p)$  – функции плотности компонентов от давления;

$m$  – коэффициент пористости, д.е.;

$V$  – объем ячейки.

В уравнении (3.13) не учитывается изменчивость пористости от давления. Это явление легко учитывается добавлением функции плотности твердой фазы (включая закрытые поровые каналы)

$$\frac{M_{1,i}^{(t+1)}}{\rho_1(p_i^{(t+1)})} + \frac{M_{2,i}^{(t+1)}}{\rho_2(p_i^{(t+1)})} + \frac{M_{3,i}^{(t+1)}}{\rho_3(p_i^{(t+1)})} + \frac{M_{n,i}}{\rho_n(p_i^{(t+1)})} = V_i,$$

где  $\rho_n(p)$  – 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 –  $p_0$ .

**6. Величины насыщенности, пористость и коэффициенты** взаиморастворения компонентов в текущем слое времени рассчитываются также исходя из стационарности в течение кванта времени. Например, для расчета

насыщенностей достаточно после (3.12) рассчитать удельный объем, занимаемый каждым компонентом. Сначала определяется объем, занимаемый скелетом

$$V_{n,i} = \frac{M_{n,i}}{\rho_n(p_i)}, \quad (3.14)$$

далее определяем текущую пористость

$$m = \frac{M_{n,i}}{\rho_n(p_i) \cdot V_i}. \quad (3.15)$$

Затем рассчитывается объемная насыщенность для любого компонента –  $c$

$$\sigma_c = \frac{M_{c,i}}{\rho_c(p_i) m \cdot V_i}. \quad (3.16)$$

В пределах каждой ячейки доли растворения рассчитываются согласно функциям скорости агрегации и сегрегации, описывающим попарно для каждого компонента скорость процесса сепарации и растворения одного компонента в другом от термобарических условий и текущего уровня растворения, как  $\Delta r_{c,j}(p, T)$ ,  $\frac{\text{кг}}{\text{кг} \cdot \text{с}}$  для скорости растворения/сепарации компонента –  $j$  в компоненте –  $c$  при заданном давлении и температуре. Если значение функции меньше нуля, то это значит, что происходит сепарация и наоборот, когда происходит растворение.

Такие функции в сочетании с функциями коррекции скоростей растворения/сепарации от текущей доли растворения компонента –  $j$  в компоненте –  $c$   $s_{c,j}(r_{c,j})$ , д.е. позволяют рассчитать новую долю растворения на слое времени  $(t+1)$  (по истечении  $\Delta t$ )

$$r_{c,j}^{(t+1)} = r_{c,j}^{(t)} + \Delta r_{c,j}(p, T) \cdot s_{c,j}(r_{c,j}^{(t)}) \cdot \Delta t. \quad (3.17)$$

Указанные функции табулируются или аппроксимируются по результатам лабораторных экспериментов или решения уравнения состояния любого типа.

Общая суть алгоритма отображена на рис. 3.14 и в [102]. В дополнении к данной упрощенной схеме алгоритма, разумеется, должны использоваться модули стабилизации решения, контроль плавности давления, масс и т.п.

Более сложным с позиции вычислительной нагрузки является вариант учета сил инерции (второй закон Ньютона), суть которого в гидродинамических моделях сводится к утверждению: при отсутствии перепада давления движение, течение или фильтрация может происходить вследствие инерции. В этом случае закон Дарси, как закон фильтрации – движения флюидов является неуместным и подходит только для описания совокупных сил гидравлического сопротивления/трения между слоями флюидов и о стенки поровых каналов.

Предложенный выше подход к построению прокси-моделей на крупных КО позволяет в себе сочетать:

1. базовые принципы гидродинамики в виде закона сохранения массы и энергии;
2. учет факторов интерференции скважин в общем процессе массопереноса;
3. высокую скорость;
4. минимальный набор исходных данных;
5. минимальный набор адаптационных параметров в виде коэффициентов взаимовлияния скважин.

Легенда к рисунку. 3.14:  $\mu(p)$ ,  $\rho(p)$  – функции динамической вязкости и плотности компонента от давления;  $m$  – коэффициент пористости, д.е.;  $V$  – объем ячейки;  $\bar{k}(\sigma)$  – функция относительной фазовой проницаемости компонента от его насыщенности, д.е.;  $k$  – коэффициент абсолютной проницаемости, м<sup>2</sup>;  $\lambda(\sigma)$  – функция капиллярного давления данной фазы/компонента от ее насыщенности;  $q_{c,i,u}^{(t)}$  – массовый расход компонента  $c$  на предыдущем слое времени  $t$  через грань  $u$ , ячейки  $i$ , кг/с;  $G$  – количество активных проницаемых граней, обычно 6 (может быть как меньше, так и больше в зависимости от геометрии сопряжения КО);  $\Delta t$  – квант времени, в течении которого формирование фильтрационных потоков и давлений считаются квазистационарными;  $T$  – сохраняемые состояния (фреймы);  $h$  – количество промежуточных расчетов между сохраняемыми состояниями.

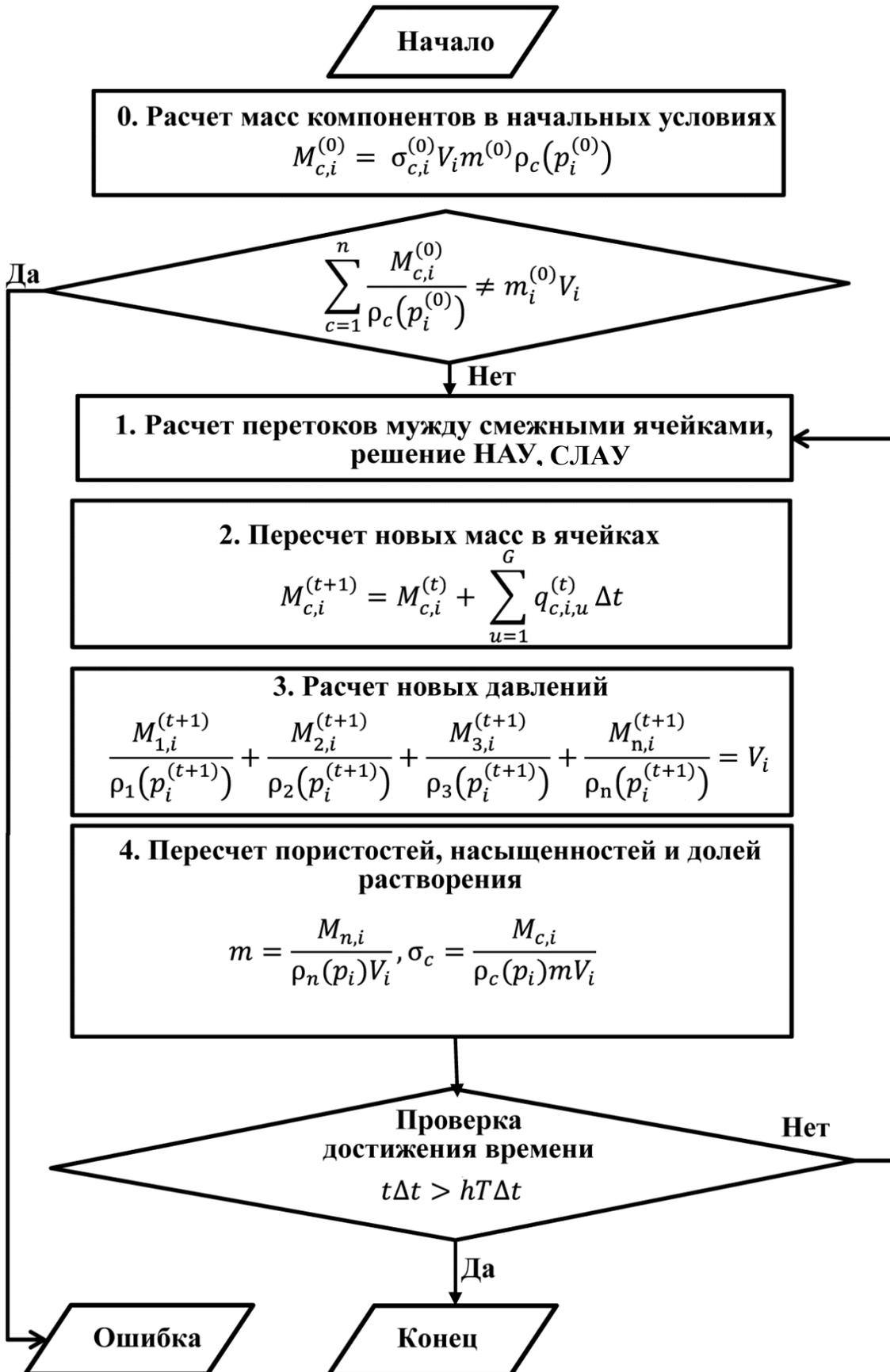


Рисунок 3.14 – Алгоритм построения прокси-модели пласта

**Анализ фронтов отбора и нагнетания.** Для оценки продвижения фронта заводнения используется графический метод в виде простой инженерной методики построения окружностей зон отбора и закачки, отображаемые на карте.

**Построение карт пластового давления и текущей компенсации по элементам заводнения.** Известно, что для понимания энергетического состояния объекта разработки строятся карты изобар пластового давления. Для этого существует несколько инженерных подходов. Самый простой способ построения – это интерполяция фактических замеров в скважинах. Также могут быть использованы упрощенные модели стационарной фильтрации или прокси-модели. Самым сложным подходом является трехмерное гидродинамическое моделирование. Для уточнения карт изобар, построенным с использованием стационарных моделей можно использовать уточняющие точки, расположенные на линиях контуров дренирования, а в точках вскрытия пласта скважинами указывать текущее среднее забойное давление.

Помимо карт пластового давления оценка энергетического состояния пласта проводится на основе рассчитанной компенсации по элементам заводнения. Компенсация рассчитывается как отношение закачиваемой воды к добываемой жидкости в пластовых условиях. Основная сложность расчета компенсации по элементам заводнения или по отдельным скважинам заключается в определении доли закачки, приходящейся на элемент заводнения или на скважину. Самый простой способ такой оценки заключается в разделении закачки пропорционально расстоянию и добыче жидкости. Однако, он не учитывает неоднородности ФЕС и возможного наличия трещин автоГРП или зон промыва.

Наиболее точное распределение долей закачки может быть получено на основе построения линий тока как постпроцессинговая процедура гидродинамическому моделированию. Тем не менее, эта видимая точность нивелируется огромными погрешностями в исходных ФЕС, которые имеют свойство накапливаться в процессе счета по мере длительности прогнозирования.

Перечисленные инженерные подходы предназначены для оперативной оценки текущей ситуации на исследуемом объекте, когда ценность принятия решения в короткие сроки высока. Разработанная прокси модель заложена в основу предварительной оценки интегрированных вариантов разработки газовых объектов и реализована в корпоративном ПО. Наиболее полную картинку, можно получить в результате построения и адаптации полноценной трехмерной гидродинамической модели, которая позволяет прослеживать динамику пластового давления и проводить оценку локализации остаточных запасов. Также ГДМ моделирование позволяет оценить эффективность различных вариантов разработки месторождения.

### 3.3. Технология анализа и оптимизации системы заводнения с применением моделей CRM и их вариаций

При разработке зрелых нефтяных месторождений важной задачей является проведение анализа сложившейся системы заводнения, целью которого является принятие решений по проведению геолого-технических мероприятий (ГТМ) и регулированию закачки. Анализ системы заводнения позволит выявить проблемные нагнетательные скважины с непроизводительной закачкой, оценить текущую компенсацию по элементам заводнения, определить наличие промытых каналов, которые могут привести к опережающему обводнению и неэффективной циркуляции закачиваемой воды, а также оценку эффективности проведенных ГТМ.

Традиционно такие задачи решаются с использованием гидродинамического моделирования (ГДМ), которое предполагает построение и адаптацию модели к историческими данным фактических замеров. Следует отметить, что сам процесс построения и адаптации ГДМ требует значительных вычислительных и временных ресурсов, а для эффективной разработки требуется

оперативное принятие решений. Более того, некачественно адаптированная ГДМ имеет прогнозную способность зачастую ниже, чем аналитические модели.

В этой связи стали набирать популярность упрощенные модели, которые можно представить в виде иерархии (рис.3.15) от самых сложных моделей, до



Рисунок 3.15 – Иерархичное представление видов моделей для анализа и оптимизации системы заводнения максимально упрощенных оперативных.

К сложным моделям можно отнести гидродинамические и интегрированные модели, требующие огромного множества исходных данных и для построения и вычислительных ресурсов для адаптации модели. Далее можно выделить класс моделей на основе материального баланса, преимущество таких моделей является их физическая содержательность и малый набор требуемых входных данных, как правило, требуются только промысловые данные и упрощенная геометризация залежи. За последние годы количество работ, использующих аналитические модели, в части автоматизации управления заводнением и оптимизации режимов нагнетательных скважин существенно возросло [5, 7, 14, 15, 19, 20,21, 22, 23, 41, 61, 89, 90, 98, 101, 104, 105, 113, 114, 119, 120, 121, 147, 169, 180, 181]. К наиболее

простым моделям можно отнести статистические модели и их аналоги, включающие в себя геометрические методы и характеристики вытеснения.

Геометрические подходы используют следующие формулы:

$$f_{ij} = \frac{\varphi_{ij}}{360^\circ}$$

$$f_{ij} = \frac{\left[ \frac{\varphi_{ij}}{360^\circ} (P_{\text{наг}} - P_{\text{доб}}) \right]}{\ln \left( \frac{L h_{\text{д}}}{r_c h_{\text{н}}} \right)}$$

$$f_{ij} = \frac{\left[ \frac{\varphi_{ij}}{360^\circ} (P_{\text{наг}} - P_{\text{доб}}) \right]}{\sum \left[ \frac{\varphi_{ij}}{360^\circ} (P_{\text{наг}} - P_{\text{доб}}) \right]} \quad (3.18)$$

$$f_{ij} = \frac{\left[ \frac{\varphi_{ij}}{360^\circ} \frac{Q_{\text{ж}j}}{\sum_j Q_{\text{ж}j}} \right]}{\ln \left( \frac{L h_{\text{д}}}{r_c h_{\text{н}}} \right)}$$

$$f_{ij} = \frac{\left[ \frac{\varphi_{ij}}{360^\circ} \frac{Q_{\text{ж}j}}{\sum_j Q_{\text{ж}j}} \right]}{\sum \left[ \frac{\varphi_{ij}}{360^\circ} \frac{Q_{\text{ж}j}}{\sum_j Q_{\text{ж}j}} \right]}$$

где  $f_{ij}$  – доли потока от  $i$ -той нагнетательной скважины, приходящейся на  $j$ -тую добывающую скважину,  $\varphi_{ij}$  – угол влияния нагнетательной скважины на добывающие,  $P_{\text{наг}}$ ,  $P_{\text{доб}}$  – забойное давление нагнетательных и добывающих скважин,  $L$  – расстояние между скважинами,  $r_c$  – радиус скважины,  $h_{\text{д}}$ ,  $h_{\text{н}}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина в добывающей и нагнетательной скважине,  $Q_{\text{ж}j}$  – накопленная добыча жидкости в  $j$ -той добывающей скважине.

Как правило, геометрические методы оценки влияния используются для расчета доли участия нагнетательных скважин в элементе заводнения. На основе полученных долей может быть проведена оценка текущей и накопленной компенсации по элементам заводнения. Преимуществом такого подхода является простота метода, однако из недостатков можно выделить недоучет материального баланса и свойств пласта в межскважинном пространстве как в случае с расчетом

коэффициентов влияния по линиям тока на основе результатов моделирования на гидродинамическом симуляторе.

К классу моделей-аналогов можно также отнести характеристики вытеснения, которые при анализе системы заводнения используют для оценки эффективности проведенных ГТМ. В случае проведения ГТМ на нагнетательной скважине необходимо определить реагирующие добывающие скважины [6].

Следующий по сложности класс моделей подразумевает статистические методы оценки степени связанности скважин. Существует два подхода анализа временных рядов: корреляционный анализ и спектральный анализ. В качестве временных рядов используется, как правило, динамика приемистости, дебита жидкости и обводненности. В случае простого корреляционного анализ для каждой пары добывающая-нагнетательная скважины рассчитываются коэффициенты Пирсона или ранговая корреляция Спирмена. Основным недостатком такого подхода является сильная чувствительность к шагу по времени и запаздыванию сигнала. Необходимо проводить анализ результатов корреляции для разных временных лагов. Спектральный анализ подразумевает тот же корреляционный анализ только в частотной области, для чего предварительно проводится преобразование Фурье для временных рядов. В работе [147] отмечается, что такой подход более предпочтителен. Поскольку статистический анализ основывается не на материальном балансе, он позволяет проводить оценку взаимовлияния только на качественном уровне.

Среди моделей материального баланса для анализа системы заводнения наиболее популярными являются модели MPI (Multiwell Productivity Index), CRM (Capacitance Resistive Models), INSIM (Interwell Numerical Simulation Model).

Модель MPI представляет собой матрицу коэффициентов, характеризующие насколько изменится забойное давление на наблюдаемой скважине при изменении дебита жидкости соседних скважин. Такую матрицу также называют матрица взаимной продуктивности (МВП). Существует несколько подходов построения МВП. Один из подходов представлен в работе [225], где автор выводит аналитические формулы для расчета коэффициентов

МВП с допущениями об однородности проницаемости пласта постоянной мощности. Такие допущения критичны при работе с реальными объектами. Другой подход построения матрицы МВП описан в работе [140], в которой алгоритм построения матрицы сводится к итерационному решению системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) описывающую двумерную установившуюся фильтрацию жидкости в пласте с особым заданием граничных условий. Вид СЛАУ следующий:

$$Ap = b \quad (3.19)$$

где  $A$  – матрица проводимостей между ячейками,  $p$  – вектор пластового давления для каждой ячейки,  $b$  – вектор граничных условий.

Алгоритм построения матрицы МВП следующий:

1. Построение расчетной сетки для моделируемой области таким образом, чтобы в одной ячейке не находилось более одной скважины;
2. Задание проницаемости и толщины для каждой ячейки;
3. Расчет проводимостей между ячейками и построение матрицы  $A$ ;
4. Решение СЛАУ для каждой скважины со следующим принципом построения вектора  $b$ . Для наблюдаемой скважины в векторе  $b$  задается значение 1, для всех остальных скважин задается значения 0.

В отличие от модели линий тока, матрица МВП характеризует влияние не только нагнетательных скважин на добывающие, а влияние каждой скважины на каждую вне зависимости от типа скважины. Основным недостатком такой технологии является необходимость восстановления свойств пласта во всей моделируемой области. Для работы с реальными объектами необходима заранее построенная карта проницаемости и толщин пласта или карта КН, либо необходимо использовать статистические методы интерполяции и экстраполяции, например, метод Кригинга. Следует отметить, что такой подход не позволит определить непроницаемые барьеры, которые могут оказывать существенное влияние на взаимодействие между скважинами. Еще одним недостатком

построения матрицы МПВ является отсутствие настройки на исторические данные.

Модель INSIM представляет собой сеть трубок тока, связывающие пары

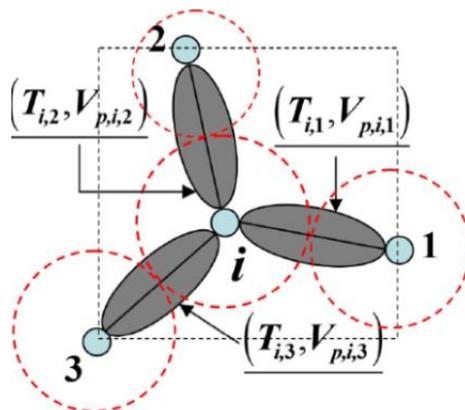


Рисунок 3.16 – Схематичное отображение модели сети поровых каналов в модели INSIM скважин [89, 195, 199]. Каждая трубка тока характеризуется проводимостью и поровым объемом. На рис.3.16 представлен пример построение модели INSIM для одной нагнетательной и трех добывающих скважин.

На каждом временном шаге решаются уравнения материального баланса. Также для каждой трубки тока решаются уравнения Баклея-Леверетта для определения нефтенасыщенности в трубке тока и обводнённости добывающих скважин. Для определения проводимости трубок тока и порового объема решается оптимизационная задача, в которой в качестве функционала выступают невязки между дебитами жидкости и дебитами нефти.

К преимуществам данной модели можно также отнести учет связанности скважин одного типа, а также учет второй фазы. Из недостатков модели можно выделить сложность решения оптимизационной задачи для подбора проводимостей и поровых объемов трубок тока, неопределенность в построении сети трубок тока. Если рассматривать гидродинамическую модель трубок тока, то там трубки тока строятся на основе распределения линий тока, полученных вследствие расчета поля пластового давления. В данной же модели трубки тока

могут быть построены на основе триангуляции Делоне или по принципу связанности каждой скважины с каждой. При различных вариантах построения трубок тока могут быть получены различные варианты связанности скважин.

Семейство моделей CRM (Capacitance Resistive Model) является аналитическим инструментом решения задач анализа текущего состояния разработки на основе материального баланса. Модель CRM была разработана в 2005г Yousef A.A. [228] и представляла собой дифференциальное уравнение динамики дебита жидкости. В работе [220] предложено аналитическое решение для трех уровней детальности, а именно: модель укрупненных скважин (CRMT), модель ячеек заводнения с одной добывающей скважиной и всеми влияющими нагнетательными (CRMP) и модель, в которой рассматриваются отдельные пары скважин (CRMIP). Схематичное представление этих моделей представлено на рис.3.17.

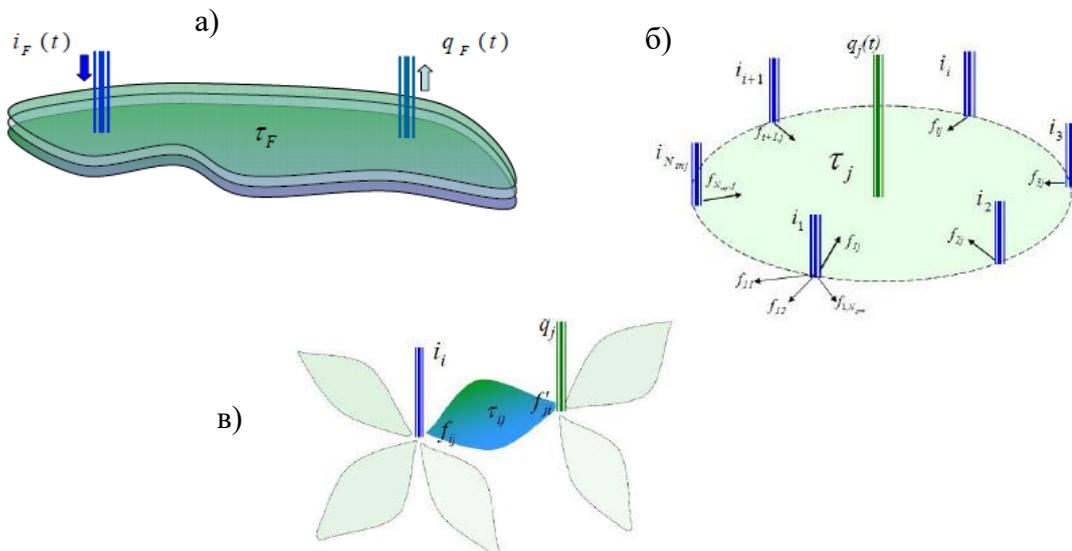


Рисунок 3.17 – Схема контрольных объемов для различных моделей CRM [220]:

*a* – CRMT, *б* – CRMP, *в* – CRMIP

Модель CRMT может быть использована для общего анализа объекта разработки, например, для оценки наличия потерь закачки или активности подошвенной воды. Модель CRMIP является наиболее детальной моделью, однако, ввиду большого количества неизвестных параметров, адаптация такой

модели может занимать большое количество времени. Наиболее оптимальной по степени детальности является модель CRMP, в конечном виде динамика дебита жидкости для которой записывается как:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\frac{t_n-t_0}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left[ \left( \sum_{i=1}^{NI} (f_{ij}I_i^n) - J_j\tau_j \frac{\Delta p_j^k}{\Delta t_k} + e_j \right) e^{-\frac{t_n-t_k}{\tau_j}} \left( 1 - e^{-\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau_j}} \right) \right] \quad (3.20)$$

где  $q_j$  – дебит жидкости  $j$ -той скважины,  $\tau_j$  – постоянная времени,  $f_{ij}$  – коэффициент взаимовлияния между  $i$ -той нагнетательной скважиной и  $j$ -той добывающей скважины,  $I_i$  – приемистость  $i$ -той скважины,  $J_j$  – индекс продуктивности,  $p_j^k$  – забойное давление,  $e_j$  – интенсивность аквифера.

Первое слагаемое отвечает за первичную добычу с экспоненциальным падением, величина  $\tau_j$  обратно пропорциональна коэффициенту падения. Второе слагаемое отвечает за влияние нагнетательных скважин на дебит жидкости добывающей скважины. Третье слагаемое характеризует изменение дебита жидкости за счёт изменения забойного давления на скважине.

В результате решения оптимизационной задачи подбираются параметры  $\tau_j$ ,  $J_j$ ,  $f_{ij}$ ,  $e_j$ . В качестве функционала выступает невязка между фактическим и модельным дебитами жидкости.

«Постоянная» времени  $\tau_j$  учитывает рассеивание входного сигнала в пористой среде. Входными сигналами являются приемистости нагнетательных скважин. Поскольку «постоянная» времени определяется как  $\tau = \frac{c_t V_p}{J}$ , высокие значения  $\tau_j$  могут свидетельствовать о высокой общей сжимаемости или большом радиусе дренирования скважины. Коэффициенты взаимовлияния  $f_{ij}$  определяют долю закачки  $i$ -той нагнетательной скважины, приходящейся на добычу  $j$ -той добывающей скважины. В работе [213] коэффициенты взаимовлияния связываются с коэффициентами проводимости. В соответствии с законом Дарси:

$$f_{ij}I_i = \frac{\bar{k}_A}{\bar{\mu}} \frac{P_{wfi} - P_{wfj}}{L_{ij}} \quad (3.21)$$

где  $\frac{\bar{k}}{\mu}$  – средняя проводимость фаз,  $A$  – средняя площадь поперечного сечения,  $L_{ij}$  – расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной,  $P_{wfi}$  – забойное давление  $i$ -й нагнетательной скважины,  $P_{wfi}$  забойное давление  $j$ -й добывающей скважины. С учетом объединения всех константных параметров, описывающих свойства флюидов и коллектора

$$f_{ij}L_i = T_{ij}(P_{wfi} - P_{wfi}) \quad (3.22)$$

Однако такое определение справедливо для одномерного потока. В [214] показано, что для двумерного потока в (3.22) необходимо учитывать дополнительное поправочное слагаемое. Gentil в [196] интерпретирует коэффициенты через межскважинную проводимость как:

$$f_{ij} = \frac{T_{ij}}{\sum_{j=1}^{N_{prod}} T_{ij}} \quad (3.23)$$

А в работе [200] отмечается, что в (3.23) необходимо также учитывать разницу в забойном давлении между добывающей и нагнетательной скважиной, поскольку поток жидкости, направленный от нагнетательной скважины к добывающей скважине, определяется не только геологическими свойствами пласта, но и режимами работы скважин. В статье [61] показано на примере численного эксперимента с использованием синтетической гидродинамической модели, что коэффициенты взаимовлияния характеризуют влияние нагнетательных скважин через пластовое давление и могут отличаться от коэффициентов взаимовлияния, полученных на основе линий тока, поскольку линии тока являются динамичными и их распределение существенно зависит от пластового давления.

Несмотря на свою простоту CRM является физически содержательной моделью, позволяющей строить как базовые прогнозы добычи нефти и жидкости, так и прогнозы с различными вариантами приемистостей на нагнетательных скважинах.

Основными преимуществами модели CRM является малый набор данных, необходимых для адаптации, и отсутствие необходимости в восстановлении

свойств пласта в межскважинном пространстве. В этой связи модель приобрела особую популярность. Количество публикаций по тематике CRM моделирования, начиная с 2004 года, постоянно растет. В статье [200] приводится следующая статистика публикаций (рис.3.18).

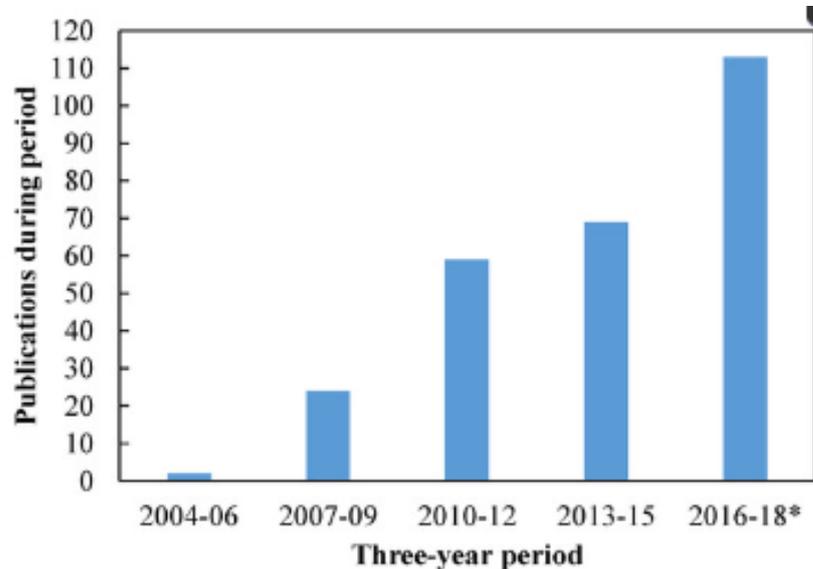


Рисунок 3.18 – Гистограмма публикаций по тематике CRM моделирования [200]

На сегодняшний день существует множество вариаций модели. В работах [208, 209, 214, 215] предлагается использование не текущих дебитов в модели, а накопленных, что позволят привести решение материального баланса к линейному виду и упростить процедуру настройки модели. С другой стороны динамика накопленной добычи более сглажена, чем динамика суточной добычи из-за чего настройка модели может быть хуже, чем в случае использования классического CRMP. Holanda [201] предложил учитывать в функционале невязку текущих показателей, в результате чего невязка получилась ниже, чем для CRMP и CRMIP.

Модель CRM является нольмерной моделью, то есть без привязки к пространственным координатам. Однако для ограничения количества неизвестных в работах [207, 227] предлагается ввести радиус влияния и ограничивать настройку коэффициентов взаимовлияния этим радиусом. То есть, в случае, если расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами больше заданного, то для такой пары скважин  $f_{ij} = 0$ . В статье [181] авторы

использую деревья решений для определения потенциальных связей между скважинами.

В работе [212] автор предлагает учитывать в модели взаимовлияние между добывающими скважинами путем добавления в основную формулу CRM слагаемого равного произведению коэффициента проводимости между скважинами и разницы забойного давления между скважинами. Тут следует отметить, что наиболее корректно использовать не забойное, а пластовое давление в окрестности скважины, как это сделано в модели INSIM. Но такой подход существенно усложняет процедуру подбора управляющих параметров при адаптации модели, поскольку пластовое давление для наблюдаемой скважины на текущем временном шаге зависит не только от давления на предыдущем шаге, но и от дебитов жидкости окружающих добывающих скважин.

В работе [206] предлагается использование так называемого «компенсированного» CRM для учета остановок добывающих скважинах путем ввода дополнительных коэффициентов отвечающих за перераспределение закачки на время остановки скважин.

Изначально модель CRM была выведена в однофазной постановке, однако больший интерес представляет прогноз добычи нефти. В работе [15] приводится обзор существующих двухфазных моделей CRM. Одна из двухфазных моделей была предложена [220]. В модели рассматривается изменение во времени водонасыщенности в контрольном объеме в окрестности добывающей скважины. В основе модели лежит теория Баклея-Левретта и степенная модель относительных фазовых проницаемостей Brooks-Corey, с использованием которых может быть рассчитана динамика обводненности добывающей скважины в зависимости от средней водонасыщенности в контрольном объеме. Таким образом, формируется оптимизационная задача, в которой настраиваются параметры двухфазной модели с целью минимизации невязки между модельной и фактической обводненностью. В работах [188, 200, 220] выделяют две эмпирические модели для описания двухфазной модели CRM, а именно модель Gentil [196] и модель Ковалея [210]. Представленные выше модели двухфазного

потока имеют особенность, а именно настройку двухфазной модели как постпроцессинг адаптации однофазной модели CRM. В работе [188] автор предлагает модель, для которой проводится совместная адаптация, как для дебитов жидкости, так и для дебитов нефти. Недостатком такого подхода можно отметить вычислительную сложность решения задачи адаптации, поскольку число управляющих параметров модели возрастает практически в два раза. Разработка [20, 21, 22] основывается на уравнениях CRM, но отсутствует возможность прогнозировать снижение или «овражистый» вид функции обводненности. В статье [15] предлагается авторская модель, учитывающая вклад в динамику обводнения, наблюдаемой добывающей скважины в зависимости от работы каждой влияющей нагнетательной скважины. Такой подход позволяет не только выявить источник обводнения скважины, но и смоделировать снижение обводненности добываемой продукции (рисунок 3.19).

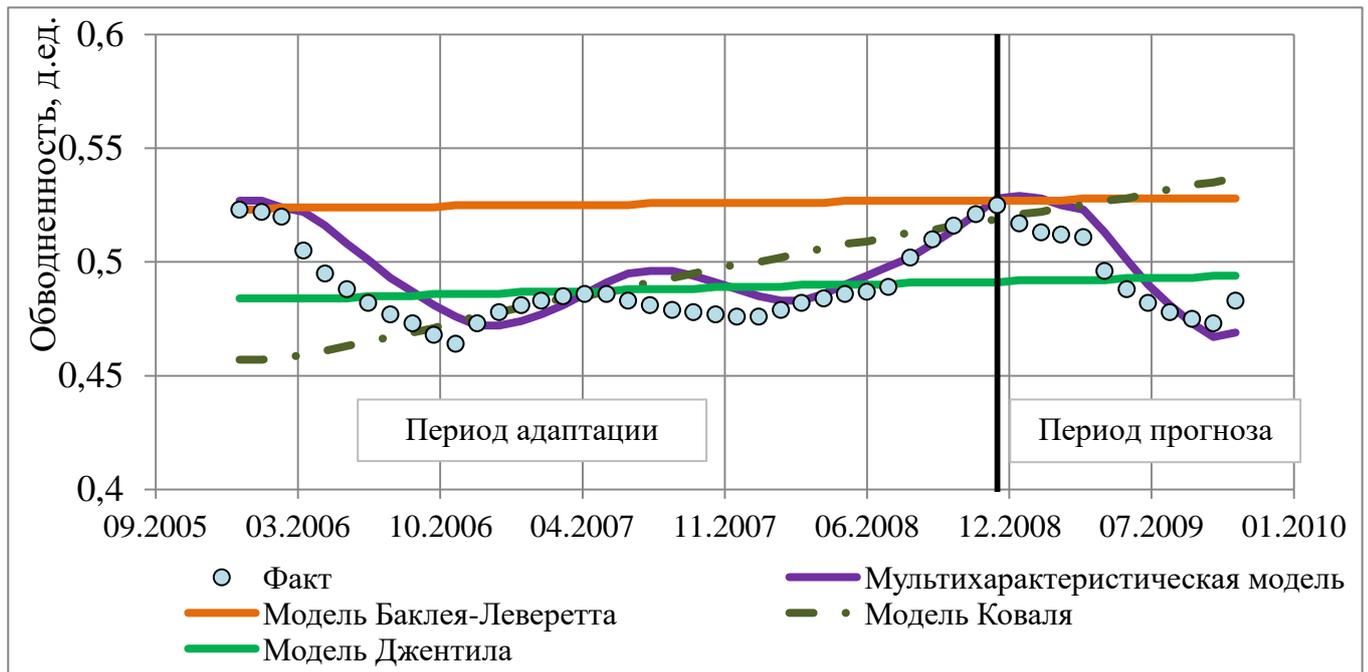


Рисунок 3.19 – Сравнение различных двухфазных моделей CRM [15]

На графике представлено сравнение настройки и прогноза различных моделей, предложенная в работе [15] обозначена на графике как

мультихарактеристическая. Данное решение расширяет возможности и дополняет ранее рассматриваемые.

В работе [169] авторы предлагают модификацию модели для учета остановок скважин и оценки роста пластового давления после остановки. Такой подход позволяет повторить скачок дебита жидкости после запуска скважины вследствие роста пластового давления в ее окрестности.

Для регуляризации оптимизационной задачи авторы статьи [71] предлагают при адаптации модели и подборе коэффициентов взаимовлияния учитывать результат настройки MPI модели. Похожей тематике посвящена статья [14], в которой предлагается новый алгоритм решения оптимизационной задачи, позволяющий существенно сократить временные затраты, необходимые для адаптации модели.

В работах [214, 202] основное уравнение CRM упрощается для анализа первичной добычи, то есть при отсутствии системы ППД. Делается это для оценки дренируемого порового объема скважины, не требуя знаний о свойствах пласта. В [202] этот метод также расширен для применения к газовым скважинам, используя вместо забойного давления функции псевдавления. В статье [41] описан опыт применения CRM модели для оценки зоны дренирования и оптимальной сетки скважин, приведены примеры для коллекторов с низкой проницаемостью.

В работах [205, 206] предлагается модификация CRM модели для случаев, когда отсутствуют данные по забойному давлению. Для этого в формулу CRM добавляется слагаемое, учитывающее изменение дебита жидкости вследствие изменения забойного давления в определенный момент времени. Модификации модели CRM также посвящена работа [90], в которой с целью улучшения прогнозной способности модели при упруговодонапорном режиме предлагается учитывать аквифер не через постоянный приток жидкости к скважине, а через задания продуктивности и давления аквифера для каждой скважины, что позволит настраивать активность аквифера в динамике.

В таблице 3.1. представлено сравнение моделей различного уровня сложности. Важными критериями являются физическая содержательность модели, возможность прогнозирования добычи жидкости и нефти и решения задачи оптимизации системы заводнения. Также следует отметить отсутствие геологической модели, так как ее построение требует существенных временных ресурсов, и необходимость наличия данных за всю историю разработки, так как сбор и анализ исходных данных усложняет процедуру подготовки модели. Отсюда следует следующий важный критерий – это скорость расчета и построение модели, поскольку эффективность разработки зрелых месторождений существенно зависит от оперативности принятия решений.

Для анализа системы заводнения необходимо решение задач по определению непроизводительной закачки, наличие численных коэффициентов взаимовлияния, характеризующих долю закачки от наблюдаемой нагнетательной скважины, приходящуюся на каждую реагирующую добывающую скважину, возможность оценки эффективности проведенных ГТМ и переводов в ППД. Поскольку в первую очередь эффект от ГТМ и оптимизации системы заводнения необходимо оценивать с позиции дополнительной добычи нефти, а значит модель обязательно должна быть двухфазной. Также хотелось бы отметить возможность учета ГТМ и остановки скважин на историческом периоде.

Поскольку геометрические методы и статистический анализ данных не предназначены для прогнозирования добычи нефти и жидкости, эти методы в дальнейшем не рассматриваются. Как было сказано выше, ГДМ является наиболее полной и физически-содержательной моделью, в которой заложены как уравнения фильтрации, так и термодинамические уравнения состояния. При этом в ГДМ учитываются любые работы с фондом скважин, такие как ввод и вывод скважин в эксплуатацию, переводы в ППД, проведение ГТМ. Однако, в связи с необходимостью проведения оперативного анализа предпочтительнее использование аналитических моделей на основе материального баланса. Модель МРІ позволяет проводить оценку степени связанности скважин, но при этом модель не предназначена для прогнозирования.

Таблица 3.1 – Сравнение моделей для оптимизации системы заводнения различной сложности

	Аналоги / Упрощенные модели	Статистический анализ данных	Модели материального баланса			ГДМ
	Геометрический метод		INSIM / INSIM-FT	MPI	CRM модель	
Физическая содержательность модели	–	–	+	+	+	+
Возможность прогнозирования базовой добычи жидкости / нефти	–	–	+	–	+	+
Возможность автоматизировать подбор оптимальных приемистостей	–	–	+	–	+	–
Отсутствие необходимости построения геологической модели	+	+	+	–	+	–
Необходимость наличия данных за всю историю разработки месторождения	+	+	–	+	+	–
Определение непроизводительной закачки	–	–	–	–	+	+
Наличие численных коэффициентов взаимовлияния скважин	+	–	–	–	+	+
Оценка эффективности ГТМ и переводов в ППД	–	–	+	–	+	+
Двухфазная модель	–	–	+	–	+	+
Учет ГТМ при настройке модели	–	–	+	–	+/-	+
Учет остановок добывающих и нагнетательных скважин при настройке модели	–	–	+	–	+/-	+
Трудозатраты на построение и настройку модели и скорость расчетов	+	+	–	+	+	–

Модель INSIM обладает рядом недостатков, в частности это необходимость знания начального распределения насыщенности нефти вдоль трубок тока и сложностью решения оптимизационной задачи для подбора значений проводимости и порового объема трубок тока.

Таким образом, наиболее оптимальной моделью для решения задач анализа и оптимизации системы заводнения является модель CRM. Из недостатков модели можно выделить проблемы с учетом проведенных ГТМ и остановок скважин, однако модель не требует использования всей истории разработки для адаптации модели, а значит, может быть выбран стабильный период для настройки модели.

#### 3.4. Комплексное решение задач анализа и регулирования заводнения на основе моделей CRM

На основе настроенных параметров в результате адаптации модели CRM может быть решен целый пласт задач, связанный с анализом и оптимизацией системы заводнения [19, 21, 70, 101, 104, 105, 113, 169]. Существуют разработанные подходы, позволяющие определить взаимное влияние добывающих и нагнетательных скважин и формирование рекомендаций по перераспределению закачки, такие как [19], однако перераспределение объемов закачки осуществляется по линейной зависимости дебита жидкости, что часто приводит к неверным выводам, отсутствует возможность учета влияния добывающих скважин друг на друга. Другой способ управления заводнением, включающий геолого-гидродинамическое моделирование и использование нейронной сети [87, 88] дает возможность получить рекомендации по объемам закачки воды с целью увеличения или поддержания заданного дебита нефти при минимально допустимой обводненности. Но большое количество неопределенностей в исходных данных геолого-гидродинамических моделей приводит к высокой накопленной погрешности финальных результатов.

Наибольший интерес представляет работа [21], где реализован ансамбль нейронных сетей и CRM модели, где формируются технологические режимы работы скважин, соответствующих условию максимизации прибыли и минимизации затрат.

Огромное значение имеет реализация корректного разделения жидкости на нефть и воду при адаптации модели и прогнозе обводненности. Последний параметр с высокой точностью определяется в [15], это существенное отличие позволяет расширить спектр задач и повысить процент успешности рекомендаций по регулированию режимов работы нагнетательных скважин.

Анализ системы заводнения включает в себя оценку связанности скважин, определение непроизводительной закачки, оценка эффективности проведенных ГТМ и переводов в ППД [104, 105], обнаружение наличия непроницаемых барьеров и промытых каналов, оценка динамики пластового давления в окрестности скважины и компенсации по элементам заводнения. Также важной задачей является оптимизация режимов работы скважин с целью повышения нефтеотдачи пласта [104].

### **Выработка мероприятий по оптимизации заводнения путем регулирования закачки**

На основе полученных параметров в результате адаптации модели может быть выполнен прогноз динамики дебитов жидкости и нефти для различных вариантов управления нагнетательными скважинами. Таким образом, может быть решена задача автоматического подбора оптимальных режимов работы нагнетательного фонда при помощи алгоритмов решения оптимизационной задачи, которую может быть сформулирована следующим образом. Управляющими параметрами являются приемистости нагнетательных скважин, а функционал формулируется как:

$$F = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^{N_j} \varphi_j^k q_{lj} (I_1^k, I_2^k, \dots, I_{N_l}^k) \Delta t^k \quad (3.24)$$

где  $\varphi_j^k$  – обводненность  $j$ -той скважины на  $k$ -том шаге прогноза,  $q_{lj} (I_1^k, I_2^k, \dots, I_{N_l}^k)$  – прогноз дебита жидкости  $j$ -той скважины на основе модели CRM на  $k$ -тый шаг

прогноза,  $\Delta t^k$  – количество дней на  $k$ -том шаге прогноза. Физический смысл функционала – накопленная добыча нефти за прогнозный период. Следует отметить, что на управляющие параметры обязательно должны быть наложены ограничения, иначе результатом решения оптимизационной задачи будет бесконечная приемистость на каждой нагнетательной скважине. Ограничения накладываются на суммарную закачку по группам скважин, которые, как правило, подключены к одной кустовой насосной станции (КНС), и на максимальную и минимальную закачку по каждой скважине. Минимальная закачка не должна быть ниже значения, при котором происходит замерзание воды, а максимальная закачка не должна превышать закачку, при которой происходит, так называемое, авто-ГРП. Ограничение на суммарную закачку позволит выделить наиболее эффективные скважины для повышения приемистости, при этом приемистость менее эффективных скважин может быть снижена.

Оптимизация системы заводнения может быть направлена не только на максимизацию нефтеотдачи, но и на выравнивание текущей компенсации по скважинам или по элементам заводнения. В таком случае функционал представляется как средняя невязка между модельной и заданной компенсацией:

$$F = \frac{\sum_{j=1}^{Nj} (w_j - \tilde{w}_j)^2}{Nj} \quad (3.25)$$

где  $Nj$  – количество добывающих скважин,  $\tilde{w}_j$  – заданная компенсация по  $j$ -той добывающей скважине,  $w_j$  – прогнозная компенсация для  $j$ -той добывающей скважине, которая определяется формулой:

$$w_j = \frac{\sum_{i=1}^{Nl} f_{ij} I_i}{q_j(I_1, I_2, \dots, I_{Nl})} \quad (3.26)$$

где  $Nl$  – количество нагнетательных скважин.

Технология оптимизации системы заводнения была протестирована с использованием синтетической гидродинамической модели пласта. В таблице 3.2 представлены параметры гидродинамической модели.

Таблица 3.2 – Параметры синтетической гидродинамической модели

Параметр	Значение
Количество добывающих скважин	5
Количество нагнетательных скважин	9
Пористость, д.ед	0,18
Проницаемость, мД	100
Размер пласта, м	2500 x 2500 x 5
Размер ячеек, м	50 x 50 x 1
Вязкость, сП (вода / нефть)	1 / 1

На рис. 3.20 представлено расположение скважин и поле нефтенасыщенности на последний временной шаг. Пласт является изолированным, то есть на границах задается условие не протекания.

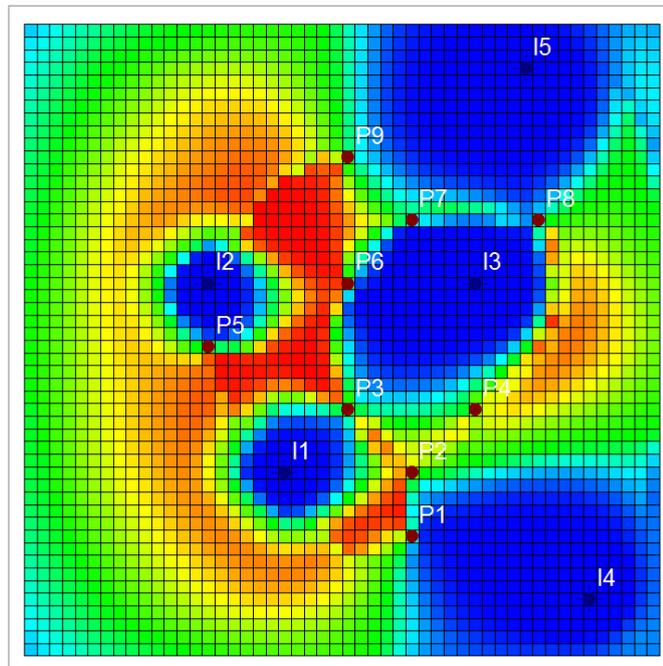


Рисунок 3.20 – Распределение нефтенасыщенности на последний временной шаг

На ГДМ была рассчитана история разработки, на основе которой выполнена адаптация CRM модели. В результате адаптации невязка дебита жидкости составила 2.6%.

На основе настроенной CRM модели решалась оптимизационная задача для подбора оптимальных приемистостей. Было выделено три варианта ограничений, представленных в табл.3.3.

Таблица 3.3 – Варианты ограничения для оптимизационной задачи

Вариант	Ограничение по группе скважин	Ограничения по отдельным скважинам
1	Суммарная закачка не превышает базовую закачку	+/-20% от базовой приемистости
2	Суммарная закачка не превышает 120% от базовой закачки	+/-20% от базовой приемистости
3	Суммарная закачка не превышает базовую закачку	Приемистость скважин от 0 до 350 м <sup>3</sup> /сут

Для третьего варианта возможна как полная остановка скважин, так и максимальное увеличение закачки.

На гистограмме (рис.3.21) отображены базовые и полученные значения приемистостей по скважинам для каждого варианта ограничений. Видно, что

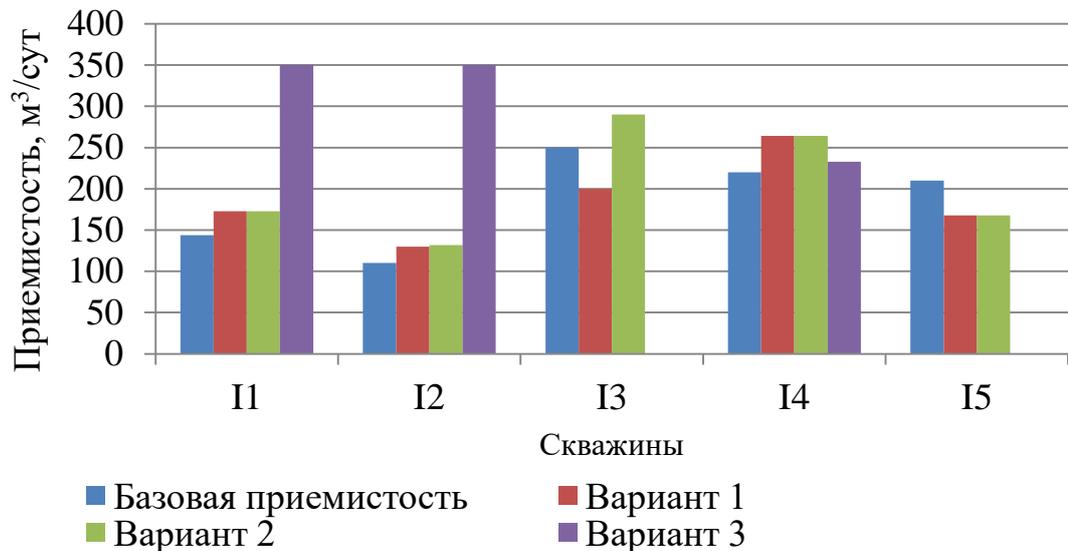


Рисунок 3.21 – Распределение базовых приемистостей и оптимизированных с

учетом двух вариантов ограничений на суммарную приемистость наиболее эффективными являются скважины I1, I2, I4, вследствие чего на этих скважинах рекомендуется увеличение приемистости для всех вариантах ограничений. Такой результат хорошо согласуется с распределением нефтенасыщенности на Рисунок 3.20. Рост приемистости этих скважинах

приведет к более быстрому вытеснению остаточной нефти в сторону добывающих скважин.

На ГДМ были рассчитаны прогнозы добычи нефти для базовых значений приемистости и для приёмистостей, полученных в результате решения оптимизационной задачи с использованием CRM модель для всех вариантов ограничений. Прогноз рассчитывался на 1 год. На Рисунок 3.22 представлено сопоставление накопленной добычи нефти за прогнозный период, полученный на основе ГДМ и CRM.

Как видно из гистограммы (рис. 3.22) для всех вариантов оптимизации наблюдается увеличение добычи нефти. Наибольший эффект был получен для варианта 2 и 3. При этом для базового прогноза и вариантов 1 и 2 невязка не превышает 1%. В случае сильного изменения приемистостей и остановок нагнетательных скважин, наблюдается расхождение между прогнозом на основе ГДМ и CRM. Невязка для такого варианта составила 5.6%. Поскольку CRM модель была выведена с допущением о постоянстве коэффициентов

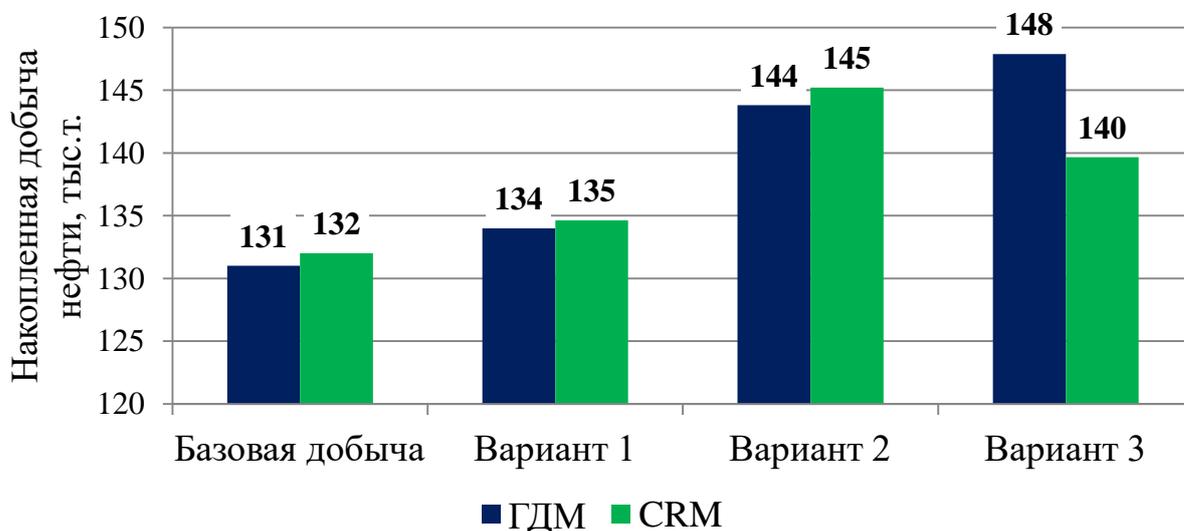


Рисунок 3.22 – Накопленная добыча нефти за прогнозный период, рассчитанная при помощи ГДМ и CRM моделей, для различных вариантов распределения приемистости

взаимовлияния, при существенном изменении фильтрационных потоков, вследствие перераспределения закачки и остановки нагнетательных скважин, снижается точность прогнозирования.

Однако, несмотря, на расхождении в прогнозе в случае третьего варианта, можно сказать, что предложенная технология позволила выявить наиболее приоритетные скважины для повышения закачки.

### Определение скважин с непроизводительной закачкой и объема непроизводительной закачки

Коэффициенты взаимовлияния характеризуют долю закачиваемой воды, приходящейся на добычу  $j$ -той добывающей скважины. Сумма по реагирующим добывающим скважинам  $\sum_j f_{ij}$  может принимать значения от 0 до 1. Если для наблюдаемой нагнетательной скважины  $\sum_j f_{ij}$  меньше единицы, то это свидетельствует о том, что часть закачки является непроизводительной. На рисунке 3.23 представлено схематичный пример определения наличия непроизводительной закачки.

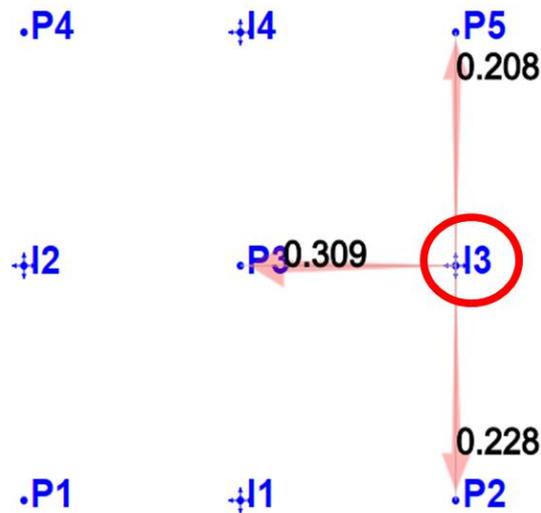


Рисунок 3.23 – Схематичный пример определения непроизводительной закачки

Если из единицы вычесть все коэффициенты влияния скважины  $I3$ , то будет получена доля неэффективной закачки:  $1 - 0,208 - 0,309 - 0,228 = 0,225$ . То есть 22.5% закачки скважины  $I3$ .

### Определение реальной компенсации ячеек/блоков заводнения с учетом истинных распределений закачки между реагирующими скважинами

Для выявления зон с пониженным пластовым давлением проводится анализ компенсации по элементам заводнения. Для расчета компенсации по элементам заводнения необходимо знание коэффициентов участия нагнетательных скважин.

Как правило, на практике, коэффициенты участия рассчитываются пропорционально углу притока к центру элемента заводнения. Такой подход не учитывает материальный баланс. Также коэффициенты участия могут быть получены на основе линий тока [33], однако, как говорилось выше, построение и адаптация гидродинамической модели может потребовать существенных временных затрат.

В качестве альтернативы предлагается использование CRM модели, поскольку, в отличие от геометрических методов CRM учитывает материальный баланс и историю разработки, при этом не требует таких временных ресурсов как ГДМ. Также следует отметить, что в модели CRM рассматривается контрольный объем в окрестности добывающей скважины, а значит, компенсация может быть рассчитана не только по элементам заводнения, но и по отдельной добывающей скважине, что позволяет проводить более детальный анализ системы заводнения.

### **Определение фактического эффекта от перевода в ППД и от проведения ГТМ**

Анализ системы заводнения включает в себя решение задачи мониторинга и оценки эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как: гидроразрыв пласта, обработка призабойной зоны, перевод скважины в ППД и другие. Эффективность ГТМ определяется приростом дебита нефти, для оценки которого необходимо выполнить прогноз базовой динамики дебита нефти. Основной проблемой такого анализа, является то, что в процессе отслеживания дополнительной добычи нефти, на месторождении проводятся сопутствующие мероприятия, которые также направлены на увеличение нефтеотдачи. К сопутствующим мероприятиям можно отнести увеличение закачки ближайших нагнетательных скважин и оптимизацию забойного давления на наблюдаемой добывающей скважине. Проблематика заключается в определении момента завершения эффекта от основного ГТМ и отделение эффекта от сопутствующих мероприятий.

Как было сказано выше, для вычисления прироста добычи нефти необходимо выполнить прогноз базовой добычи. Традиционно для этого

используются характеристики вытеснения, которые включают в себя два вида эмпирических зависимостей: кривые падения и кривые обводнения. Кривые падения представляют собой зависимости дебита нефти от времени, а кривые обводнения – зависимости накопленной добычи нефти от, как правило, накопленной добычи жидкости. При помощи характеристик вытеснения можно в оперативном режиме выполнить прогноз базовой добычи. Но с использованием характеристик вытеснения невозможно выполнить разделение дополнительной добычи нефти от проведенного ГТМ и от увеличения закачки или снижения забойного давления на скважине.

В модели CRM учитываются влияние системы ППД и изменения забойного давления, что позволяет выполнять различные варианты базовых прогнозов динамики дебита нефти. Например, прогнозы дебита нефти с базовой и фактической приемистостью позволяют выполнить оценку прироста дебита нефти за счет изменения режимов работы нагнетательных скважин. Также прогнозы с базовым и фактическим забойным давлением позволяют оценить прирост добычи нефти за счет увеличения отборов жидкости на добывающей скважине.

Также следует отметить, что модель CRM позволяет более корректно проводить оценку эффективности ГТМ, проведенного на нагнетательной скважине. Как правило, в таком случае анализ проводится по добывающим скважинам в заданном радиусе влияния. В случае использования CRM модели реагирующие скважины будут характеризовать коэффициенты взаимовлияния, полученные в результате адаптации модели.

### **Определение скважин, стягивающих нагнетаемую воду**

Для зрелых месторождений характерно наличие добывающих скважин с высокой обводненностью, которые при этом добывают большие объемы жидкости. При анализе работы таких скважин важно понимать, что является источником добываемой воды, подошвенная или закачиваемая вода соседних нагнетательных скважин. Наличие высоких значений коэффициентов взаимовлияния, приходящиеся на такие скважины, свидетельствуют о наличии промытых каналов и об неэффективной циркуляции закачиваемой воды в пласте.

Часто это происходит вследствие образования и развития техногенных трещин. Пример обнаружения таких скважин представлен ниже (Рисунок 3.24).

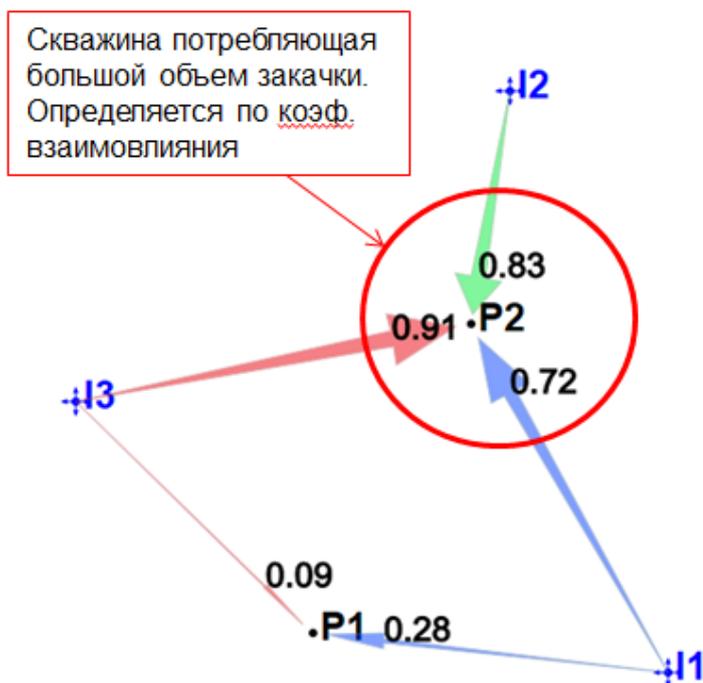


Рисунок 3.24 – Пример обнаружения скважин, излишне дренирующих нагнетаемую воду

На рис.3.24 видно, что большую часть жидкости поглощает скважина P2, из-за чего скважина P1 может и будет недокомпенсирована. В таком случае, может быть рекомендовано применение технологий, направленных на выравнивание профиля приёмистости путем закачивания полимера или остановки скважины P2, что приведет к перераспределению потоков в пласте и увеличению влияния нагнетательных скважин на скважину P1.

### **Подбор скважин под проведение ГТМ для выравнивания профиля приемистости**

Модель CRM может быть использована при выборе скважины кандидата для проведения выравнивания профиля приемистости (ВПП). Критерием выбор оптимального кандидата может выступать число реагирующих добывающих скважин. Наиболее приоритетным будет тот кандидат, у которого больше реагирующих скважин. На рисунке 3.25 представлен пример такого подхода.

При выборе между скважинами 1325 и 1330L1 в первую очередь проведение ВПП будет рекомендовано на скважине 1330L1, поскольку у этой скважины больше реагирующих скважин.

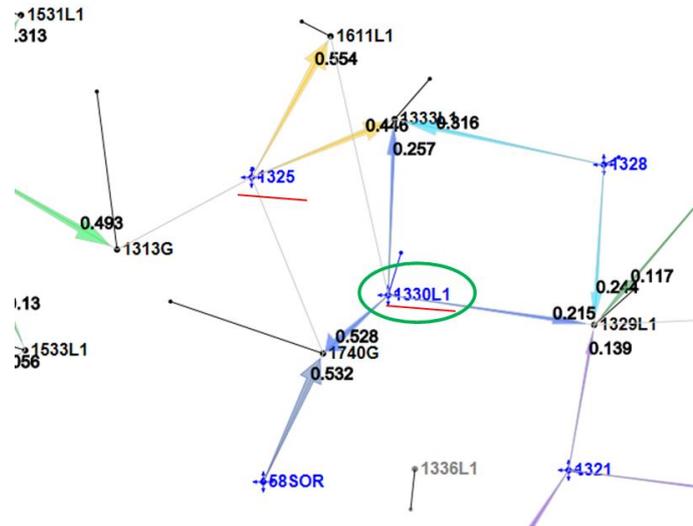


Рисунок 3.25 – Пример выбора оптимальной нагнетательной скважины для проведения ВПП

### Оценка динамики пластового давления

Исходное дифференциальное уравнение материального баланса для наблюдаемой добывающей скважины может быть записано в виде численной схемы:

$$c_t V_p \frac{p_n - p_{n-1}}{\Delta t} = i(t_n) - q(t_n) \quad (3.27)$$

С учетом  $\tau = \frac{c_t V_p}{J}$  и  $i(t_n) = \sum_{i=1}^{NI} (f_{ij} I_i^n)$  получаем:

$$p_n = p_{n-1} + \frac{\Delta t}{J_j \tau_j} [\sum_{i=1}^{NI} (f_{ij} I_i^n) - q(t_n)] \quad (3.28)$$

Из формулы (3.28) видно, что пластовое давление на текущем временном шаге зависит от давления на предыдущем шаге, то есть для построения динамики необходим знание начального давления. Для этого могут быть использованы фактически замеры.

Такой подход был протестирован с использованием синтетической гидродинамической модели. Были заданы две добывающие и три нагнетательные скважины. Схема расположения скважин представлена на рисунке 3.26.

Нагнетательные скважины работали с постоянной приемистостью 65/75/80 м<sup>3</sup>/сут, на добывающих скважинах задавалась динамика забойного давления представленная на рисунке 3.27.

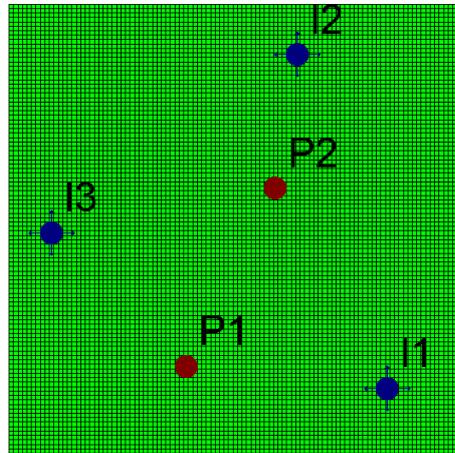


Рисунок 3.26 – Схема расстановки скважин

На рисунке 3.28 представлена динамика среднего пластового давления по

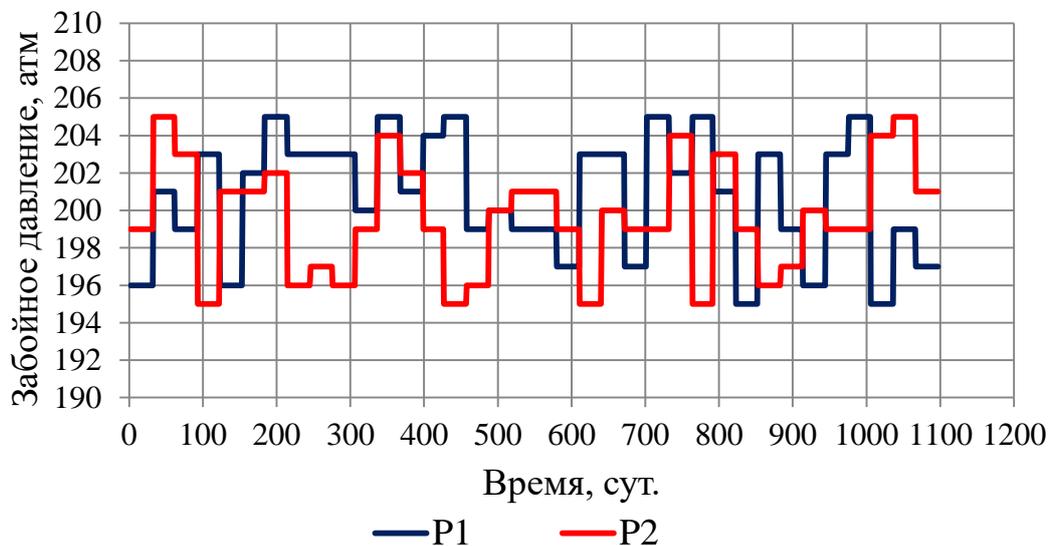


Рисунок 3.27 – Динамика забойного давления по добывающим скважинам объекту моделирования рассчитанная на гидродинамическом симуляторе и на основе модели CRM.

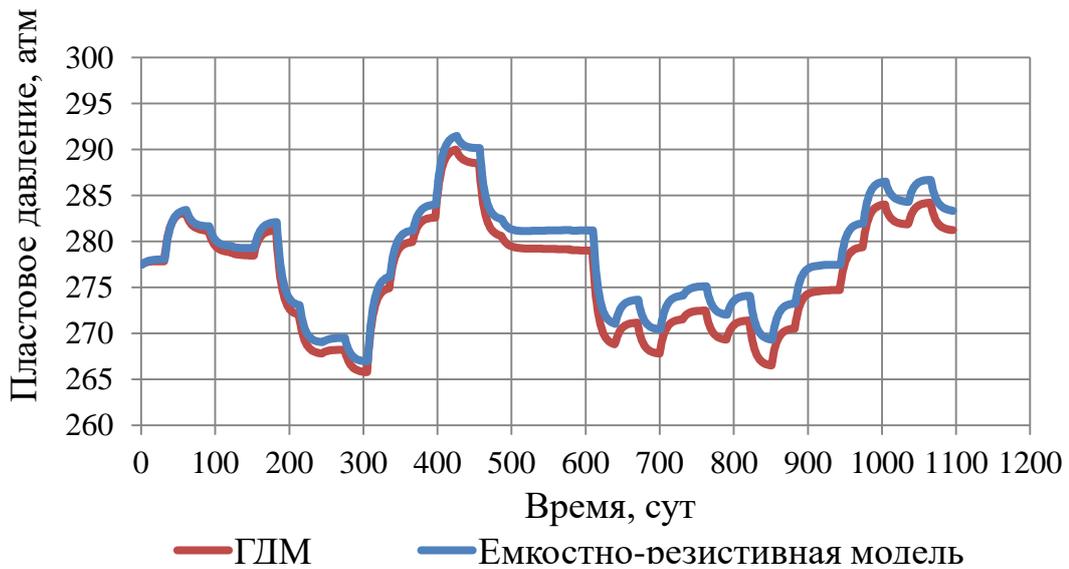


Рисунок 3.28 – Динамика среднего пластового давления

Средняя невязка пластового давления составила 1.25%.

### Определение проводимости тектонических нарушений

Коэффициенты взаимовлияния характеризуют проводимость между нагнетательными и добывающими скважинами. Высокое значение коэффициента свидетельствует о наличии высокопроводящего канала между скважинами, низкое или нулевое значение – о наличии непроницаемого барьера.

На основе численного эксперимента было выполнено подтверждение возможности определения непроницаемых барьеров и непроизводительной закачки. Для этого была построена синтетическая гидродинамическая модель с 24 добывающими и 25 нагнетательными скважинами с пятиточечной схемой расстановки скважин. Для имитации потери закачки в модели был добавлен один водонасыщенный пласт с подключенным аквифером, к которому были подключены некоторые нагнетательные скважины. В нефтенасыщенном пласте было задано два непроницаемых барьера (рис 3.29).

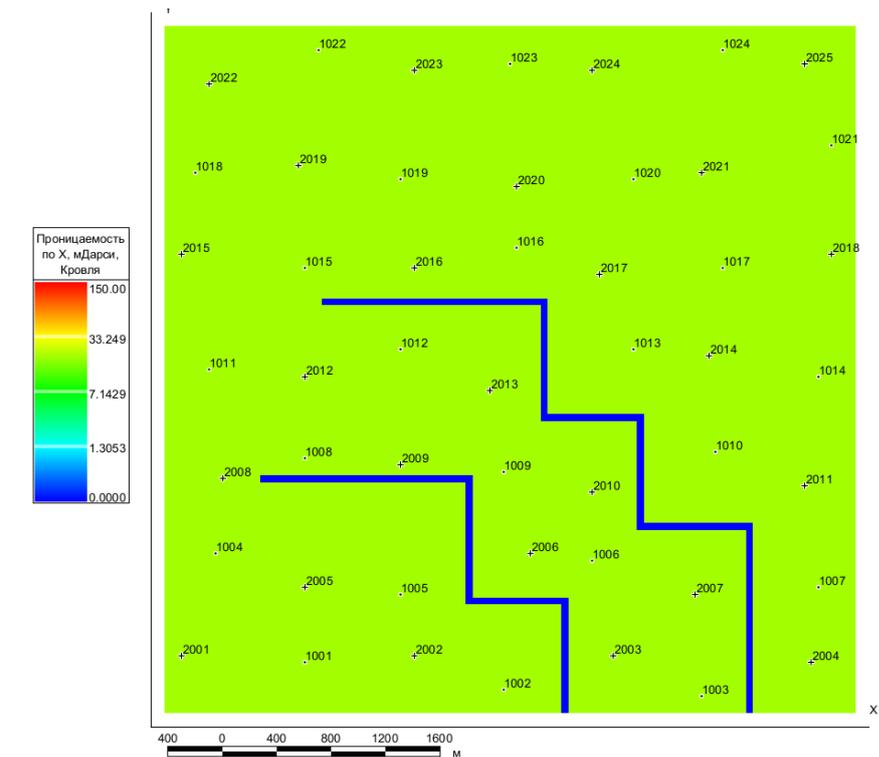


Рисунок 3.29 – Конфигурация непроницаемых барьеров в пласте и отображение скважин с непроизводительной закачкой

В модели была задана пористость 0.18 д.ед. Размеры моделируемого объекта разработки составляли  $5000 \times 5000$  м, толщина нефтенасыщенного пласта 5 м, водонасыщенного – 1 м. Относительные фазовые проницаемости задавались линейными зависимостями, вязкости воды и нефти составляли 1 сП. На гидродинамическом симуляторе была рассчитана история для адаптации CRM модели. Средняя невязка по дебиту жидкости составила 1.7%. На рисунке 3.30 представлено распределение коэффициентов взаимовлияния, полученных в результате настройки модели.

Красными пунктирными линиями на рисунке 3.30 отмечены предполагаемые непроницаемые барьеры, построенные между скважинами с отсутствием гидродинамической связи по CRM модели. Видно, что такое распределение хорошо согласуется с распределением барьеров, изначально заложенных в гидродинамической модели. Нагнетательные скважины с непроизводительной закачкой отмечены красными кругами. Таким образом, модель CRM позволила определить проблемные нагнетательные скважины. В таблице 3.4. представлено

сопоставление долей непроизводительной закачки на основе ГДМ и CRM моделей.

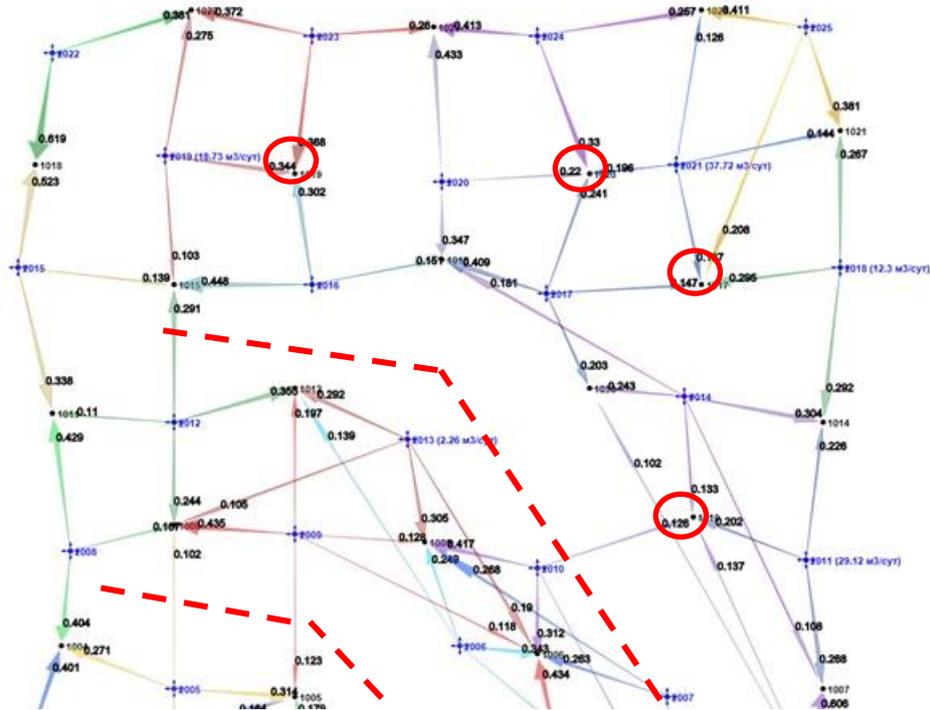


Рисунок 3.30 – Схема распределения коэффициентов взаимовлияния на основе CRM модели

Таблица 3.4 – Сопоставление непроизводительной закачки, полученной на основе ГДМ и CRM

Скважина	Доля непроизводительной закачки, %	
	ГДМ	CRM
2018	26.04	14.63
2011	25.90	22.67
2019	25.16	22.72
2021	22.15	28.83

Таким образом, предлагается новая технология регулирования текущей системы заводнения зрелых месторождений, которая включает комплексный анализ системы ППД и автоматический подбор оптимальных режимов работы нагнетательных скважин с целью повышения нефтеотдачи или поддержания

оптимальной текущей компенсации (рисунок 3.31). Большинство задач анализа системы заводнения решается или при помощи упрощенных инженерных методик, или с использованием полноценного трехмерного гидродинамического моделирования. В отличие от упрощенных методик, предложенная технология основана на использовании физически содержательной модели CRM с учетом материального баланса, позволяющей оценивать потоки жидкости между скважинами. При этом модель CRM отличается от традиционного гидродинамического моделирования отсутствием необходимости восстановления свойств нефтяного пласта в межскважинном пространстве. При этом модель CRM обладает на порядок более быстрым процессом построения и адаптации. Решение задачи подбора оптимальных приемистостей при помощи ГДМ требует проведения многовариантных расчетов. Предлагаемая технология позволяет выполнить подбор режимов работы скважин в автоматическом режиме за счет аналитической постановки оптимизационной задачи и авторской модели обводненности.

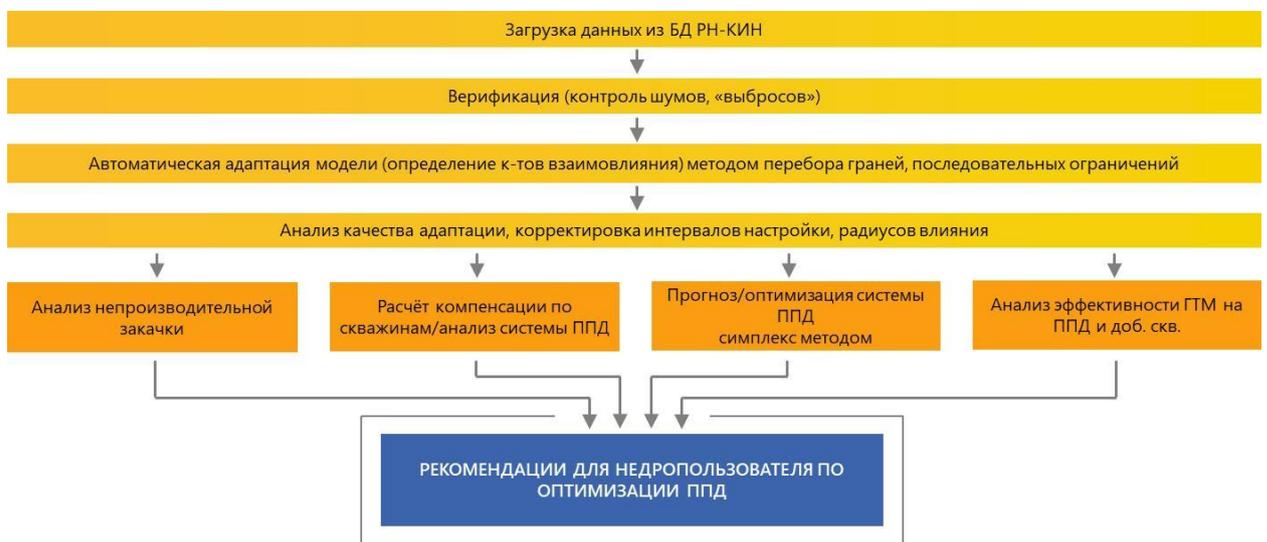


Рисунок 3.31 – Алгоритм комплексного анализа заводнения

### 3.5. Примеры применения емкостно-резистивных моделей для решения задач разработки

Модель CRM была апробирована с использованием промысловых данных одного из месторождений Компании. Анализ проводился по одному из участков месторождения. Для адаптации модели был выбран период один год, со стабильной работой скважин. На гистограмме (рис. 3.32) отображены средние невязки дебита жидкости для каждой добывающей скважины на исследуемом участке.

Для оценки эффективности работы нагнетательной скважины необходимо вычисление среднесуточной добычи нефти за счет закачки каждой нагнетательной скважины. Для этого рассчитываются коэффициенты

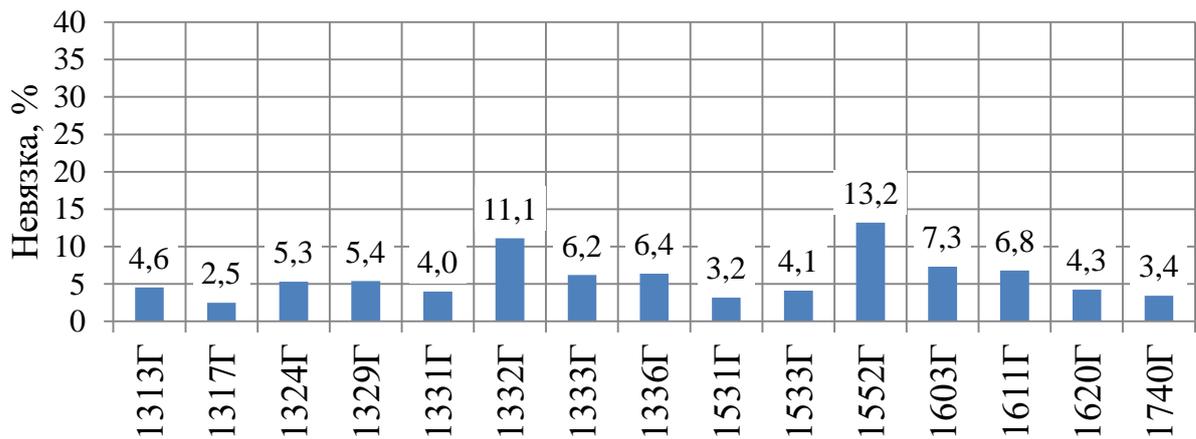


Рисунок 3.32 – Распределение невязки дебита жидкости по скважинам взаимовлияния относительно добывающих скважин, которые определяются формулой:

$$f_{ji}^{prod} = \frac{f_{ij} l_i}{\sum_{i=1}^{NI} (f_{ij} l_i)} \quad (3.29)$$

Произведение обратных коэффициентов, дебита жидкости и обводненности  $j$ -той добывающей скважине характеризует долю нефти, добываемой за счет работы  $i$ -той нагнетательной скважины. Таким образом, суммированием по реагирующим добывающим скважинам можно рассчитать объем суточной добываемой нефти при закачке  $i$ -той скважины. Пример такого анализа

представлен в виде гистограммы на рисунке 3.33. Синие столбцы отражают долю полезной закачки, оранжевые столбцы – суточную добычу нефти, добываемую за счет работы нагнетательной скважины.

В результате анализа выявлено 5 скважин с непроизводительной закачкой. Также можно отметить несколько скважин, для которых характерна малая суточная добыча нефти за счет их работы, например, скважина 1607, несмотря на отсутствие потерь закачки, за счет ее работы добывается менее 10 тонн нефти в сутки.

На основе рассчитанных коэффициентов влияния была построена карта



Рисунок 3.33 – Рейтинг нагнетательных скважин на участке одного из месторождений Компании

компенсации по элементам заводнения (рис.3.34). На карте видно, что крайний левый элемент заводнения имеет самое низкое значение компенсации, а крайний правый самое высокое значение. В целом по участку средняя компенсация составила около 105%. Помимо анализа системы заводнения была решена задача оптимизации режимов работы нагнетательных скважин. На рисунке 3.35 представлено сопоставление базовых приемистостей и оптимизированных.

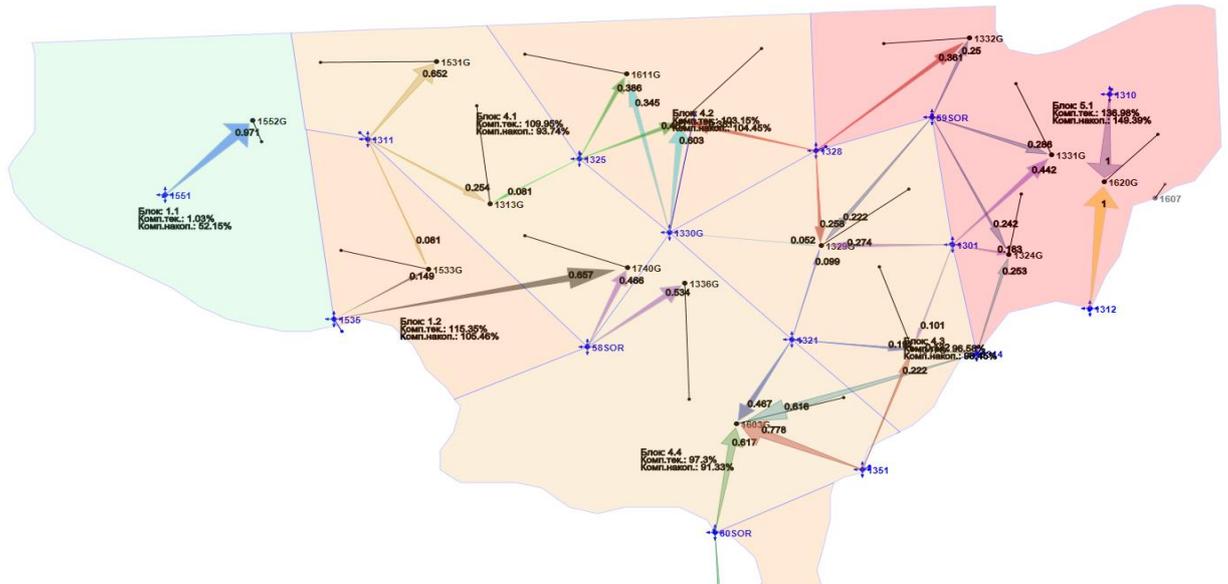


Рисунок 3.34 – Карта компенсации по элементам заводнения

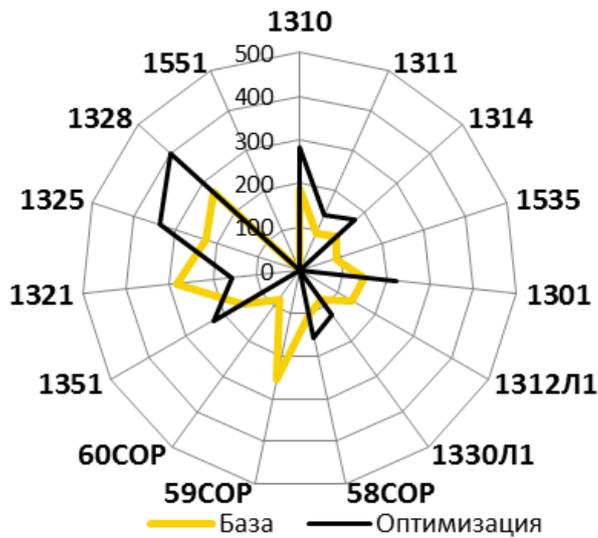


Рисунок 3.35 – Сопоставление базовой приемистости по скважинам с оптимальной приемистостью, полученной при помощи CRM

Ожидаемый прирост добычи нефти на анализируемом участке за счёт оптимизации приёмистостей (рис.3.36) в среднем за 1 прогнозный год: 9.6 %.

## Результаты тестирования на промышленных данных

Технология оптимизации системы заводнения была апробирована на Красноленинском нефтегазоконденсатном месторождении. Оптимизация проводилась на объекте ВК<sub>1-3</sub> Ем-Еговского и Каменного лицензионных участков, относящихся к Красноленинскому своду.

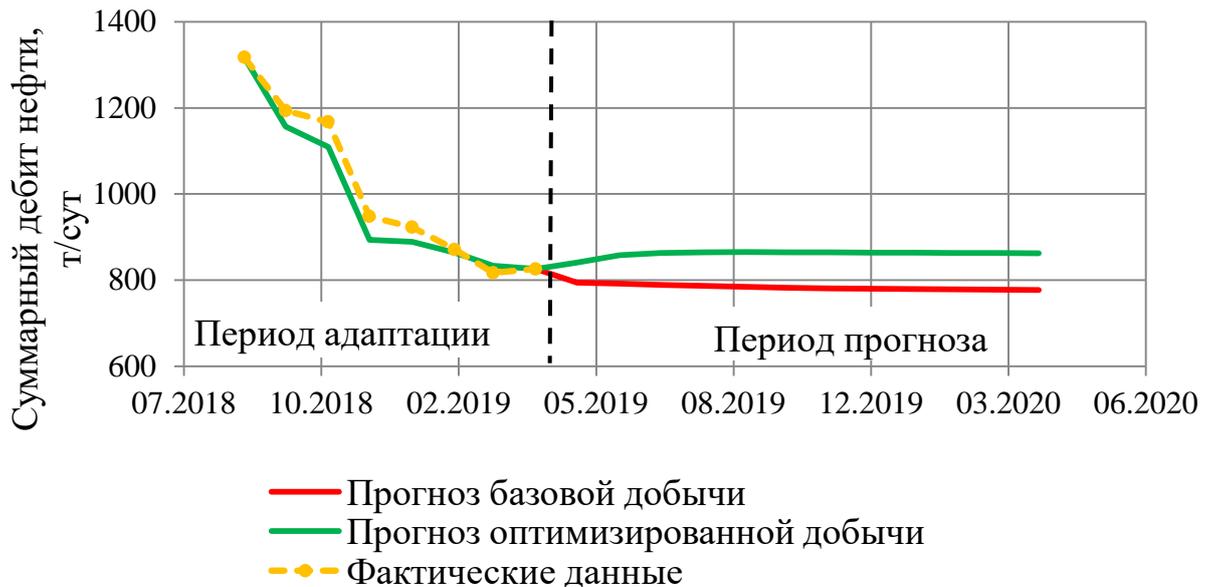


Рисунок 3.36 – Прогноз базового и оптимизированного дебита нефти на основе CRM

Далее рассматривается применение алгоритма на примере Ем-Еговского лицензионного участка. На анализируемом объекте выделено 32 ячейки заводнения по линиям нагнетания. Схема расположения элементов заводнения представлена на рисунке 3.37.

Анализировались девять ячеек участка Большая Ем-Ега, поскольку этот участок требовал проведения оптимизации ППД. Для этого участка была выполнена адаптация модели CRM по дебиту жидкости для 226 добывающих скважин. На рисунке 3.38 представлен кроссплот по фактической и модельной накопленной добычи жидкости.

Помимо настройки CRM модели для данного участка был проведен анализ потерь дебита нефти, анализ эффективности закачки и анализ потенциально

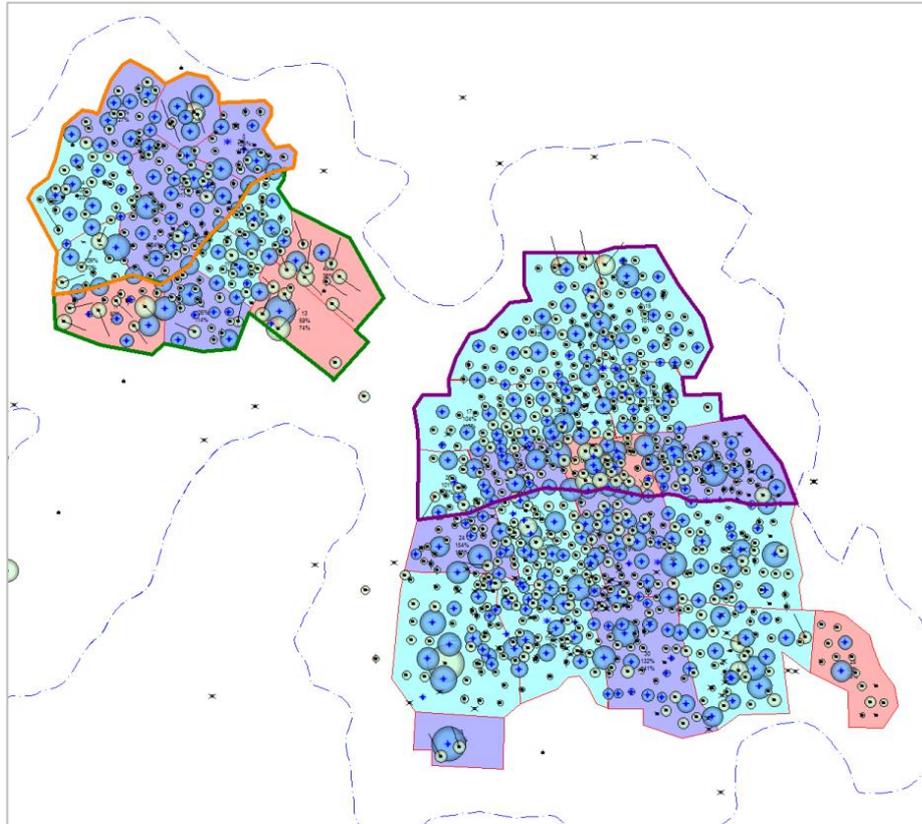


Рисунок 3.37 – Ячейки заводнения Ем-Еговского лицензионного участка возможных приростов дебита нефти. На рисунке 3.39 представлен пример анализа ячейки №19.

По результатам анализа была получено, что за последние полгода потерь по нефти не наблюдается, однако видно, что есть потенциал по добыче. На основе полученных коэффициентов взаимовлияния в результате адаптации CRM модели были выявлены скважины с неэффективной закачкой, которые хорошо согласуются с результатами проведения промыслово-геофизических исследований (табл. 3.5). Для этих скважин были выданы рекомендации по проведению ремонтно-изоляционных работ и мероприятий, направленных на выравнивание профиля приемистости.

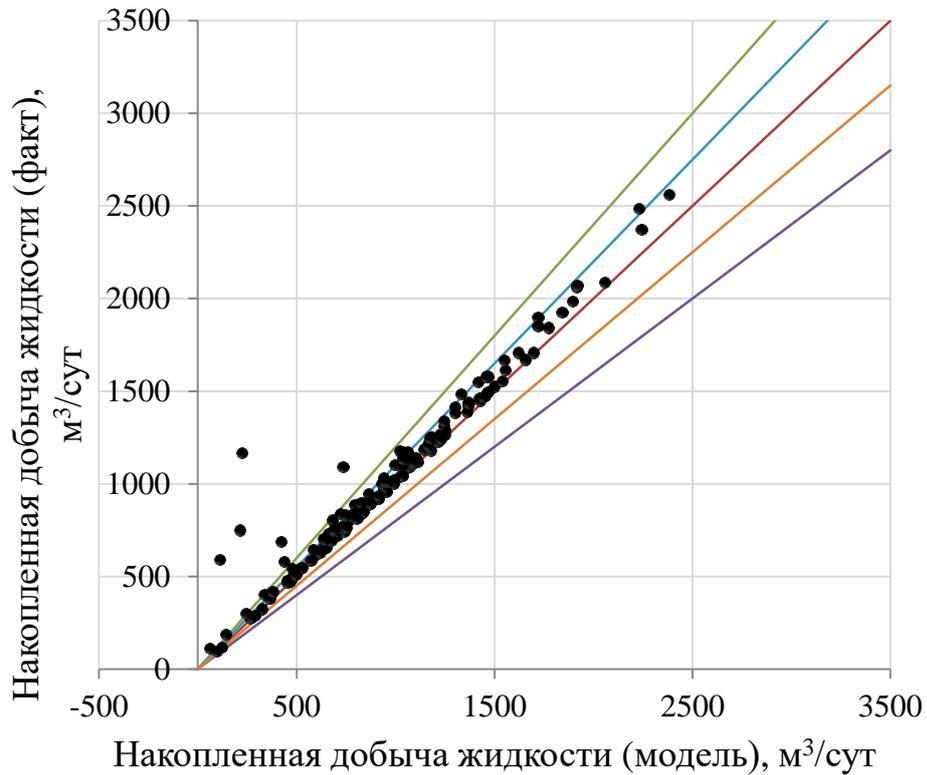


Рисунок 3.38 – Настройка модели по накопленной добыче жидкости

Таблица 3.5 – Результаты ПГИ и рекомендации по работе с фондом

Скважина	Рекомендации	Примечания
Скв. 4	ВПП/РИР	Изоляция ВК <sub>2</sub> - интервалы добычи-закачки не соответствуют
Скв. 5	ВПП/РИР	ЗКЦ 1425.0-1430.0
Скв. 6	ВПП/РИР	Отмечается уход нагнетаемой воды ниже интервала текущего забоя

На основе алгоритмов, описанных выше, были проведены расчет оптимальных режимов работы нагнетательных скважин. Оптимизировался функционал, представляющий собой невязку текущей компенсации. Рекомендуемая компенсация по скважинам задавалась 120-130%. На рисунке 3.40 отображено фактическое распределение поскважинной компенсации и прогнозное распределение компенсации после выполнения рекомендаций.

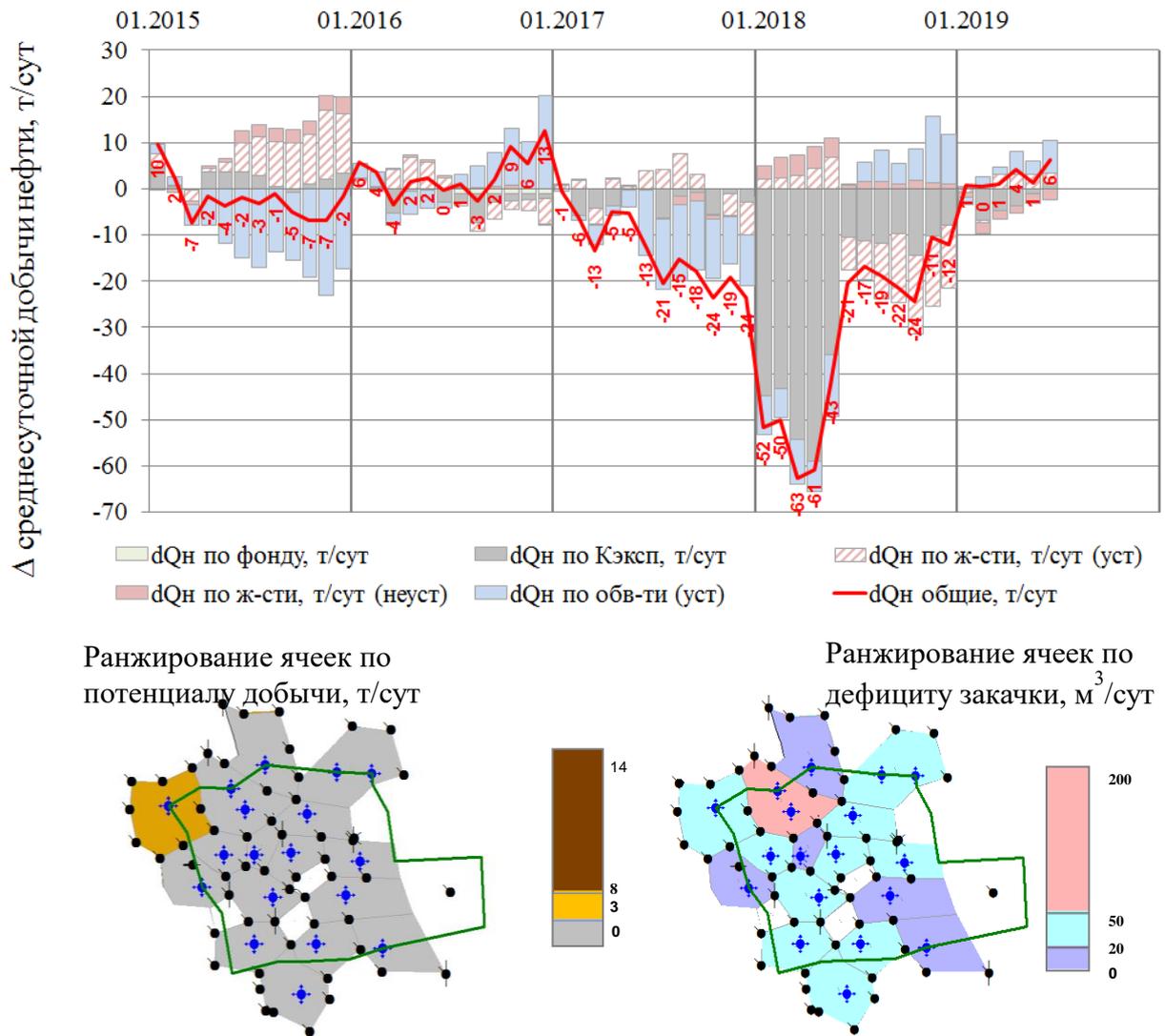


Рисунок 3.39 –Факторный анализ потерь и карты ранжирования ячейки №19 по потенциалу добычи и дефициту закачки

Полученные рекомендации были выданы недропользователю в июле 2019 года. Для 28 нагнетательных скважин было рекомендовано изменение режима работы.

Для оценки эффективности проведенных мероприятий по оптимизации ППД был построен линейный тренд по данным суточной добычи нефти (рис. 3.41).

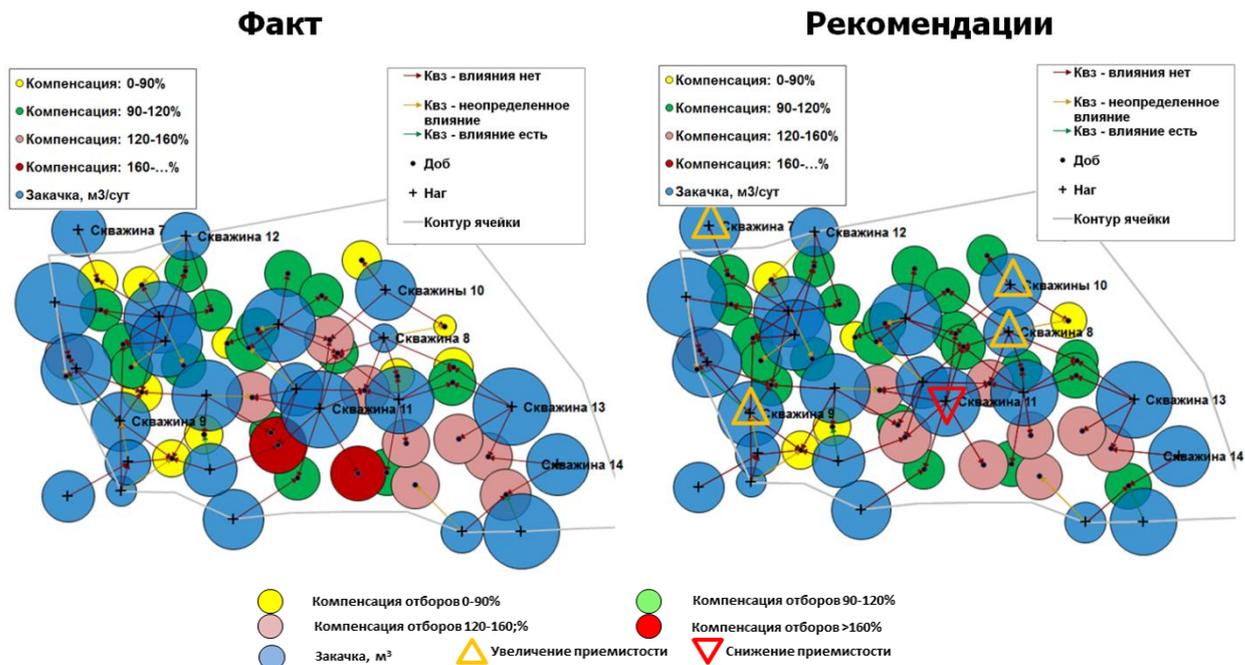


Рисунок 3.40 – Распределение компенсации по скважинам ячейки №19

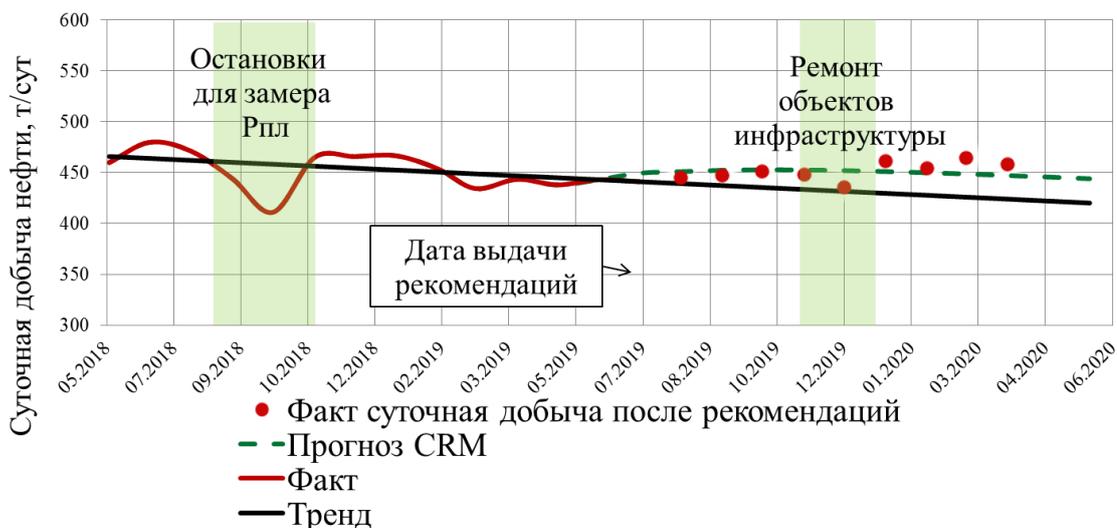


Рисунок 3.41 – Динамика суточной добычи нефти базового фонда скважин

Поскольку необходимо было оценить эффективности только от изменения режимов работы, для анализа проводился по базовому фонду, то есть были исключены новые скважины и скважины, на которых проводились дополнительные геолого-технические мероприятия.

По состоянию на март 2020 прогнозная дополнительная добыча, рассчитанная по CRM модели, составила 8.0 тыс.т., что составляло 4.9% от общей

добычи нефти по объекту. Фактическая эффективность к марту 2020 года составила 5.7 тыс.т. Также в августе 2019 года была проведена аналогичная работа по оптимизации системы ППД для Каменного лицензионного участка. Из 63 крупных ячеек заводнения были выделены 12 приоритетных, от 40 проведенных мероприятий по реагирующим скважинам добыто 3,4 тыс.т. нефти или 1,8%.

### **ВЫВОДЫ ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЫ**

1. Разработан механизм создания прокси-моделей пласта, отличающийся использованием крупных контрольных объемов с учетом изменчивости ФЕС в пространстве и времени, а также материального и энергетического баланса, позволяющий расширить использование моделей инфраструктуры до комплексных моделей с целью оперативного контроля и регулирования технологических режимов скважин.

2. Предлагаемая технология позволяет выполнить подбор режимов работы скважин в автоматическом режиме за счет аналитической постановки оптимизационной задачи.

3. Обоснован метод прогнозирования динамики обводненности на основе CRM модели.

4. Разработана технология оптимизации текущей системы заводнения зрелых месторождений, включающая комплексный анализ системы ППД, автоматический подбор оптимальных режимов работы нагнетательных скважин с целью повышения нефтеотдачи и поддержания оптимальной текущей компенсации. Отличие состоит в комбинации физически состоятельной двухфазной модели CRM с учетом материального баланса и отсутствием необходимости настраивать историю разработки по скважинам в ГДМ, подбирая оптимальные приемистости и свойства нефтяного пласта в межскважинном пространстве многочисленными итерационными расчетами.

#### **4. СТОХАСТИКО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, КАК ИНСТРУМЕНТ КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ОТБОРА И НАГНЕТАНИЯ**

##### 4.1. Исследование и развитие применения стохастико-аналитической модели.

С учетом того, что эффективность системы ППД достигается в условиях автоГРП, следует вывод о необходимости ориентации элементов заводнения и нагнетательных рядов сообразно линии регионального стресса для минимизации прорывов воды и создания галереи нагнетания.

Как известно, одной из основных проблем эффективного применения численных ГДМ является неопределенность при их адаптации и распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в зонах между скважинами. В связи с этим в настоящее время новую жизнь приобретают упрощенные аналитические модели, которые можно использовать не только для прогноза, но и для решения обратных задач. В частности, здесь рассматривается обратная задача подземной гидромеханики в виде стохастико-аналитической модели (САМ) («автогидросамопрослушивания») в двух постановках:

- 1 – поиск осредненных гидропроводностей/пьезопроводностей;
- 2 – поиск фазовых гидропроводностей.

Так как в основе вышеперечисленных задач лежат аналитические модели, а операции по их адаптации опираются на статистику промысловых замеров, они названы стохастико-аналитическими.

Известен метод гидродинамических исследований на нестационарных режимах – гидропрослушивание, предполагающее изменение режима нагнетательной скважины и прослеживание изменения забойного давления в добывающей(их) скважине(ах). Скважина, в которой изменяется режим считается источником импульса, а скважина для контроля забойного давления – приемником импульса. При этом если рассматривается одна скважина, то такой метод исследования является самопрослушиванием. Сочетание методов очевидно.

По мере развития систем телеметрии, все большая часть скважин оснащается датчиками давления (в т.ч. забойного) и дебита/приемистости в виде расходомеров или систем замера «Спутник-А, В».

Вследствие различных техногенных и природных факторов дебиты жидкости, приемистости и забойные давления скважин изменяются, тем самым создавая импульсы изменения давления: при увеличении дебита (или падения приемистости) – отрицательный импульс, при падении дебита положительный (или роста приемистости) – положительный импульс.

Основной моделью для прогнозирования изменения давления в любой точке пласта является формула относительно возмущающей скважины с дискретно изменяемым дебитом/приемистости

$$\Delta p(t - t_0) = u \sum_{i=1}^N \frac{q_i - q_{i-1}}{4\pi\varepsilon} Ei \left( \frac{r^2}{4\chi(t - t_i)} \right), \quad (4.1)$$

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

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

$\varepsilon = \frac{k^s h}{\mu}$  – 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 ( $q_1 - 0$ ),  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$N$  – количество режимов скважины;

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

распространения импульса давления от возмущающей скважины,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

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

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

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

$m$  – коэффициент открытой пористости, д.е.;

$u$  – 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

$$\begin{aligned} \Delta p(t_k - t_0) = & u \sum_{i=1}^k \frac{\bar{\mu}(Q_i - Q_{i-1})}{4\pi h k_{звс}} Ei\left(\frac{\alpha \cdot r_c^2}{4k_{звс}(t_k - t_i)}\right) + \\ & + \sum_{j=1}^M u_j \sum_{i=1}^k \frac{\bar{\mu}(q_{j,i} - q_{j,i-1})}{4\pi h_j k^g} Ei\left(\frac{\alpha \cdot r_j^2}{4k_j^p(t_k - t_i)}\right), \end{aligned} \quad (4.2)$$

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

$t_k$  –  $k$ -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) ЗВС;

$\bar{k}^g$  – 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  $-1/1$ .

Как видно в (4.2) проницаемость 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 саму на себя.

Почему нельзя обойтись только замерами дебитов и приемистостей? Дело в том, что причиной к изменению дебита или приемистости скважины может быть не только продуктивный коллектор с его ФЕС, но и технические изменения: 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 не достоверным.

Так как в (4.2) известными считаются величины проницаемостей, которые далее предполагается искать, требуется сформировать целевую функцию в виде суммы квадратов отклонений расчетного забойного давления от фактического

$$\psi(k_{звс}, \bar{k}^g, k_1^p, \dots, k_j^p, \dots, k_M^p) = \sum_{k=1}^K \left[ P_0 + u \sum_{i=1}^k \frac{\bar{\mu}(Q_i - Q_{i-1})}{4\pi h k_{звс}} Ei \left( \frac{\alpha \cdot r_c^2}{4k_{звс}(t_k - t_i)} \right) + \sum_{j=1}^M u_j \sum_{i=1}^k \frac{\bar{\mu}(q_{j,i} - q_{j,i-1})}{4\pi h_j \bar{k}^g} Ei \left( \frac{\alpha \cdot r_j^2}{4k_j^p(t_k - t_i)} \right) - P_k \right]^2, \quad (4.3.)$$

где  $P_0$  – первый фактический замер забойного давления;

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

Таким образом, для решения задачи поиска проницаемостей в (4.3) 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 овражистый характер, что усложняет поиск глобального минимума отклонений.

В случае, когда проявляется активность краевых и подошвенных вод в (4.3) добавляется элемент, описывающий дисбаланс закачки и отбора

$$\psi(k_{звс}, \bar{k}^g, k_1^p, \dots, k_j^p, \dots, k_M^p) = \sum_{k=1}^K \left[ P_0 + u \sum_{i=1}^k \frac{\bar{\mu}(Q_i - Q_{i-1})}{4\pi h k_{звс}} Ei \left( \frac{\alpha \cdot r_c^2}{4k_{звс}(t_k - t_i)} \right) + \sum_{j=1}^M u_j \sum_{i=1}^k \frac{\bar{\mu}(q_{j,i} - q_{j,i-1})}{4\pi h_j \bar{k}^g} Ei \left( \frac{\alpha \cdot r_j^2}{4k_j^p(t_k - t_i)} \right) + \Delta_{pk} \cdot Q_i^2 + M_k \cdot \left[ u \sum_{i=1}^k \frac{1}{2} (Q_i + Q_{i-1})(t_k - t_i) + \sum_{j=1}^M u_j \sum_{i=1}^k \frac{1}{2} (q_{j,i} + q_{j,i-1})(t_k - t_i) \right] - P_k \right]^2, \quad (4.3a)$$

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

С позиции физики процесса существуют следующие проблемы достоверности:

1. При низких величинах проницаемостей импульс давления возмущающей скважины может не дойти до наблюдательной скважины в ощутимом диапазоне давлений.
2. В случае идентичной динамики дебита/приемистости возмущающих скважин, находящихся на одинаковом расстоянии от наблюдательной, возможно получение недостоверных значений пьезопроводных проницаемостей.

### Теоретические предпосылки к анализу режимов работы скважин для выявления техногенных залежей и целиков нефти

Возникновение целиков и техногенных залежей нефти при разработке пластов на упруго-водонапорном режиме неизбежно. В связи с этим существует проблема поиска таких зон для дальнейшего адресного применения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и методов повышения нефтеотдачи.

В качестве преамбулы для поиска таких зон Стрекаловым А.В. и Баталовым Д.А. в 2015 г. был предложен метод поиска нефти на поздних стадиях разработки [11]. Данный метод, как отмечают сами авторы, имеет ряд недостатков.

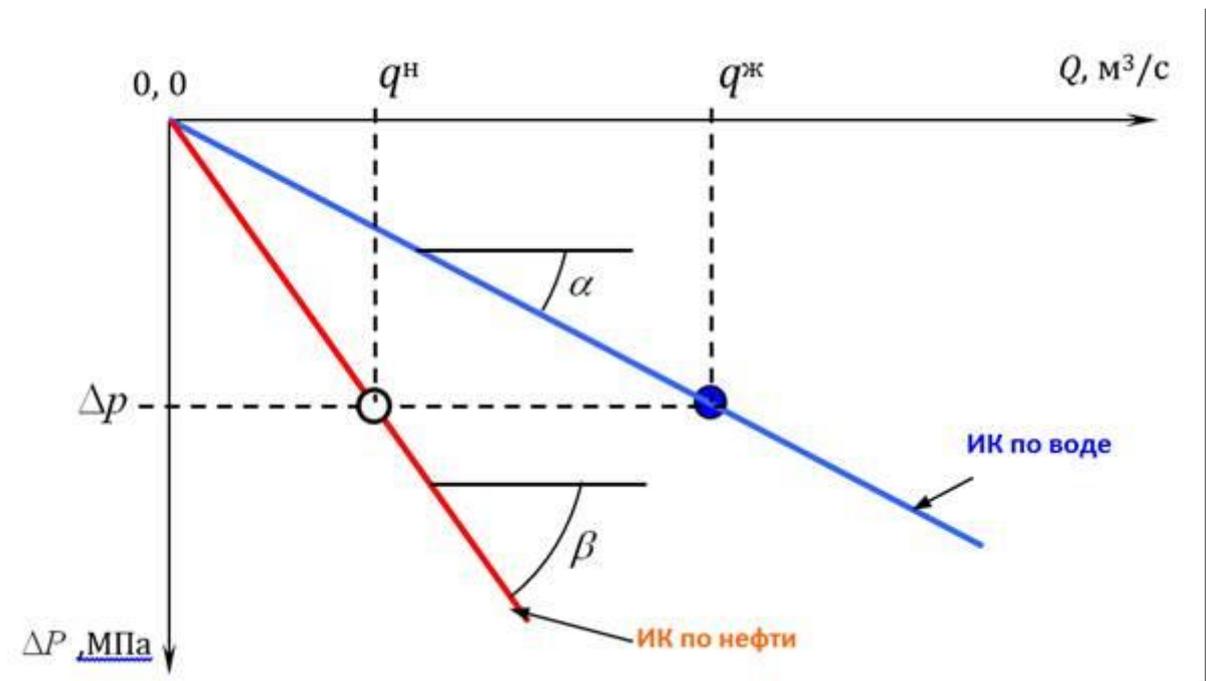


Рисунок 4.4 – Обработка индикаторной линии в координатах дебит воды/нефти – депрессия

В наиболее простой постановке метод вычисления коэффициентов нефте- и водонасыщенности сводится к совмещению результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИ) на установившихся режимах и кривых ОФП.

Для условий соблюдения линейного закона фильтрации индикаторная диаграмма может быть установлена по одной точке (рис. 4.4), в связи с тем, что прямая проходит через начало координат. Важно индикаторную линию строить отдельно по дебиту воды и нефти.

Разделяя коэффициент продуктивности на отдельные фазы: по нефти

$$K_i^h = \frac{2\pi k_i^h h_i}{\mu^h \left[ \ln \left( \frac{R_i}{r_i} \right) + S_i \right]} = \frac{Q_h}{\Delta p} \quad (4.4)$$

и по воде

$$K_i^e = \frac{2\pi k_i^e h_i}{\mu^e \left[ \ln \left( \frac{R_i}{r_i} \right) + S_i \right]} = \frac{Q_e}{\Delta p}, \quad (4.5)$$

выразив депрессию –  $\Delta p$  и приравняв левые части получим

$$Q_h \frac{\mu^h \left[ \ln \left( \frac{R_i}{r_i} \right) + S_i \right]}{2\pi k_i^h h_i} = \Delta p = Q_e \frac{\mu^e \left[ \ln \left( \frac{R_i}{r_i} \right) + S_i \right]}{2\pi k_i^e h_i}. \quad (4.6)$$

После сокращения толщин и др. равных членов получим соотношение фазовых проницаемостей нефти и воды

$$\frac{Q_h \mu_h}{k^h} = \frac{Q_e \mu_e}{k^e} \Rightarrow \frac{k^h}{k^e} = \frac{Q_h \mu_h}{Q_e \mu_e} = \delta. \quad (4.7)$$

Вместе с тем через кривые ОФП –  $\varphi_h(\sigma_e)$ ,  $\varphi_e(\sigma_e)$  фазовые проницаемости для  $i$ -й скважины определяются, как

$$k_i^h = \overline{k_i^h} k_i = k_i \cdot \varphi_h(\sigma_e), \quad k_i^e = \overline{k_i^e} k_i = k_i \cdot \varphi_e(\sigma_e), \quad (4.8)$$

что позволяет отразить отношение (4.8) через функции ОФП

$$\gamma(\sigma_{\epsilon}) = \frac{k \cdot \varphi_n(\sigma_{\epsilon})}{k \cdot \varphi_{\epsilon}(\sigma_{\epsilon})} = \delta. \quad (4.9)$$

Простым перебором водонасыщенности построив вспомогательную функцию  $\gamma(\sigma_{\epsilon})$  (рис. 4.5) и решив уравнение

$$\gamma(\sigma_{\epsilon}) = \delta \quad (4.10)$$

относительно  $\sigma_{\epsilon}$  достигается цель. Т.е. для каждой скважины с интервалом замера дебита 1–5 сут возможно найти нефте- и водонасыщенность с привязкой к координатам забоя скважины.

Из-за того, что величины насыщенных в ПЗП не дают полной картины распределения насыщенных, требуется найти насыщенный в зонах между скважинами на основе анализа гидродинамики нестационарных процессов. Подход к такому анализу схож с методикой (4.3) и отличается тем, что искомые среднефазовые проницаемости заменяются на фазовые проницаемости по воде и нефти или сразу на водонасыщенности.

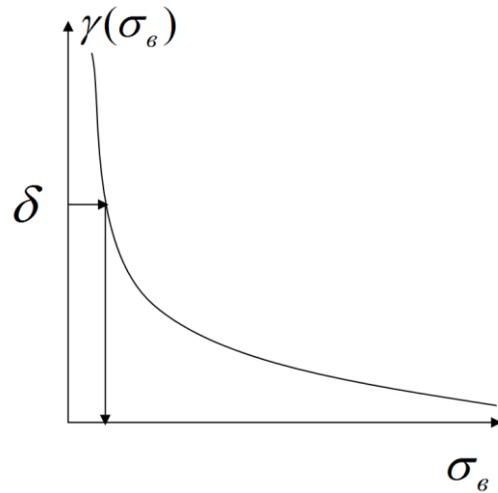


Рисунок 4.5 – Графическое решение

Видоизменим формулу (4.2) с учетом того, что изменение давления происходит отдельно по каждой фазе: для нефти, относительно водонасыщенностей и проницаемостей ЗВС и по зонам

$$\begin{aligned} \Delta p^n(t_k - t_0) = & u \sum_{i=1}^k \frac{\mu^n(Q_i^n - Q_{i-1}^n)}{4\pi h k_{звс} \varphi_n(\sigma_{\epsilon})} Ei\left(\frac{\alpha_{звс}^n \cdot r_c^2}{4\varphi_n(\sigma_{\epsilon}) k_{звс} (t_k - t_i)}\right) + \\ & + \sum_{j=1}^M u_j \sum_{i=1}^k \frac{\mu^n(q_{j,i}^n - q_{j,i-1}^n)}{4\pi h_j \varphi_n(\sigma_{j,\epsilon}) k_j^g} Ei\left(\frac{\alpha_j^n \cdot r_j^2}{4\varphi_n(\sigma_{j,\epsilon}) k_j^g (t_k - t_i)}\right), \end{aligned} \quad (4.11)$$

где  $\alpha_{звс}^n = (1 - \sigma_{звс}^{\epsilon}) \mu^n(m\beta_n + (1-m)\beta_c)$  – вспомогательный параметр для ЗВС;

$\alpha_j^h = (1 - \sigma_j^e) \mu^h (m\beta_h + (1 - m)\beta_c)$  – вспомогательный параметр для связи между возмущающей  $j$ -й и наблюдательной скважиной.

Для водной фазы изменение давления

$$\begin{aligned} \Delta p^e(t_k - t_0) = & u \sum_{i=1}^k \frac{\mu^e(Q_i^e - Q_{i-1}^e)}{4\pi h k_{3\text{вс}} \varphi_e(\sigma_e)} Ei \left( \frac{\alpha_{3\text{вс}}^e \cdot r_c^2}{4\varphi_e(\sigma_e) k_{3\text{вс}}(t_k - t_i)} \right) + \\ & + \sum_{j=1}^M u_j \sum_{i=1}^k \frac{\mu^e(q_{j,i}^e - q_{j,i-1}^e)}{4\pi h_j \varphi_e(\sigma_{j,e}) k_j^e} Ei \left( \frac{\alpha_j^e \cdot r_j^2}{4\varphi_e(\sigma_{j,e}) k_j^e(t_k - t_i)} \right). \end{aligned} \quad (4.12)$$

Складывая изменения давления по воде (4.11) и нефти (4.12) получим целевую функцию суммированием квадратов отклонений давлений

$$\begin{aligned} \psi(k_{3\text{вс}}, \bar{k}^g, k_1^p, \dots, k_j^p, \dots, k_M^p, \sigma_e, \sigma_1, \dots, \sigma_j, \sigma_M) = & \sum_{k=1}^K [\Delta p^e(t_k - t_0) + \Delta p^h(t_k - t_0) - (P_k - P_0)] = \\ = & \sum_{k=1}^K \left\{ u \frac{1}{4\pi h k_{3\text{вс}}} \sum_{i=1}^k \left[ \frac{\mu^h(Q_i^h - Q_{i-1}^h)}{\varphi_h(\sigma_h)} Ei \left( \frac{\alpha_{3\text{вс}}^h \cdot r_c^2}{4\varphi_h(\sigma_h) k_{3\text{вс}}(t_k - t_i)} \right) + \frac{\mu^e(Q_i^e - Q_{i-1}^e)}{\varphi_e(\sigma_e)} Ei \left( \frac{\alpha_{3\text{вс}}^e \cdot r_c^2}{4\varphi_e(\sigma_e) k_{3\text{вс}}(t_k - t_i)} \right) \right] + \right. \\ & \left. + \sum_{j=1}^M \left[ u_j \sum_{i=1}^k \frac{\mu^h(q_{j,i}^h - q_{j,i-1}^h)}{4\pi h_j \varphi_h(\sigma_{j,h}) k_j^h} Ei \left( \frac{\alpha_j^h \cdot r_j^2}{4\varphi_h(\sigma_{j,h}) k_j^h(t_k - t_i)} \right) + u_j \sum_{i=1}^k \frac{\mu^e(q_{j,i}^e - q_{j,i-1}^e)}{4\pi h_j \varphi_e(\sigma_{j,e}) k_j^e} Ei \left( \frac{\alpha_j^e \cdot r_j^2}{4\varphi_e(\sigma_{j,e}) k_j^e(t_k - t_i)} \right) \right] \right\} \\ & - (P_k - P_0) \end{aligned}$$

Недостатками метода поиска насыщенностей на основе САМ являются возможные слабые различия в сжимаемостях и вязкостях воды и нефти. Традиционно с позиции вычислительной математики решение задачи поиска  $n$ -мерной овражистой функции всегда связано с глубиной поиска глобального минимума.

Рассмотрим аспекты применения стохастико-аналитической модели (САМ) для решения обратных задач поиска гидропроводных и пьезопроводных проницаемостей, в том числе и фазовых для поиска нефтенасыщенности.

В связи с тем, что основой поиска ФЭС является поиск проницаемостей, то есть смысл рассмотреть решение подобных задач на самых простых примерах. И в данной работе предлагается остановиться на решении (4.3а) для идентификации топологической карты проводимостей.

#### 4.2. Решение обратной задачи идентификации поля проницаемости на основе стохастико-аналитической модели

С учетом того, что эффективность системы ППД достигается в условиях автоГРП, следует вывод о необходимости ориентации элементов заводнения и В качестве объекта исследования возьмем ГДМ фрагмента пласта прямоугольной формы с закрытыми границами и несколькими добывающими и нагнетательными скважинами. Здесь сразу необходимо отметить, что САМ больше подходит для бесконечных пластов, т.е. массивных залежей (т.е. ГДМ с открытыми границами). Однако, если период прослеживания импульса не слишком велик для достижения границ пласта волной давления, то метод вполне применим. Более того исправить положение позволяет искомым (в ходе подбора проницаемостей) коэффициент гидроаккумуляции –  $A$ .

Расчеты ГДМ и методы САМ выполнены на симуляторе ПК-ГидраСим.

Рассмотрим результаты применения САМ на синтетической ГДМ (рис. 4.5). Основная проницаемость ГДМ 75 мД, по линии Well–Well1  $k=1500$  мД, а по линии Well–Well2  $k=400$  мД. Нефтенасыщенность по всей ГДМ  $\sigma_n = 0.5$ .

Режимы работы скважин взяты со случайными колебаниями забойного давления (рис.4.6).

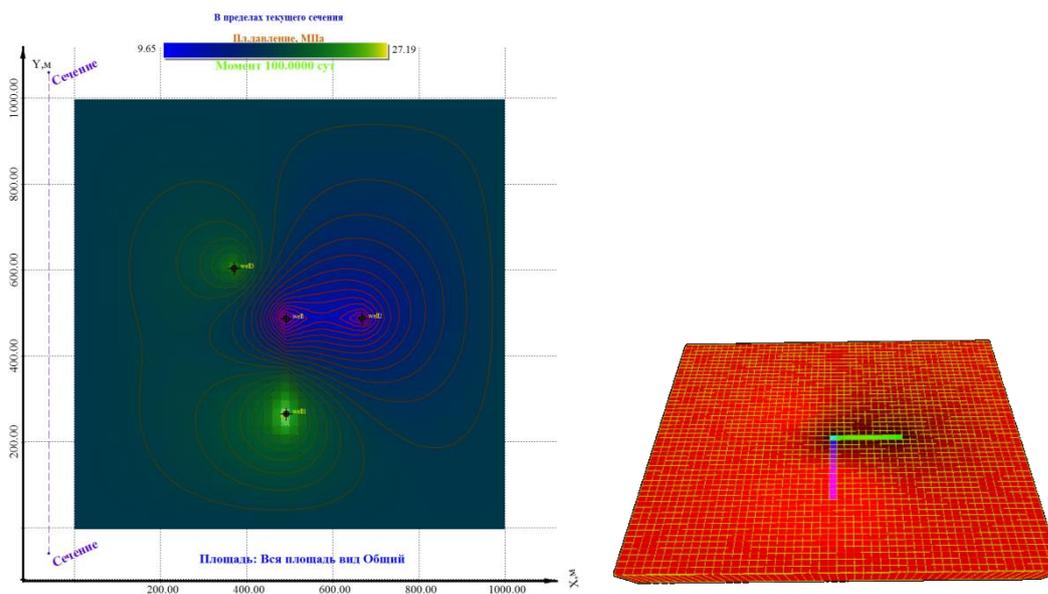


Рисунок 4.5 – Гидродинамическая модель после 100 сут с момента запуска первой скважины

В результате решения САМ получена следующая топологическая карта интерференции скважин (рис.4.7). Как видно из схемы выделяются зоны с повышенной проницаемостью Well–Well1 и Well–Well2. Однако, есть также повышенные из найденных значений проницаемостей по направлениям Well2–Well3. Это может быть связано движением флюидов в удаленной зоне, что хорошо демонстрирует карта линий токов (рис.4.9).

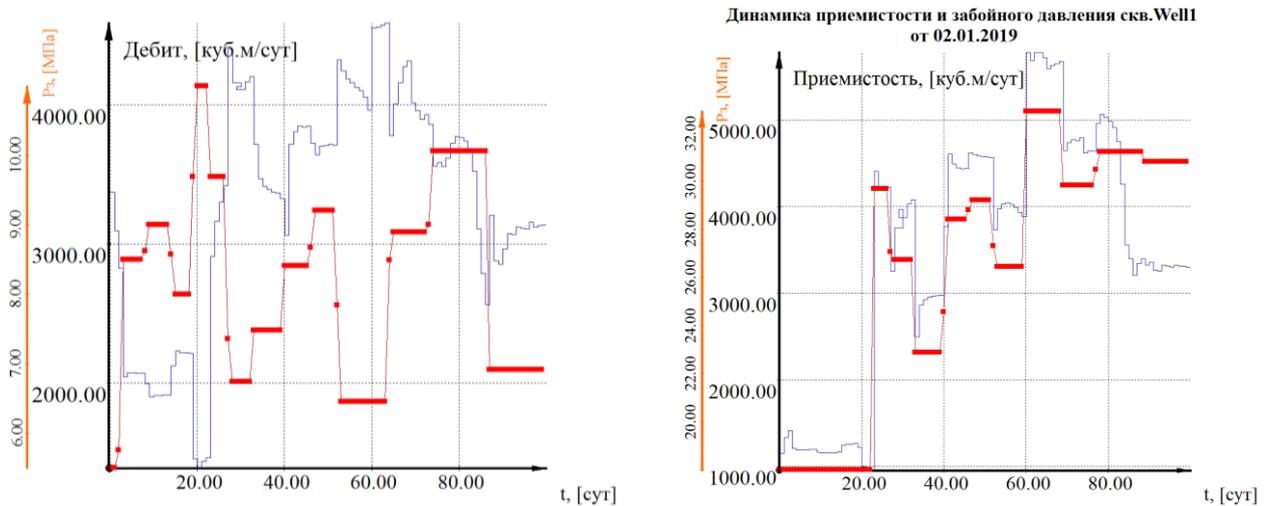


Рисунок 4.6 – Режимы скважин ГДМ на примере Well и Well1

Как видно по скважине Well3 величина проницаемости ЗВС занижена относительно ГДМ –  $k_{звс}=41.8$  мД. Это связано с тем, что кривые ОФП обуславливают снижение фазовых проницаемостей нефти и воды так, что в сумме не дают 1.0 (рис.4.8).

Записи проницаемостей разделяются по контр-направлениям и по типу: гидропроводные – (индекс г) (диссипационные) и пьезопроводные – (индекс п). Согласно статистической обработке значения этих проницаемостей можно усреднить по типу и направлениям (прямое и обратное).

Детализация подбора проницаемостей позволяет сделать вывод о достоверности найденных значений проницаемостей (рис.4.10).

Как видно из рис. 4.10, рассматривая взаимовлияние скважины Well в паре с соседями, метод оптимизации сдвигает величину  $k_{звс}$  в сторону уменьшения/увеличения вследствие наложения факторов шума со стороны других

(исключенных) скважин исследуемой зоны. В итоге на схеме отражена усредненная величина  $k_{звс}=397$  мД.

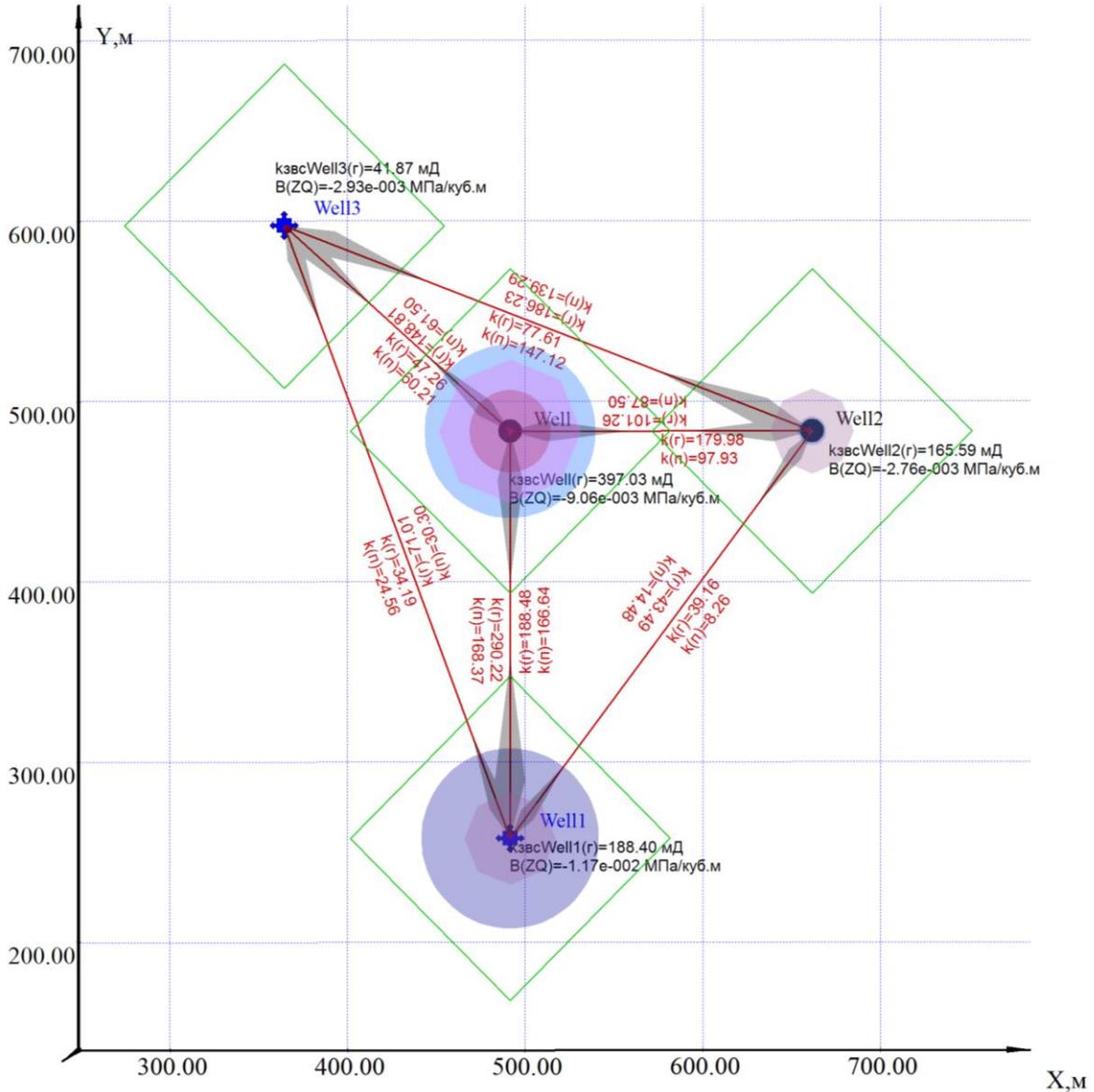


Рисунок 4.7 – Топологическая карта, определенная решением САМ.

Круги – дебиты/приемистости, восьмиугольники –  $k_{звс}$

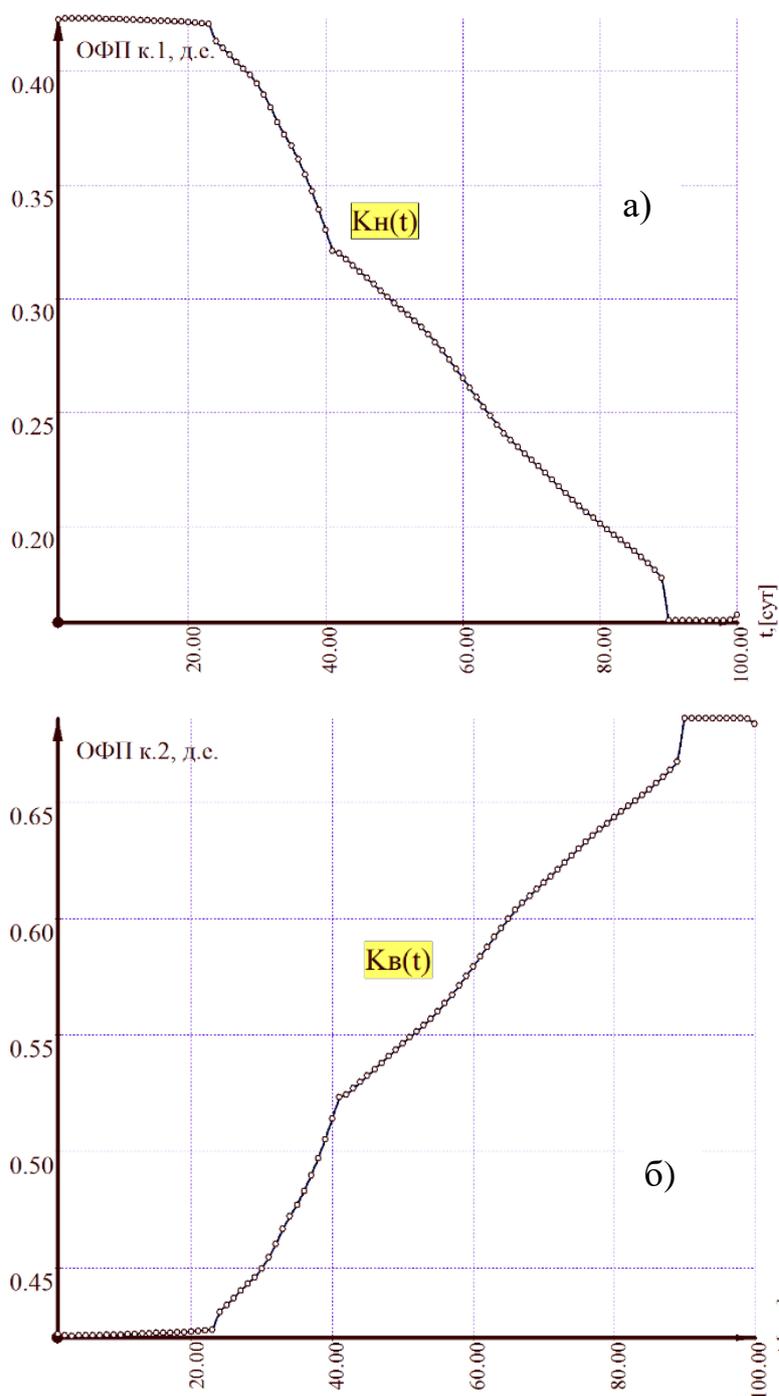


Рисунок 4.8 – Кривые зависимостей ОФП нефти (а) и воды (б) от времени

Выше рассмотрена специальная схема поиска проницаемостей, когда взаимодействие скважин рассчитывается как сумма невязок расчетных и фактических забойных давлений по паре скважин, каждая из которых рассматривается, в качестве источника и наблюдателя импульса. Т.е.

предполагается, что если первая скважина влияет на вторую определенным образом, то вторая влияет также на первую. В связи с этим на графиках (рис. 4.10)

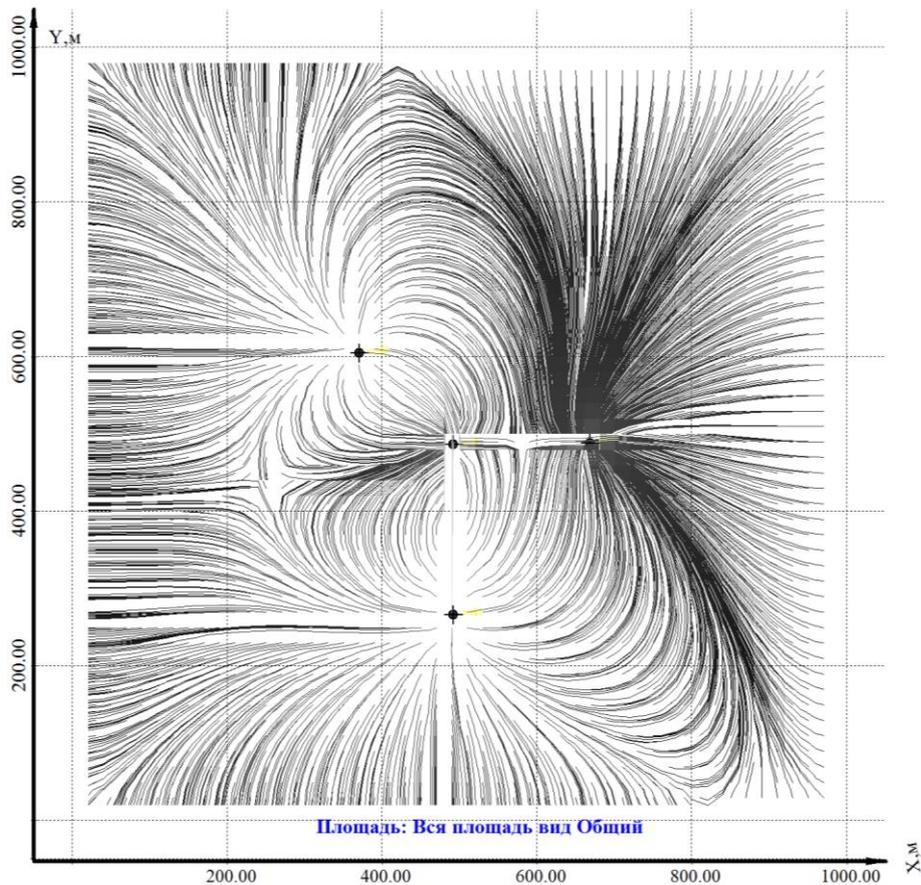


Рисунок 4.9 – Распределение линий токов

отражается по одному значению пьезопроводной и гидропроводной проницаемости для пары скважин. При этом отыскивается  $k_{звс}$  для каждой из пары скважин отдельно. Рассмотрим результаты классического подхода к решению, когда импульсы окрестных скважин наблюдаются совместно.

Из результатов видно, что интерференция по каналам с высокой проницаемостью прослеживается более четко. При этом проницаемость между Well3 и Well2 составляет всего 23 мД в отличие от предыдущего результата.

Ниже приводится результаты расчета проницаемостей по направлениям (рис.4.11).

Следует обратить внимание на то, что повторяемые значения фактических забойных давлений не дают возможности методу оптимизации подобрать проницаемости под условия постоянства давления. По-сути, такие повторяющиеся значения, часто наблюдаемые в данных телеметрии, могут существенным образом снизить достоверность решения.

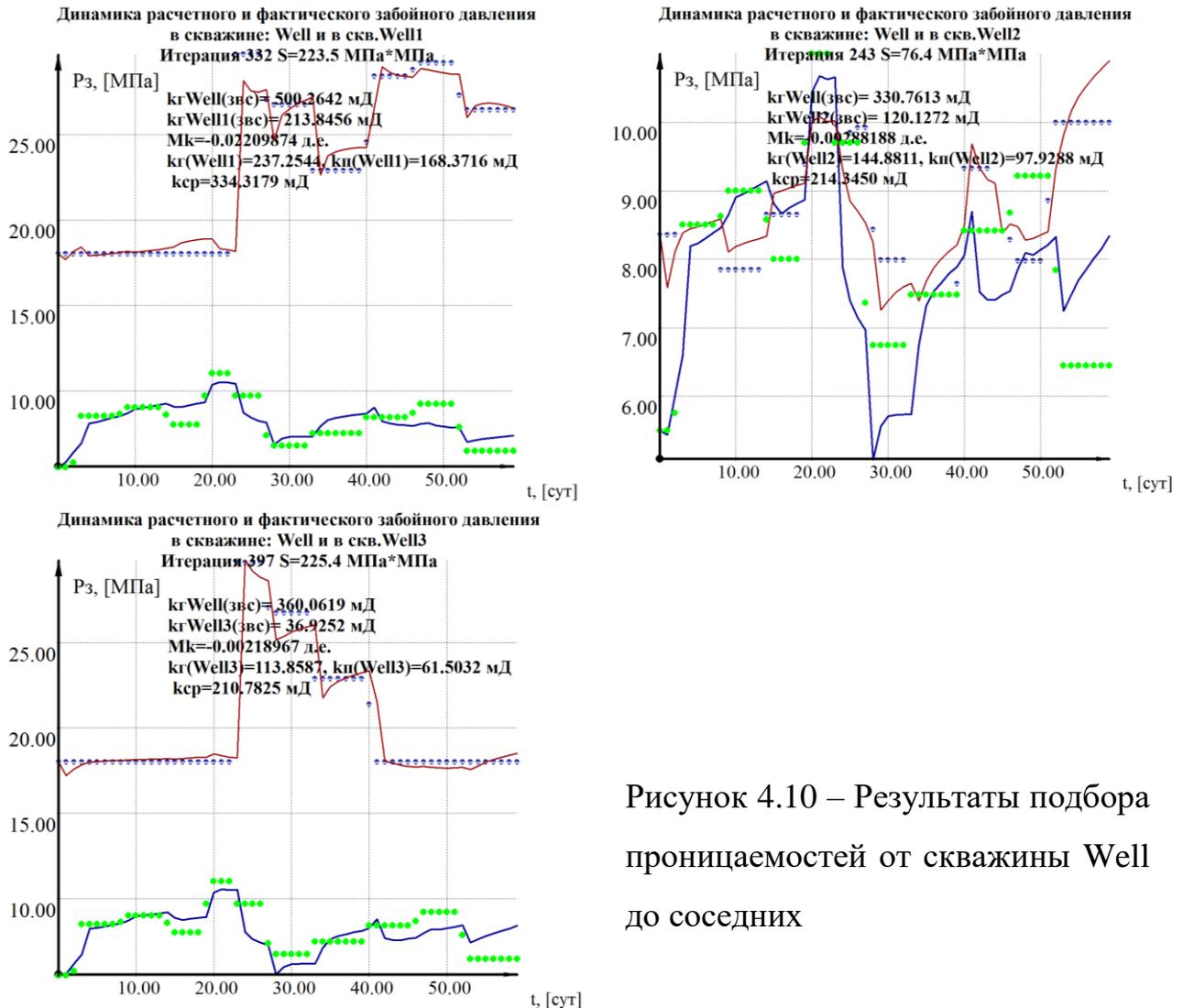


Рисунок 4.10 – Результаты подбора проницаемостей от скважины Well до соседних

Рассмотрим еще один пример использования САМ на синтетической модели (рис.4.12). Модель является двумерной со средней проницаемостью фона - 20 мД и нанесенным искусственно каналом высокой проницаемости и экраном. В отличие от предыдущей синтетической ГДМ здесь границы пласта закрыты и используется режим однофазной фильтрации. Расчеты выполнены на симуляторе Eclipse.

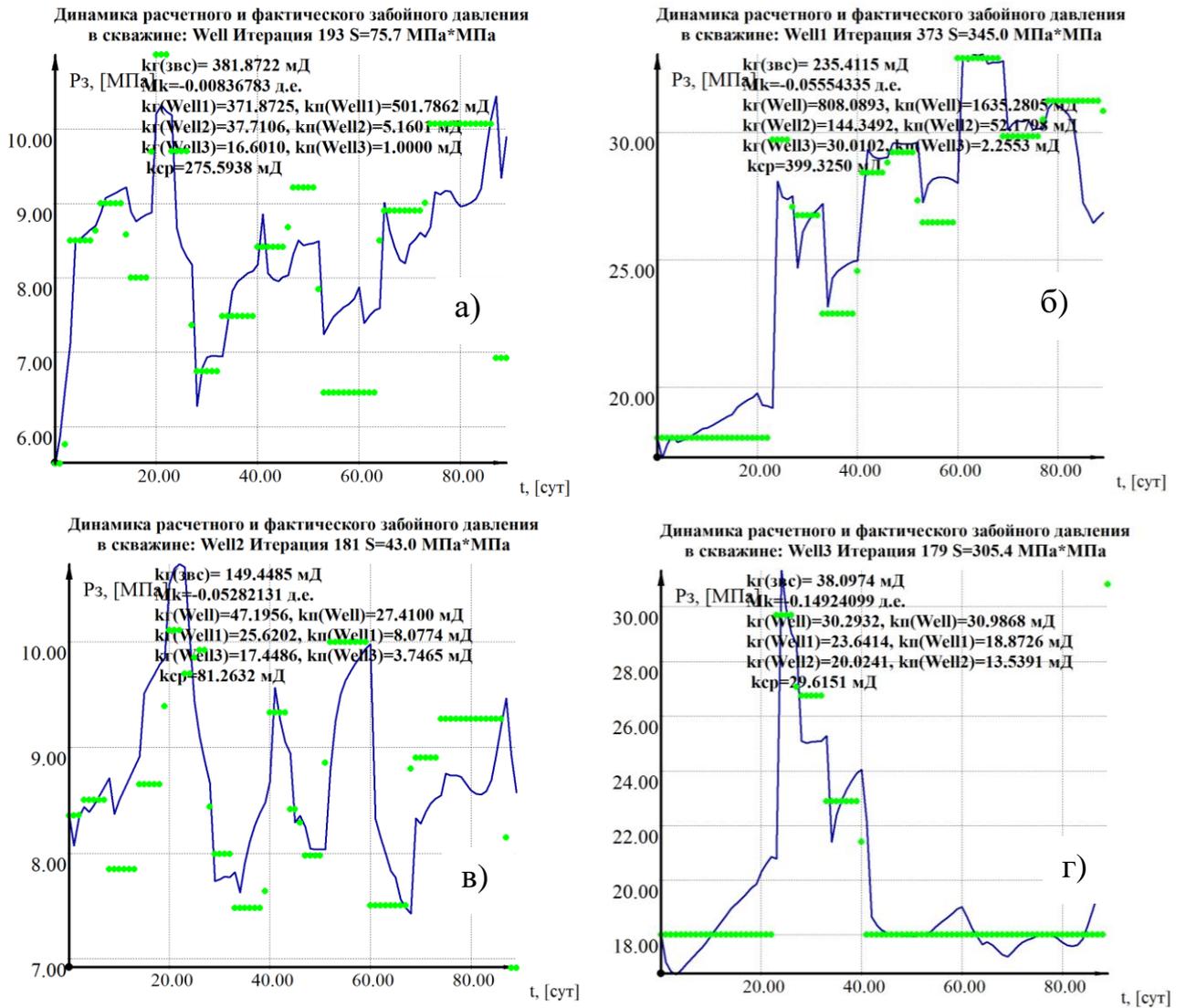


Рисунок 4.11 – Проницаемости по направлениям: а – динамика забойных (расчетного и фактического) давлений Well; б – Well1; в – Well2; г – Well3

Как видно из топологической карты взаимовлияния скважин (рис.4.13) непроницаемый экран между нагнетательной скважиной – I3 и добывающей – P4

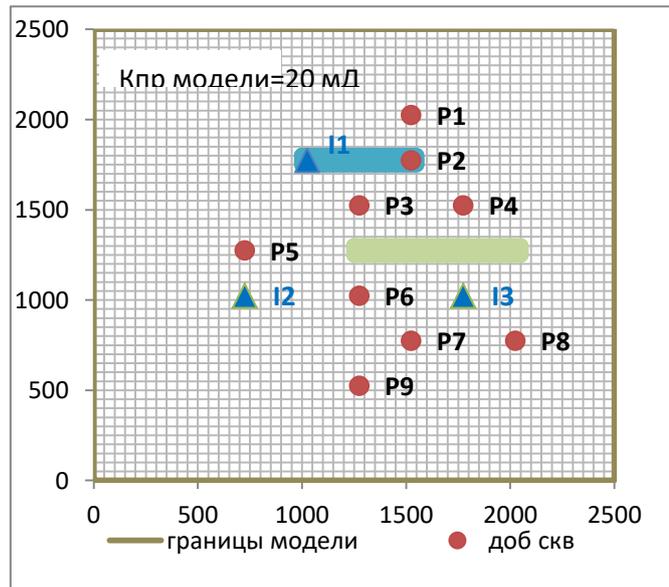


Рисунок 4.12 – Карта распределения ФЕС гидродинамической модели

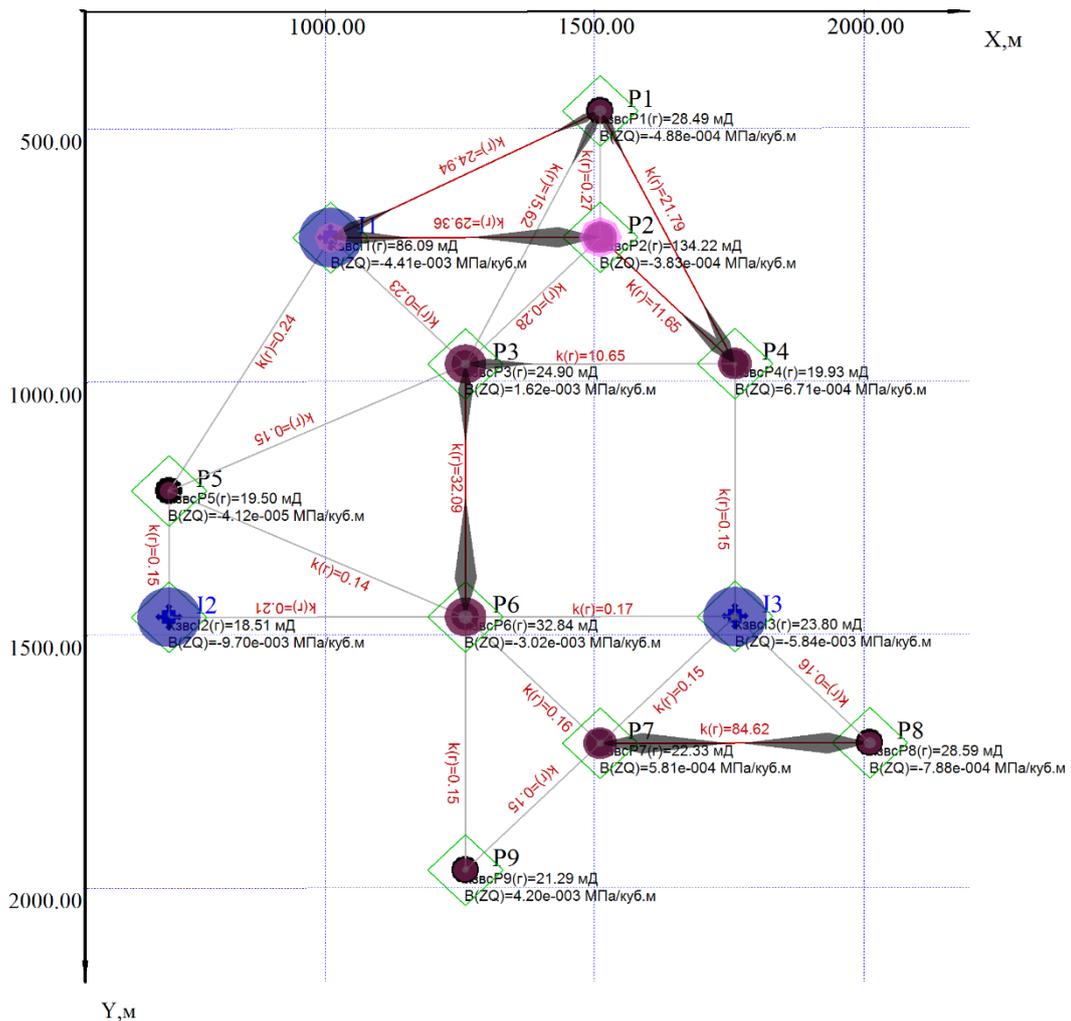


Рисунок 4.13 –Топологическая карта связей, обнаруженных САМ

прослеживается занижением проницаемости связи (рис. 4.14–а) – 0.097 мД. В скважинах, находящихся на концах канала низкого фильтрационного сопротивления (НФС) (I1–P2) наблюдается повышенная проницаемость ЗВС  $k_{P2}=103$  мД и связь P2 со скважиной I2,  $k_{P2-I1}=227$  мД (рис. 4.14–в).

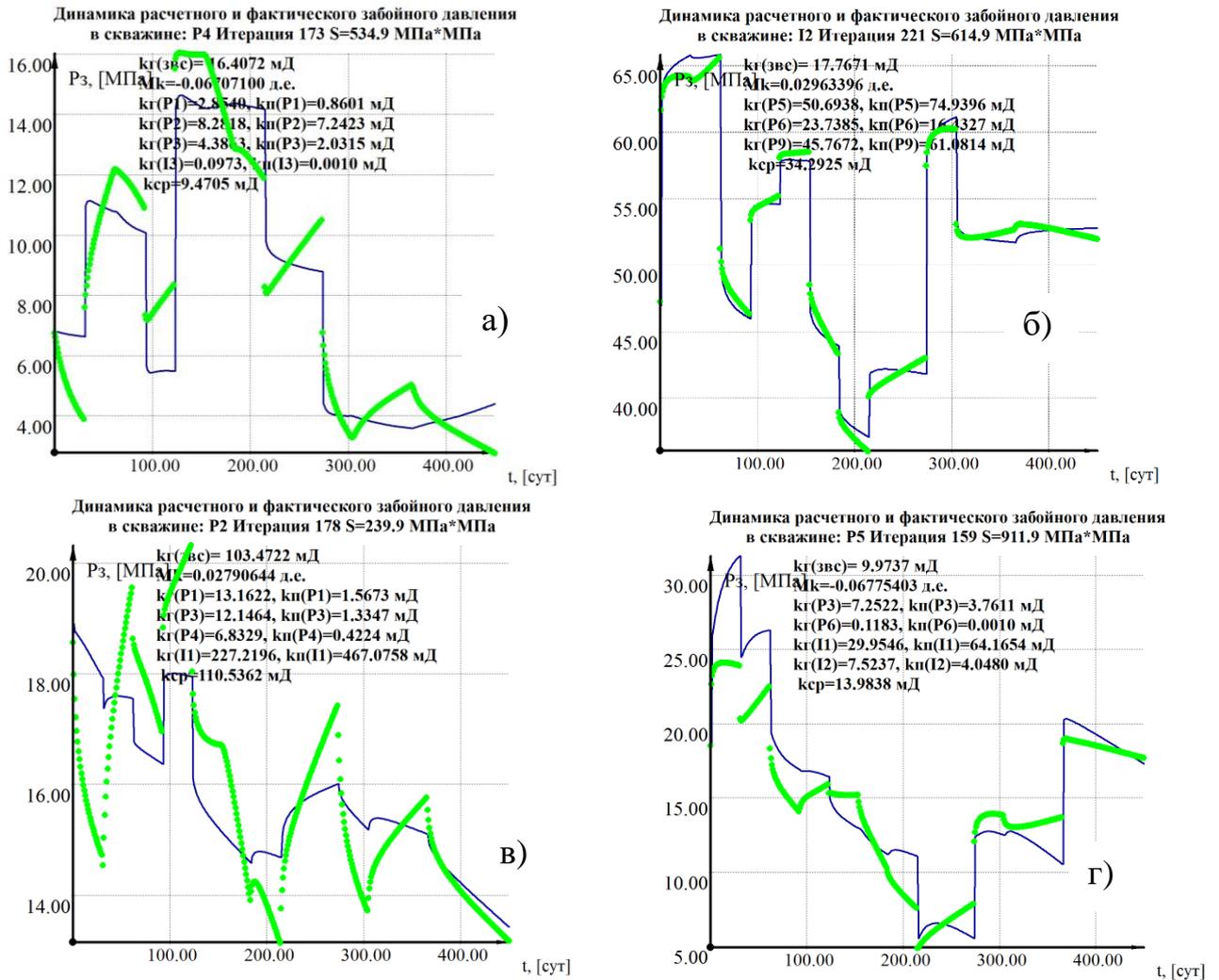


Рисунок 4.14 – Сопоставления расчетных и фактических динамик забойного давления по результатам поиска проницаемостей

Однако по линии скважин P7–P8 наблюдается повышенная проницаемость. Данный эффект также связан с высокой длительностью исследования, когда доминирует не перенос импульса давления, а диссипация давления в зоны сверхнизкоскоростной фильтрации. В дополнении к этому влияют закрытые границы пласта.

В связи с этим вытекает ограничение применения САМ: для повышения достоверности результатов необходимо, чтобы импульс давления проходил между скважинами за период не более 100 сут, тем самым влияние диссипации импульса нивелируется.

В качестве основного вывода из результатов многолетнего тестирования САМ [37, 151, 152], в том числе и на синтетических моделях напрашивается следующее: для повышения достоверности САМ требуются существенные изменения (5–15 %) забойных давлений и/или дебитов (приемистостей) причем периоды изменения этих величин должны быть не велики (1–7 сут), иначе импульсы давления начинают рассеиваться в зоны низкоскоростной фильтрации, где больше работают эффекты массопереноса. Для нивелирования последнего в САМ применен коэффициент гидроаккумуляции, однако, он не всегда эффективен при длительных периодах (опыт добычи/данных телеметрии >0.5 года) исследования. нагнетательных рядов сообразно линии регионального стресса для минимизации прорывов воды и создания галереи нагнетания.

#### 4.3. Результаты тестирования стохастико-аналитической модели на промысловых данных

Проверка работоспособности САМ для идентификации структуры взаимодействия скважин, а также проницаемостей ЗВС проведена также на промысловых фактических данных ряда месторождений Компании.

На рис. 4.15 показана карта добычи и закачки пласта А1 по состоянию на 01.01.2018, где показаны коэффициенты относительной проводимости по линиям интерференции.

Распределение закачки от нагнетательных скважин удобнее воспринимать именно в относительных единицах, так как неоднородность пласта и наличие каналов промыва обуславливает трудность анализа топологической карты пьезопроводных проницаемостей напрямую.



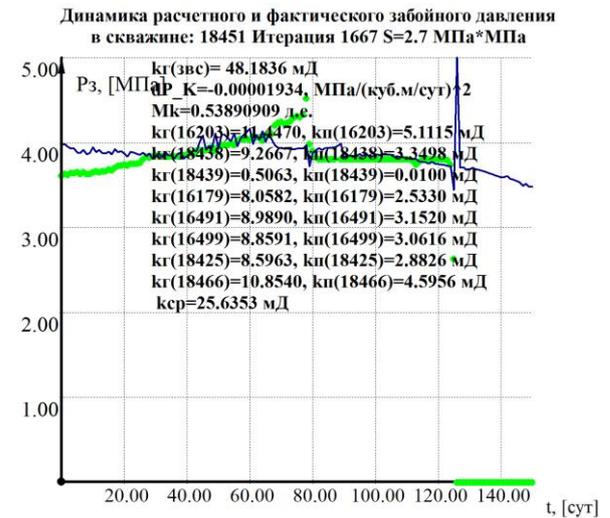
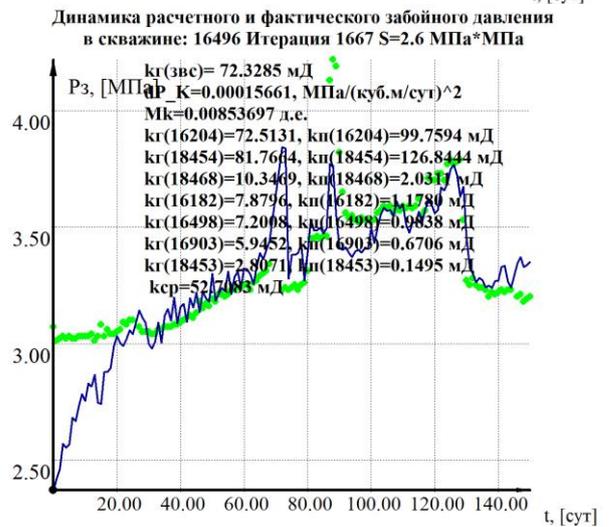
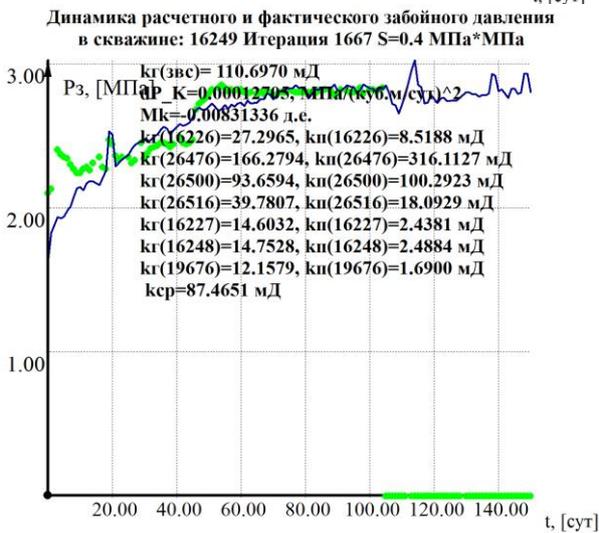
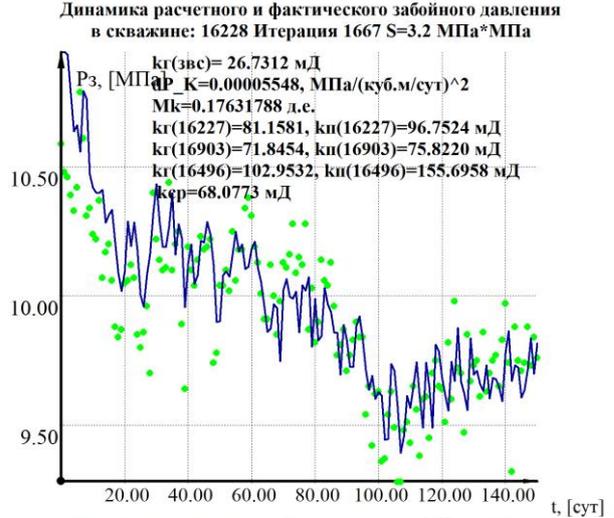
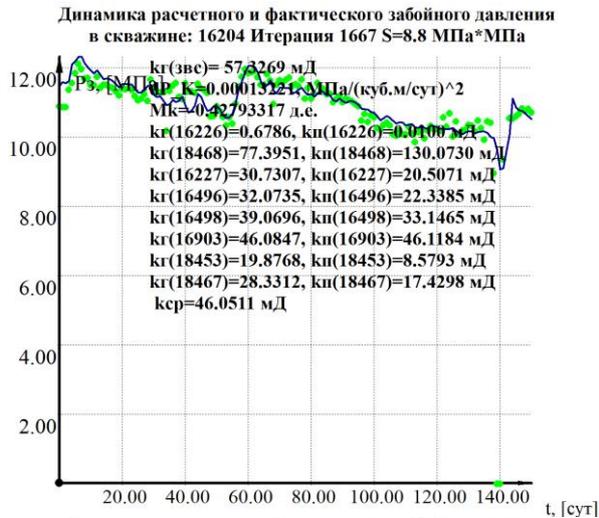


Рисунок 4.16 – Примеры сопоставления расчетных и фактических динамик забойного давления при поиске коэффициентов проницаемости ЗВС и по линиям интерференции

Как видно из примеров на рис.4.16 предложенные в работе коэффициенты гидроаккумуляции –  $M_k$  и коэффициент влияния ствола  $dPk$  оказывают существенное влияние. Без поиска таких коэффициентов не учитывается реакция наземной сети на изменение дебитов ( $dPk$ ) и массоперенос в удаленных зонах пласта, где преобладает «ползучая фильтрация» ( $M_k$ ). Последний коэффициент также позволяет учесть уход жидкости за колонной или через окна слияния.

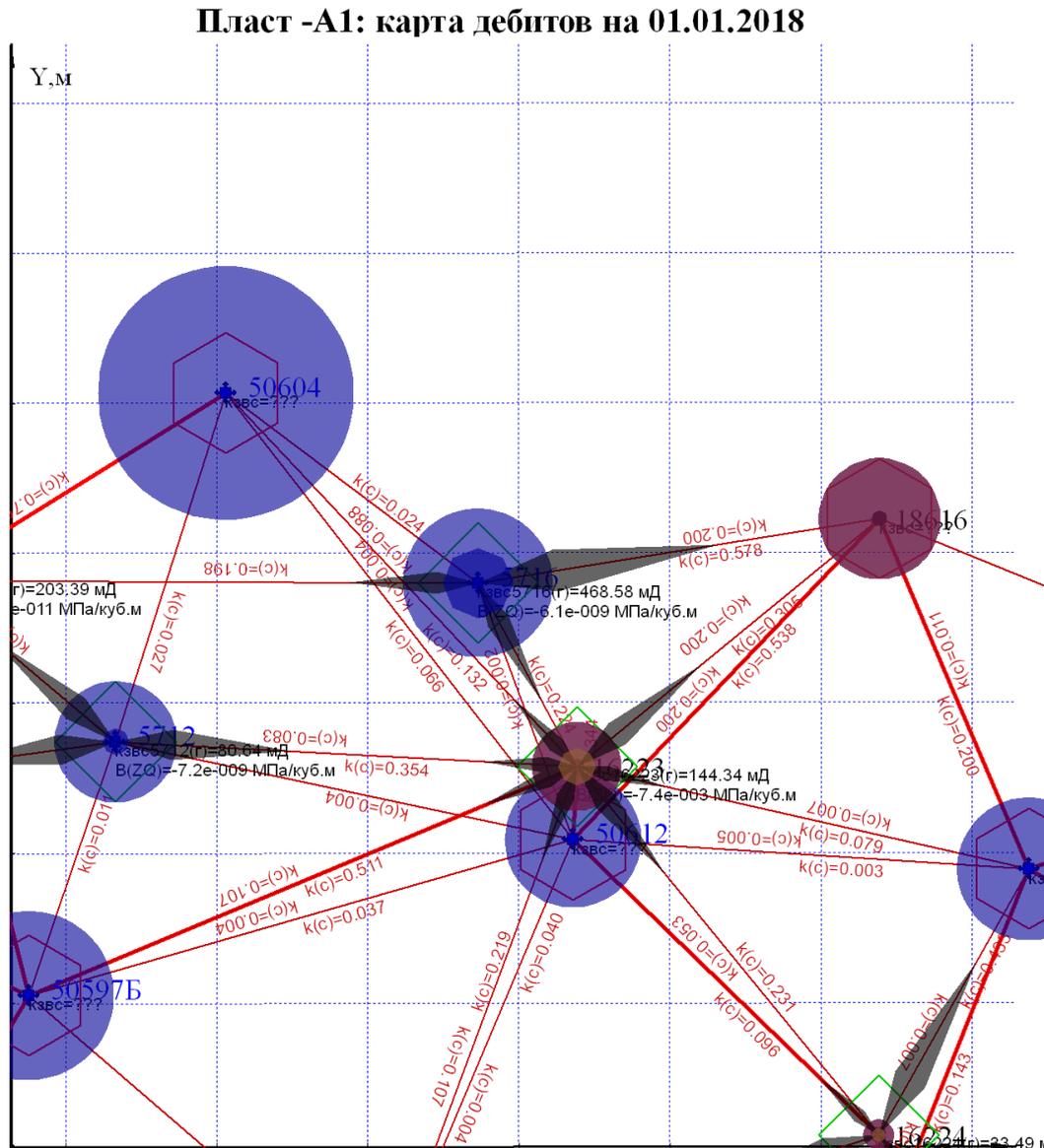


Рисунок 4.17 – Фрагмент топологической карты исследуемого объекта

Коэффициент  $dPk(\Delta Pk)$  позволяет учесть влияние наземной сети и оборудования скважин.

Диаграммы на рис. 4.17 хорошо демонстрирует некоторую проблемность в идентификации проницаемости ЗВС (по-сути, коэффициент приемистости/продуктивности) в нагнетательных скважинах. По большей части это происходит, из-за недостаточности и некондиционности динамики замеров давления нагнетания. Давление нагнетания часто регистрируется не на устье скважин, на блоке гребенки до штуцера и соответственно, гидродинамически физической связи между приемистостью и давлением нагнетания обнаружить не удастся. Тем не менее «запасным вариантом» является обнаружение обратной связи от добывающей скважины, где имеется фактическая динамика забойного давления. Как видно из рис. 4.18 результаты идентификации связей м/у скважинами показывают значения символизирующих их коэффициентов как в прямом – скв1→скв2, так и в обратном направлении скв2→скв1.

Если в результате решения (4.3а) не удастся обнаружить взаимосвязь в прямом направлении, то принимается обнаруженное значение пьезопроводной проницаемости в обратном направлении.

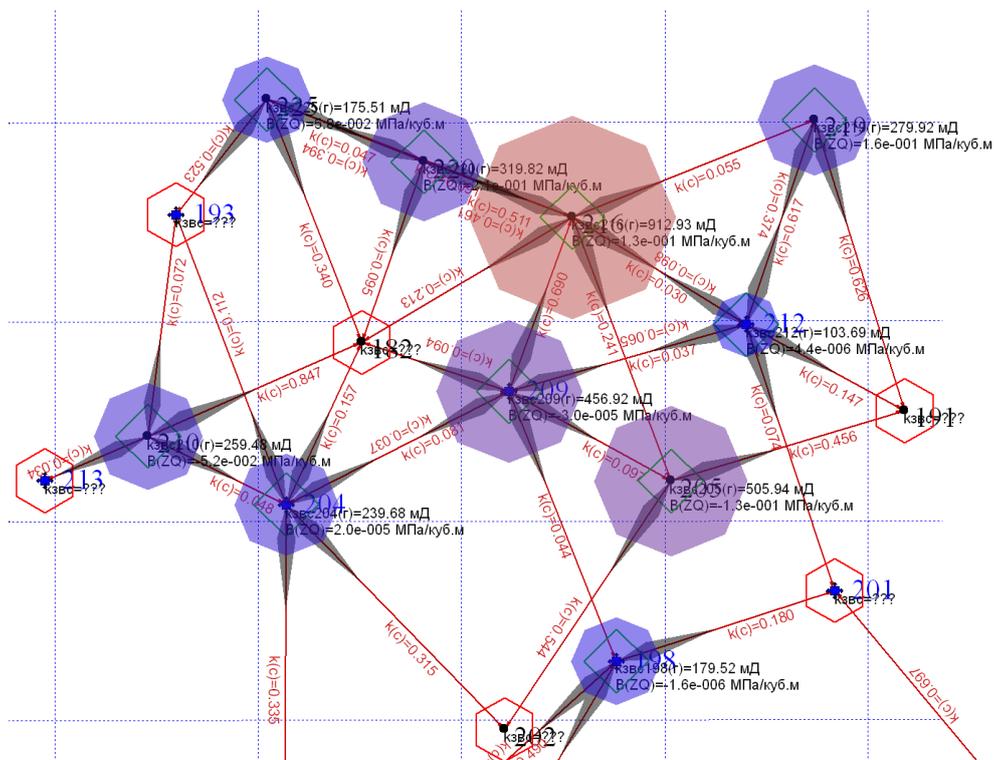


Рисунок 4.18 – Фрагмент топологической карты, пласт Нх-1, карта дебитов на 01.01.2018, результат САМ

Примеры использования САМ на другом месторождении Компании (рис. 4.19) также показывают работоспособность модели для поиска параметров взаимосвязей скважин.

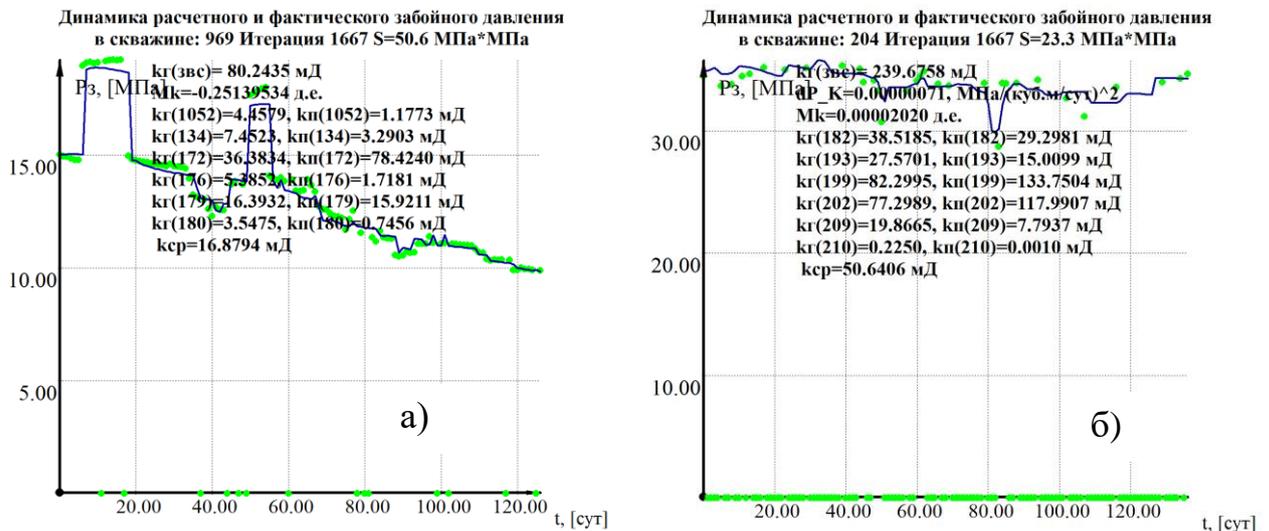


Рисунок 4.19 – Примеры сопоставления расчетной и фактической динамик добывающей (а) и нагнетательной (б) скважин (Сузунское месторождение)

Не все проницаемости ЗВС обнаруживаются успешно, из-за отсутствия кондиционных замеров давления. Тем не менее там, где есть датчики давления на установке ЭЦН относительная погрешность расчетной и фактической динамик составляют не более 11 %. Наличие существенного коэффициента гидроаккумуляции –  $M_k$  и слабых связей нагнетательной скважины с добывающими свидетельствует о крайне степени неэффективности этой скважины и уходу нагнетаемой воды за колонной в другие пласты. Для добывающей же скважины высокий коэффициент гидроаккумуляции свидетельствует об эффективном дренировании удаленных запасов в сочетании с низкими проницаемостями в направлении соседних добывающих скважин.

Для успешного применения САМ необходима тотальная система телеметрии давления нагнетания на устье скважин и давления под двигателем электромеханизированных установок продукции скважин. Погрешности определения забойного давления нивелируются тем, что в САМ, во-первых, имеет значение не абсолютные значения давления, а его изменение, а, во-вторых,

влияние оборудования скважины и процессов массопереноса в удаленных зонах пласта компенсируется предложенными коэффициентами, отыскиваемыми в ходе решения задачи нелинейного программирования (оптимизации нелинейной целевой функции).

### **ВЫВОДЫ ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЫ**

1. Расширено применение стохастико-аналитических моделей с выделением гидропроводной и пьезопроводной проницаемостей. Добавлен новый элемент, описывающий дисбаланс закачки и отбора – коэффициент гидроаккумуляции  $M_k$  для идентификации топологической карты проводимостей.

2. Доказано, что коэффициенты гидроаккумуляции –  $M_k$  и коэффициент влияния ствола  $dP_k$  оказывают существенное влияние на реакцию наземной сети на изменение дебитов и массоперенос в удаленных зонах пласта. Коэффициент ( $dP_k$ ) также позволяет учесть уход жидкости за колонной или через окна слияния.

## 5. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

Газовые и газоконденсатные промыслы являются достаточно сложными геолого-технологическими комплексами, в состав которых могут входить различные технологические объекты в зависимости от типа залежей, добываемых углеводородов, например, нефтяные оторочки [48, 49, 81]. Соответственно и перечень мероприятий в рамках «интеллектуализации» каждого промысла будет свой. Тем не менее, в составе промыслов можно выделить общие модули, которые выполняют свои специфические функции и являются относительно самостоятельными (табл.5.1).

Таблица 5.1 – Модули газовых и газоконденсатных промыслов с основными выполняемыми функциями

№	Модуль	Функции модулей
1	Продуктивные пласты с запасами углеводородов	Фильтрация углеводородов к забоям скважин
2	Скважины, включая подземное оборудование, лифтовая колонна, фонтанная арматура, технологическая обвязка скважин.	Вскрытие продуктивных пластов и извлечение из них углеводородов для подачи в газосборную сеть
3	Промысловая система сбора газа со скважин (газосборная система)	Сбор газа со скважин и доставка его на УКПГ
4	Входные сепараторы	Очистка газового потока от жидкости и механических примесей, разделение конденсата и ВМР
5	Газоперекачивающие агрегаты ДКС	Компримирование газа перед УКПГ
6	Аппараты воздушного охлаждения ДКС	Охлаждение газа после компримирования
7	Установки низкотемпературной сепарации	Извлечение жидких углеводородов $C_{5+}$ , осушка газа
8	Газоперекачивающие агрегаты КС	Компримирование газа перед подачей в магистральный газопровод

## Продолжение таблицы 5.1

9	Аппараты воздушного охлаждения КС	Охлаждение газа после компримирования
10	Установки стабилизации конденсата	Удаление низкокипящих углеводородов
11	Установки гликолевой осушки газа.	Осушка газа
12	Установки регенерации гликоля	Восстановление концентрации гликоля
13	Установки регенерации метанола	Восстановление концентрации метанола
14	Узел учета газа	Контроль параметров товарного газа
15	Узел учета конденсата	Контроль параметров товарного конденсата
16	Пульт управления	Диспетчерский контроль и управление
17	Закачка промстоков	Утилизация промышленных стоков путем закачки в скважины
18	Блок подачи ингибитора*	Закачка ингибитора (гидратообразования, коррозии) в скважины и технологическое оборудование
19	Энергоснабжение	Генерация и распределение электроэнергии (ГТЭС, ветряки, солн. и акк.батареи)
20	Исследования скважин и технологического оборудования (ГДИ, ГКИ, ПГИ, помпажные тесты и др.)	Контроль пластового давления, продукт. хар-ки, ФЕС, выноса жидкости и песка, газоконденсатной характеристики, пластового давления, уровня ГВК, техн. состояния, свойств флюидов, минерализации, компонентного состава, фракционного состава твердых примесей, генезиса. Контроль технических характеристик оборудования (помпаж, уносы сепараторов, коэффициент технического состояния и др.)
21	Дефектоскопия оборудования	Неразрушающий контроль (ВИК, УЗТ, РК) технического состояния технологического оборудования, эрозийного и коррозионного износа.

22	ГТМ	Проведение ГТМ, консервация и ликвидация скважин.
23	Техническое обслуживание и ремонты.	Техническое обслуживание, ремонт оборудования (текущий, средний, капитальный), планово-предупредительный ремонт (ППР).
24	Безопасность	Пожарная безопасность, экологическая безопасность, дистанционный мониторинг безопасности, мониторинг устойчивости сооружений, мониторинг персонала
25	Электроснабжение	Обеспечение электрической энергией
26	МТР	Обеспечение материально-техническими ресурсами

Работы, выполняемые в рамках модулей №20–23 (исследования, дефектоскопия, ГТМ, техобслуживание и ремонты), являются неотъемлемой частью основного производственного процесса. Но проводятся они лишь периодически для уточнения и восстановления характеристик пластов и оборудования. Отсутствует необходимость их контроля и управления в режиме реального времени. Безусловно, должно быть обеспечено высокое качество данных работ, требуется совершенствование технологий их проведения, но в рамках интеллектуализации промыслов они могут быть рассмотрены на последующих этапах. Тем не менее, следует предусмотреть своевременный ввод результатов работ в базу данных для выполнения оперативных и прогнозных расчетов.

Модули №24–26 включают вспомогательные бизнес-процессы промыслов для обеспечения основного производства. Данные процессы могут накладывать дополнительные ограничения (по потребляемой электрической мощности, по расходу материалов и т.п.) на добычу газа и газового конденсата, но кроме того их экономическая эффективность существенно влияет на эффективность работы всего промысла. Следовательно, их также следует автоматизировать, создавать цифровые двойники и затем интегрировать в

основное производство, что позволит повысить уровень интеллектуализации промыслов.

#### 5.1. Обоснование характеристик функционального уровня автоматизированного управления промыслом

В соответствии с ГОСТ 24.104-85, ГОСТ 34.602-89, ГОСТ 24.701-86 каждая АСУТП НГД (или совокупность таких систем, установленных на двух или более взаимосвязанных объектах, управляемых как единое целое), должна обеспечивать выполнение следующих групп типовых функций [35, 36, 99, 116]:

- автоматические сбор и передача в вышестоящую систему информации о состоянии оборудования, ходе и результатах технологического процесса;
- автоматическое измерение, представление оператору (диспетчеру) и регистрация значений технологических переменных (параметров) объекта;
- блокировка оборудования по сигналам технологических защит;
- визуализация хода и результатов процессов;
- автоматическое или автоматизированное дискретное управление режимами работы технологического оборудования по заданным логическим условиям (при необходимости);
- автоматическое регулирование (стабилизация) технологических процессов в заданных режимах работы (при необходимости);
- формирование, дистанционная передача и реализация регулирующих и управляющих воздействий на исполнительные механизмы;
- построение различных отчетов, графиков по запросу (генерирование отчетов).

Показатели качества выполнения функций:

- надежность;
- точность;

- быстродействие;
- безопасность.

Для обеспечения модулями промысла указанных функций (табл. 5.1) и в соответствии требованиями ГОСТ, а также с учетом [149], определены основные параметры для контроля и управления по каждому модулю и проведено их ранжирование с учетом необходимости построения адекватного цифрового двойника:

3 – обязательный параметр для автоматизации, должен передаваться на пульт и храниться в базе данных;

2 – желательный параметр для автоматизации, обеспечивает повышение точности моделей и эффективность управления, должен передаваться на пульт и храниться в базе данных;

1 – необязательный параметр для автоматизации, может быть определен в процессе периодических исследований, должен храниться в базе данных.

Результаты представлены в Приложении 1. Необходимо учитывать, что состав каждого модуля может отличаться в соответствии с принятыми проектными решениями по конкретному промыслу. Соответственно будет изменяться и перечень основных параметров.

В Приложении 1 также представлено ранжирование необходимости создания цифрового двойника по каждому модулю и его включения в общую задачу оптимизации работы промысла. Данное ранжирование было проведено на основании анализа схем модульной интеллектуализации газового и газоконденсатного промыслов, представленных на рисунках 4.1 и 4.2. Важно отметить, что представленные схемы отражают наиболее распространенные варианты структур газовых и газоконденсатных промыслов. Реальные же промыслы могут существенно отличаться, в частности, на газовых промыслах в ряде случаев могут применять установки НТС для осушки газа. Но это не является серьезной проблемой, поскольку каждого реального промысла можно составить свою комбинацию используемых модулей.

Очевидно, что наибольшее влияние добычу оказывают модули (далее - главные модули), расположенные на схемах по ходу движения товарного продукта (газа и конденсата):

- газовый промысел – модули №1-6, 11, 8, 9, 14;
- газовый и газоконденсатный промысел - модули №1-9, 14 (газ) и дополнительно модули №10 и 15 (конденсат).

По данным модулям может быть установлен высший рейтинг 3, кроме модулей №4, 6, 9 и 11. Регулировка модулей входных сепараторов (модуль №4) и АВО (модули №6 и 9) проводится достаточно редко, т.е. оптимизация их работы в режиме реального времени менее важна. Также установка осушки газа (модуль №11) обеспечивает требуемую точку росы товарного газа, но не так значительно влияет на объем добычи. По указанным модулям достаточен рейтинг 2. Также по дополнительным модулям №12, 13, 17, 18 может быть установлен рейтинг 2.

Модули учета (14 и 15) должны быть полностью автоматизированы, но не требуют создания цифровых двойников и оптимизации их работы (рейтинг – 1).

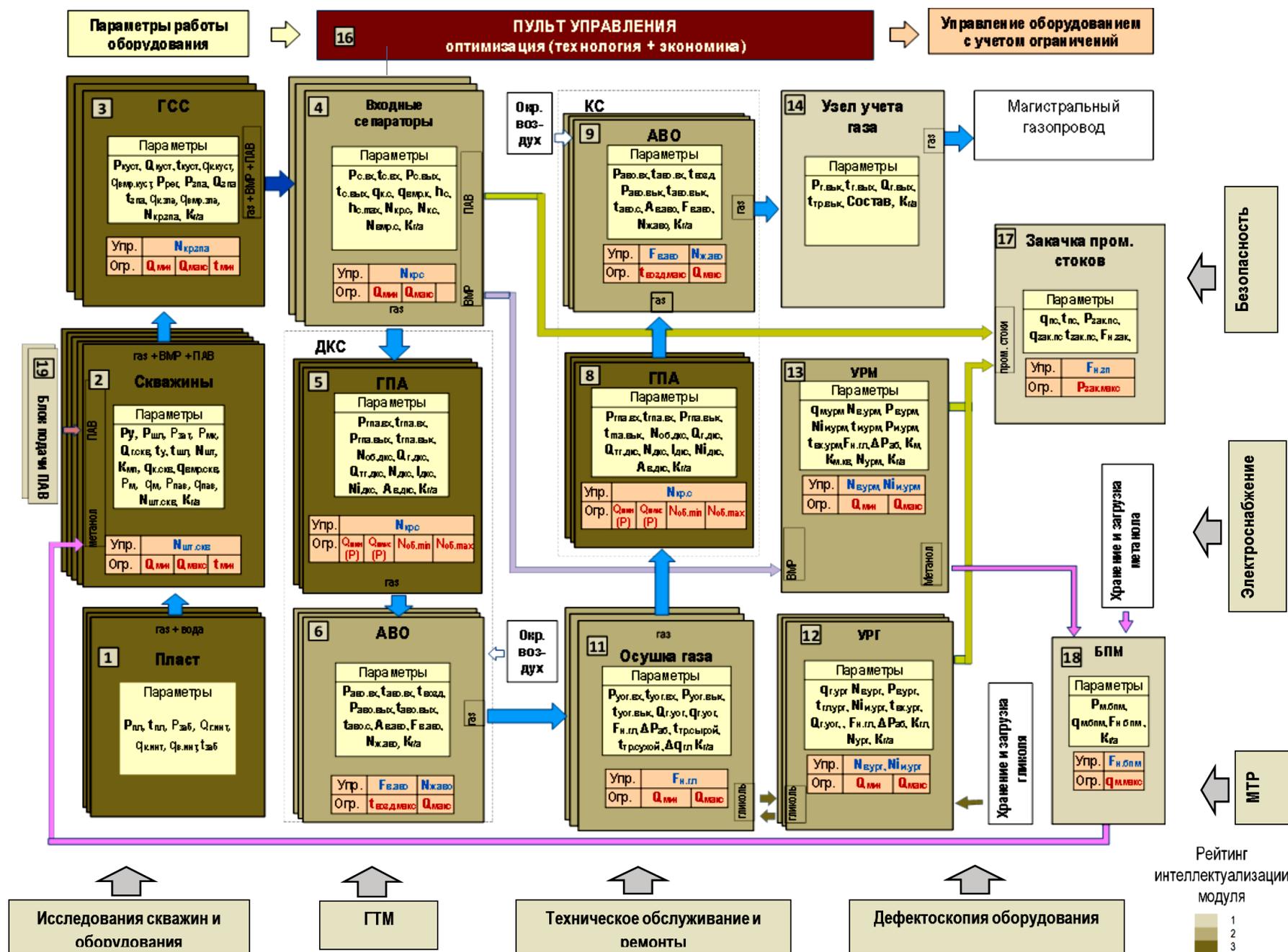
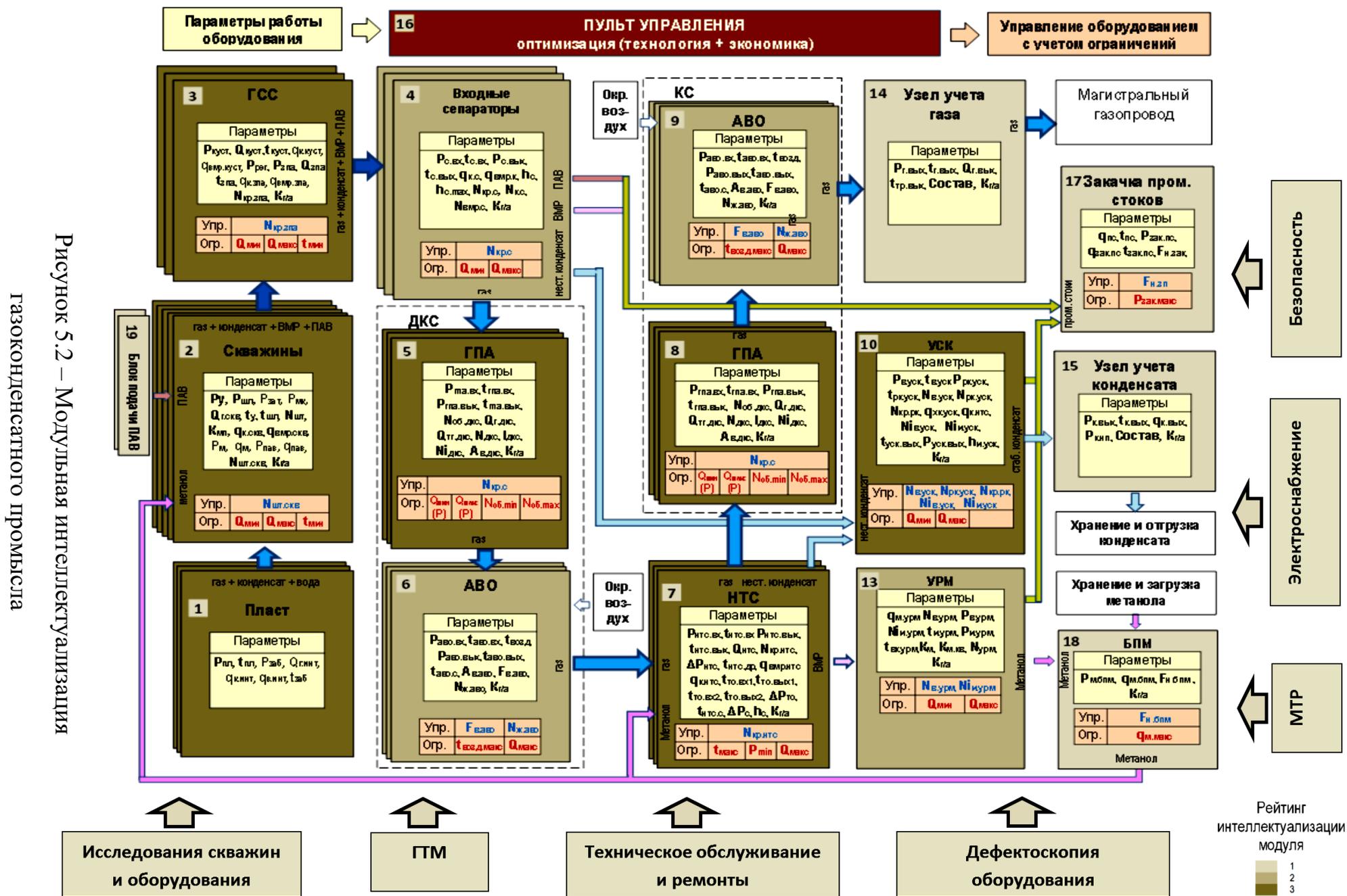


Рисунок 5.1 – Модульная интеллектуализация газового промысла



## 5.2. Модульная интеллектуализация промысла

Под интеллектуализацией газовых и газоконденсатных промыслов в данной работе понимается создание и внедрение систем автоматического управления промыслом (САУП), оптимизирующих процесс разработки залежей углеводородов в режиме реального времени. Кроме того, интеллектуализация должна предусматривать создание или дооснащение АСУ ТП промысла необходимым дополнительным измерительным и регулирующим оборудованием.

САУП представляет собой программно-аппаратный комплекс, включающий оптимизатор (модель управления), цифровые двойники модулей, интегрированных в единую геолого-технологическую модель (единый цифровой двойник), и базы данных.

Используя единый цифровой двойник и оптимизатор, САУП автоматически выполняет:

- 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.).

Основная цель САУП – увеличение объемов добычи и сокращение издержек на этот процесс, которые достигаются за счет гибкой (интеллектуальной) подстройки под конкретные условия в режиме реального времени.

В идеальном случае САУП строится на основе интегрированной постоянно действующей геолого-технологической модели промысла, объединяющей цифровые двойники всех модулей системы газодобычи (основного производства) от пласта до магистрального газопровода.

В реальных условиях цифровые двойники могут создаваться и объединяться в интегрированную модель последовательно, например, в соответствии с ранжированием в Приложении 1. В этом случае реализуется **«модульная интеллектуализация»** промысла, при которой оптимизируется работа только модулей с достаточной автоматизацией и цифровыми двойниками.

### **Критерии интеллектуализации газового промысла**

Автором разработаны критерии интеллектуализации газового промысла в соответствии с концепцией, изложенной в [103, 112].

Степень интеллектуализации газового промысла оценивается по отношению количества модулей, имеющих оптимизацию к общему числу имеющихся на промысле модулей в соответствии с формулой:

$$IL = \sum_j^{N_{\phi}} ki_j Ri_j / \sum_j^{N_{\phi}} Ri_j, \quad (5.1)$$

где  $IL$  – уровень 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.

Чтобы при оптимизации учесть модули без цифровых двойников, их работу можно описать упрощенными функциями ( $\Delta p$ ,  $\Delta p=f(Q_r)$  и др.).

Степень цифровизации газового промысла оценивался аналогично по формуле:

$$DL = \sum_j^{N_{\phi}} kd_j Rd_j / \sum_j^{N_{\phi}} Rd_j, \quad (5.2)$$

где  $DL$  – уровень 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.

Степень автоматизации газового промысла оценивается по формуле:

$$AL = \frac{n_{\text{отн}}}{N_{\phi}} \sum_j^{N_{\phi}} \frac{\sum_i^{n_j} ka_{ij} \cdot Ra_{ij}}{\sum_i^{n_j} Ra_{ij}}, \quad (5.3)$$

где  $AL$  – уровень автоматизации промысла, %;  $Ra_{ij}$  – рейтинг автоматизации  $i$ -го параметра  $j$ -го модуля;  $ka_{ij}$  – коэффициент фактического наличия автоматизации, который равен 1 при наличии и 0 при отсутствии;  $i$  – индекс параметров автоматизации;  $n_j$  – количество параметров автоматизации  $j$ -го модуля (учитываются только параметры, необходимые для фактической модификации  $j$ -го модуля);  $j$  – индекс модулей;  $N_{\phi}$  – количество фактически имеющихся модулей на промысле;  $m_j$  – относительное количество автоматизированных одноименных модулей (например, при 100% автоматизации всех скважин, коэффициент равен 1, а при автоматизации только 50 % скважин, коэффициент равен 0,5).

### 5.3. Механизмы реализации управленческих решений в автоматическом режиме

В понятие интеллектуализация газовых и газоконденсатных промыслов в данной работе автор вкладывает процесс создания и внедрения систем автоматического управления промыслом (САУП), оптимизирующих процесс разработки залежей углеводородов в режиме реального времени и систем автоматического регулирования (САР) для поддержания заданных САУП безопасных режимов работы скважин. Кроме того, интеллектуализация должна предусматривать создание или дооснащение АСУ ТП промысла необходимым дополнительным измерительным и регулирующим оборудованием.

САУП представляет собой программно-аппаратный комплекс, включающий оптимизатор (модель управления), цифровые двойники модулей, интегрированных в единую геолого-технологическую модель (единый цифровой двойник), и базы данных.

Используя единый цифровой двойник и оптимизатор, САУП автоматически выполняет:

- 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);
- автоадаптацию 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.).

Основная цель САУП – увеличение объемов добычи и сокращение издержек на этот процесс, которые достигаются за счет гибкой (интеллектуальной) подстройки под конкретные условия в режиме реального времени. Самым простым источником технологического и экономического эффектов является снятие излишнего дросселирования, вызванного двойным регулированием режимов скважин: 1 – на скважинах с помощью штуцеров; 2 – на узле ЗПА с помощью дросселирующей арматуры.

Алгоритм работы САУП должен включать (рис. 5.3):

1. Фильтрацию (верификацию) исходных промысловых данных, поступающих через АСУ ТП промысла.
2. Расчет на цифровом двойнике параметров работы промысла на текущий момент и сравнение результатов с фактическими данными, по результатам которого проводится их валидация, включающая анализ расхождений, поиск «узких мест» с рекомендациями по устранению (исключение некорректных фактических данных с рекомендациями на ремонт/замену оборудования или настройка модели)

3. Настройка модели (цифрового двойника) на проверенные фактические данные.
4. Проведение многовариантных прогнозных расчетов.
5. Определение оптимального сценария добычи углеводородов с учетом плановых уровней добычи, экономических показателей, геолого-технологических и экологических ограничений, оценок рисков и др.
6. Оперативное согласование оптимального сценария со службами промысла.
7. Формирование команд управления, направляемых на сервер АСУ ТП для реализации оптимального сценария работы промысла.

Операции по п.1–7 должны выполняться в режиме реального времени, то есть их суммарная длительность в среднем не должна превышать 1 часа (уточняется для каждого промысла).

Кроме того, САУП должен обеспечить доступность всей необходимой геолого-промысловой и технологической информации при анализе работы промысла и управлении разработкой месторождения.

Следует отметить, что на первых этапах работ команды управления (п.7) направляются в АСУ ТП только после согласования службами промысла (п.6). После полной наладки работы системы операции п.6 и 7 будут выполняться одновременно.

Таким образом, для интеллектуализации промыслов наиболее важным является реализация технологии автоматической оптимизации и управления в реальном времени, которая обеспечит непрерывный поиск оптимального решения по управлению системой при постоянном поступлении новых данных и приведение найденного решения в исполнение [111].

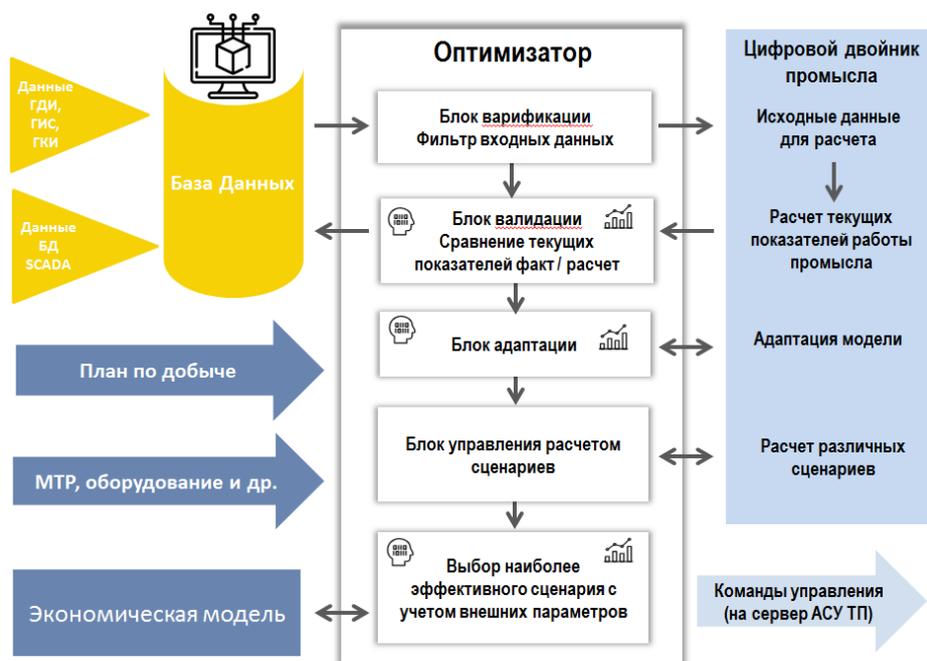


Рисунок 5.3 – Алгоритм работы САУП

Технология обеспечит дополнительную добычу газа и конденсата, сокращение затрат на сопутствующие материалы за счет своевременного выявления возникающих проблем, принятия и реализации оптимальных решений в режиме реального времени с учётом экономических показателей добычи.

Самым простым механизмом оптимизации технологического режима является предельное снижение уровня «сверхдресселирования» за счет чрезмерного и двойного ограничения дебитов скважин штуцерами на устье и штуцерами на узле ЗПА.

Алгоритм работы САУП предусматривает самонастройку цифрового двойника в режиме реального времени с применением валидации исходных данных и процедура автоадаптации (будет рассмотрена ниже) моделей элементов для повторения фактических замеров давлений и дебитов.

Для реализации работы САУП в режиме реального времени возможно применение технологий предиктивной аналитики и нейронных сетей, которые позволят ускорить прогнозные расчеты и определение оптимального сценария работы промысла. Однако их применение не обязательно и в данной работе не рассматривается.

Таким образом весь механизм реализации управленческих решений в автоматическом режиме в контексте управления технологическим режимом газового промысла представлен схемой взаимодействия САУП со смежными системами и представлен на рис. 5.4. САУП получает параметры работы объектов промысла с АСУ ТП через базу данных, обрабатывает, выполняет прогнозные расчеты, выбирает оптимальный сценарий и после согласования с промысловыми службами реализует его с помощью АСУ ТП.

Результаты оптимизации также передаются в «цифровой куратор», который управляет процессами в рамках всего предприятия и при необходимости дает рекомендации по корректировке режима работы промысла.

САР представляет собой программно-аппаратный комплекс, расположенный в блоке автоматики кустовых площадок и обеспечивающий следующие функции:

- получение от САУП целевых значений регулируемых параметров работ скважин (в основном уставочный дебит и ограничения);
- передача в САУП актуальной диагностической информации по скважинам (гидравлические характеристики регуляторов дебита, предаварийные ситуации, текущий статус работы);
- обеспечение безопасной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, в том числе в автономном режиме при потере связи с САУП.

Необходимость использования САР в системе управления продиктована тем, что в процессе перехода на новый режим, а также вследствие возникновения различных осложнений в системе ГСС формируются волновые колебания давления. Последние могут иметь периоды от 1–3600 секунд и требуют быстрой локальной реакции со стороны дросселирующей арматуры, работа которой автоматически должна нивелировать негативные последствия волновых процессов, такие, например, как «раскачка системы».

Алгоритмы САР в данной работе детально рассматриваться не будут.

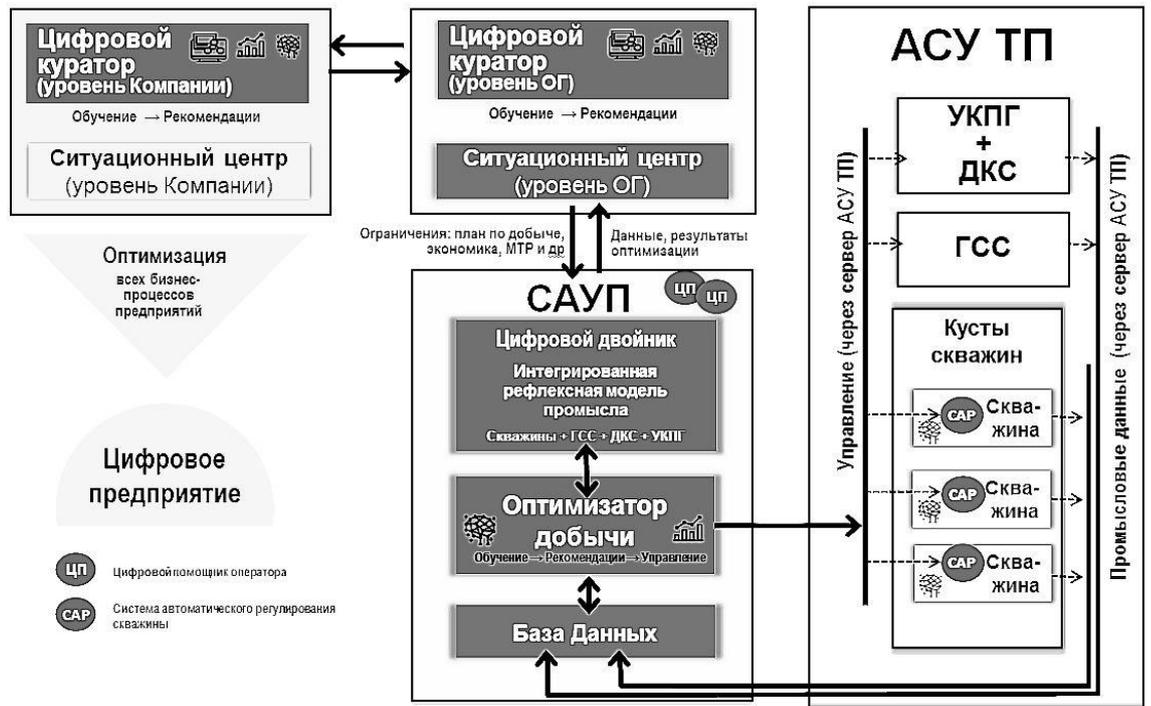


Рисунок 5.4 – Взаимодействие САУП со смежными системами промысла

Оптимизатор САУП обеспечивает решение следующих основных задач:

- автоматическую верификацию и валидацию промысловых данных;
- автоматический расчет нескольких сценариев работы промысла в режиме реального времени на основе использования моделей, реализующих функции цифрового двойника;
- выбор оптимального сценария на основе многовариантных модельных расчетов с учетом внешних заданных условий (план по добыче, данные по экономике, персоналу, оборудованию, МТР);
- поиск и устранение «узких мест» в системе газового промысла, повышение общей эффективности работы производства, за счет снижения энергопотребления, оптимизации перерабатывающих установок;
- оперативное согласование выбранного сценария участвующими в процессе подразделениями компании и его реализацию через АСУ ТП промысла;

- обеспечение доступности всей необходимой геолого-промысловой и технологической информации при анализе работы промысла и управлении разработкой месторождения.

Оптимизатор должен включать:

- модель управления цифровым двойником и выбора оптимального сценария;
- генератор графических и текстовых отчётов;
- систему для анализа и согласования результатов оптимизации;
- систему для дистанционного управления оборудованием через АСУ ТП промысла;
- должен обеспечивать учет имеющихся результатов стратегического планирования разработки залежи при проведении расчетов на комплексной (пласт-скважины-ГСС) геолого-технологической модели.

Решение задач, поддерживаемых оптимизатором, должно осуществляться с помощью автоматизированных рабочих мест (АРМ) и вычислительного сервера, установленного в информационном центре промысла.

Для регулирования работы промысла в режиме реального времени на основании результатов оптимизации задействует необходимые элементы управления АСУ ТП промысла и дистанционно приводит выбранный технологический режим в исполнение.

понимается создание и внедрение систем автоматического управления промыслом (САУП), оптимизирующих процесс разработки залежей углеводородов в режиме реального времени. Кроме того, интеллектуализация должна предусматривать создание или дооснащение АСУ ТП промысла необходимым

#### 5.4. Теоретические принципы распределенного регулирования и инженерные предпосылки исполнения распределенных режимов с использованием «скважинных автопилотов»

Внедрение интеллектуальной системы управления промыслом, должно обеспечить перманентную оптимизацию режимов его работы в реальном времени. В этой связи в ключевых элементах системы, которыми являются скважины, требуется установка устройств – регуляторов с дистанционным управлением, которые будут поддерживать заданные САУП режим, в первую очередь расход продукции. Эти локализованные по множеству наблюдаемых параметров системы действуют как персонализированные к скважинам автопилоты, главной целью которых поддерживать спущенный «сверху» режим работы скважины и действовать в условиях обрыва связи и предаварийных и аварийных ситуациях по определенным правилам. В наиболее общем с позиции автоматизации смысле – этот системы автоматического регулирования (САР).

Для двусторонней передачи необходимых сигналов (параметров контролируемых процессов и уставок) может быть использована система телекоммуникации существующих АСУ ТП промыслов.

Реализацию технологического режима (ТР) затрудняют ряд факторов:

1. Системный характер взаимовлияния режимов через трубопроводную сеть – изменение давления, расхода и температуры в одной части влечет изменение этих величин во всей системе;
2. Спонтанные изменения свойств элементов сети, скважин и продуктивного коллектора влекут повсеместное изменение режимов (например, износ дросселей и труб, выработка запасов коллектора, накопление песчаных, гидратных и др. пробок);
3. Быстрые изменения технических параметров элементов сети могут привести к образованию устойчивых волновых структур, препятствующих надежному регулированию скважин и управляемости промыслом в целом;

4. Медленные ( $>0.1 - 1$  сут) изменения, связанные с перестроением полей давления в продуктивном пласте, накоплением жидкостных и твердых пробок ведут к необходимости постоянной корректировки дросселирования для нивелирования таких изменений и поддержания установленного САУП режима.

### Теоретические предпосылки распределенного регулирования

При эксплуатации скважин без использования внутрискважинных насосных агрегатов для регулирования дебитов достаточно создавать дополнительные сопротивления потоку добываемой продукции таким образом, чтобы ограничивать его расход с помощью дросселирующей арматуры любого подходящего типа. Безусловно, это актуально, если сам дебит может быть поддержан давлением в продуктивном пласте и дожимной насосной станцией. Так, например, в нагнетательных скважинах источником энергии являются насосы кустовых насосных станций. При регулировании приемистости скважин также используются статичные дросселирующие устройства. Для эффективного применения САУП в системах добычи газа и газоконденсата также необходимо применять дистанционно управляемые регуляторы вместо таких устройств (рис.5.5).

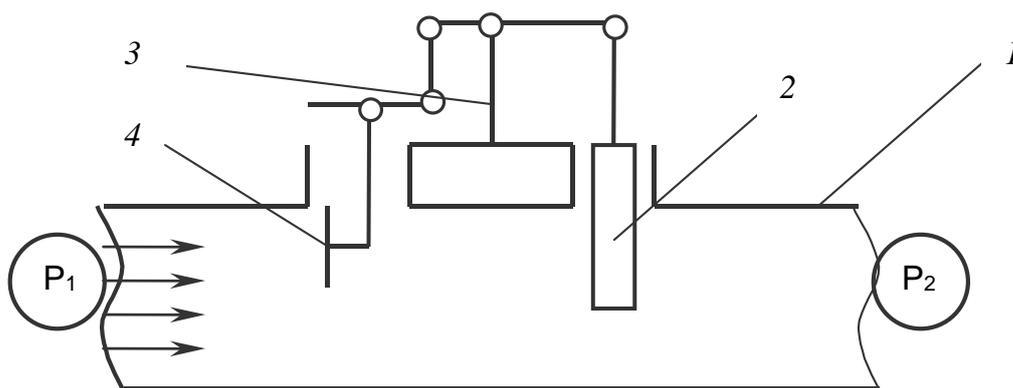


Рисунок 5.5 – Общая схема регулятора расхода

Также необходимо учитывать, что изменение состояния любого элемента системы порождает изменение распределения потоков во всей системе. Последнее

требует применения регулирующих устройств, действующих в автоматическом режиме, учитывая постоянно изменяющиеся условия эксплуатации.

Регуляторы расхода текучих сред в наиболее общем понимании, могут устанавливаться в любых трубопроводных сетях или отдельных элементах для поддержания требуемого расхода, значения которого заданы извне – обычно со стороны системы распределенного управления потоками. В нашем случае – САУП.

На рисунке 5.5 показан общий принцип действия автоматических регуляторов расхода. Типовой регулятор расхода состоит из корпуса – 1 с заключенной в нем запирающей парой – 2 (активный + пассивный элементы), приводной части – 3 и «датчик» – 4 (расходомер), необходимый для связи между состоянием части – 2 и регулируемым дебитом. В зависимости от расхода и скорости потока на датчик – 4 оказывается воздействие, которое регистрируется и вырабатывается некоторое воздействие приводной части – 3 на запирающую пару – 2.

Схема воздействия на затвор с помощью датчика (расходомера) – 4 и приводной части (затвор) – 3 настроена так, чтобы с помощью пары – 2, 3 поддерживать постоянный расход, посредством воздействия на поток в

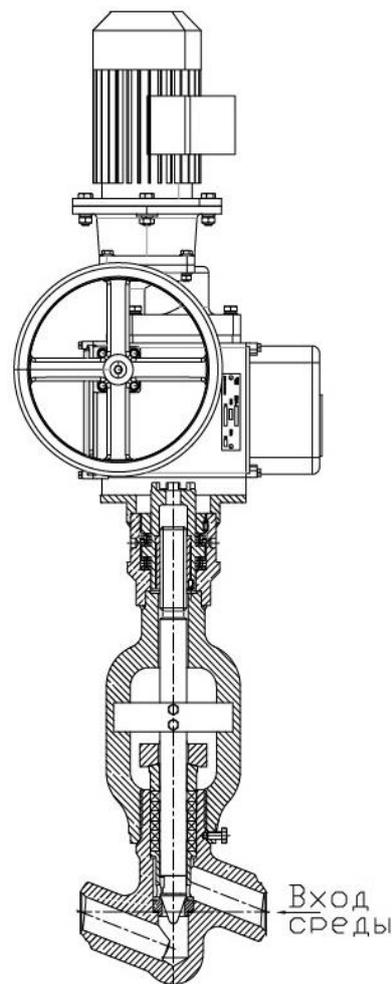


Рисунок 5.6 – Типовая электроприводная запорная-регулирующая арматура

регуляторе сужением проходного сечения. Как видно из схемы, действие таких устройств относится к избирательному дросселированию потока.

Дросселируя поток, сам регулятор расхода (РР) создает лишь дополнительное сопротивление и действует непосредственно не на расход потока, а на перепад давления –  $\Delta p$  в зависимости от расхода –  $q$  и положения затвора –  $h$  и может быть описан зависимостью  $f_{pp}(q, h, d)$ , где  $d$  – внутренний диаметр РР. При этом расход потока – это результат взаимовлияния остальной трубопроводной сети, продуктивного пласта и регулятора.

Данные зависимости будут безусловно изменяться вследствие износа элементов РР – 2: седло, затвор, присоединительные патрубки. Однако функции  $f_{pp}(q, h, d)$  могут быть получены аппроксимацией постоянно регистрируемых –  $q$ ,  $h$  и перепадов давлений –  $\Delta p$  на входе и выходе регулятора через программируемый логический контроллер (ПЛК) при смене режимов работы. Посредством специальных алгоритмов анализа динамики  $q$ ,  $h$ ,  $\Delta p$  производится адаптация  $f_{pp}(q, h, d)$  к износу рабочих элементов РР, дифференцированием изменений давлений и расходов, вызванных динамикой положения затвора от влияния остальной части сети. Это позволит надежно и длительно регулировать расход в условиях проявлений агрессивно-абразивного износа.

Известны исследования, показывающие зависимость  $f_{pp}(q, h, d)$  для типовой клапанной арматуры (рисунок 5.6):

$$\Delta p = f_{pp}(q, h, d) = R \left( 2.7 - 0.8 \frac{h}{d} + 0.14 \frac{h^2}{d^2} \right) \mu \frac{\nu}{\nu_{в.ст.у}} q |q| \frac{8}{(\pi d^2)^2}, \quad (5.4)$$

где  $R \in [0..10]$  – коэффициент сопротивления дросселя РР, д.е.;  $\rho$  – плотность жидкости/газа, кг/м<sup>3</sup>;  $q$  – расход, м<sup>3</sup>/с;  $h$  – высота затвора над седлом, м;  $d$  – диаметр поперечного сечения, м;  $\mu$  – динамическая вязкость, Па×с;  $\nu$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;  $\nu_{в.ст.у}$  – кинематическая вязкость воды в стандартных условиях, м<sup>2</sup>/с.

Зависимость (5.4) может быть положена в основу закона управления для дальнейшей аппроксимации регистрируемых параметров РР.

Как говорилось ранее, действие регулятора на поток описывается функциями  $\Delta p = f_{PP}(q, h, d)$ , однако результатом взаимодействия РР и остальной сети (в случае, если она постоянна в течение некоторого времени) является величина расхода при изменении положения затвора (пример на рисунке 5.7).

В результате аппроксимации серии вычислительных экспериментов на стационарной неизотермической модели РР, установленного в разветвленной трубопроводной сети, получена следующая зависимость регулировочной кривой.

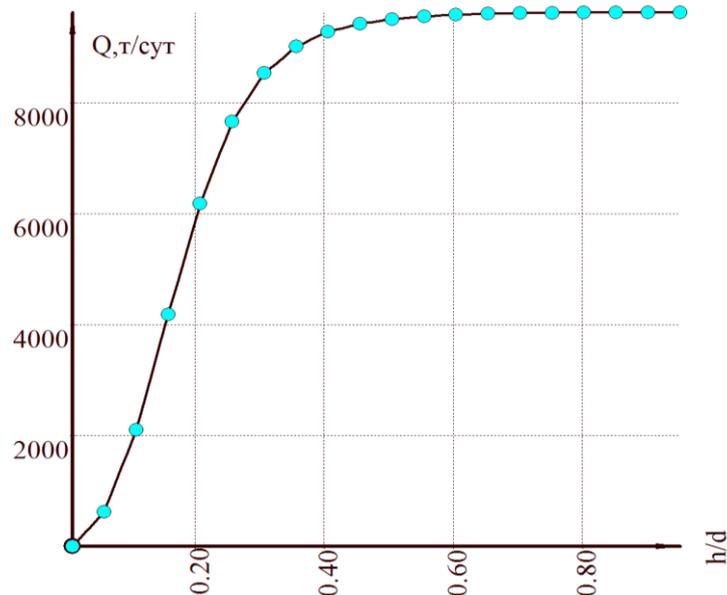


Рисунок 5.7 – График зависимости расхода от фактора  $h$  клапанной запорной арматуры

$$q = f(h, d) = \sqrt{\frac{\Delta}{\beta + \frac{\sigma}{(d/h)^n}}}, \quad (5.5)$$

где  $\Delta$  – максимальный перепад давления между входом и выходом сети, Па;  
 $\beta$  – коэффициент чувствительности сети к изменению расхода в РР, и показывает, на сколько изменяется давление на входе в сеть со стороны РР на единицу изменения расхода,  $\frac{\text{Па} \cdot \text{сут}^2}{\text{м}^6}$ ;  $\sigma$  – коэффициент зависимости

гидравлического сопротивления штуцера от его диаметра, показывающий изменение перепада давления на трение в дросселе по мере роста расхода,  $\frac{\text{Па} \cdot \text{сут}^2 \text{м}^n}{\text{м}^6}$ ;  $n=5$  – коэффициент влияния изменения проходного сечения на сопротивление дросселя РР.

Зависимость (5.5) можно использовать для прогнозирования требуемого изменения положения затвора –  $h$  для наиболее точного и быстрого регулирования без проверки промежуточных состояний (рис.5.8). В частности, коэффициенты  $\Delta$ ,  $\beta$ ,  $\sigma$  можно использовать для аппроксимации фактических замеров расхода и положений затвора.

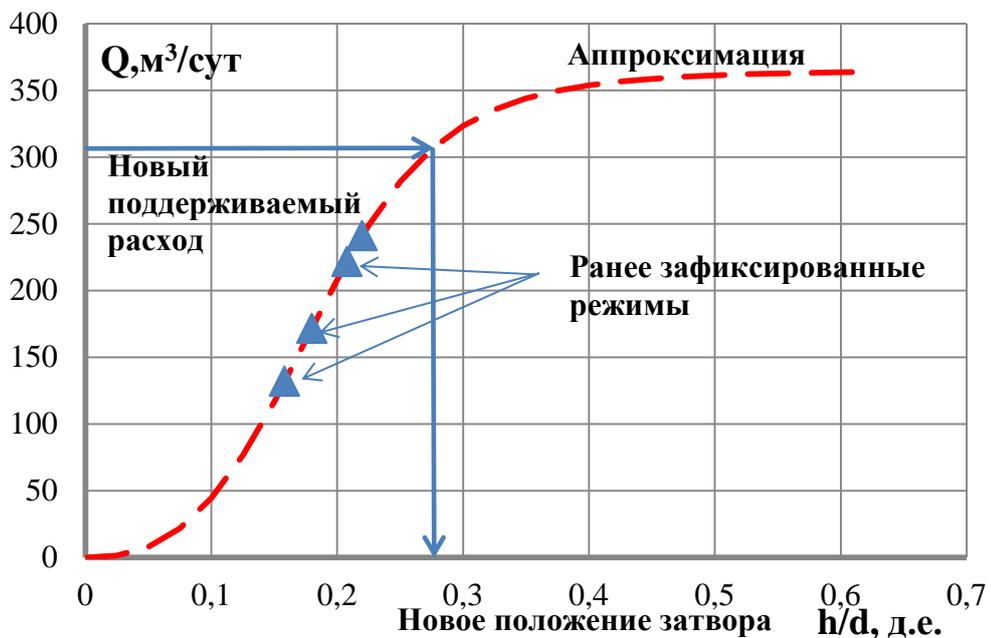


Рисунок 5.8 – Аппроксимация и выбор нового положения затвора по регулировочной кривой

В идеальном случае переход на новый режим при условии мгновенного перераспределения давления в трубопроводной сети и продуктивных пластах осложнен только своевременным обновлением исходных точек для аппроксимации и выбором интервала значимых величин  $h$ . Последнее важно, т.к. в слишком узком диапазоне изменений значений  $h$ , результаты аппроксимации

будут крайне неточными и, при переходе на новое положение затвора достигнутый расход будет сильно отличаться от прогнозной величины.

Следующей и важнейшей проблемой является не мгновенный переход промысла (трубопроводной сети, скважин и продуктивных пластов) на новый режим. Причем, нужно учитывать тот факт, что кроме рассматриваемого РР в системе, подобных регуляторов может быть более 1000. Проблемой является то, что при изменении положения затвора одного РР будет происходить перераспределение давлений и расходов во всей системе и, как следствие, это повлечет изменения положений затворов других РР, что создаст непрерывный цикл взаимодействия. Последнее может создать почву для т.н. «раскачки системы», в т.ч. возможен эффект резонанса системы.

Рассматриваемая наземная сеть, скважины и пласт наиболее подвержены волновым процессам, вызванным с одной стороны инерцией движущихся сред (газ+жидкость), а с другой – их сжимаемостью. Волновые процессы прекращаются вследствие вязкостного трения при отсутствии изменений в свойствах элементов, давлений на границах и постоянстве компонентного состава во всех точках системы.

Факторами затухания колебаний являются суммарная протяженность, структурная сложность (неравномерность топологии), сжимаемость, плотность, вязкость сред и сопротивления элементов, вызванные шероховатостями, локальной протяженностью и степенью сужения потока.

Вычислительные эксперименты на нестационарной модели показывают наличие сложных волновых явлений в наземных гидросистемах сетевой структуры [154].

В трубопроводных сетях волновые явления, строго говоря, уникальны для различных структур и свойств текучих сред и элементов.

Характер распространения гидравлических волн обусловлен не только схемой соединения и метрикой элементов, но и порядком создания импульсов или изменений технических параметров элементов.

На рис. 5.9 показаны примеры проявления волн давления в жидкой среде после создания перепада давления на концах трубопровода длиной 800 м и диаметром 0.1 м. Кривые получены на симуляторе [152]. Здесь хорошо просматривается то, что вектор распространения волны изменяется на противоположный: распределение давления (рисунке 4.10а, время = 0.5 сек) переходит в резко отличающуюся кривую (рисунок 5.10а, время = 3 сек). Это обусловлено тем, что импульсы давлений от концевых узлов распространяются с разной скоростью и при их встрече возникает гидравлический удар (полный или частичный), который вызывает обратную волну.

В более узком диапазоне давлений характер волны становится более

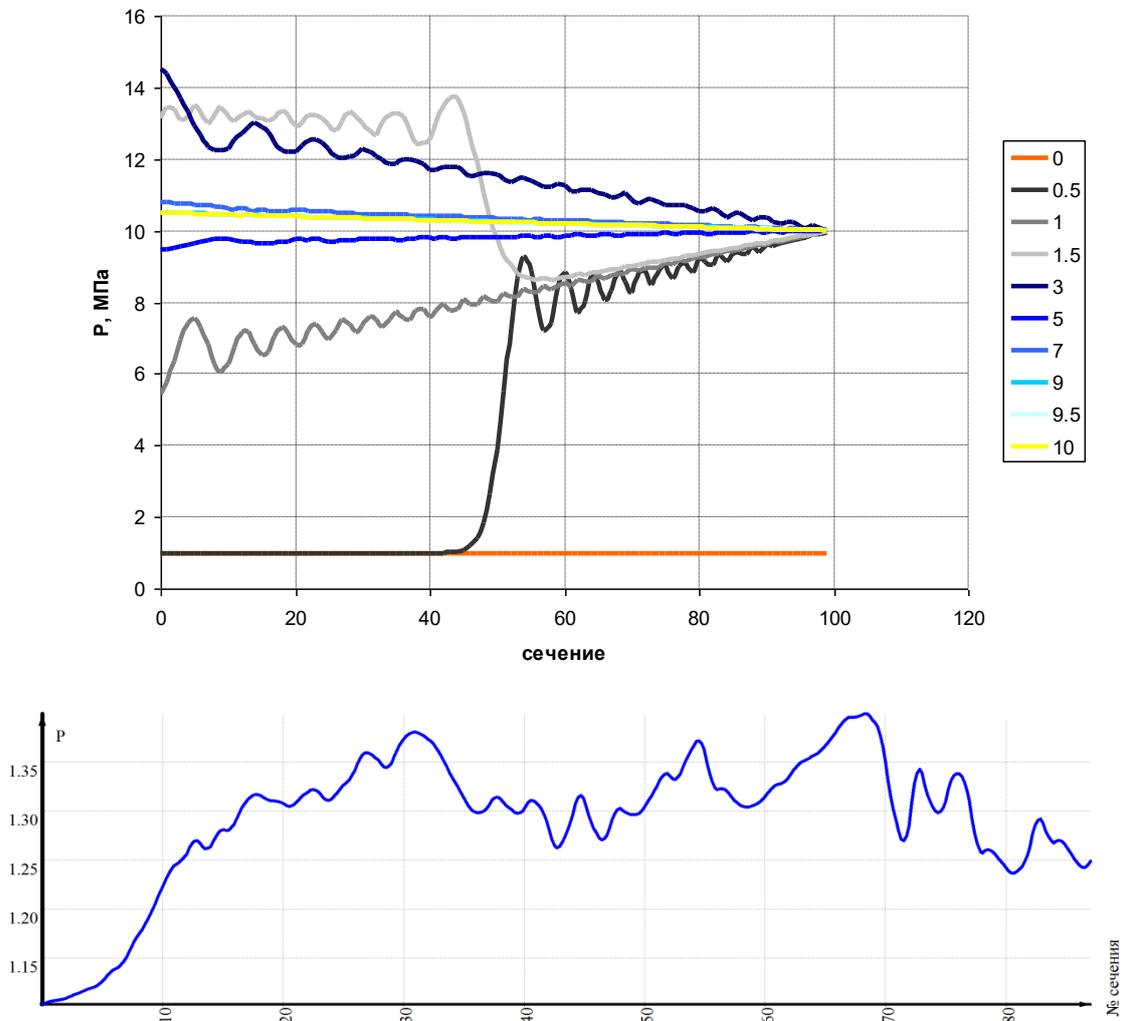


Рисунок 5.9 – Распределение давления (МПа) вдоль трубы: а – по времени после изменения давления; б – пример распределения давления в более узком интервале давлений

сложным и трудно прогнозируемым, причем даже симулятор демонстрирует такую сложную картину (рисунок 5.10б). В условиях реального промысла колебания давления выглядят еще более хаотичными.

Волновые явления в системах добычи, сбора и подготовки углеводородов, а также системах заводнения всегда сопровождают слишком быструю смену режима работы насосов и компрессоров, быстрое открытие/закрытие запорно-регулирующей арматуры, рывкообразное продвижение пробок жидкости в газе и т.п. Кроме проблем с выходом на новый стационарный технологический режим указанные явления оказывают негативное влияние и на конструктивные узлы всей системы.

Стендовыми испытаниями на компактной лабораторной установке [154] установлено, что критически важным является не мгновенная реакция РР на изменение расхода и давлений (на входе и выходе), так как в противном случае возникает эффект раскачки системы и резонанс, вследствие наложения действий соседнего РР (рис. 5.10).

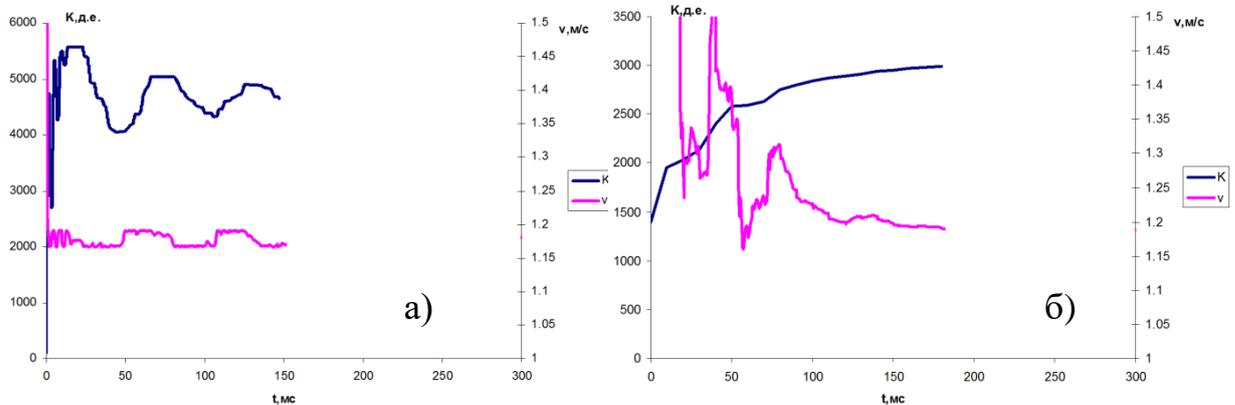


Рисунок 5.10 – Выход на стационарный режим: *а* – без задержки; *б* – с задержкой реакции затвора на изменение расхода

На графиках слева (рисунок 5.16а) показана динамика коэффициента местного сопротивления дросселя РР ( $K$ ) и скорости потока через дроссель при мгновенной (1 мс) реакции алгоритма регулятора на изменчивость скорости и давлений. Как видно из рисунка, за 150 мс РР не может вывести поток на

стационарный режим, и амплитуда даже не снижается. Разумеется, такая же ситуация прослеживается в соседнем РР (он здесь не показан). Создав искусственно задержку реакции равную 10 мс, была получена динамика на рисунке 5.16б. Здесь РР выводит поток на стационарный режим за 180 мс.

Отсюда следует важный вывод о том, что при алгоритмизации параметров регулирования скважин требует ввести понятия задержки времени коррекции, иначе сложная трубопроводная сеть перейдет «вразнос».

Для обеспечения «интеллектуализации» – цифрового управления промыслом требуется безаварийный, максимально быстрый и точный вывод скважин на новый режим. Этого можно добиться только адекватным учетом волнового характера перестроения системы на новый режим: при регулировании режима каждой скважины варьированием положения затвора нужно искусственно (не механически, а алгоритмически) ограничивать время перемещения затвора определенной величиной, зависящей от общих средневзвешенных или макро-свойств системы. Назовем это параметр – *время реакции*  $\Delta t_{RT}$ .

Время реакции отличается от времени отклика телеметрии/телемеханики –  $\Delta t_{TT}$  тем, что оно существенно больше его значения  $\Delta t_{RT} \gg \Delta t_{TT}$ , и тем, что оно сопоставимо со временем прекращения выраженных волновых процессов –  $\Delta t_{RT} \diamond \Delta t_{\sim}$ , но при этом меньше времени выхода промысловой системы сбора на стационарный режим с учетом продуктивного пласта –  $\Delta t_{st}$ :

$$\Delta t_{RT} \gg \Delta t_{TT}, \Delta t_{\sim} > \Delta t_{RT} \gg \Delta t_{TT}, \Delta t_{TT} < \Delta t_{\sim} < \Delta t_{st} \quad (5.6)$$

Время выхода на стационарный режим –  $\Delta t_{st}$  можно оценить на основе пьезопроводности продуктивного пласта и максимального расстояния –  $r_{max}$  между продуктивными забоями:

$$\Delta t_{st} \approx \frac{r_{max}^2}{\chi}, \quad (5.7)$$

$$\text{где } \chi = \frac{k}{\mu[m\beta_{\phi} - (1-m)\beta_c]} - \text{пьезопроводность, } \frac{\text{м}^2}{\text{с}};$$

$k$  – проницаемость, м<sup>2</sup>;

$\mu$  – динамическая вязкость, Па·с;

$m$  – пористость, д.е.;

$\beta_\phi$  – сжимаемость флюида, 1/Па;

$\beta_c$  – сжимаемость скелета, 1/Па.

Таблица 5.2 – Диапазоны реальных значений характерных временных параметров управления

Название	Величина	Min	Max
Время обновления замеров телеметрии	$\Delta t_{TT}$	1 мс	100 мс
Время окончания волнового процесса после воздействия	$\Delta t_{\sim}$	1 мин	1 ч
Время реакции дросселя РР	$\Delta t_{RT}$	2 с	30 с
Время выхода системы на стационарный режим	$\Delta t_{st}$	1 сут	10 сут

Время окончания волновых процессов в системе сбора можно рассчитать по эмпирической формуле, аппроксимирующей результаты вычислительных экспериментов:

$$\Delta t_{\sim} = b \cdot \eta(\bar{d}) \frac{l}{\psi^a} [\ln(\bar{\beta}) + 1] e^{\frac{\bar{q}}{\Delta v} \varphi} \quad (5.8)$$

где  $\bar{q}$  – средний расход жидкости до возмущения, м<sup>3</sup>/с;

$\Delta$  – абсолютная шероховатость, м;

$\nu$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;

$l$  – суммарная длина трубопроводов, м;

$\varphi$  – коэффициент пропорциональности равный 10<sup>-7</sup>;

$b$  – коэффициент пропорциональности равный 10<sup>-2</sup>;

$\bar{\beta} = \frac{\beta}{\beta^*}$  – относительная сжимаемость равная отношению текущей

сжимаемости к сжимаемости  $\beta^* = 1.0$  1/ГПа при этом  $\beta > \beta^*$ ;

$\eta(\bar{d})$  – вспомогательная функция, с/м;

$a$  – коэффициент пропорциональности равный 2.1 д.е.;

$\Psi$  – средний относительный скачок давления во всех точках возбуждения.

$$\Psi = \frac{\sum_{i=1}^N (p_i - p_0)}{N \cdot p_0}, \quad (5.9)$$

где  $N$  – количество узлов, в которых изменяется давление;  $p_i$  – новое давление в узле, МПа;  $p_0$  – давление в остальных узлах и звеньях системы.

В формуле для расчета времени выхода системы на стационарный режим функция –  $\eta(\bar{d})$  должна вычисляться по формуле:

$$\eta(\bar{d}) = \frac{1}{\lambda} \left( 1.6 \frac{1}{\bar{d}^{0.83}} + 8.2 \bar{d}^{0.79} \right), \quad (5.10)$$

где  $\bar{d} = \frac{\sum_{i=1}^{n_t} d_i}{n_t} \frac{1}{d}$  – относительный средний диаметр трубопроводов в ТГ;  $d$  –

максимальный внутренний диаметр трубопроводной системы, м;  $d_i$  – внутренний диаметр трубопровода звена  $i$ ;  $n_t$  – количество трубопроводов;

$\lambda$  – коэффициент пропорциональности равный 300 м/с.

Так из формулы (5.8) видно, что наиболее весомыми параметрами выхода системы из волнового процесса (время стабилизации –  $\Delta t_{\sim}$ ) являются: средний диаметр, суммарная длина трубопроводов и относительная сжимаемость.

Формула (5.8) приведена для «идеального» случая, когда реакция на импульсное воздействие на гидросистему мгновенна, поэтому величина  $\Delta t_{\sim}$  будет несколько завышенной, вследствие чего время реакции дросселя РР предлагается брать кратно меньше

$$\Delta t_{RT} = \frac{\Delta t_{\sim}}{N}, \quad (5.11)$$

где  $N \in [10, 100]$ , д.е.

Таким образом, согласно таблице 5.2 необходимо, в первую очередь, принудительно устанавливать задержку времени реакции дросселя РР. Однако вследствие постепенного выхода системы на стационарный режим, из-за интерференции скважин и перераспределения давлений в дренируемой зоне пласта, необходимо учитывать существенные отличия мгновенного ( $q$ ) и среднесуточного дебита ( $Q$ ) установленного системой управления промыслом.

Рассмотрим, как скважина выходит на режим без учета волновых явлений (рис. 5.11) под воздействием только фильтрационных процессов в продуктивном пласте.

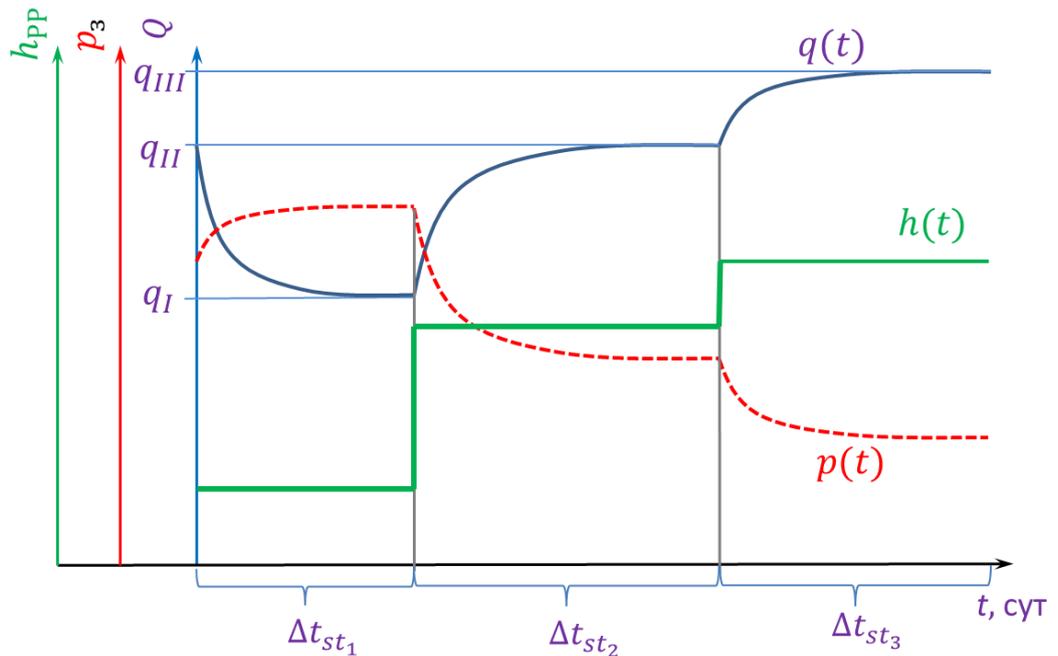


Рисунок 5.11 – Динамика последовательной смены режимов скважины

Как видно из динамики дебитов при уменьшении степени открытия дросселя РР –  $h_{PP}$  (первичная смена режима) забойное давление сначала резко растет (пунктирная линия), затем стабилизируется. Одновременно с этим дебит резко падает, а затем постепенно приходит к постоянному – новому режиму. В

зависимости от времени выхода на новый режим алгоритм РР должен предполагать коррекцию положения затвора  $h$  и мгновенного дебита  $q$ , исходя назначенного расхода  $Q$ , учитывая, что за период  $t-t_1$

$$\frac{\int_{t_1}^t q(t)dt}{t-t_1} = Q, \quad (5.12)$$

т.е. средне-интегральный дебит должен соответствовать назначенной величине  $Q$  с учетом не точного соответствия мгновенного дебита  $q(t)$  во времени.

Таким образом, для выхода на стационарный режим с дебитом  $Q$ , требуется поэтапное (3–4 этапа) приближение к этому режиму с учетом предыдущих несоответствий (рис. 5.11). На начале первого этапа алгоритм РР устанавливает положение дросселя по аппроксимации регулировочной кривой [155] (рис. 5.11), и в период выхода на режим за время  $\Delta t_{st_{1/4}}$  динамика  $q(t)$  превышает новый установленный режим (дебит) –  $Q$ . По завершению может накопиться небольшой недостаток среднесуточного дебита. Чтобы его компенсировать на этапе 2/4 открытие дросселя (затвора) –  $h$  немного увеличивается и так до тех пор, пока не выполнится условие точности (этапы 3/4–4/4)

$$\left| \frac{\int_{t_1}^t q(t)dt}{t-t_1} - Q \right| \frac{1}{Q} < \varepsilon. \quad (5.13)$$

Разумеется, процесс, отображенный на рис. 5.11 осложнится волновыми явлениями (рисунок 5.12–5.13): к общему тренду изменения давления и дебита, вызванному изменениями в продуктивном пласте, добавятся волны давления в наземной сети и скважинах (рисунок 5.13). Как отмечалось выше, алгоритм

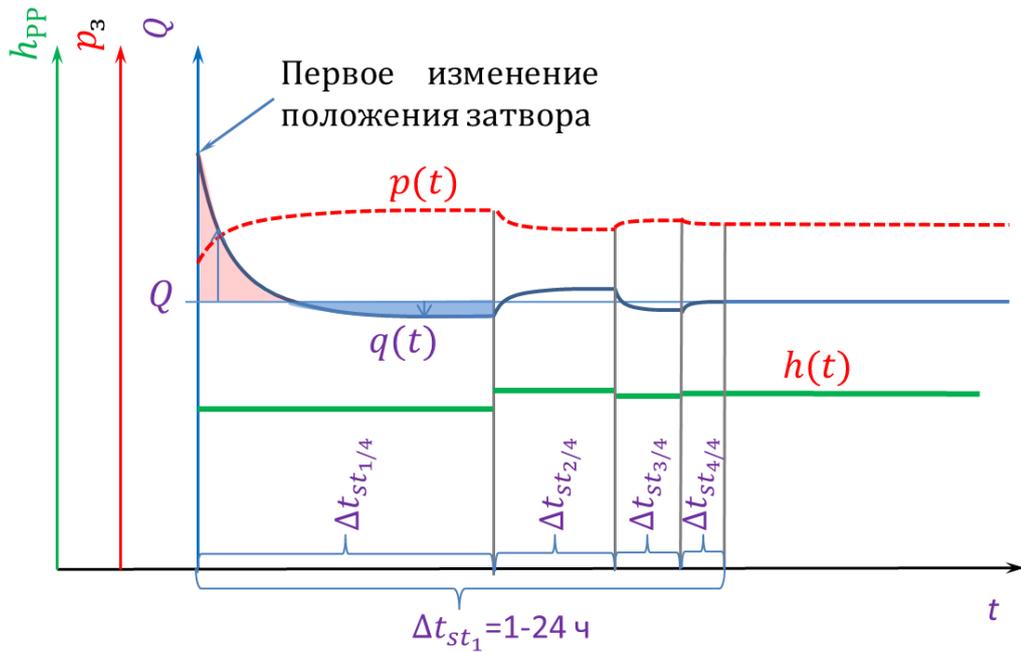


Рисунок 5.12 – Процедура выхода на стационарный режим с учетом неравенства мгновенного и среднесуточного дебита регулирования должен учитывать данный фактор, ограничивая время реакции.

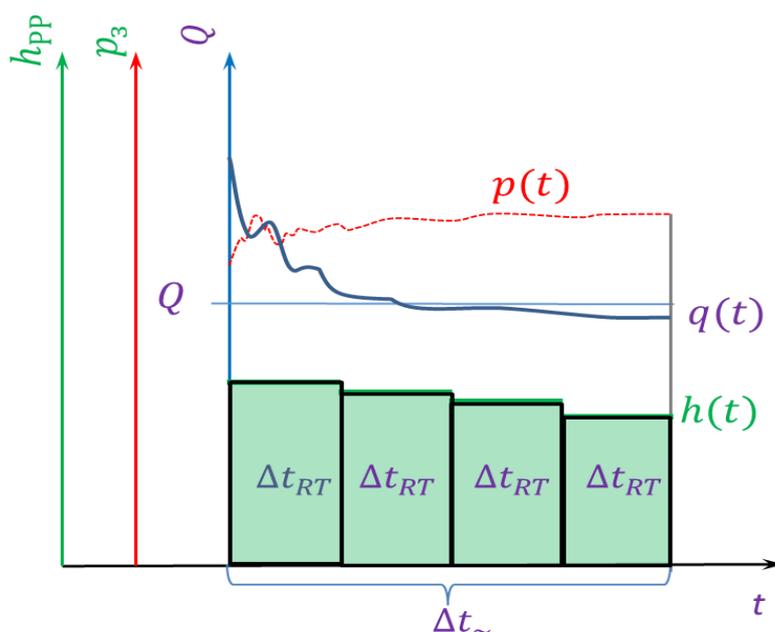


Рисунок 5.13 – Полная картина динамики дебита и давления при выходе на стационарный режим, начиная с первичного изменения положения затвора

Подбор открытия дросселя происходит с дискретностью  $\Delta t_{RT}$  согласно следующему алгоритму после первичного изменения положения затвора в момент  $t_1$ , на котором положение затвора определяется согласно аппроксимации (рис. 5.9).

1. Выбирается мгновенный «уставочный» дебит –  $q_0$  с учетом недобора/перебора необходимого среднесуточного дебита –  $Q$

$$q_0 = 2Q - \frac{\int_{t_1}^t q(t) dt}{t - t_1} \quad (5.14)$$

2. Определяется относительная погрешность текущего дебита, измеренного (по телеметрии) –  $q(t)$  относительно требуемого –  $q_0$

$$\varepsilon = \left| \frac{q(t) - q_0}{q_0} \right| \cdot 100\% \quad (5.15)$$

3. Если выполняется условие

$$\varepsilon > 5\% , \quad (5.16)$$

и не выполняется условие (5.15), то рассчитывается отношение

$$\alpha = \left| \frac{q(t)}{q_0} \right|. \quad (5.17)$$

4. Если  $\alpha > 1$ , то

$$h_{t+\Delta t_{RT}} = h_t - \varepsilon \cdot A, \quad (5.18)$$

иначе

$$h_{t+\Delta t_{RT}} = h_t + \varepsilon \cdot A, \quad (5.19)$$

где  $t$  – номер шага времени или итерации с дискретностью  $\Delta t_{RT}$ ;  $A$  – показатель влияния перемещения затвора на поток от 0.0001 до 1 м/д.е.

Если величина  $\varepsilon > 5\%$ , то переходим к п.2. Иначе положение считается определенным на данный момент времени и проверяется выход на стационарный режим

$$\left| \frac{q(t) - q(t - \Delta t_{RT})}{q(t)} \right| \cdot 100\% < E, \quad (5.20)$$

где  $E$  – показатель неизбежности автоколебаний. Если  $E < 2\%$ , то считается, что система вышла на стационарный режим.

Если условие (5.20) не выполнено, то переходим к п.1.

Если условие выполнено, значит, этап завершен и проверяется условие (5.16). Если условие выполнено, то перемещение затвора прекращается и продолжается проверка условия (5.16) с одновременным ожиданием новых уставок дебита  $Q$ .

Определение количества перемещений затвора предполагается осуществлять на основании следующего алгоритма. Используя накопленные значения  $\Delta t_{\sim}$ , вычисляются прогнозируемое время выхода на новый режим  $\Delta t_{\sim np}$  и прогнозируемая величина перемещения затвора  $\Delta h_{np}$  для скважины. Предполагается, что есть оптимальное значение  $\frac{\Delta h_j}{\Delta t_j}$  ( $j$  – индекс события перемещения затвора) для РР, исходя из принципа минимизации генерации

волновых процессов, которое и будет определять количество перемещений за время  $\Delta t_{\sim np}$ .

Из вышесказанного видно, что важным моментом является определение нового положения затвора по аппроксимации (рис.5.9). Это необходимо делать синхронно по множеству РР, установленным в системе, т.к. этим можно добиться сокращения времени выхода на стационарный режим.

Также интересным может оказаться асинхронный порядок смены режимов скважин, ранжированных их влиянием на процесс добычи промысла. Скважины можно объединять в группы и проводить перемещение затворов дросселей синхронно в РР, принадлежащих одной группе. Группировать скважины можно аналитически исходя из значений  $k_i = \left( \frac{|\Delta P_i|}{P_{зпа}} + \frac{|\Delta Q_i|}{Q_{зпа}} \right)$ , где  $\Delta P_i, \Delta Q_i$  – рассчитанные разности давлений на входе и выходе дросселирующей арматуры и расходов через них на  $i$ -й скважине до и после смены режима, а  $P_{зпа}, Q_{зпа}$  – давление и расход продукции на выходе продукции скважин из внутривыпускного сбора. Чем выше коэффициент  $k_i$ , тем приоритетнее порядок смены режима для скважины.

Изменение положения затвора регулятора может быть быстрее –  $\Delta t_{RT}$  только в том случае, если реализуется алгоритм подавления волн процедурой идентификации обратной волны и микро-перемещением затвора для создания асимметричного сопротивления относительно направления волны: от скважин в сеть и наоборот.

Выводы:

1. Для реализации технологии интеллектуального управления газовым или нефтяным промыслом обязательным является наличие элементов телемеханики в виде регуляторов расхода (реже давления), установленных на каждой скважине.
2. Так как изменение положения затвора регулятора хотя бы на одной скважине влечет изменение гидродинамических свойств газожидкостных потоков во всех элементах промысла, требуется учет системного характера

перераспределения потоков, требующий аппроксимации данных телеметрии регулировочными кривыми для нахождения нового положения затвора в первом приближении.

3. Синхронизация момента первого перемещения затворов всех регуляторов будет полезной для сокращения времени перехода системы на новый режим.
4. При достаточно быстрых ( $<1$  ч) изменениях в технических параметрах устройств промысла возникают гидравлические волны различной амплитудно-частотной характеристики. Волновой характер перехода системы сбора на новый режим оказывает негативное влияние на конструктивные узлы системы сбора, и препятствуют быстрому и точному установлению технологического режима промысла, поэтому предлагается замедлить процесс реагирования на изменчивость давлений и расходов в точках установки регуляторов, скомпенсировав неточность соблюдения мгновенного расхода посредством контроля средне-интегрального суточного дебита.

### **Инженерные предпосылки исполнения распределенных режимов на основе «автопилотов»**

Ключевым моментом интеллектуализации должен быть системный подход, выраженный в рациональном совмещении автономности исполнительных узлов (распределенный контроль и регулирование) и элементов централизации управления. Распределенный контроль и регулирование обеспечивают системы автоматического регулирования газовых скважин (рис. 5.14), кроме стандартных систем АСУ ТП – РСУ (распределенная система управления) и ПАЗ (противоаварийная защита). Принятие решения САР об управленческом воздействии будет приниматься на основе нестационарной модели газогидродинамических процессов. Модель, на основе данных, получаемых в реальном времени, должна содержать блок ограничений (гидратообразование, песководопроявления), алгоритмы регулирования (поддержание заданного дебита, вывод скважины на режим), исследования (автогидросамопрослушивание)

и диагностики (мониторинг предаварийных режимов). САР должна осуществлять функции по предотвращению аварийных ситуаций и выводу скважин на режим

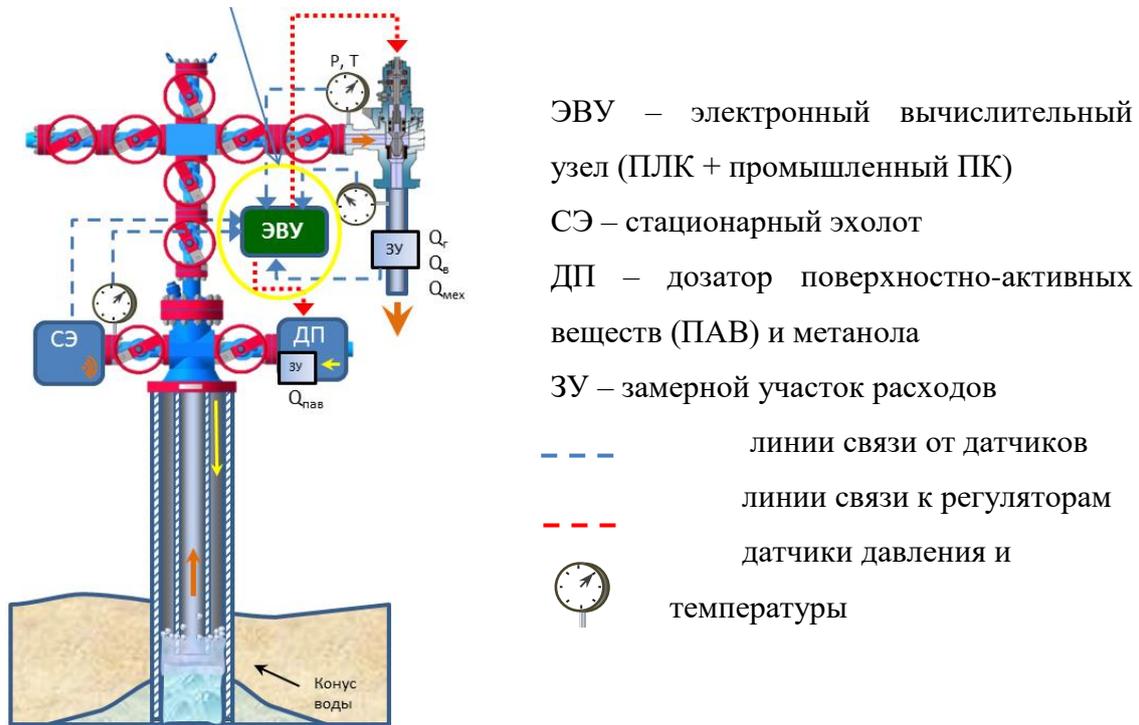


Рисунок 5.14 – Общая схема системы автоматического регулирования (САР):  
 оборудование скважины без пакера с системой подачи ПАВ и эхолотом

посредством управления положением затвора специальной дросселирующей арматуры.

Аппаратно, САР комплектуется вычислительным устройством на базе промышленного ПК достаточной производительности и располагается в блоке местной автоматики на кусте скважин (рис. 5.15). ПЛК осуществляет сбор и первичную обработку данных с полевых КИП и далее посредством стандартных промышленных интерфейсов и протоколов передает обработанные сигналы в САР. Она в свою очередь должна работать в режиме реального времени с откликом не более 1–3 с.

Концептуальная схема интеллектуализации для управления газовыми промыслами представлена на рис. 5.16.

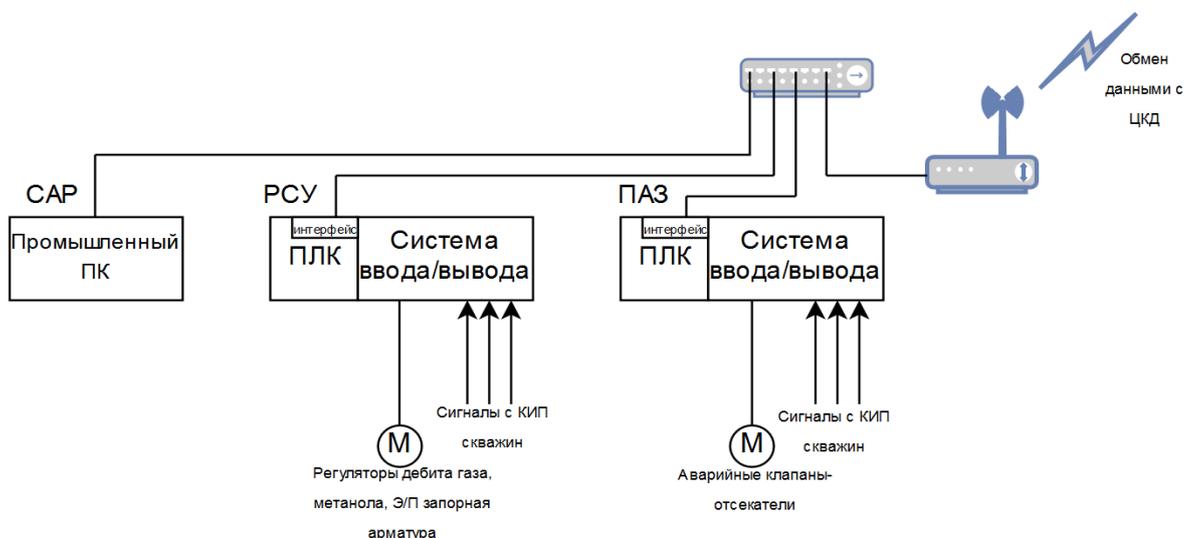
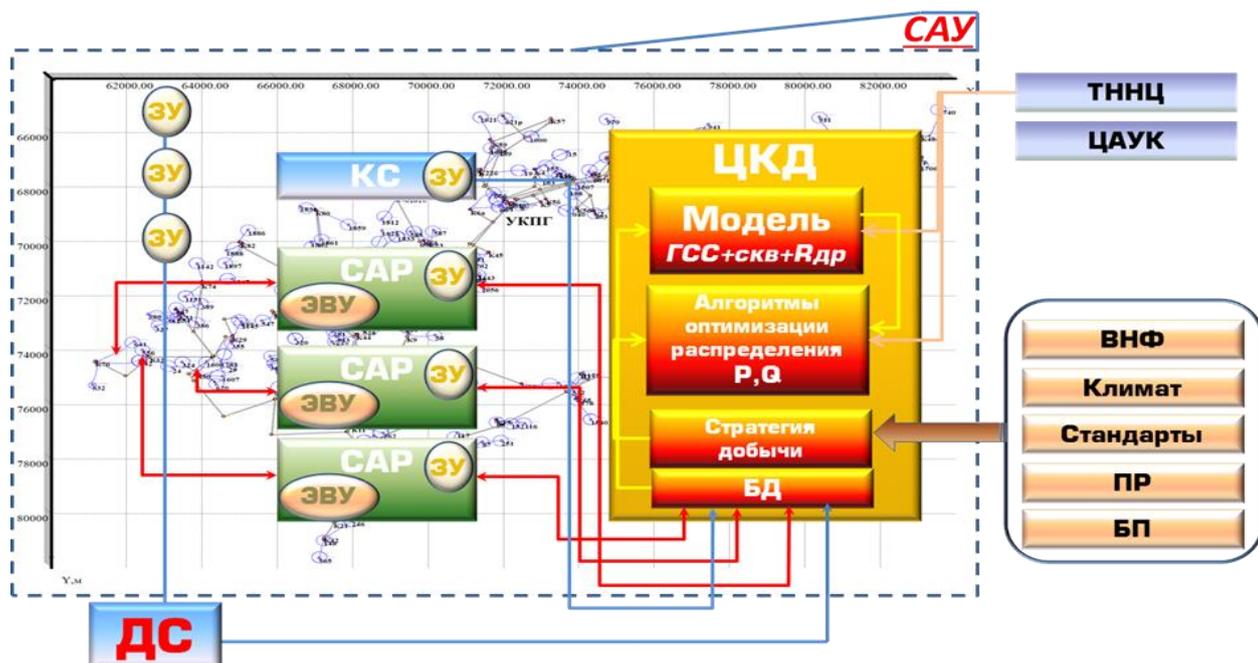


Рисунок 5.15 – Расположение САР в блоке местной автоматики на кусте скважин



ДС – диспетчерская служба; КС – кустовой сепаратор; ПР – проект разработки, БП – бизнес план; ВФ – внешние факторы (макроэкономика, законодательство, политический фон); ЦАУК – центральный аппарат управления Компании; НИИ – научно-исследовательский/проектный институт интегратор интеллектуализации; БД – база данных; ЭВУ – электронно-вычислительное устройство; ЗУ – замерные участки/узлы, в том числе имеющиеся до интеллектуализации

Рисунок 5.16 – Концептуальная система интеллектуализации газовых промыслов

Основной концепцией данной системы, как было сказано ранее в разделе 5.2, является внедрение в управление сложных математических подходов к

моделированию, оптимизации (инкапсулированной в модель), применения искусственных нейронных сетей, деревьев решений и других приемов управления с элементами искусственного интеллекта: алгоритмы стратегического уровня управления (в длительной перспективе) и алгоритмы, реализуемые в реальном времени – преследующие тактические цели управления (на объектах оперативного регулирования).

Применение технологических новаций в перманентном управлении требует применения на всех уровнях контроля и управления алгоритмов оптимизации с различными технико-технологическими ограничениями [107].

Как видно из рис. 5.16 система автоматизированного управления (САУ) является двухуровневой:

а) **верхний уровень** – это уровень САУП (на рисунке обозначен как ЦКД – центр комплексирования данных), где происходит вычислительный поиск нового технологического режима с учетом всех факторов и накопленной информации, поступающей с САР (дискретность времени 1 час – 1 сут);

б) **нижний уровень** – распределенная сеть САР, где происходит сбор показателей работы скважин (данные телеметрии) и локальное регулирование для поддержания их режима согласно уставкам, вычисляемым ЦКД и с учетом динамических ограничений (дискретность времени 1–3 с).

САУП физически реализуется в виде вычислительного сервера, совмещенного с сервером БД, системы связи на широкополосном радиоканале средневолнового диапазона, позволяющего в режиме полного дуплекса передавать данные в радиусе 40–100 км. Между САР и САУП будет передаваться редуцированный набор данных, достаточных для анализа и глобальной оптимизации работы «УКПГ+ДКС+ГСС+скважин+продуктивный пласт». В тоже время для более тонкого регулирования САР собирает мгновенные показатели с ЗУ (рис. 5.21), на основе которых согласно установке от САУП выводит скважину на режим и в случае возникновения предаварийной ситуации сообщает сигналы («ALERT») в САУП для корректировки технологического режима. Так же САР самостоятельно переводит скважины в режим «по-умолчанию» (остановка,

удержание нижнего предела дебита) в зависимости от условий невозможности дальнейшего соблюдения режима добычи (например, обратные потоки, недопустимые песко- и водопроявления).

Более того при потере связи или сбое САУП (такое вполне может произойти) САУП самостоятельно может удерживать прежний режим или номинальный согласно уставкам – по-умолчанию.

Все, что находится выше верхнего уровня САУ – это административный контроль, ручное управление, внешние факторы, службы текущего и капитального ремонта и НИИ, занимающийся модернизацией ПО ядра САУП и ЭВУ (рис.5.16).

Одной из особенностей интеллектуального управления на уровне САУП является математическая модель с «инкапсулированной оптимизацией», суть которой сводится к применению экстремальных математических регуляторов (МР) (рис.5.17), позволяющих за счет связи с критерием оптимизации производить самонастройку режима потокораспределения модели непосредственно в процессе его вычислительного поиска.

**Инкапсулированная оптимизация** (самооптимизация) – метод поиска экстремума целевой функции, заключающийся в организации процесса автоподбора параметров устройств-регуляторов (математических регуляторов) физико-математической модели под изменяющийся критерий оптимизации непосредственно в вычислительных процедурах решения прямой задачи физико-математической модели. На примере задачи потокораспределения.

**Инкапсулированная оптимизация потокораспределения** – способ нахождения оптимального распределения потоков в сложных гидросистемах, при котором параметры технических устройств не зафиксированы в процессе нахождения расходов и давлений в элементах модели, а вычисляются непосредственно в процессе разрешения физико-математической модели (решения системы уравнений) исходя из вычисляемого критерия оптимизации и неестественных (для модели) ограничивающих факторов.

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 (математические регуляторы).

**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 под стандарты Компании, БП, геологические особенности месторождений и внешние факторы.

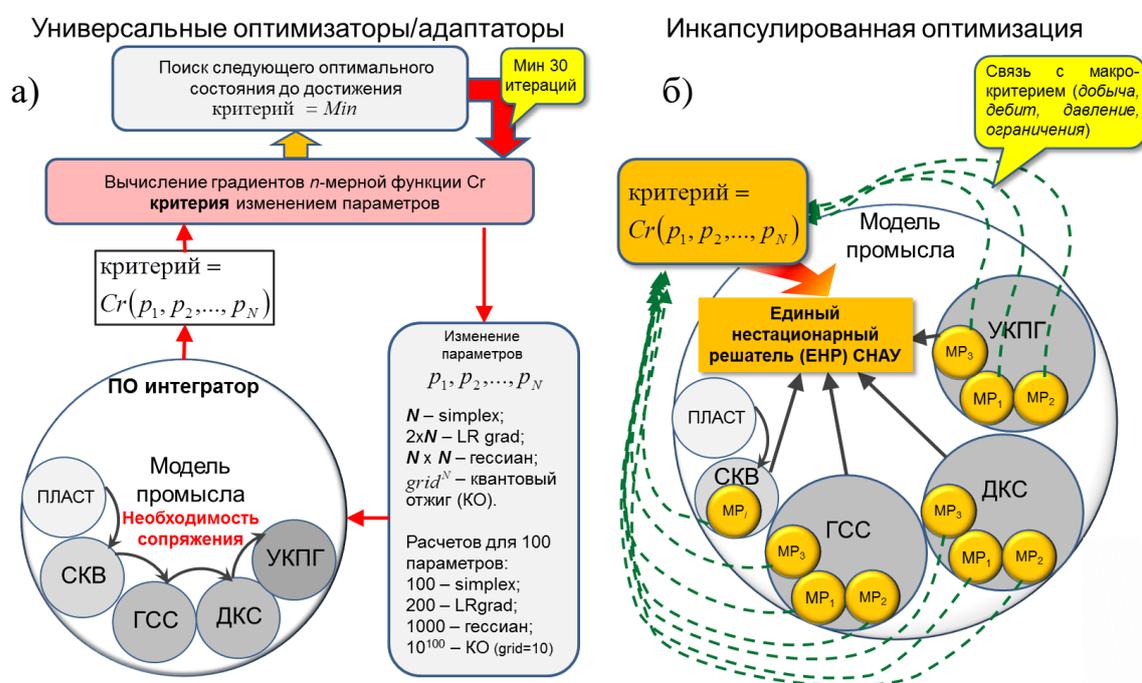


Рисунок 5.17 – Сравнение принципов оптимизации: *а* – классический в универсальных ПО–интеграторах; *б* – предлагаемая «инкапсулированная оптимизация»

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, ДКС и УКПГ.

## 5.5. Цифровой двойник промысла

История термина «цифровой двойник» (ЦД) упоминается в [52], как связка физического объекта с цифровым миром, представляет цифровую модель физического объекта. Компании GE и Siemens понимают ЦД как «создание всей техники, знаний и поведения актива от концепции, внешнего инженерного проектирования до проектирования, изготовления, строительства, ввода в эксплуатацию, технического обслуживания и утилизации» на всем жизненном цикле объекта. ВР использует цифровых двойников для тестирования и оценки инвестиций в крупные проекты, проводя предварительные расчеты.

Автором в работе термин цифровой двойник промысла принят как интегрированная геолого-технологическая модель (ИГТМ) месторождения той или иной точности [109], которая используется в качестве основы для прогнозирования развития процессов разработки месторождения, и учитывает взаимное влияние разрабатываемого пласта и технологических сооружений в течение всего жизненного цикла добычи УВ из месторождения в реальном времени и должна обеспечивать:

- оптимизацию режимов работы скважин [167] и технологического оборудования;
- перманентную актуализацию на основе валидации данных фактических замеров и автоадаптации к ним.

ИГТМ должна включать объединенную газодинамическую модель, охватывающую все или часть модулей промысла (продуктивный пласт, скважины, газосборную сеть, ДКС и установки осушки газа);

Последовательность создания ИГТМ:

- проведение предварительного обследования с целью выяснения наличия необходимых для построения интегрированной модели данных;
- создание моделей отдельных модулей промысла (продуктивных пластов, скважин, газосборной сети, цехов подготовки и компримирования газа, а также экономической модели;

- объединение моделей модулей системы «пласт – скважины – промышленные шлейфы – подготовка газа – экономика» и создание варианта интегрированной модели для оперативного использования.

ИГТМ должна обеспечивать следующие функции.

1. Моделирование системы добычи на протяжении всего жизненного цикла.
2. Расчет прогнозных (до 1 года) показателей работы газовых и газоконденсатных промыслов.
3. Минимум отклонений прогнозных показателей от фактических (допустимые значения погрешностей должны быть определены в процессе эксплуатации системы).
4. Определять рабочую режимную точку/линию на пересечении кривых/поверхностей гидродинамических характеристик систем «ДКС-УКПГ-МГ» и «пласт-скважины-ГСС», представленных в виде зависимостей давления на входе ДКС от добычи газа по ГП.
5. Решение прямых и обратных задач при изменении различных технологических параметров:
  - расчет оптимального перераспределения добычи газа по скважинам и кустам;
  - оптимизация при изменении числа работающих аппаратов;
  - оценка коэффициента технического состояния ГТУ, ЦБН;
  - построение графических зависимостей расхода газа от давления и степени сжатия ЦБН от объемной производительности (для каждого работающего ЦБН);
  - определение концентрации метанола при минимальных эксплуатационных затратах (потери, энергозатраты, газ на собственные нужды);
  - прогноз положения рабочих режимных точек на характеристике ЦБН в последующие годы, исходя из давления, температуры и расхода на входе в ЦБН;

- автоматическое обновление промысловых данных;
- интеграция технологических и экономических процессов.

6. Выполнение следующих расчетов:

- режимы работы каждой скважины, шлейфа, оборудования на УКПГ;
- гидравлического сопротивления по аппаратам;
- гидравлических потерь от ЗПА до газопровода подключения;
- эффективной мощности ГПА и суммарной ДКС в целом;
- расхода топливного газа ГПА и ДКС в целом;
- объемного расхода газа на входе компрессора ЦБН;
- концентрации насыщенного гликоля по параметрам абсорбции;
- концентрации регенерированного гликоля по параметрам регенерации;
- потерь метанола;
- количества орошения и температуры верха колонны;
- оптимального флегмового числа.

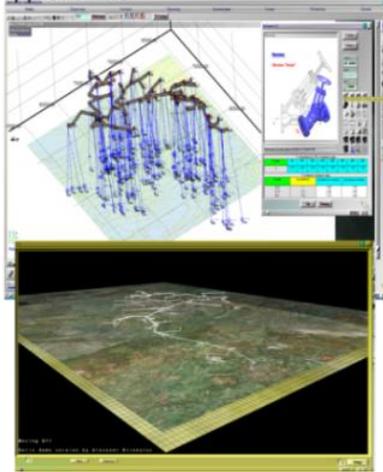
Для обеспечения автоматического управления промыслом в режиме реального времени длительность расчета цифровым двойником одного сценария не должна превышать 1 минуты.

Возможны несколько вариантов объединения отдельных цифровых двойников модулей в единую интегрированную модель (рис. 5.18):

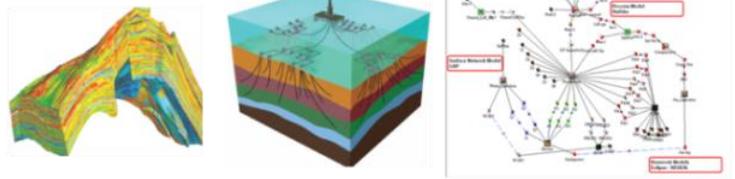
- создание сразу единой газодинамической модели (возможно упрощенной) для нескольких модулей, например, «пласт+скважина+ГСС»;
- объединение отдельных моделей с помощью специального интегратора (оптимизатора);

**Вариант №1**

Использование ПО «GasNet» со встроенным оптимизатором для реализации цифрового двойника

**Вариант №2**

Использование существующих моделей (Eclipse, Pipesim, Hysys и т.д.) с единым интегратором/оптимизатором (Avocet, Resolve, IBM ILOG CPLEX, GE Predix)

**Вариант №3**

Нейросеть, обученная на варианте №2.

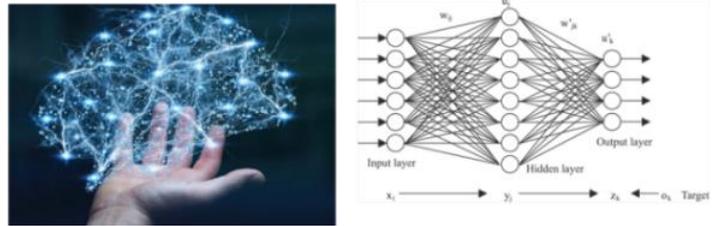


Рисунок 5.18 – Варианты объединения отдельных цифровых двойников модулей в единую интегрированную модель - создание единой модели с использованием нейронных сетей.

Модель (рис.5.19), реализованная в GazNet [123, 124], позволяет проследить все доступные взаимосвязи между системой продуктивных пластов

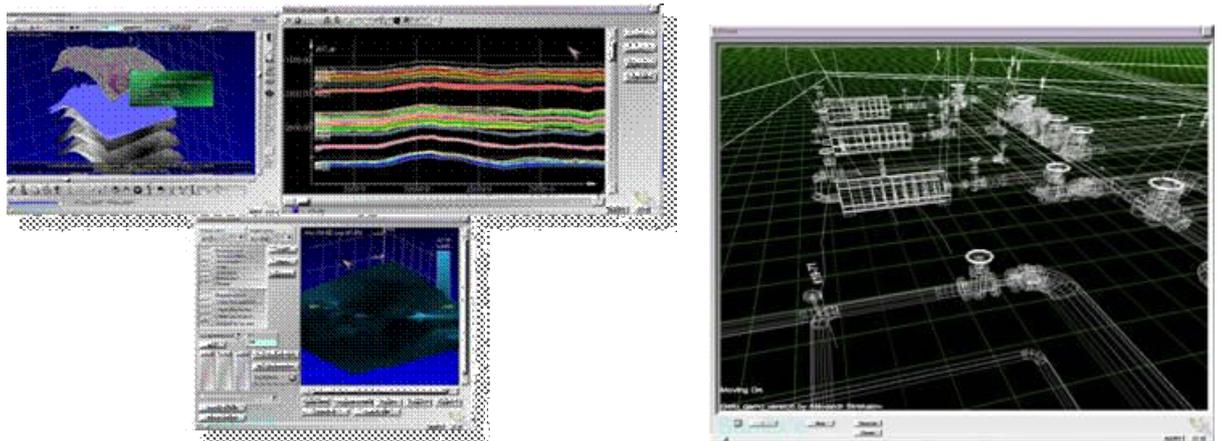


Рисунок 5.19 – Реализация модели в GazNet

и системой сбора и подготовки газа, что позволяет проектировать и модернизировать системы, обеспечивающие извлечение газа, как на уровне технологии, так и на уровне ее реализации.

Таким образом, предлагаемая модель является уникальным инструментом не только для контроля, но и управления наземных систем и системы продуктивных пластов.

Модель и реализующий ее программный комплекс имеют следующие функции.

1. Проводить проектирование новых гидросистем сбора газа;
2. Определять распределенные гидравлические параметры потоков газа в существующих системах «пласт+скважины+ВТС».
3. Прогнозировать изменение термобарических свойств потоков и и фильтрационно-емкостных свойств систем продуктивных пластов во всех элементах системы:
  - при изменении группы или отдельных свойств элементов (смена труб, штуцеров, изменение проходного сечения трубопровода, насосов и компрессоров, применение геологотехнических мероприятий и т.п.);
  - при изменении структуры системы (установка дополнительных насосов, ГПА, байпасов, лупингов, клапанов, задвижек, отрезков труб; подключение новых скважин и т.д.);
  - при варьировании управляющих параметров прогнозировать детальную динамику фильтрационно-емкостных свойств пластовой системы.
4. Подбирать показатели отдельных элементов исходя из минимума энергетических затрат и соответствия режимов в других объектах номинальным значениям.

Данные возможности программного продукта позволяют решать следующие задачи:

1. Определение текущего распределения расходов, давлений, температур и плотностей газа и воды в наземных гидросистемах с произвольной структурой и свойствами элементов.

2. Идентификация состояния пластовой системы: автоматический поиск проницаемостей, пластовых давлений, вязкостей и других свойств.

3. Имитация практически любых производственно-эксплуатационных ситуаций, отражаемых в распределении гидравлических и тепловых параметров потока в элементах системы.

4. Оптимизация технических характеристик элементов, исходя из соблюдения технологических и эксплуатационных условий.

5. Планирование мероприятий по реконструкции гидросистем в процессе развития системы разработки.

С точки зрения автора наиболее перспективным для интеллектуального управления промыслом является вариант с единой быстродействующей газодинамической моделью для всего промысла. Объединение отдельных моделей, созданных на известных симуляторах (Eclipse, Pipesim, Nysis и т.д.) с помощью специального интегратора (оптимизатора) не сможет обеспечить требуемой скорости вычислений для интеллектуального управления, а применение нейронных сетей для этих же целей потребуют постоянного переобучения модели, т.к. они имеют узкий диапазон применения, на который были обучены.

Как упоминалось ранее, система цифрового интеллектуального управления, предложенная в данной работе [91], является двухуровневой: верхний уровень – ЦКД, нижний уровень САР скважин (скважинные автопилоты)[92]. В табл. 5.3. сведены требуемые функции САР скважин, необходимые для полноценной работы системы.

Таблица 5.3 –Основные алгоритмы и функции САР

№	Название	Описание
Основные		
1	Поддержание заданного САУП дебита газа	Поддержание дебита скважины, заданного САУП
2	Ограничение дебита скважины при опасном песко- и водопроявлении	Ограничение дебита скважин в случае превышения выноса песка и воды допустимых уровней.
3	Обеспечение безгидратного режима скважины	Исключить гидратообразование в скважине (безгидратный режим).

4	Вывод скважины на режим (в т.ч. запуск)	1. Обеспечить плавный вывод скважины на новый режим с учетом ограничений по депрессии и выносу песка. 2. Препятствовать возникновению гидравлических автоколебаний на основе прослушивания отклика давлений от регулирующего действия (дресселя) со стороны ГСС.
Дополнительные		
5	Автоматическая продувка скважины на факел	Продувка скважины от скапливающейся жидкости по команде САУП
6	Реализация периодического режима эксплуатации газоконденсатных скважин для выноса жидкости	В условиях водопроявлений и высокого КГФ обеспечивать оптимальное время остановки скважины для ожидания накопления давления для последующего выноса жидкости с забоя.
7	Реализация периодического режима эксплуатации газоконденсатных скважин для максимизация конденсата	Периодическое кратковременное изменение режима работы для определения режимов скважин с максимальным выносом конденсата.
8	Управление подачей метанола	Оптимизация расхода метанола и/или поддержание термобарических условий.
9	Управление подачей ПАВ	Обеспечить оптимизацию расхода ПАВ и метанола для сохранения режима.
10	Контроль (автосамопрослушивание) переходных процессов при смене режимов	Расчет коэффициентов продуктивности на основе РП <sup>1</sup>

#### 5.6. Детерминированная физико-математическая модель сбора УВ с инкапсулированной оптимизацией

Расчет внутрипромысловой трубопроводной системы (ВТС), скважин и зон их дренирования реализован с помощью детерминированной физико-математической модели (ДФМ). ДФМ – это апробированный инструмент, позволяющий имитировать процессы движения газожидкостных потоков,

протекающих в трубопроводных сетях, скважинах и продуктивных коллекторах, насыщенных углеводородами и водой в стационарной постановке.

В отличие от стохастических имитационных моделей и искусственных нейронных сетей, предназначенных для аппроксимации фактических показателей добычи, ДФМ учитывают базовые законы физики: закон сохранения массы и энергии.

Наиболее часто используемым при моделировании гидросистем сетевой структуры в стационарной постановке является метод «поузловой увязки» удобный тем, что для записи системы уравнений нет необходимости в предварительном анализе топологии сети и подготовке т.н. матрицы путей.

Для решения задачи потокораспределения выбрана схема, в которой:

- граничными условиями являются пластовые давления или массовые расходы притоков/оттоков в активных узлах;

- система уравнений записывается относительно неизвестных давлений и долей компонентов в транзитивных узлах;

- основным отличием предлагаемого метода и его математического описания является использование произвольных замыкающих отношений, описанных в табулированном виде или полученных в результате решения дифференциальных уравнений по элементам сети и может быть получена по предложенной схеме МФТ (модели функциональные табулированные)

$$\Delta p = p_n - p_k = f(q, p_{ex}, \sigma_{ex_1}, \sigma_{ex_2}, \dots, \sigma_{ex_{C-1}}), \quad (5.21)$$

где  $\Delta p$  – перепад давления между давлением на входе  $p_n$  и выходе  $p_k$  звена (элемент сети труба, скважина, штуцер и т.п.), причем вход и выход звена задает ориентацию в орграфе структуры сети;

$\sigma_{ex_1}, \sigma_{ex_2}, \dots, \sigma_{ex_{C-1}}$  – массовые доли компонентов в потоке базового (основного компонента) на входе потока в звено;

$q$  – массовый расход базового – 0-го компонента (всего  $C$  компонентов);

$P_{ex}$  – давление входящего потока.

Для расчета (5.21) используются физические свойства (плотность, вязкость, поверхностное натяжение и т.п. зависящие от термобарических условий) каждого компонента и их взаимовлияние, зависящее от структуры потока, взаиморастворений и фазовых переходов.

Основой для системы уравнений является материальный баланс в транзитивных узлах, записанный через зависимости расхода в  $i$ -м звене от давлений в узлах, к которым подключено это звено:

$$q_i = S_i(p_{n_i}, p_{\kappa_i}, \sigma_{\alpha_1}, \sigma_{\alpha_2}, \dots, \sigma_{\alpha_{C-1}}), \quad (5.22)$$

где  $S_i(p_{n_i}, p_{\kappa_i}, \sigma_{\alpha_1}, \sigma_{\alpha_2}, \dots, \sigma_{\alpha_{C-1}})$  – функции получаемые решением уравнений вида

$$p_{n_i} - p_{\kappa_i} = f_i(q_i, p_{\alpha}, \sigma_{\alpha_1}, \sigma_{\alpha_2}, \dots, \sigma_{\alpha_{C-1}}) \quad (5.23)$$

относительно неизвестного расхода –  $q_i$  потока базового компонента протекающего через звено  $i$  под действием давлений в узлах начала –  $p_{n_i}$  и конца звена  $p_{\kappa_i}$  при фиксированных массовых долях остальных компонентов  $\sigma_{\alpha_1}, \sigma_{\alpha_2}, \dots, \sigma_{\alpha_{C-1}}$ . Причем для решения (4.23) вместо  $p_{\alpha}$  подставляется величина  $p_{n_i}$  если  $q > 0$  и  $p_{\kappa_i}$ , если  $q < 0$ . Также вместо  $\sigma_{\alpha_1}, \sigma_{\alpha_2}, \dots, \sigma_{\alpha_{C-1}}$  берутся доли компонентов в узле начала  $i$ -го звена  $\sigma_{1_{n_i}}, \sigma_{2_{n_i}}, \dots, \sigma_{C-1_{n_i}}$  при  $q > 0$  и  $\sigma_{1_{\kappa_i}}, \sigma_{2_{\kappa_i}}, \dots, \sigma_{C-1_{\kappa_i}}$  узла конца звена при  $q < 0$ . Решение уравнений (5.23) и суммирование функций (5.22) потребуется для записи уравнений материального баланса в каждом транзитивном  $j$ -м узле

$$\sum_{k=1}^{n_j} S_{U_k^j}(p_j, p_{R_k^j}, \sigma_{1_j}, \sigma_{2_j}, \dots, \sigma_{C-1_j}, \sigma_{1_{R_k^j}}, \sigma_{2_{R_k^j}}, \dots, \sigma_{C-1_{R_k^j}}, ) = 0 \quad (5.24)$$

где  $R^j$  – множество индексов оппозитных узлов транзитивному узлу  $j$  размером

$n_j$  – количество звеньев, соединенных с узлом –  $j$ ;

$U^j$  – подмножество индексов звеньев, связывающих транзитивный узел –  $j$  с оппозитными ему узлами из множества  $R^j$ ;

$R_k^j$  – индекс узла оппозитного узлу –  $j$ , связанного посредством звена –  $U_k^j$ .

Общая система уравнений является неоднородной и включает два типа уравнений:  $t$  уравнений материального баланса типа (5.24) и  $t \cdot (C-1)$  уравнений баланса долей компонентов вида (пример для компонента с индексом  $-1$ )

$$\sigma_{1_j} = \frac{\sum_{k=1}^{m_j} q_{B_k^j} \sigma_{1_{F_k^j}}}{\sum_{k=1}^{m_j} q_{B_k^j} + \sum_{c=1}^{C-1} \left( \sum_{k=1}^{m_j} q_{B_k^j} \sigma_{c_{F_k^j}} \right)}, \quad (5.25)$$

где  $B^j$  – множество индексов звеньев, соединенных с узлом  $-j$ , в которых выполняется одно из условий: расход в звене  $q > 0$  и узел  $j$  является конечным для звена или расход в звене  $q < 0$  и узел  $j$  является начальным для звена;  $m_j$  – количество звеньев в множестве  $B^j$ ;  $F^j$  – множество индексов узлов, оппозитных узлу  $-j$  и связанных с ним через звенья множества  $B^j$ .

Таким образом, имеем систему из  $t \times C$  нелинейных уравнений относительно неизвестных давлений и долей компонентов в транзитивных узлах:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{k=1}^{n_0} S_{U_k^0}(p_0, p_{R_k^0}, \sigma_{1_0}, \sigma_{2_0}, \dots, \sigma_{C-1_0}, \sigma_{1_{R_k^0}}, \sigma_{2_{R_k^0}}, \dots, \sigma_{C-1_{R_k^0}}) = 0 \\ \vdots \\ \sum_{k=1}^{n_{t-1}} S_{U_k^{t-1}}(p_{t-1}, p_{R_k^{t-1}}, \sigma_{1_{t-1}}, \sigma_{2_{t-1}}, \dots, \sigma_{C-1_{t-1}}, \sigma_{1_{R_k^{t-1}}}, \sigma_{2_{R_k^{t-1}}}, \dots, \sigma_{C-1_{R_k^{t-1}}}) = 0 \\ \vdots \\ \sigma_{1_0} = \frac{\sum_{k=1}^{m_0} q_{B_k^0} \sigma_{1_{F_k^0}}}{\sum_{k=1}^{m_0} q_{B_k^0} + \sum_{c=1}^{C-1} \left( \sum_{k=1}^{m_0} q_{B_k^0} \sigma_{c_{F_k^0}} \right)}, \dots, \sigma_{1_{t-1}} = \frac{\sum_{k=1}^{m_{t-1}} q_{B_k^{t-1}} \sigma_{1_{F_k^{t-1}}}}{\sum_{k=1}^{m_{t-1}} q_{B_k^{t-1}} + \sum_{c=1}^{C-1} \left( \sum_{k=1}^{m_{t-1}} q_{B_k^{t-1}} \sigma_{c_{F_k^{t-1}}} \right)} \\ \vdots \\ \sigma_{C-1_0} = \frac{\sum_{k=1}^{m_0} q_{B_k^0} \sigma_{C-1_{F_k^0}}}{\sum_{k=1}^{m_0} q_{B_k^0} + \sum_{c=1}^{C-1} \left( \sum_{k=1}^{m_0} q_{B_k^0} \sigma_{c_{F_k^0}} \right)}, \dots, \sigma_{C-1_{t-1}} = \frac{\sum_{k=1}^{m_{t-1}} q_{B_k^{t-1}} \sigma_{C-1_{F_k^{t-1}}}}{\sum_{k=1}^{m_{t-1}} q_{B_k^{t-1}} + \sum_{c=1}^{C-1} \left( \sum_{k=1}^{m_{t-1}} q_{B_k^{t-1}} \sigma_{c_{F_k^{t-1}}} \right)} \end{array} \right. \quad (5.26)$$

Решение (5.26) представляет собой итерационный процесс, на каждой итерации которого строится Якобиан и решением системы линейных уравнений

находится вектор приращений к вектору неизвестных давлений и долей компонентов. Основной сложностью такого процесса является сочетание скорости и надежности сходимости итерационного процесса. Матрица (Якобиан) на каждой итерации крайне слабо обусловлена и содержит, как огромные, так и сверхмалые значения частных производных левых частей (5.26). Поэтому важнейшим моментом является схема индивидуальных вычислений частных производных (хорд) (по неизвестным), адаптирующаяся к функциям (5.24) и критериям сходимости в целом.

При этом требуется специальный алгоритм анализирующий сходимость и корректирующий коэффициенты релаксации, приращения конечных разностей и другие параметры регулировки итерационного процесса.

Для неизотермического случая предлагается основной СНАУ вида

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in j} q_i^{(I)} A_{ji} - Q_j^{InF} = 0 \\ \vdots \\ f_i(q_i^{(I)}, p_{i_{InF}}, \sigma_{i_{InF}}, T_{i_{InF}}) = p_{i_b} - p_{i_e} \\ \vdots \\ E_j(q_{i \in j}^{(I)}, \sigma_{i_{InF}}, T_{i_{InF}}) = \sigma_j \\ \tau_j(q_{i \in j}^{(I)}, \sigma_{i_{InF}}, T_{i_{InF}}) = T_j, \end{array} \right. \quad (5.27)$$

где  $f_i(q_i^{(I)}, p_{i_{InF}}, \sigma_{i_{InF}})$  – функции потерь давления в звеньях;  $E_j(q_{i \in j}^{(I)}, \sigma_{i_{InF}})$  – функции долей фаз в узлах;  $\tau_j(q_{i \in j}^{(I)}, \sigma_{i_{InF}}, T_{i_{InF}})$  – функции потерь температуры в узлах;  $q_i$  – расход газа в звеньях;  $p_j$  – давления в узлах;  $\sigma_{i_{InF}}$  – доля фазы узлах;  $InF$  – индекс узла, из которого входит поток;  $Q_j^{InF}$  – притоки в узлы извне.

Для решения (5.27) Якобиан на каждой итерации будет входить в СЛАУ

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in j} \Delta q_i^{(I+1)} A_{ji} = \sum_{i \in j} q_i^{(I)} A_{ji} - Q_j^{mf} \\ \vdots \\ \sum_i \left( \frac{df_i(q_i^{(I)}, p_{i_{mf}}, \sigma_{i_{mf}}, T_{i_{mf}})}{dq_i} \Delta q_i^{(I+1)} + \frac{df_i(q_i^{(I)}, p_{i_{mf}}, \sigma_{i_{mf}}, T_{i_{mf}})}{dp_{i_{mf}}} \Delta p_{i_{mf}}^{(I+1)} + \right. \\ \left. + \frac{df_i(q_i^{(I)}, p_{i_{mf}}, \sigma_{i_{mf}}, T_{i_{mf}})}{d\sigma_{i_{mf}}} \Delta \sigma_{i_{mf}}^{(I+1)} + \frac{df_i(q_i^{(I)}, p_{i_{mf}}, \sigma_{i_{mf}}, T_{i_{mf}})}{dT_{i_{mf}}} \Delta T_{i_{mf}}^{(I+1)} \right) = p_{i_b} - p_{i_e} \\ \vdots \\ \sum_j \left( \frac{dE_j(q_{i \in j}^{(I)}, \sigma_{i_{mf}}, T_{i_{mf}})}{dq_i} \Delta q_i^{(I+1)} + \frac{dE_j(q_{i \in j}^{(I)}, \sigma_{i_{mf}}, T_{i_{mf}})}{d\sigma_{i_{mf}}} \Delta \sigma_{i_{mf}}^{(I+1)} + \frac{dE_j(q_{i \in j}^{(I)}, \sigma_{i_{mf}}, T_{i_{mf}})}{dT_{i_{mf}}} \Delta T_{i_{mf}}^{(I+1)} \right) = \sigma_j \\ \sum_j \left( \frac{d\tau_j(q_{i \in j}^{(I)}, \sigma_{i_{mf}}, T_{i_{mf}})}{dq_i} \Delta q_i^{(I+1)} + \frac{d\tau_j(q_{i \in j}^{(I)}, \sigma_{i_{mf}}, T_{i_{mf}})}{d\sigma_{i_{mf}}} \Delta \sigma_{i_{mf}}^{(I+1)} + \frac{d\tau_j(q_{i \in j}^{(I)}, \sigma_{i_{mf}}, T_{i_{mf}})}{dT_{i_{mf}}} \Delta T_{i_{mf}}^{(I+1)} \right) = T_j, \end{array} \right.$$

где  $\Delta q_i^{(I+1)}, \Delta p_j^{(I+1)}, \Delta \sigma_j^{(I+1)}$  – приращения расходов, давлений и долей фаз (газ, вода и т.д.)

Важным моментом для расчета потокораспределения является использование в системе специальных типов функций для учета автоматических ограничений расходов в любых участках схемы. Чаще всего они встраиваются в структуру ГСС/ВТС после штуцеров, установленных на скважинах. Такие устройства назовем математическими регуляторами (МР) рис.5.20.

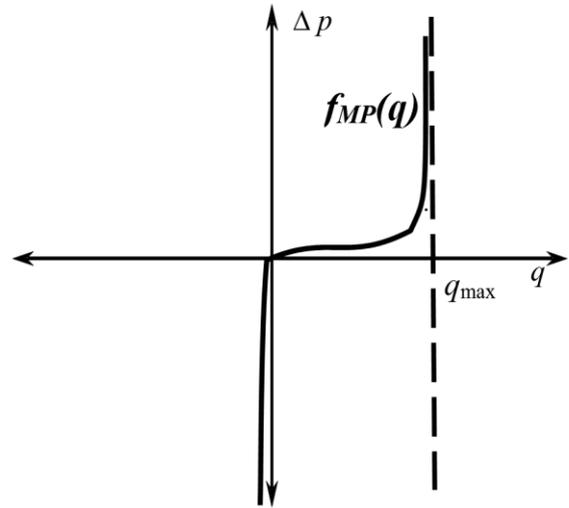


Рисунок 5.20 – Графики вида функции МР с функцией обратного клапана (3-я четверть)

Функции (5.21) для МР синтезируются согласно установленным ограничениям расхода компонентов и бывают двух видов: 1 – с функцией обратных клапанов; 2 – без функции обратного клапана.

Стоит отметить, что использование МР в структуре ГСС существенно осложняет решение (5.26), так как кроме известных трудностей дополнительно возникает огромный разброс величин частных производных в уравнениях. В связи с этим для решения (5.26–5.27) требуется использовать числа с плавающей точкой с повышенной мантиссой (40–60 разрядов).

В отличие от классических подходов к регулированию потокораспределения, требующих многократное решение основной системы уравнений типа (5.26) для подбора штуцеров под условия ограничения расходов и других связанных с ними величин, предлагаемый подход «инкапсулирования» (внедрения) МР в структуру ГСС позволяет решать задачу предварительной оптимизации непосредственно при реализации итерационного процесса решения (5.26). При этом выполняется главное условие: минимизация диссипации гидравлической энергии в скважинах и ГСС [106].

Программный модуль (ядро) САУП имеет следующие границы применимости:

- диапазон граничных условий по давлениям от 0 до 60 МПа.
- диапазон расходов от 0 до 1 млн.тонн/сут.

На рис.5.21 показана общая схема применения разработанной ДФМ для использования в цифровом двойнике газового промысла.

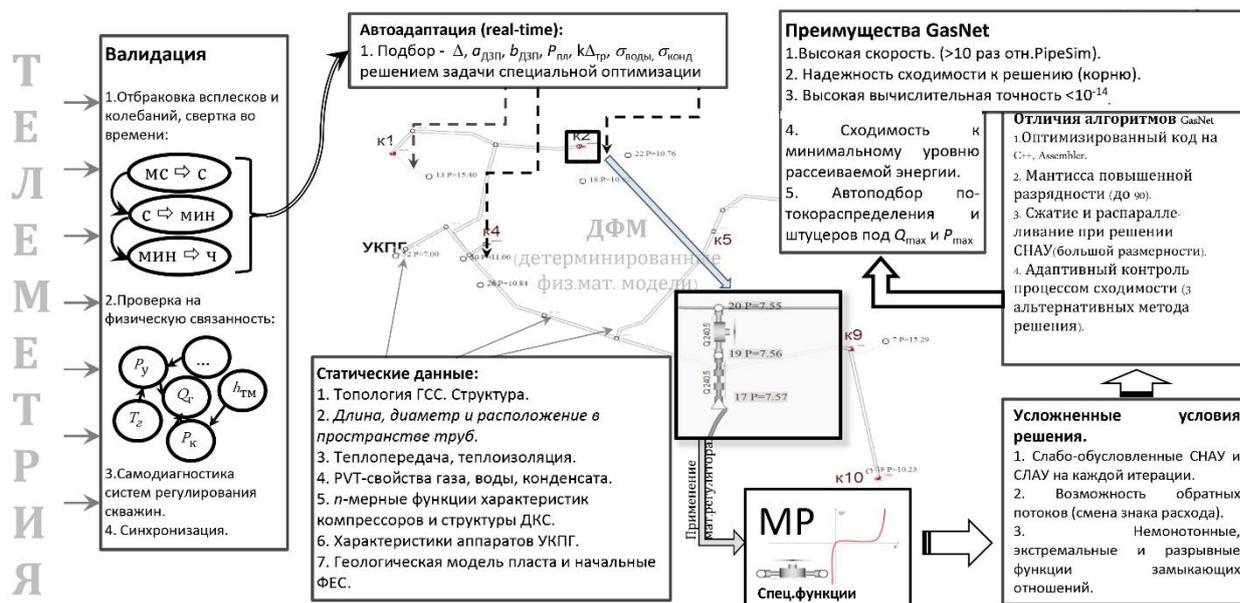


Рисунок 5.21 – Схема применения ДФМ ВТС для цифрового управления добычей: ДЗП – дренируемая зона пласта; МР – мат.регулятор (авторегулирующее устройство, описанное специальными функциями  $\Delta p(q)$ , позволяющими подбирать сопротивление участка сети с учетом ограничений максимального дебита или депрессии); СНАУ/СЛАУ – система нелинейных/линейных алгебраических уравнений

### Тестирование на примере фактических данных газовых промыслов

Целью программного модуля является формирование оптимального технологического режима работы промысла.

Задачи ядра САУП:

- Решение задачи потокораспределения и термодинамического равновесия флюидов в системе «пласт-скважины-ГСС-ДКС» в неизотермической многофазной постановке.
- Автоподбор диаметров регулирующих устройств за счет использования в расчете потокораспределения матрегуляторов.

Метод использования программного модуля заключается в его запуске на исполнение с указанием ему следующих параметров:

- наименование входного файла;
- наименование результирующего файла;
- наименование флаг-файла для идентификации успешного окончания расчета.

Расчет потерь давления в трубах и скважинах осуществляется с помощью методики расчета потерь давления в основе которой лежат модифицированные методики Беггза и Брилла, Мукерджи и Брилла, Хагедорна и Брауна, Грея, Дарси и Вейсбаха, Хасана и Кабира.

Продуктивность. При разработке газовых и газоконденсатных месторождений наиболее часто применяется промысловая модификация уравнения притока, в зарубежной практике обозначаемая как уравнение форхгеймера:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = aQ_g + bQ_g^2,$$

где  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления;

$P_{пл}$  и  $P_{заб}$  – пластовое и забойное давления соответственно;

$Q_g$  – дебит газа.

Таким образом, продуктивность для газовых и газоконденсатных месторождений задается в виде коэффициентов фильтрационного сопротивления  $a$  и  $b$ .

### Тестовые примеры

Требования к базовой версии ядра САУП, реализующей расчет потокораспределения в системе «пласт-скважины-ГСС-ДКС» в стационарной неизотермической двухфазной постановке (газ-вода), предъявлялись следующие:

- допустимая относительная погрешность расчёта давления и температуры в сравнении с аналогами (GAP, либо PipeSim, либо ECLIPSE 300 + опции) – не более 5% (интегральная погрешность по произвольной выборке 10-ти и более расчётных режимов в допустимом диапазоне);
- вычислительная скорость в пересчёте на один элемент модели (скважина, трубопровод, штуцер и т.п.) – не более 30 мс/элемент;

- вычислительная надежность (вероятность получения решения для любых конфигураций ГСС и параметров элементов) – не менее 98%.

Для проверки работоспособности разработанного ядра САУП были разработаны следующие требования к тестовым примерам:

1. входной файл данных в формате САУП, описывающий параметры модели малого газового промысла (20-30 звеньев и узлов, только сухой газ) и включающий различные сценарии управления расчётом технологического режима;
2. входной файл данных в формате САУП, описывающий параметры модели малого газового промысла (20-30 звеньев и узлов, газ+вода) и включающий различные сценарии управления расчётом технологического режима;
3. входной файл данных в формате САУП, описывающий параметры модели среднего газового промысла (200-300 звеньев и узлов, газ+вода) и включающий различные сценарии управления расчётом технологического режима.

Таким образом, для подтверждения функционала базовой версии ядра САУП были сформированы три тестовых примера, отличающиеся размерами и сложностью:

Пример №1:

- 8 скважин (5 кустов);
- число звеньев – 22, число узлов – 23;
- только газ (без воды);
- система добычи включает компрессор.

Пример №2:

- 10 скважин (4 куста);
- число звеньев – 59, число узлов – 60;
- газ + вода;
- неизотермический расчёт.

Пример №3:

- 60 скважин (22 куста);
- Число звеньев – 347, число узлов – 348;
- газ + вода;
- 10 сценариев управления техрежимом.

Для **тестового примера №1** («сухой газ») в качестве эталона была принята синтетическая модель, созданная в ECLIPSE с использованием опции Network (рис. 5.22). Параметры наземной сети сбора (длины и диаметры шлейфов) также

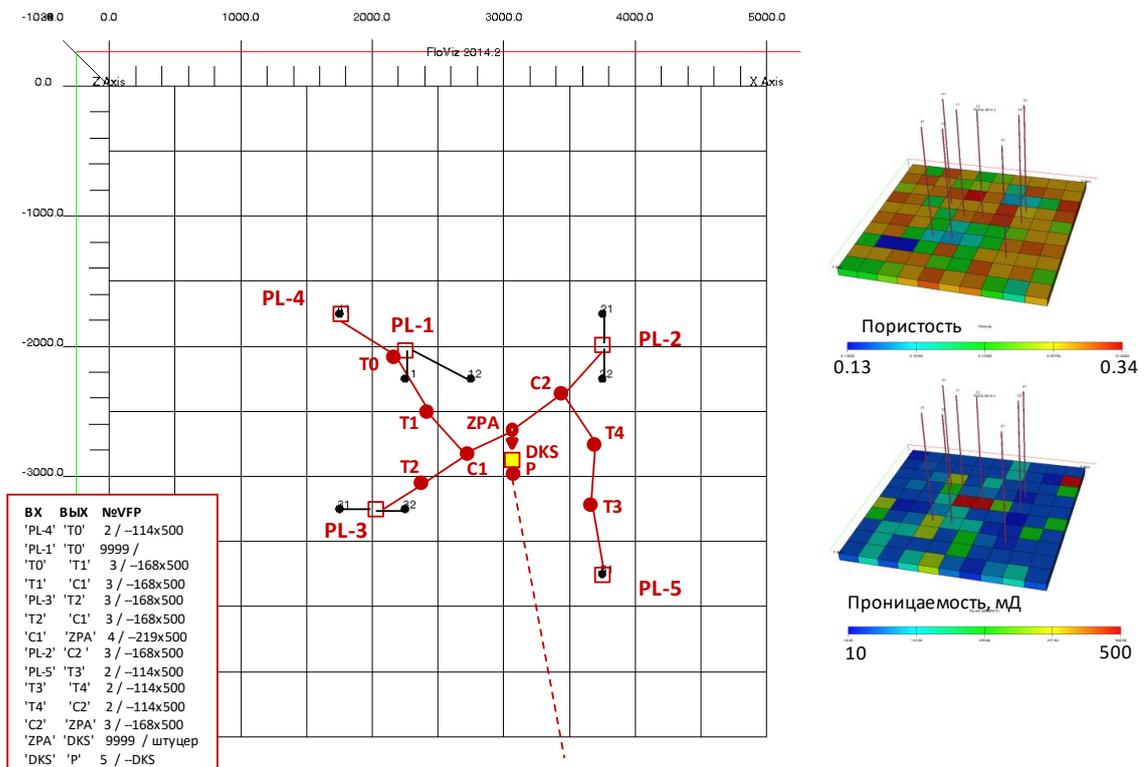


Рисунок 5.22 – Эталонная модель для тестового примера №1

приведены на рисунке.

Параметры модели ECLIPSE:

- размеры области – 5×5 км;
- размерность  $i \times j \times k$  – 10×10×1;
- глубина залежи – 1020 м;
- толщина залежи – 10 м;
- $P_{пл}=100$  бар,  $T_{пл}=30^\circ\text{C}$ ;

- коэффициент газонасыщенности – 1.0;
- запасы газа – 5.67 млрд.м<sup>3</sup>;
- 8 скважин (5 кустов),  $D_{\text{НКТ}}$  – 114мм;
- 22 звена (скважины + мат.регуляторы + гсс + компрессор), 23 узла.

Для описания потерь давления в скважинах и ГСС созданы VFP-таблицы – упрощенный аналог МФТ (для всех скважин – одна таблица на рис. 5.23, для труб ГСС – три таблицы для труб диаметров 114, 168 и 219 мм и длиной 500 м на рис.5.24).

Для описания компрессора была подготовлена специальная VFP-таблица (рис. 5.25) со следующими параметрами:

- расчёт по формуле «ТюменНИИГипрогаз»;
- $T_{\text{ВХ}}$  ДКС –12°С;
- плотность газа в стандартных условиях – 0.76 кг/м<sup>3</sup>
- расход газа – до 3 млн.м<sup>3</sup>/сут;
- давление на выходе – до 20.0 МПа;

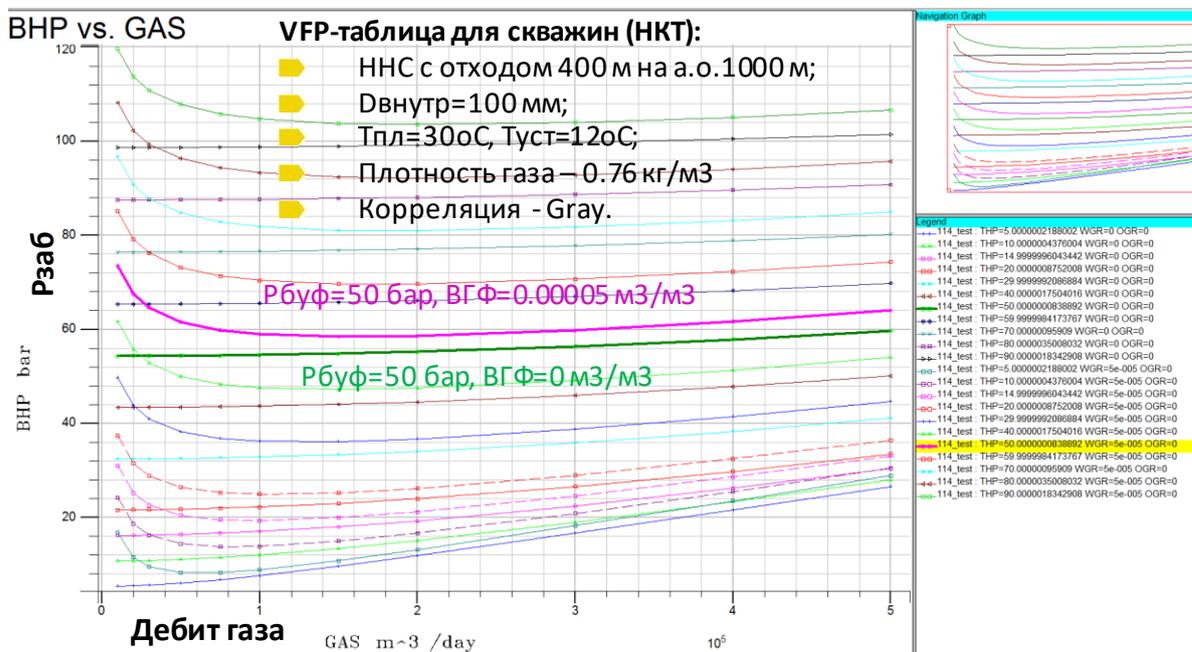


Рисунок 5.23 – VFP-таблица для скважин

- обороты от 80% до 120% (6 уровней).

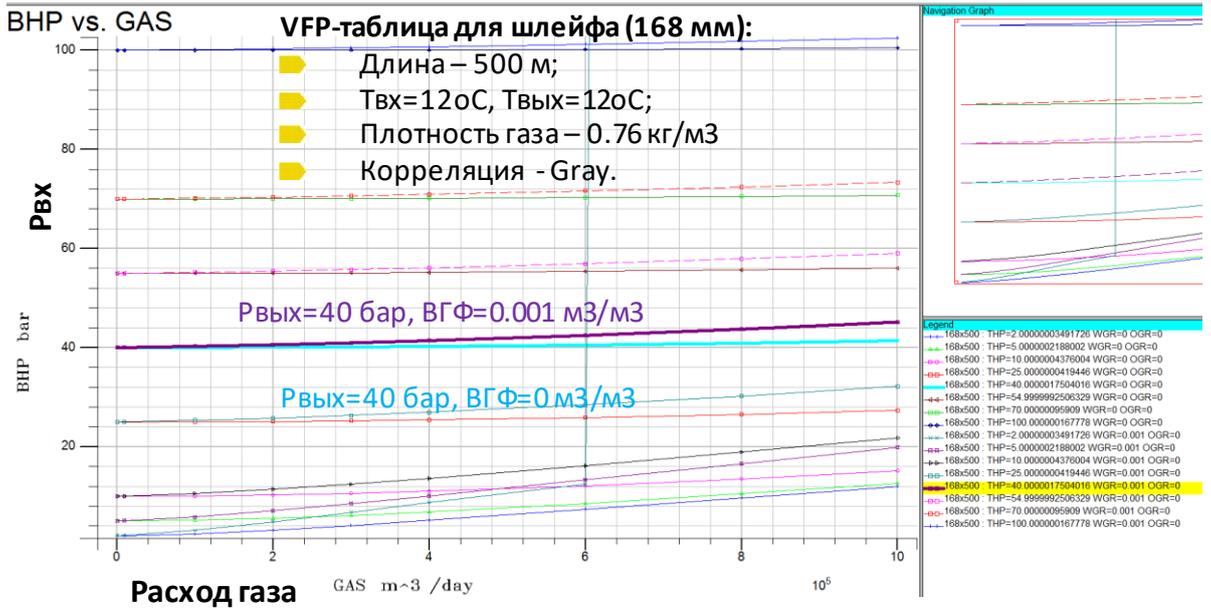


Рисунок 5.24 – VFP-таблица для элементов ГСС

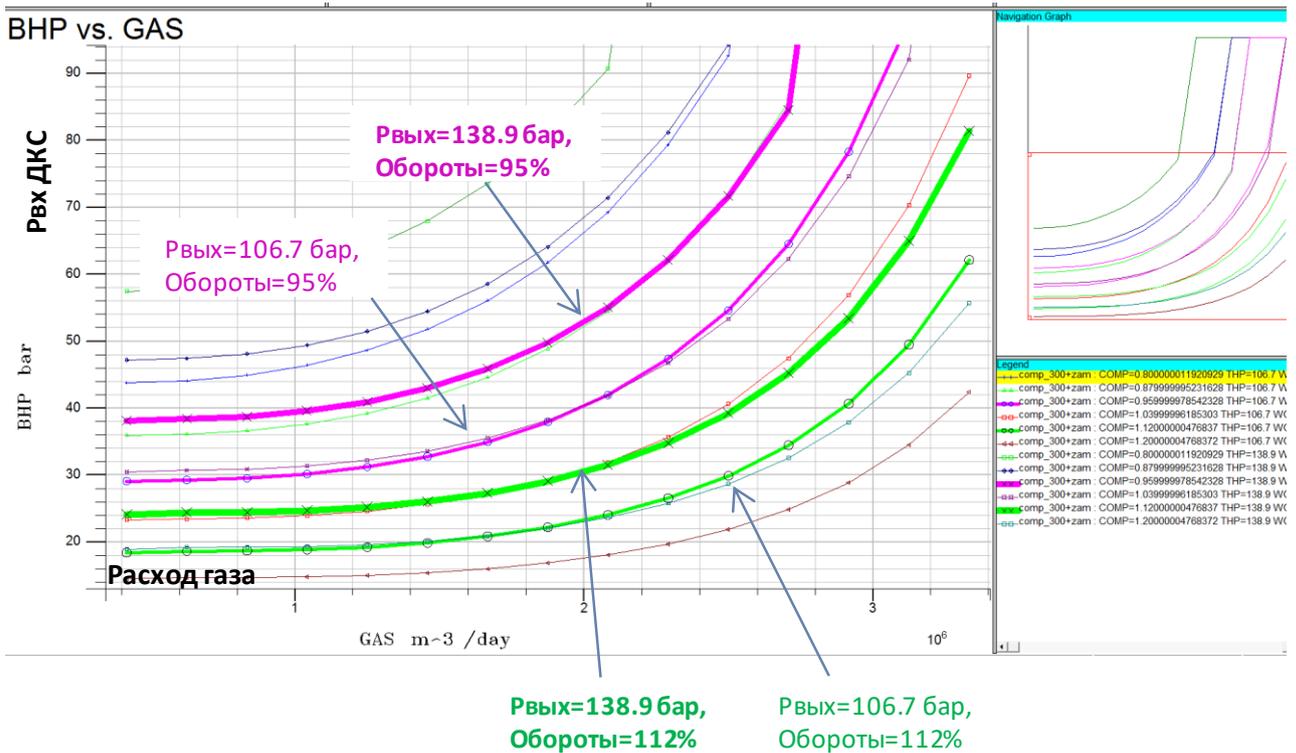


Рисунок 5.25 – VFP-таблица компрессора

На подготовленной модели в формате ECLIPSE + Network был проведён прогнозный расчёт со следующими ограничениями:

- целевая добыча газа – 1600 тыс.м<sup>3</sup>/сут;
- давление на выходе ДКС – 13.9 МПа;
- ограничение депрессии скв.12 – 0.15 МПа.
- расчётный период – 12 лет.

Результаты расчётов показаны на рис. 5.26 – 5.28.

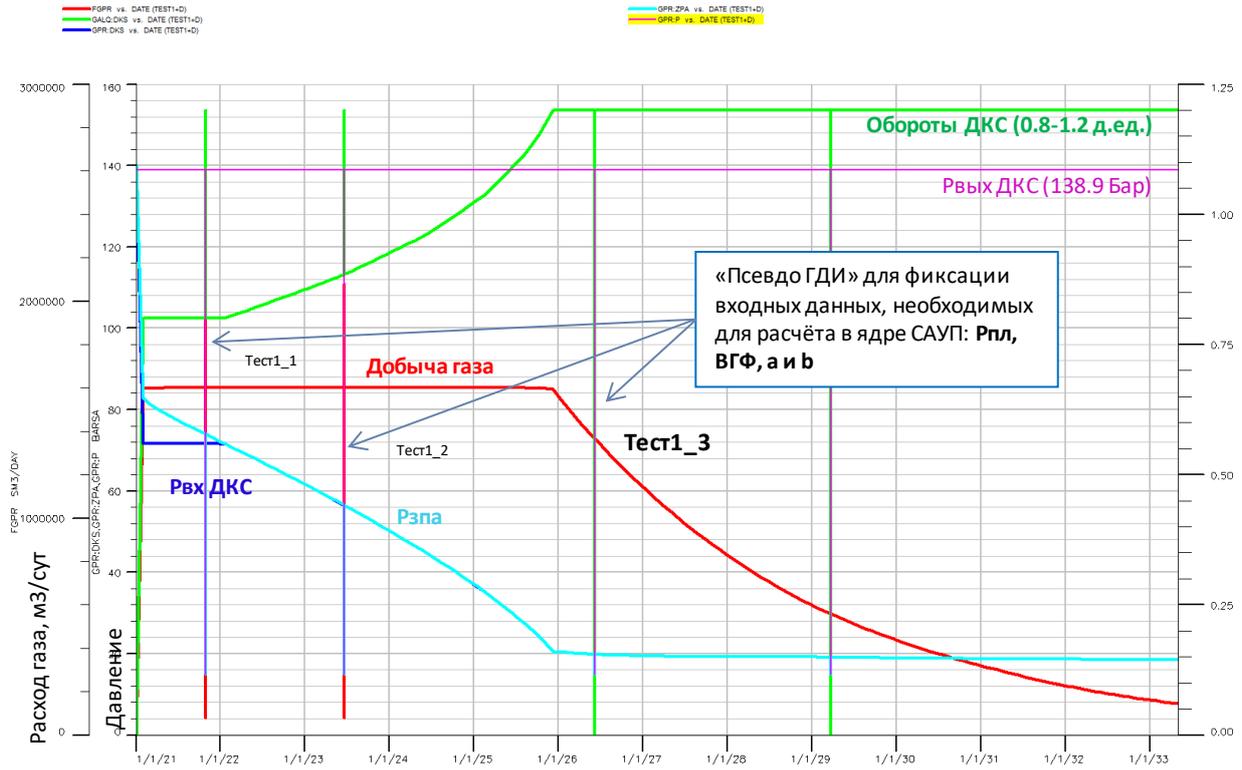


Рисунок 5.26 – Профиль добычи газа, давление на входе в ДКС

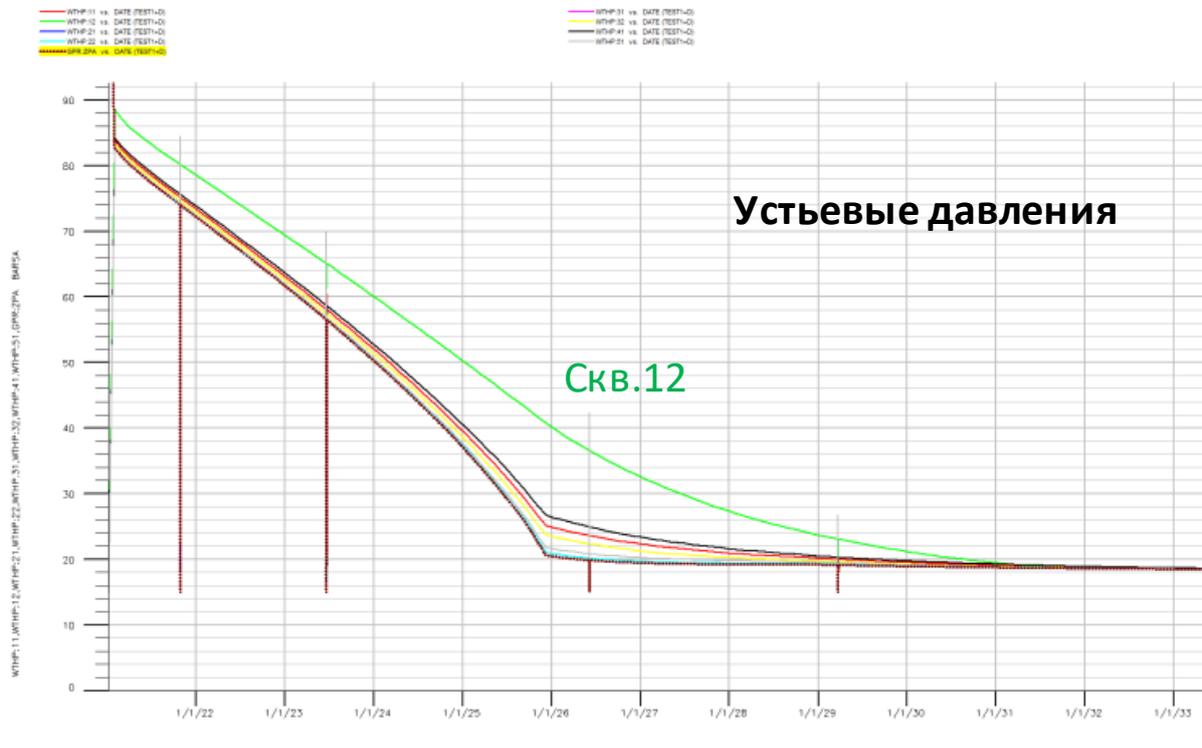


Рисунок 5.27 – Устьевые давления

Как видно из рис. 5.26, для сопоставительных расчётов было выбрано три характерных режима. Перед каждым режимом на ECLIPSE смоделированы

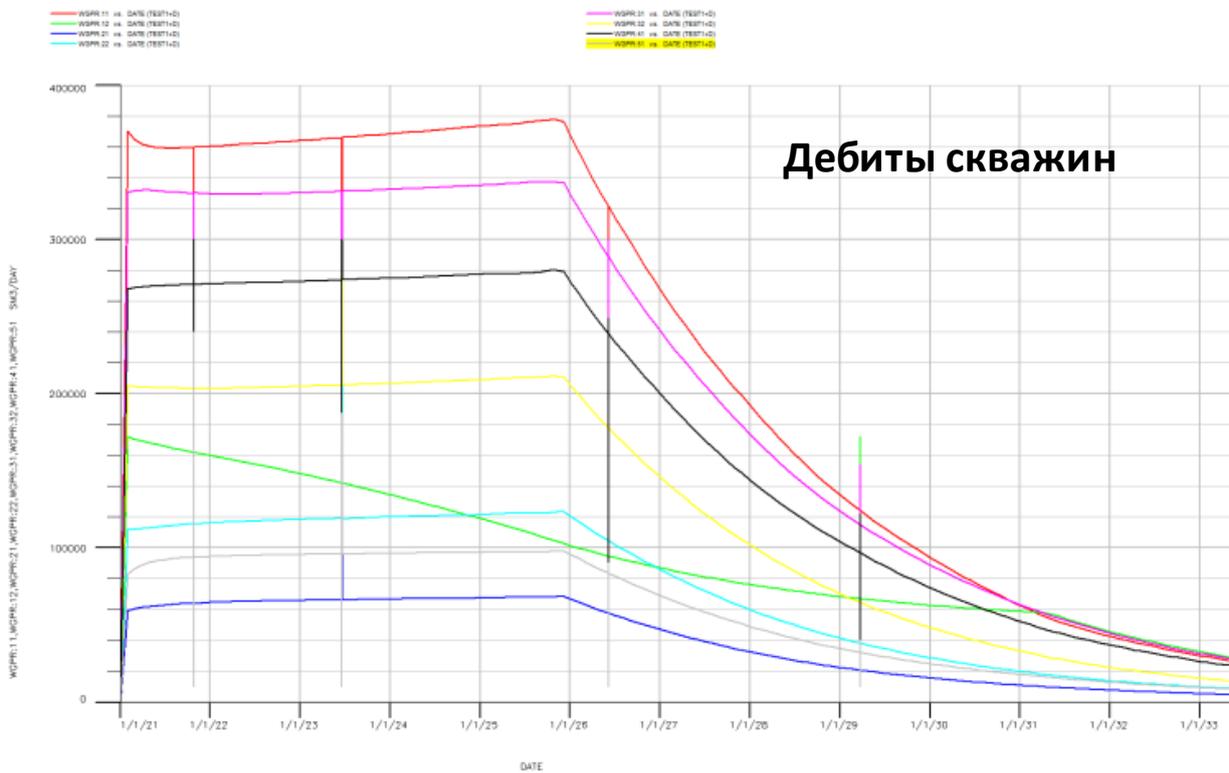


Рисунок 5.28 – Дебиты скважин

«псевдо ГДИ», которые обработаны с целью получения фильтрационных коэффициентов  $a$  и  $b$ , характеризующих продуктивность скважин. Далее из ECLIPSE в ядро САУП были переданы следующие параметры:

- параметры скважин и ГСС (длины, диаметры);
- продуктивность скважин (коэффициенты  $a$  и  $b$ );
- текущее  $P_{пл}$  (давление в ячейках со скважинами) на момент тестового режима.

Пример исходных данных, переданных в САУП, приведены в табл. 5.4.

Таблица 5.4 – Исходные данные для ядра САУП

ТЕСТ 1_3	11	12	21	22	31	32	41	51
$a$ , МПа <sup>2</sup> /м <sup>3</sup>	8,58E-06	8,58E-06	0,0002148	8,59E-05	1,23E-05	2,86E-05	1,72E-05	0,000143
$b$ , МПа <sup>2</sup> /(м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	4,34E-11	4,34E-11	1,075E-09	4,32E-10	6,2E-11	1,44E-10	8,68E-11	7,19E-10
$P_{пл}$ , МПа	3,966431	4,083806	4,5491486	4,313185	4,016396	4,007154	4,167976	4,704044
WGR, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0
Огр.депрес., МПа	нет	<b>0,15</b>	нет	нет	нет	нет	нет	нет

Таблица 5.5 – Результаты расчетов в ядре САУП

№ скв.	Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			Устьевое давление, МПа		
	ECLIPSE	САУП	Невязка, %	ECLIPSE	САУП	Невязка, %
21	58	60	4.10	2.02	2.01	-0.60
51	84	87	4.09	2.09	2.07	-0.87
22	105	107	2.36	2.02	2.01	-0.60
32	178	181	1.85	2.24	2.22	-0.87
31	289	291	0.79	2.24	2.22	-0.87
12	95	95	0.00	3.65	3.65	0.00
41	239	235	-1.56	2.50	2.51	0.54
11	321	315	-2.00	2.36	2.37	0.25
		<b>среднее</b>	<b>1.20</b>		<b>среднее</b>	<b>-0.38</b>

Параметры	ECLIPSE	САУП	Невязка, %
Суммарная добыча газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	1367	1371	0.29
Давление на ЗПА, МПа	1.99	2.01	1.38
Давление на входе в ДКС, МПа	1.99	2.01	1.38
Обороты ДКС, д.ед.	1.20	1.20	0.00
Давление на выходе из ДКС, МПа	13.89	13.89	0.00

Пример результатов расчётов в ядре САУП показан в табл. 5.5 и на рис. 5.29. Визуализация тестового примера №1 в среде ядра САУП показана на рис.

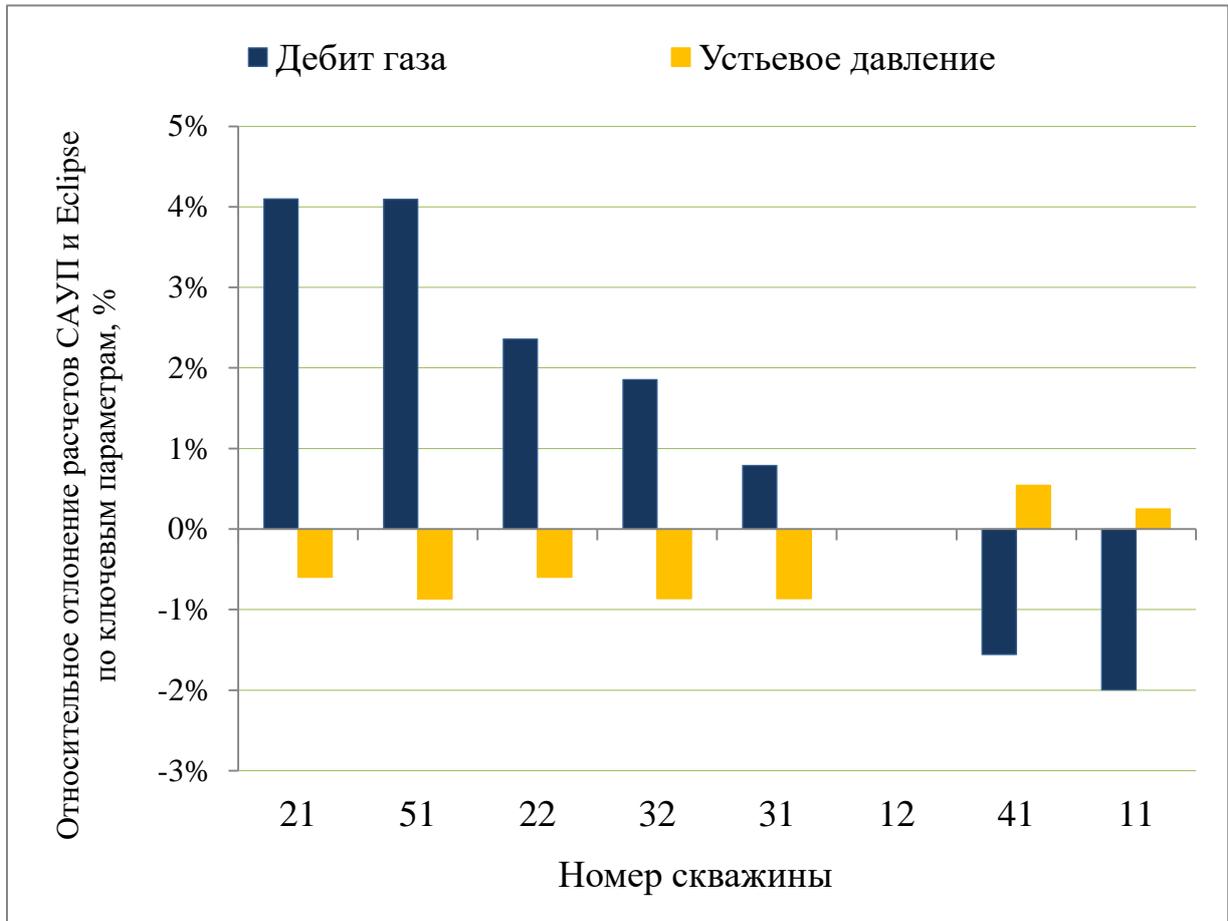


Рисунок 5.29 – Относительное отклонение результатов ECLIPSE-САУП (пример №1)

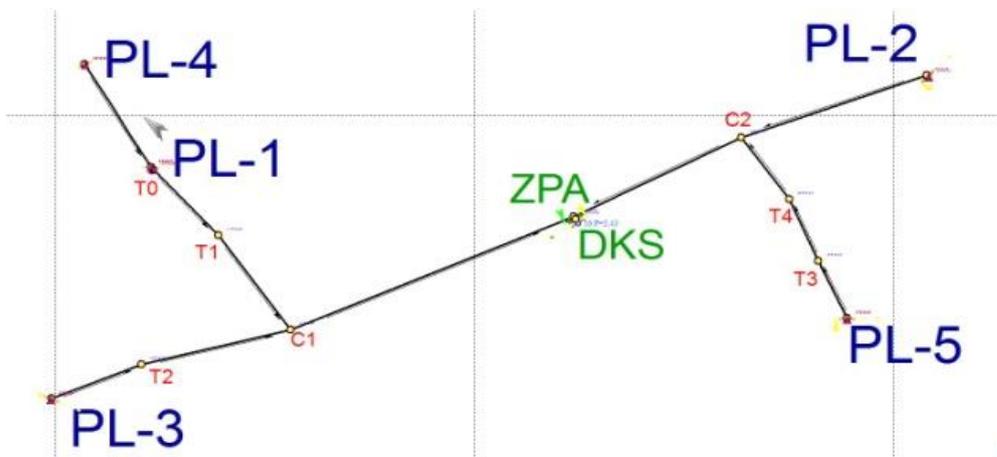


Рисунок 5.30 – Тестовый пример №1 в интерфейсе ядра САУП

5.30.

Рассмотрим **тестовый пример №2 («газ+вода»)**. На рис. 5.31 представлена топология модели в PipeSim.

Для тестового примера №2 в качестве эталона принята модель ГСК №3 Берегового м/р, реализованная в ПО Pipesim:

- размеры области – 5x8 км;
- 10 скважин (4 куста), НКТ 114 мм;
- 59 звеньев (скважины + штуцера + ГСС), 60 узлов;
- $T_{\text{окр.ср}} = +8\text{оС}$ .

Пример исходных данных, переданных в САУП, приведен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Исходные данные для ядра САУП для ГСК №3

Скважина	Рпл	a	b	ВГФ	Дшт
	бара	бар <sup>2</sup> /тыс.м <sup>3</sup> /сут	(бар <sup>2</sup> /тыс.м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>	г/м <sup>3</sup>	мм
81	69.6	0.928337	0.000000	0.09	70
82	69.2	0.351454	0.000054	0.06	70
91	69.0	0.193765	0.000331	0.05	70
92	68.9	0.217978	0.000311	0.07	70
101	68.1	0.366602	0.000101	0.17	70
102	68.8	0.364470	0.000253	0.09	70
103	69.2	0.000000	0.001405	0.08	70
111	67.7	0.740524	0.000532	0.16	60
112	67.1	1.586973	0.000541	0.19	29
113	64.8	0.688429	0.001523	0.29	22

Для сопоставительных расчётов из Pipesim в ядро САУП были переданы

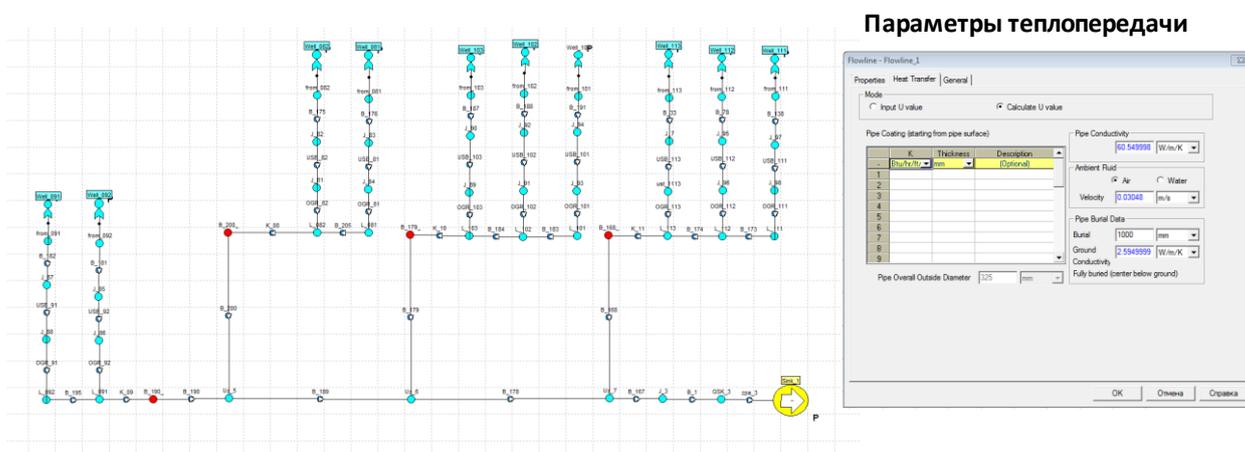


Рисунок 5.31 – Тестовый пример №2 в интерфейсе PipeSim

следующие параметры:

- параметры скважин и ГСС (длины, диаметры, типы корреляций, параметры теплообмена и настроечные параметры);
- продуктивность скважин (коэффициенты  $a$  и  $b$ );
- $P_{пл}$ ,  $T_{пл}$ , ВГФ.

Пример результатов расчётов в ядре САУП показан в таблице 5.7 и на рисунке 5.32. Визуализация тестового примера №2 в среде ядра САУП показана на рис. 5.33.

Таблица 5.7 – Результаты расчетов в ядре САУП для ГСК №3

№ скв.	Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			Устьевое давление, МПа			Устьевая температура, °С		
	Pipesim	САУП	Невязка, %	Pipesim	САУП	Невязка, %	Pipesim	САУП	Невязка, %
81	502	487	-3.02	5.61	5.49	0.30	15.91	16.80	-2.44
82	570	277	-2.29	5.64	5.47	1.73	15.88	15.30	-7.55
91	538	558	-2.16	5.50	5.46	0.29	16.98	16.71	-4.46
92	511	201	-1.82	5.49	5.79	1.07	16.89	16.40	4.66
101	470	532	-1.11	5.54	5.41	1.04	16.92	15.90	-5.41
102	511	514	0.78	5.56	5.41	-0.26	15.96	19.30	4.49
103	510	521	2.00	5.53	5.24	-1.41	17.34	15.97	-5.33
111	529	481	2.38	5.22	5.42	-0.83	16.51	18.20	2.42
112	283	530	3.73	5.56	5.38	-1.18	13.20	18.21	4.24
113	205	552	4.28	5.72	5.01	-0.94	15.23	17.10	1.36
	<b>среднее</b>		<b>0.28</b>	<b>среднее</b>		<b>-0.02</b>	<b>среднее</b>		<b>-0.80</b>

Параметры	Pipesim	САУП	Невязка, %
Суммарная добыча газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	4630	4653	0.51
Давление на ЗПА, МПа	4.59	4.48	-2.32
Температура на ЗПА, оС	10.62	11.09	4.44

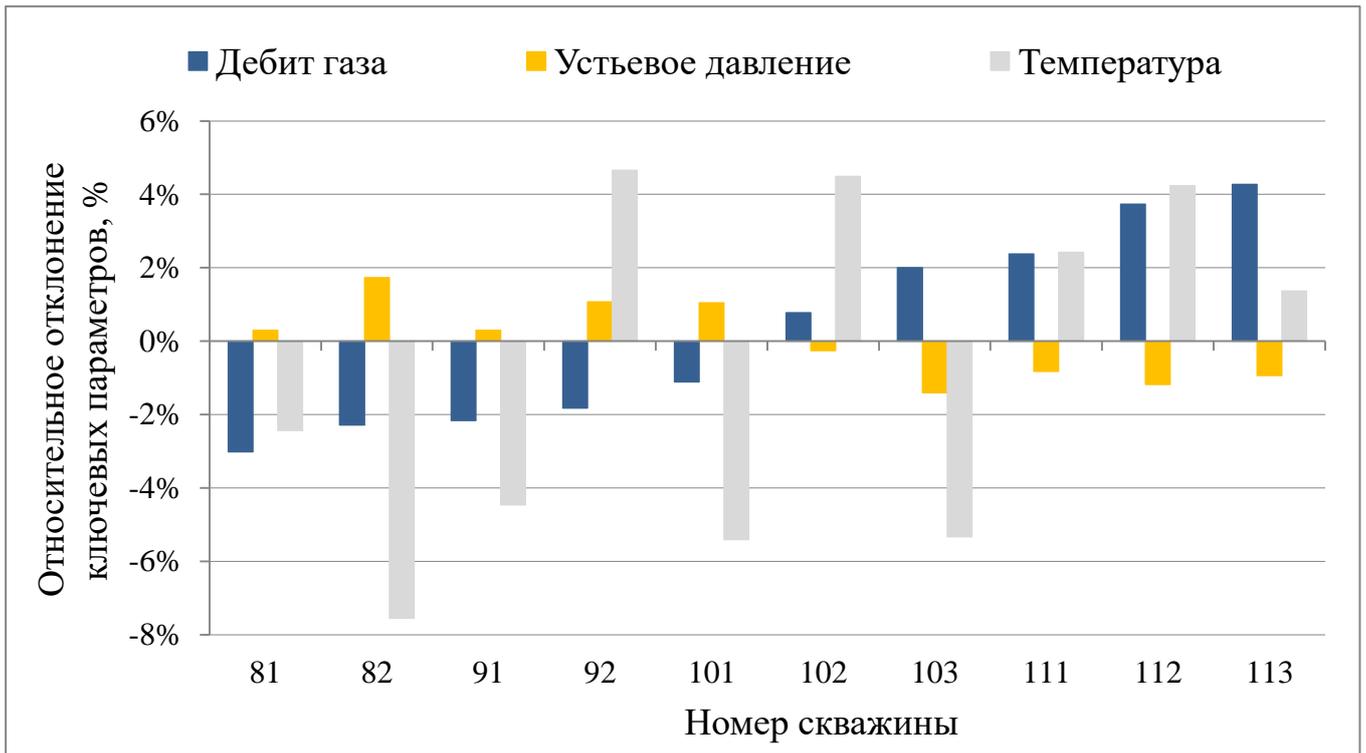


Рисунок 5.32 – Относительное отклонение результатов ECLIPSE-САУП (пример №2)

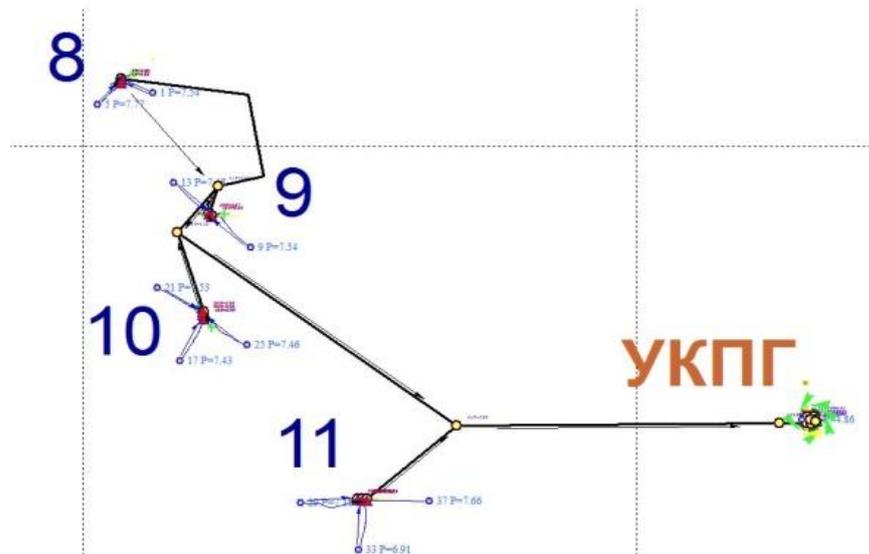


Рисунок 5.33 – Тестовый пример №2 в интерфейсе ядра САУП

Для тестового примера №3 («газ+вода», «крупная модель») в качестве эталона была принята синтетическая модель в формате ECLIPSE + Network, собранная на базе ГДМ Берегового м/р (сеноман) версии 2017 г. (рис. 5.34).

Параметры модели ECLIPSE:

- размеры области – 30×40 км;
- размерность  $i \times j \times k$  – 209×262×65;
- глубина залежи (ГВК) – 1221 м;
- $P_{\text{пл.нач}}=12.3$  МПа,  $T_{\text{пл}}=32^\circ\text{C}$ ;
- начальные запасы газа – 210 млрд.м<sup>3</sup>;
- 60 скважин (22 куста), НКТ 114 мм;
- 347 звеньев (скважины + мат.регуляторы + штуцера + ГСС), 348 узлов.

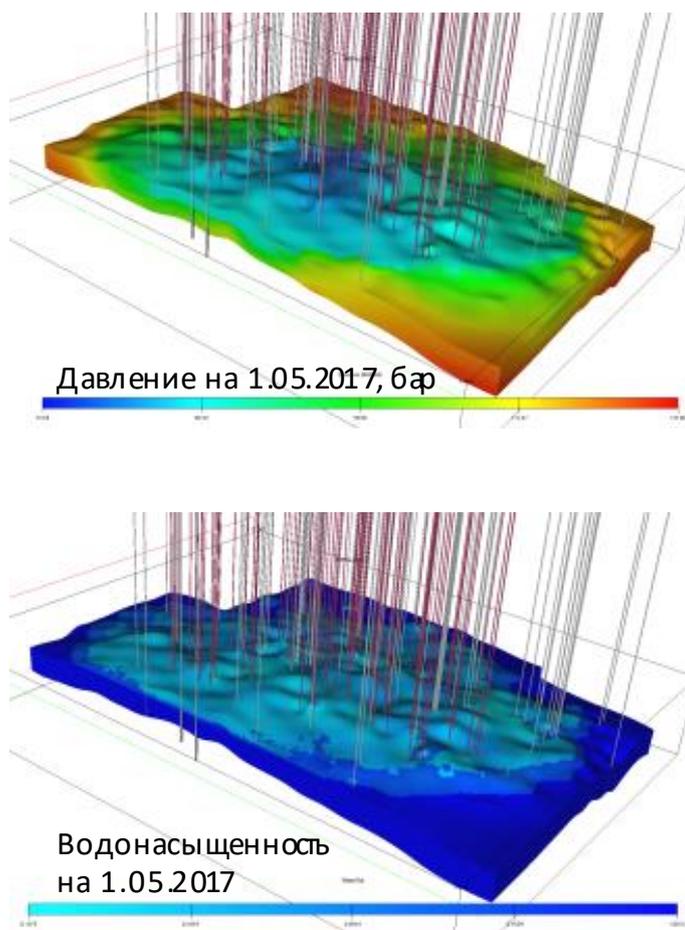


Рисунок 5.34 – Эталонная модель для тестового примера №3

Тестовый пример №3 в формате ядра САУП создан на базе разработанного на этапе 3 НИОКР цифрового двойника промысла Берегового месторождения с исключением кустов и скважин, которых не было по состоянию на 2017 г, а также кустов ПК19-20. (рис. 5.35).

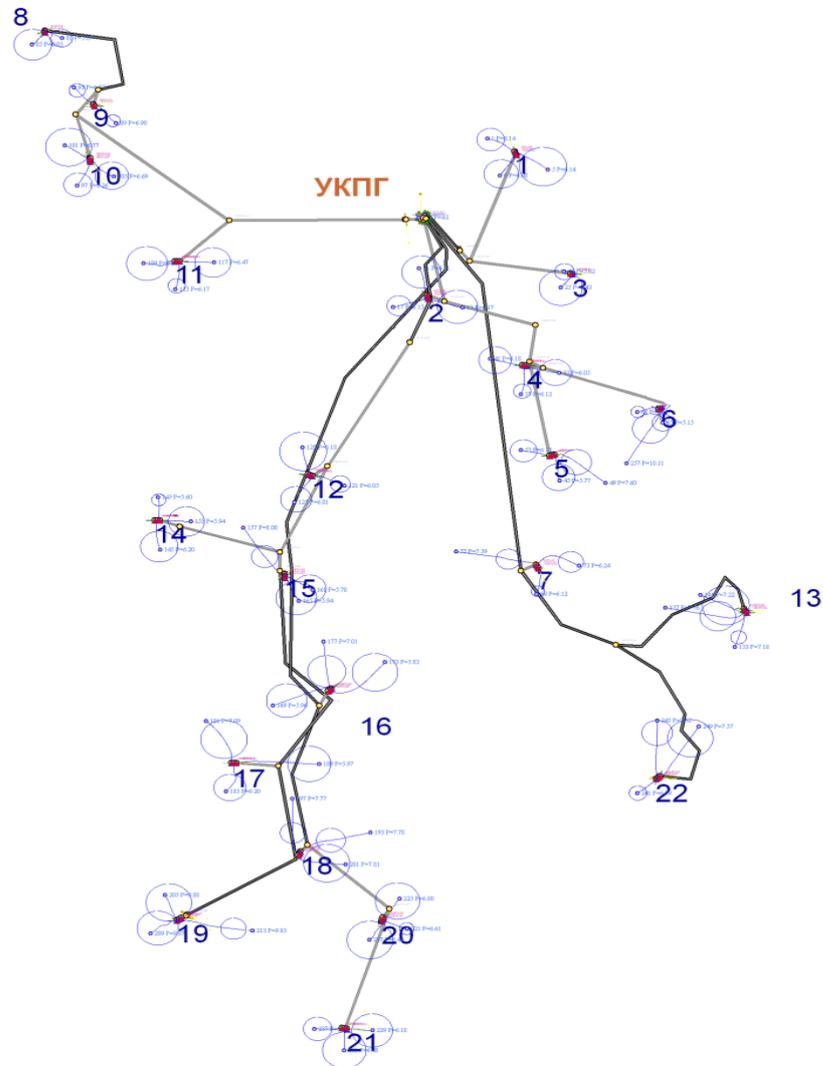


Рисунок 5.35 – Тестовый пример №3 в интерфейсе ядра САУП

Далее для проведения расчётов в ECLIPSE в формате ядра САУП были выгружены:

- многопараметрические таблицы (формата МФТ) потерь давления и температуры для скважин, штуцеров, ГСС были конвертированы в формат VFP, рис. 5.36;
- структура подключений скважин, штуцеров, сети сбора газа.

Перечисленные параметры загружены в модель ECLIPSE. По аналогии с тестовым примером №1 смоделированы «псевдо ГДИ», которые обработаны с целью получения фильтрационных коэффициентов –  $a$  и  $b$ , характеризующих продуктивность скважин. Далее из ECLIPSE в ядро САУП были переданы следующие параметры:

- Продуктивность скважин (коэффициенты  $a$  и  $b$ );
- $P_{пл}$ , ВГФ скважин по состоянию на 1 мая 2017 г.

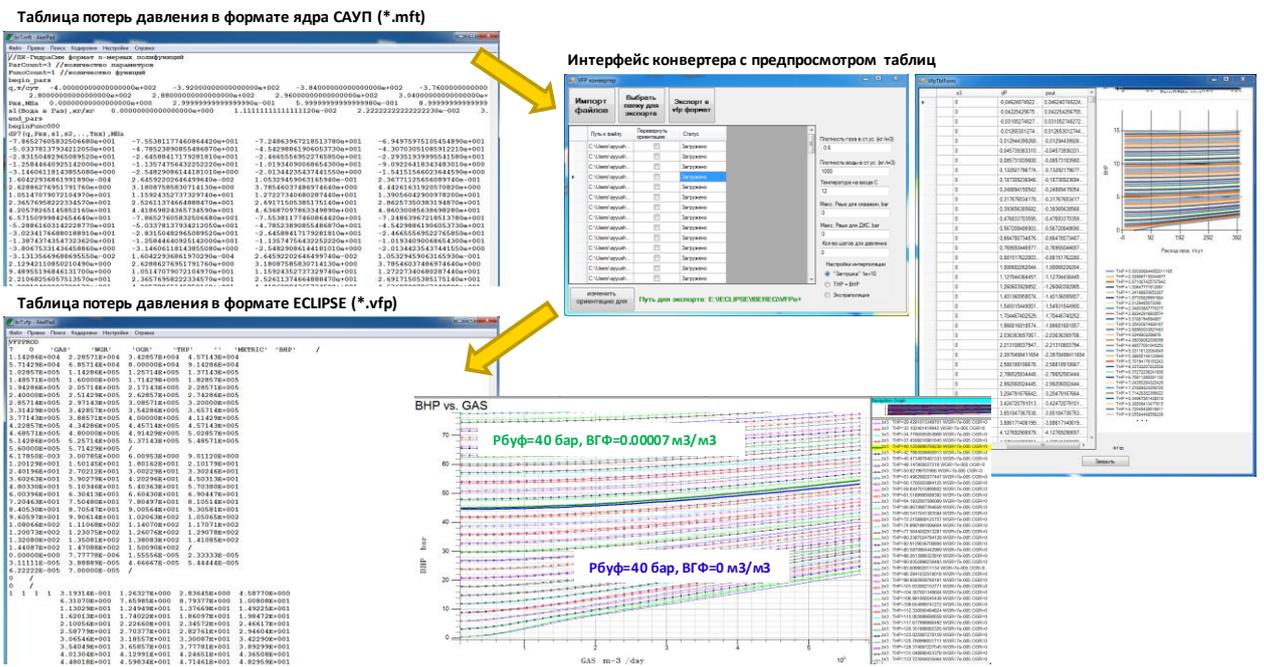


Рисунок 5.36 – Схема выгрузки и конвертирования VFP-таблиц из формата

Далее с использованием моделей ECLIPSE и моделей САУП проведены сопоставительные расчёты более 10-ти сценариев управления технологическим режимом с различными целевыми параметрами и ограничениями. Изменялись ограничения целевого суммарного расхода газа, давление на ЗПА, ограничения дебитов и депрессий для скважин. Пример результатов сравнения показан в таблице 5.8 и на рисунке 5.37.

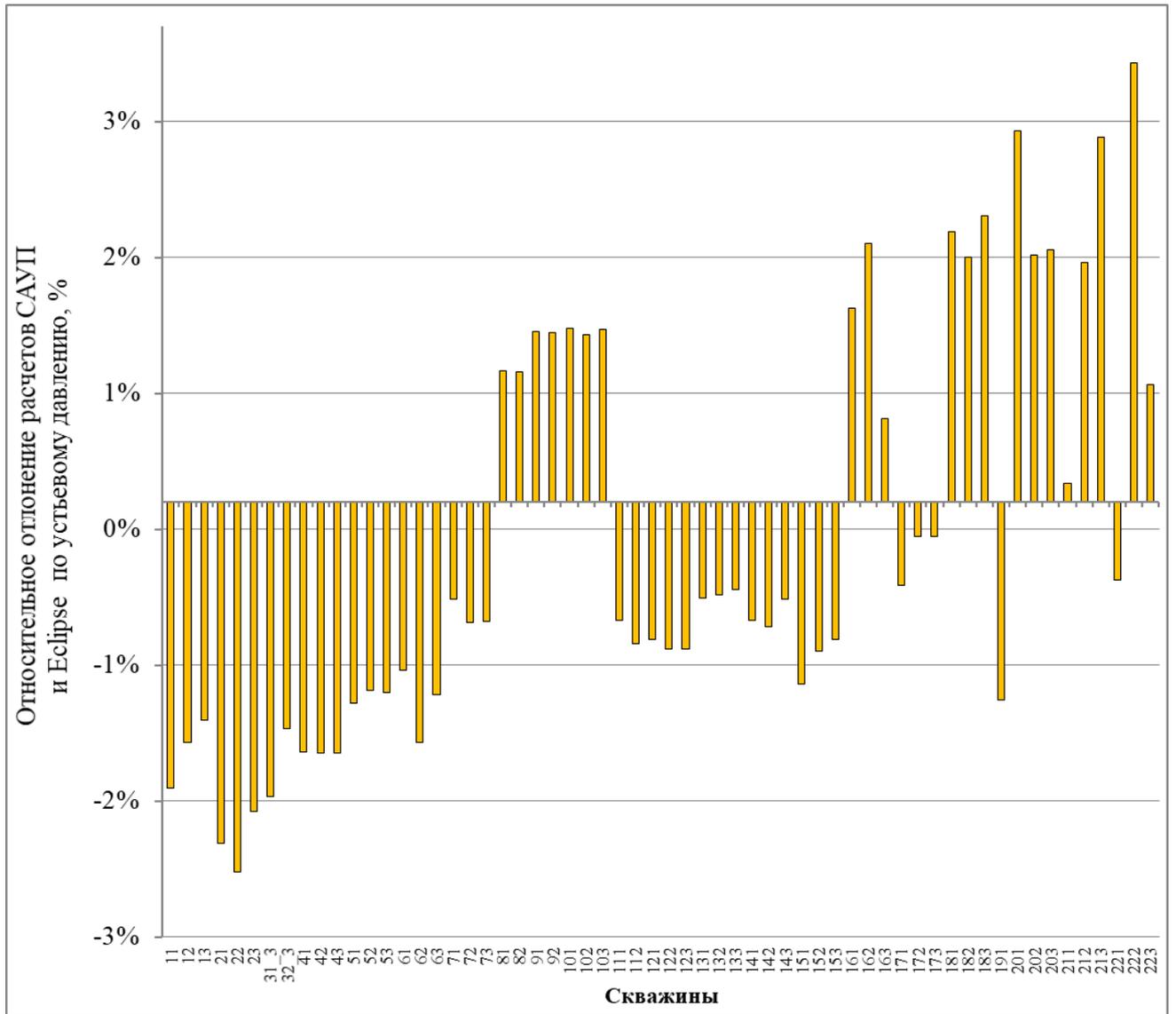


Рисунок 5.37 – Относительное отклонение результатов ECLIPSE-САУП (пример №3)

Скорость расчета САУП 20,17 мс/элемент.

Таблица 5.8 – Результаты сравнения ядра САУП и Eclipse для тестового примера №3

Параметры	ECLIPSE	САУП	Невязка, %
Суммарная добыча газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	20000	19981	-0.09
Давление на ЗПА, МПа	6.82	6.61	-4.57

## Тестирование базовой версии ядра САУП на примере цифрового двойника промысла Берегового месторождения

Для создания цифрового двойника Берегового месторождения была сформирована единая интегрированная модель, включающая в себя модель скважин и наземной сети сбора. Для актуализации модели была собрана и подготовлена следующая информация:

- инклинометрия скважин;
- участки перфорации по каждой скважине;
- газодинамические исследования скважин;
- длины и диаметры НКТ;
- диаметры обсадных колон;
- диаметры установленных штуцеров;
- длины и диаметры труб системы сбора газа.

В гидродинамической модели 14900 активных ячейках. Действующий фонд скважин – 78 ед. Модель разрабатывалась с учетом фактических коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $a$  и  $b$  по каждой скважине. В модели так же учтены пластовые давления, температура и глубины подошвы и кровли пласта.

Модель скважин учитывает фактические данные конструкции, термоградиент вдоль ствола скважин и модель флюида. В результате было создано 78 моделей скважин фактического фонда. В модели учитывались только эксплуатирующийся и остановленные скважины по состоянию на июль 2020 года. Бездействующий фонд и скважины в стадии строительства в модели не учитывались.

Модели наземной части и сети сбора учитывали данные по фактическим диаметрам штуцеров, длинам и диаметрам труб и точки соединения трубопроводов согласно утвержденной технологической схемы системы сбора газа и конденсата Берегового нефтегазоконденсатного месторождения. В результате интегрированная модель Берегового месторождения содержит в модели 363 звена, 345 узлов, 70 задвижек/штуцеров, 121 трубопровод.

На основании вышеперечисленной информации была сформирована единая интегрированная модель (цифровой двойник) Берегового месторождения (рис. 5.38–5.40) адаптированная на июль 2020 г.

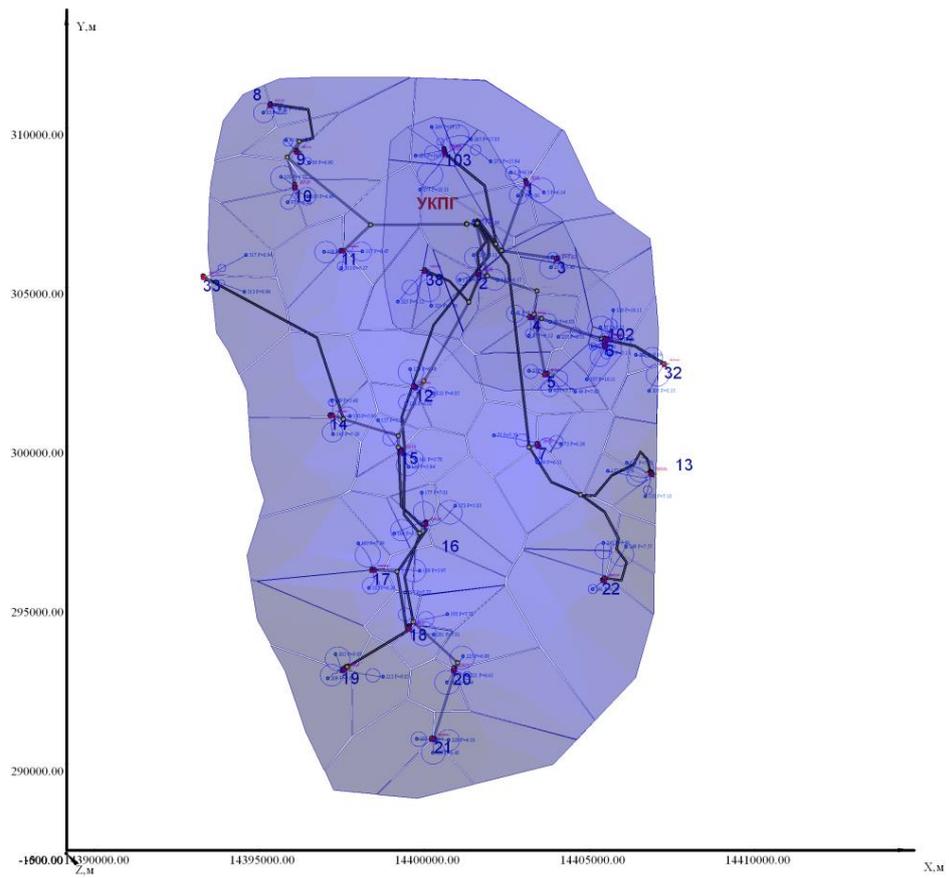


Рисунок 5.38 – Цифровой двойник Берегового месторождения

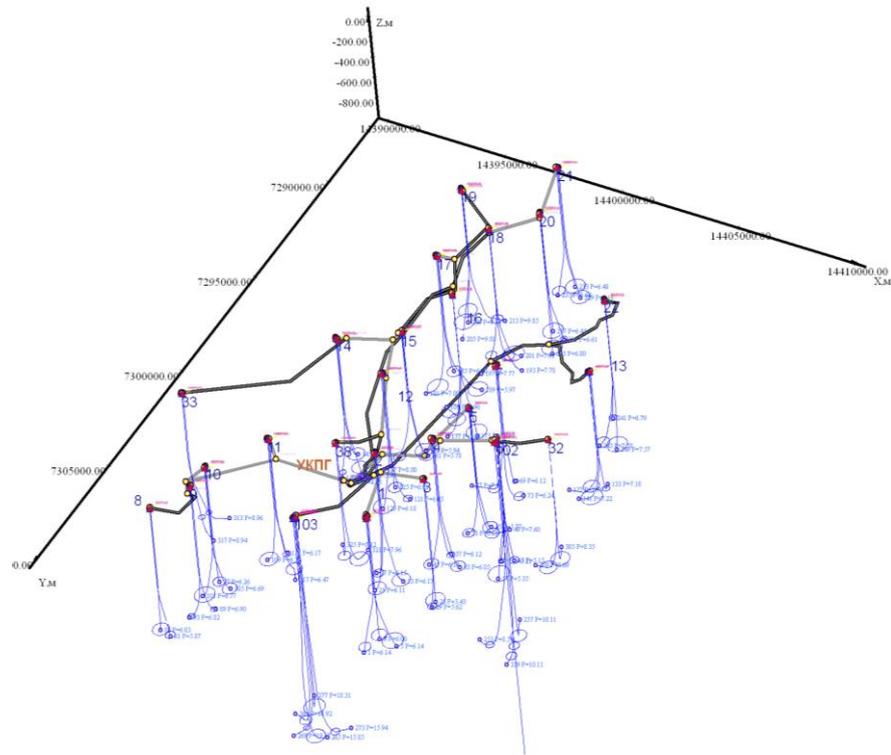


Рисунок 5.39 – Цифровой двойник Берегового месторождения

(DTC) (continued)

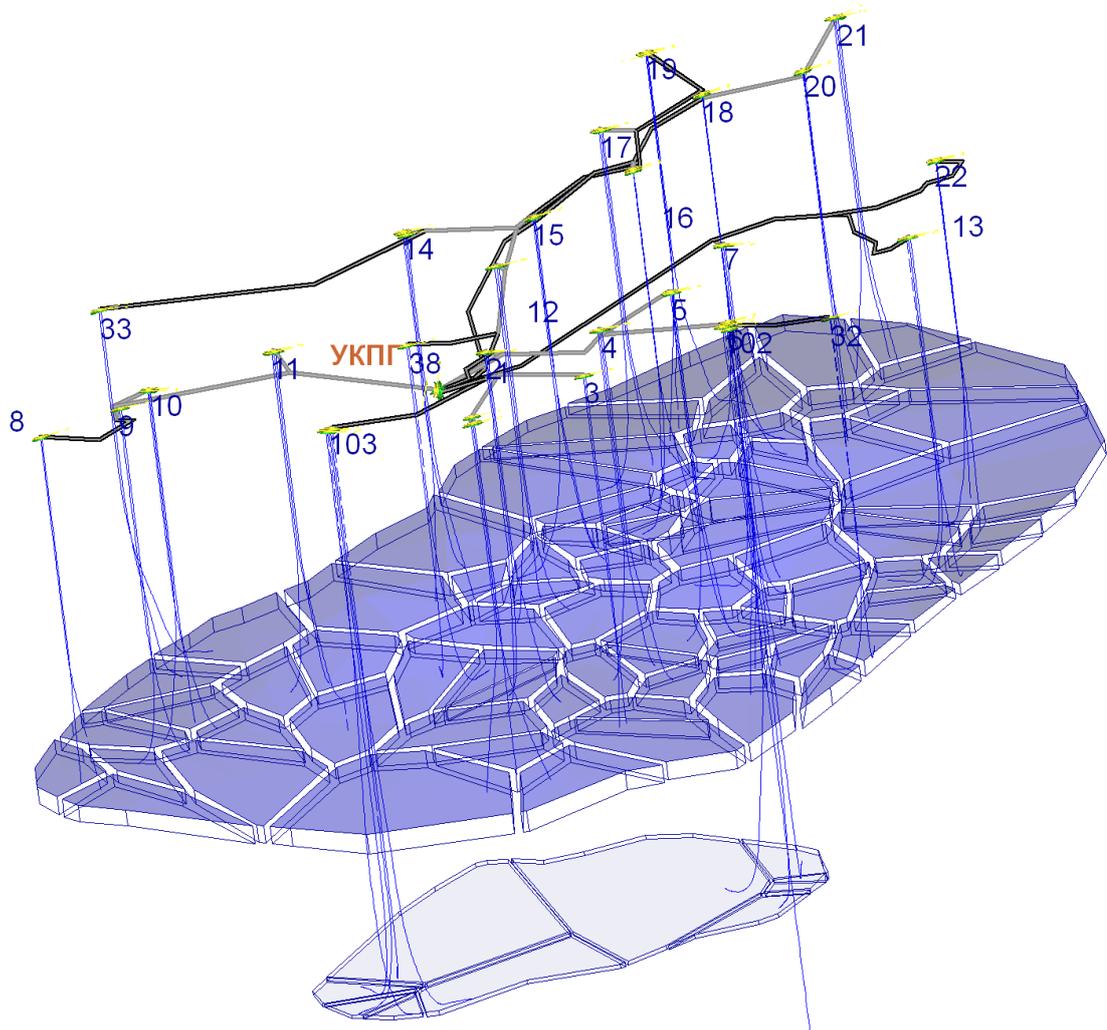


Рисунок 5.40 – Цифровой двойник Берегового месторождения 3D изображение

Для тестирования цифрового двойника Берегового месторождения с использованием реальных промысловых данных, была организована выгрузка БД АСУ ТП промысла. Выгруженные БД, за необходимый период, требовалось распаковать. Стандартные средства Microsoft не могли обеспечить выполнение данной задачи.

Для выгрузки данных из БД, была создана виртуальная с предустановленной SCADA WinCC на базе MS Windows Server 2003 и сервером базы данных MS SQL Server 2005. БД с Берегового месторождения были подключены к серверу MS SQL.

Для выгрузки данных с сервера и конвертации тегов в формат САУП был разработан выгрузчик данных WinCC Loader (рис.5.41).

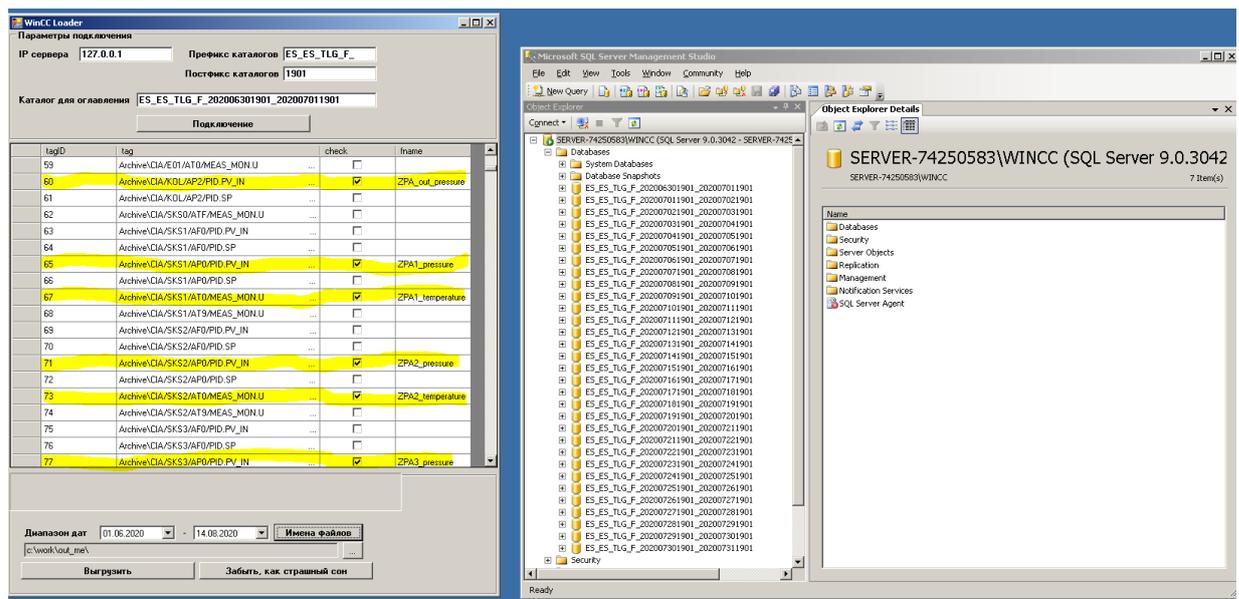


Рисунок 5.41 – Подключение к БД с помощью разработанного выгрузчика WinCC Loader

При выгрузке данных возможно выбирать теги и присваивать имена файлам с выгруженными данными по тегам. В результате выгрузки автоматически генерируются файлы с нужными именами файлов и данными из БД (рис. 5.42).

Выгружаемые файлы содержат информацию о дате, времени и данных телеметрии (рис. 5.43-5.43а).

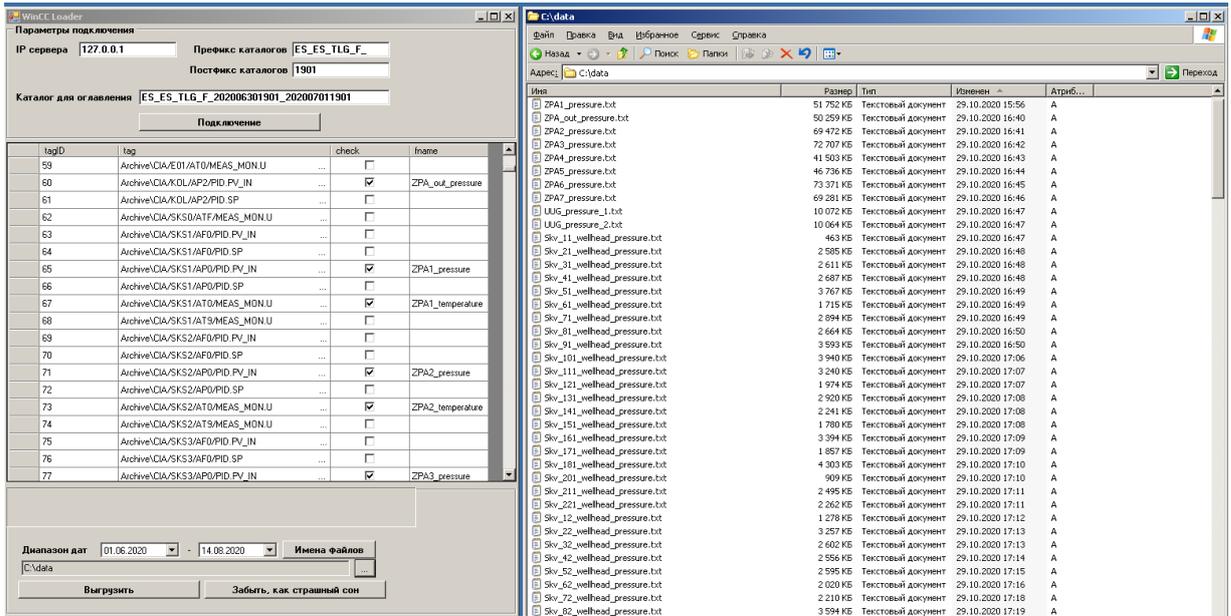


Рисунок 5.42 – Результат выгрузки данных

В связи с тем, что все замеры телеметрии в исходной БД записываются в разное время, требуется привести их к единому виду с заданным квантом времени (выбран 1 час).

Модель пласта, обуславливающая динамику потокораспределения за счет

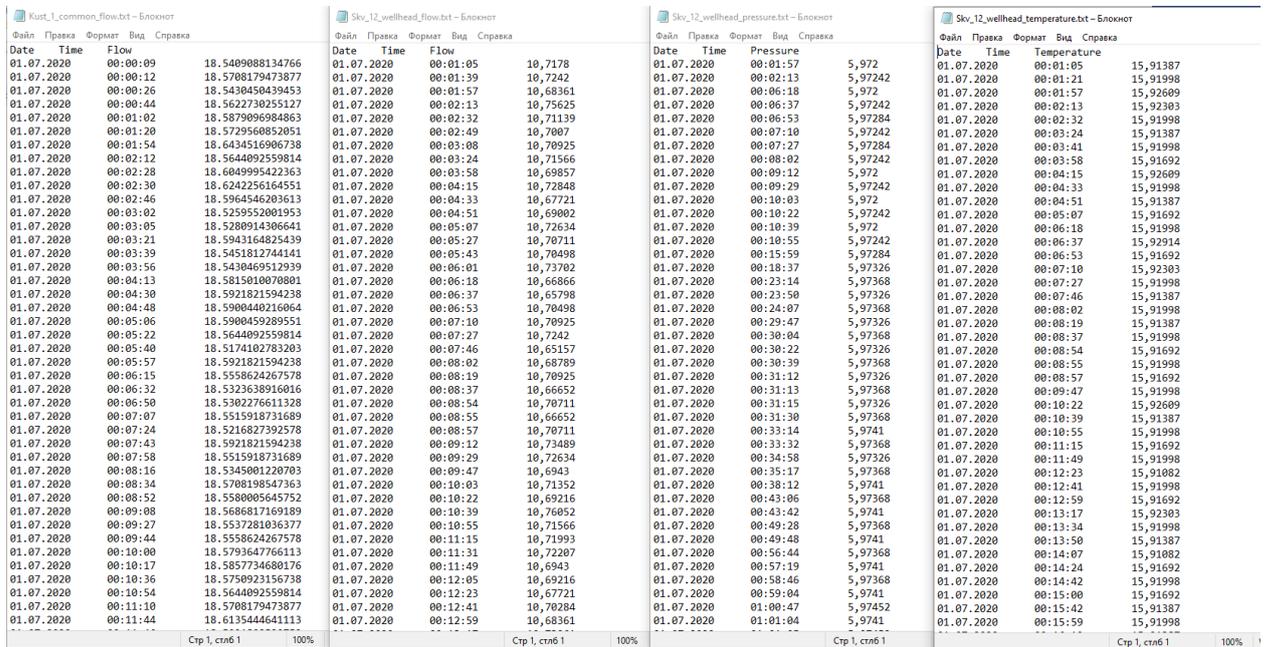


Рисунок 5.43 – Содержимое выгруженных файлов

изменения пластового давления, учитывалась согласно автоматическому решению (глава 3).

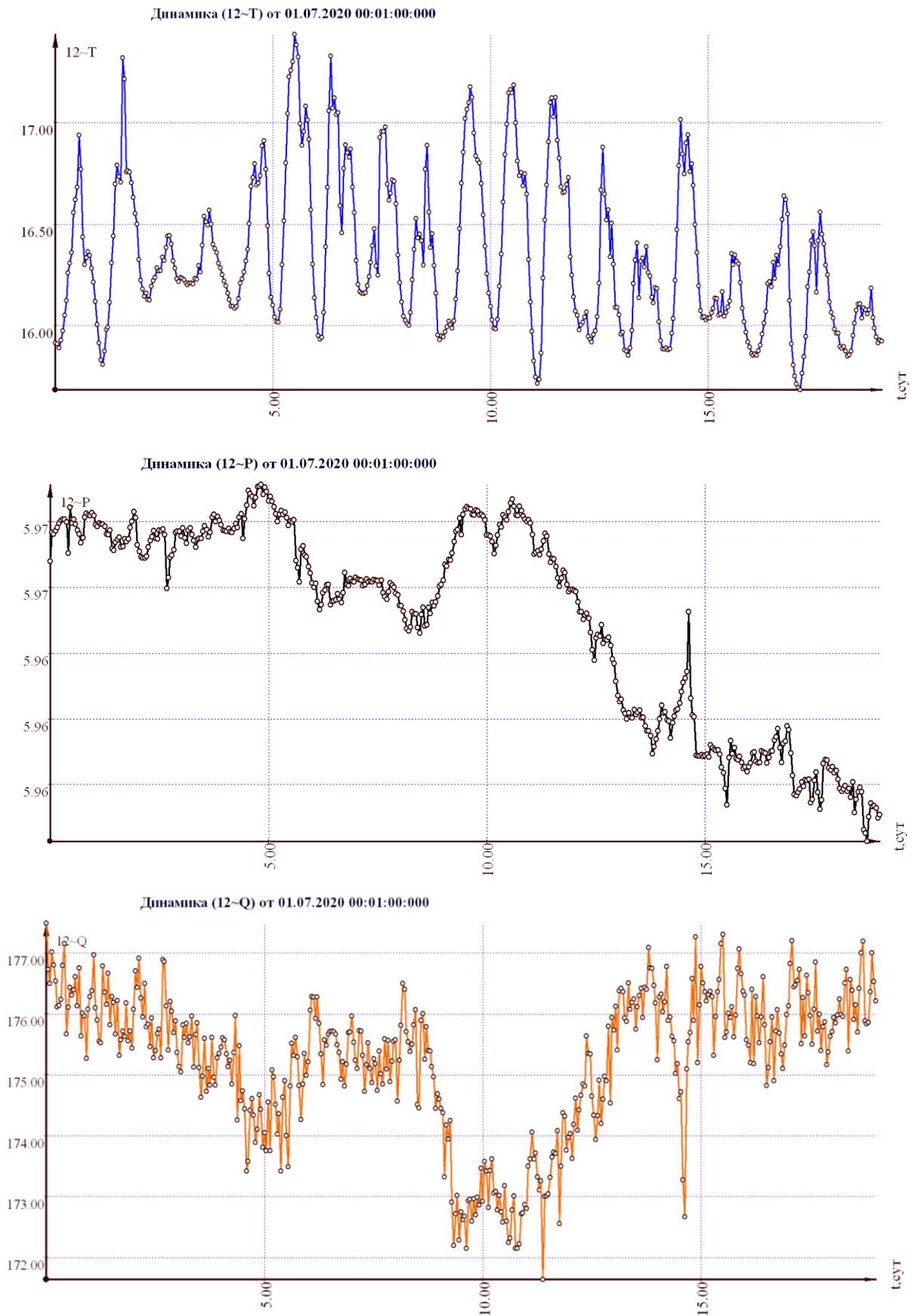


Рисунок 5.43а – Пример исходных данных телеметрии ( $T_y$ ,  $P_y$  и  $Q$ ) с квантом времени 1 ч скважины №12

Проведено тестирование базовой версии ядра САУП на примере цифрового двойника промысла Берегового месторождения (сеноман) с использованием реальных промысловых данных.

Выполнен расчёт динамических параметров системы «пласт-скважины-ГСС-ДКС» при воспроизведении исторических режимов на предварительно адаптированном ЦД БНГКМ. Выбран период работы газового промысла с 10 по 30 июля 2020 года (21 сутки). Погрешность расчёта параметров должна составлять согласно требованиям недропользователя:

- по давлениям – не более 2%;
- по температурам – не более 5%;
- по суммарному расходу газа (узел коммерческого учёта) – не более 2%;

Также выполнена оптимизация работы промысла. При этом расчётный прирост добычи газа в результате изменения параметров регулирующих устройств на скважинах (однократный запуск режима «оптимизация» в пределах действующих ограничений) при неизменном давлении на выходе ДКС в соответствии с требованиями Заказчика должен быть не менее 3%.

Сравнение результатов расчета с фактическими данными проведено для отдельных скважин, коллекторов и всего промысла в целом.

На рис. 5.44 представлен пример с результатами расчета и сравнения с фактом по скважине №111.

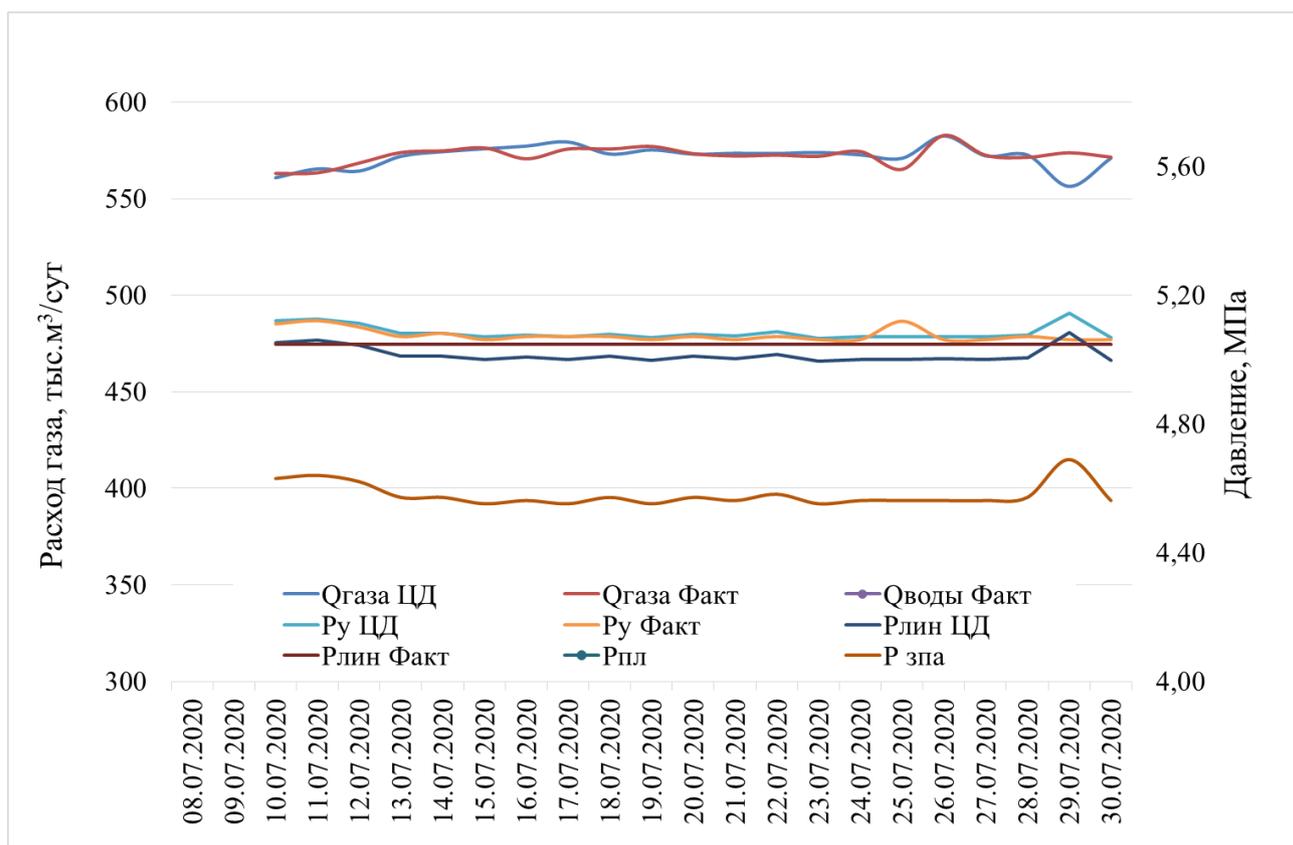


Рисунок 5.44 – Результаты расчета режима работы скважины №111 БНГКМ.  
Сравнение с фактическими данными

Следует отметить, что данная скважина работает достаточно стабильно и модель позволяет достаточно точно прогнозировать режим ее работы. Отклонения по дебиту и устьевому давлению не превышают 2 % (рис. 5.45), за исключением 29.07, что, возможно, связано с ошибочными фактическими данными. Но в целом за весь рассматриваемый период данное отклонение повлияло не существенно. Среднее по модулю отклонение по расходу и устьевому давлению составило, соответственно, 0,5% и 0,3%.

Результаты расчета по коллектору №3 приведены на рис. 5.46.

Также отмечено существенное отклонение расчета расхода газа от факта 29.07 (рис.5.47), но в целом за рассматриваемый период погрешность составила 0,4 %. Кроме того, на рис.5.46 приведены данные по результатам расчета расход воды в коллекторе. Средняя погрешность по воде – 12,9%.

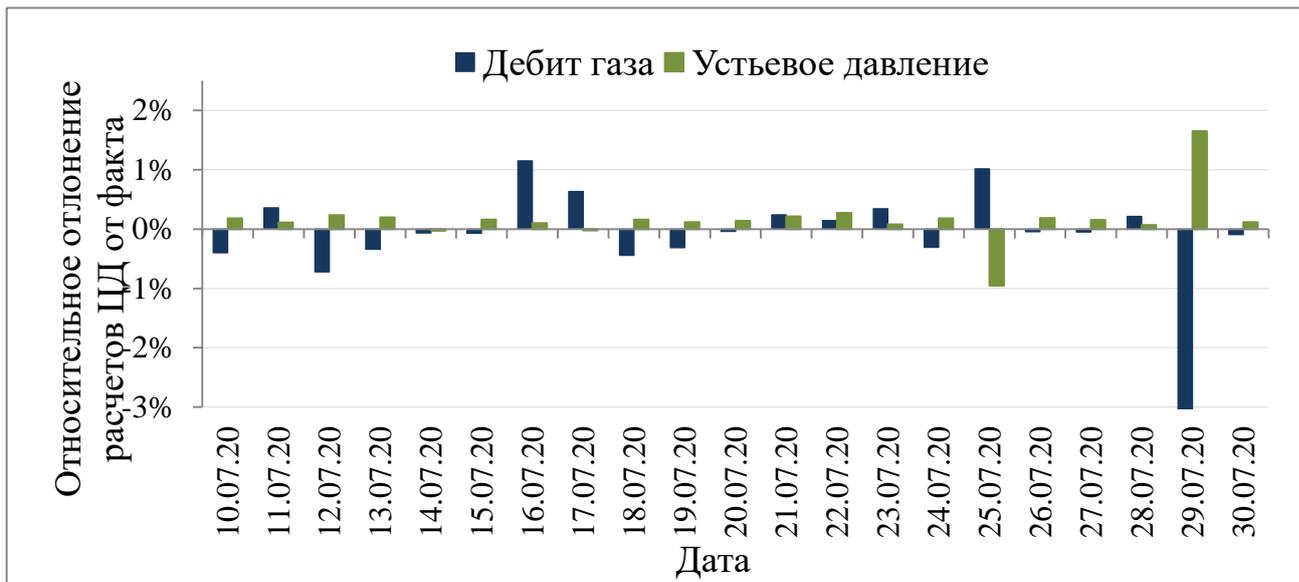


Рисунок 5.45 – Относительное отклонение расчетов ЦД от факта по ключевым параметрам. Скважина №111 БНГКМ

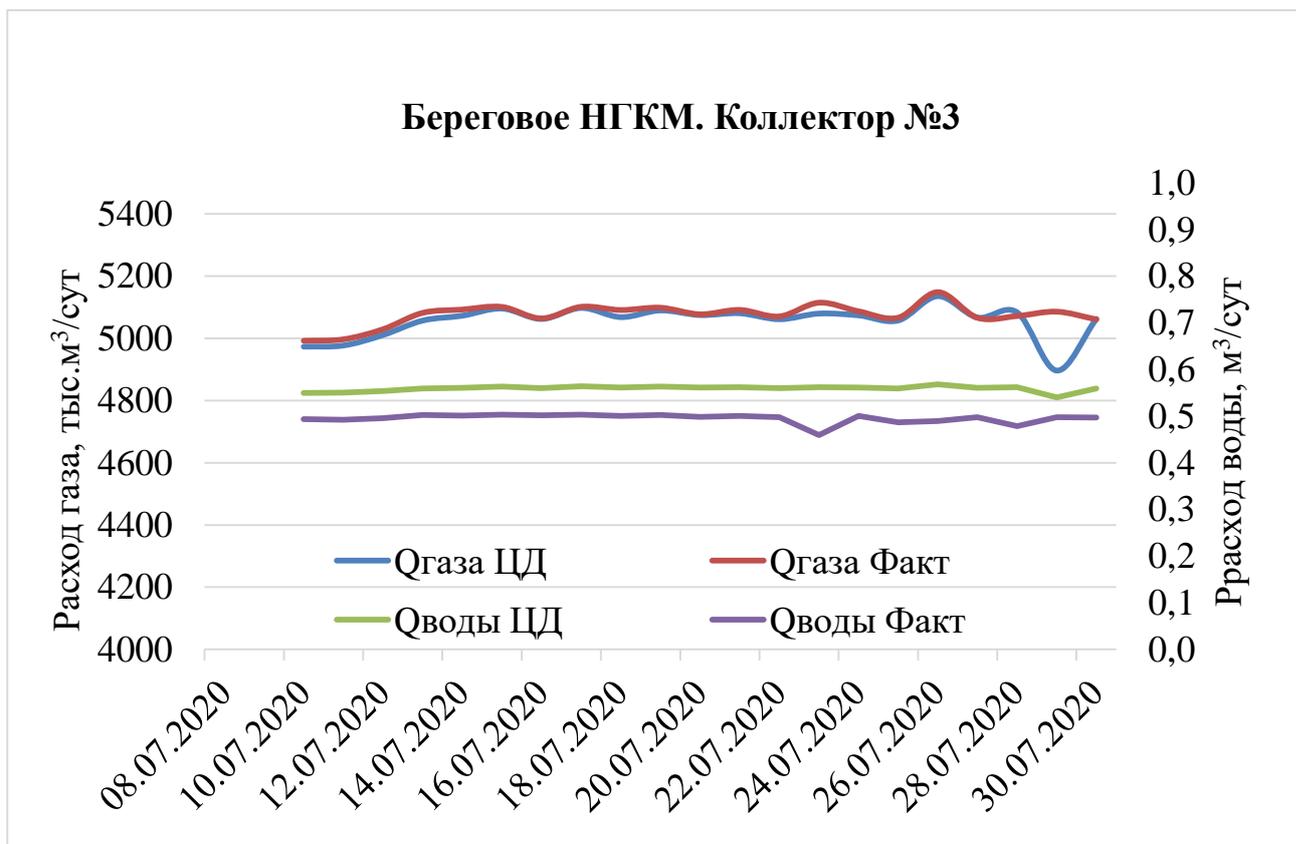


Рисунок 5.46 – Результаты расчета режима работы коллектора №3 БНГКМ. Сравнение с фактическими данными

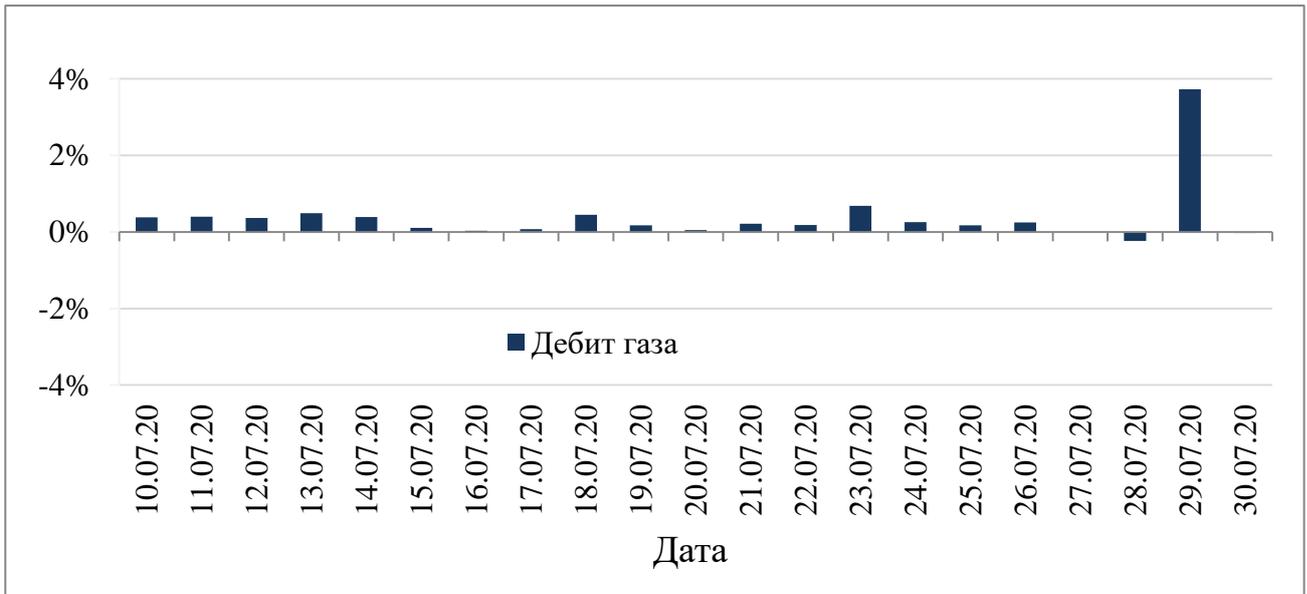


Рисунок 5.47 – Относительное отклонение расчетов ЦД от факта по расходу газа. Коллектор № 3 БНГКМ

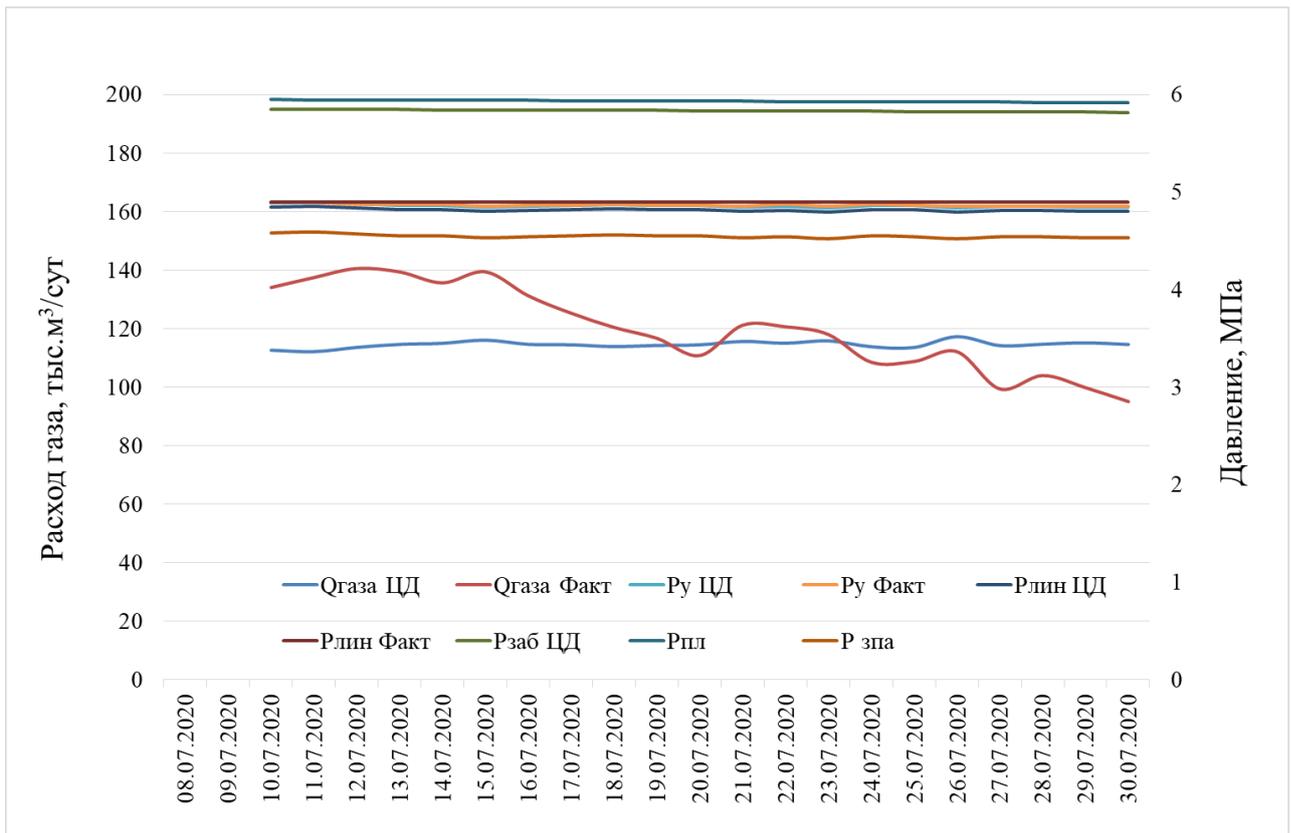


Рисунок 5.48 – Результаты расчета режима работы скважины №132 БНГКМ. Сравнение с фактическими данными

Для примера также приведены результаты расчета для нестабильно работающей скважины № 132 (рис.5.48). При неплохом согласовании расчета с

фактом по устьевому давлению (отклонение не более 1%), погрешность расчета по расходу достигает примерно 20% (рис.5.49). По всей видимости, это обусловлено изменением режима работы скважины в течение рассматриваемого периода, вследствие накопления жидкости на горизонтальном участке. Следует отметить, что при реализации автоадаптации модели в режиме реального времени такие расхождения не будут наблюдаться. Средняя погрешность по расходу и давлению составила соответственно 10,5% и 0,2%. Результаты расчета по коллектору №5 приведены на рис. 5.50.

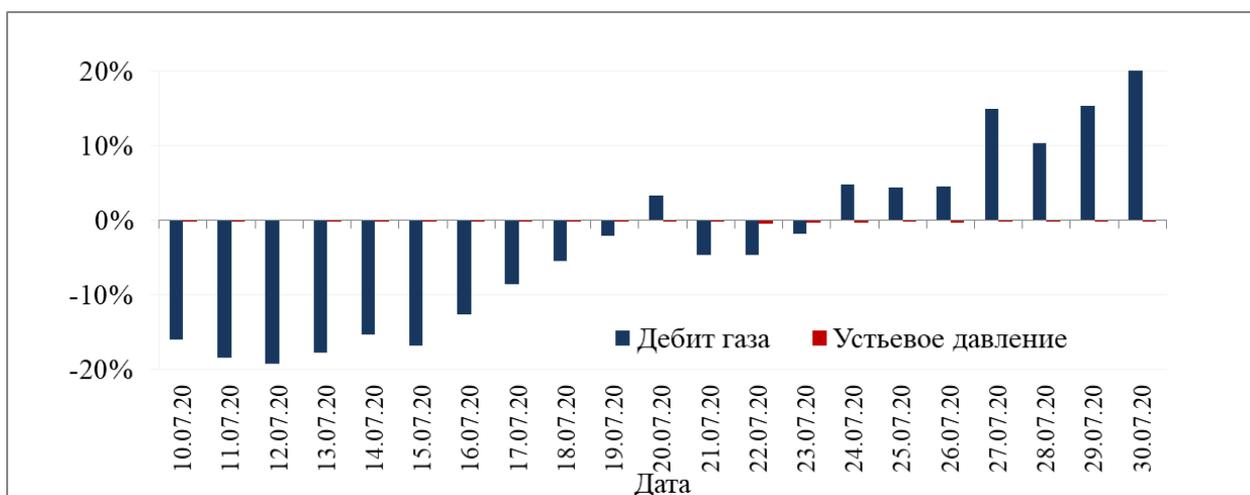


Рисунок 5.49 – Относительное отклонение расчетов ЦД от факта по ключевым параметрам. Скважина №132 БНГКМ

Погрешность расчета расхода газа по коллектору №5 не превышает 5% (рис.5.51), средняя за рассматриваемый период – 1,8 %. Также на рис. 5.50 приведены данные по результатам расчета расход воды в коллекторе. Средняя погрешность по воде – 6,5%.

Следует отметить, что результаты расчета по другим коллекторам показали аналогичные результаты. Значительные отклонения по дебиту до 20% наблюдались только для нестабильно работающих скважин, главным образом, вследствие накопления жидкости в стволе. По устьевому давлению отклонения не превышали 2%.

Результаты сравнения результатов расчета на ЦД добычи газа с фактом для

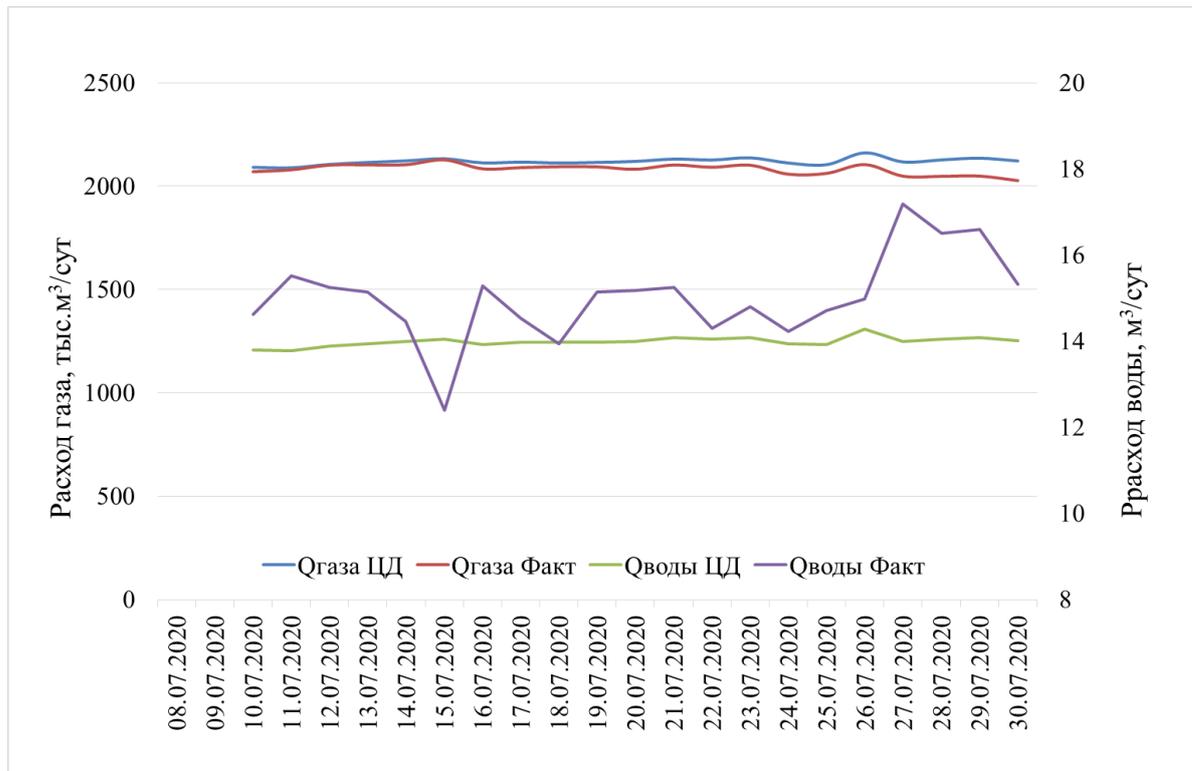


Рисунок 5.50 – Результаты расчета режима работы коллектора № 5 БНГКМ.  
Сравнение с фактическими данными

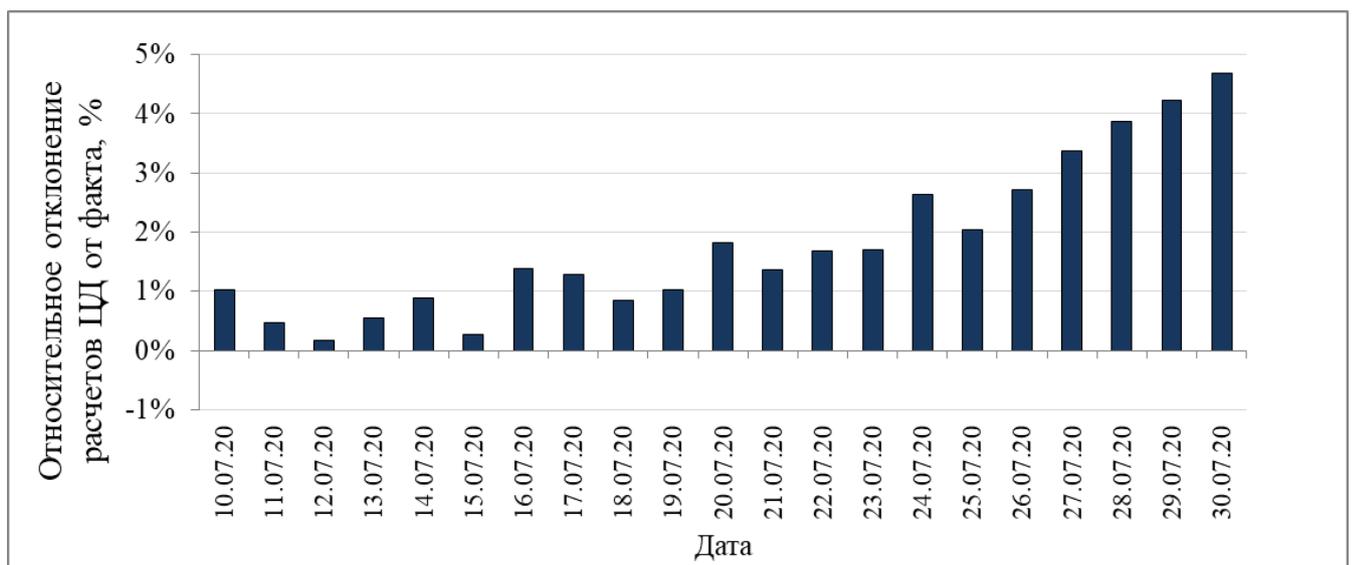


Рисунок 5.51 – Относительное отклонение расчетов ЦД от факта по расходу газа. Коллектор № 5 БНГКМ

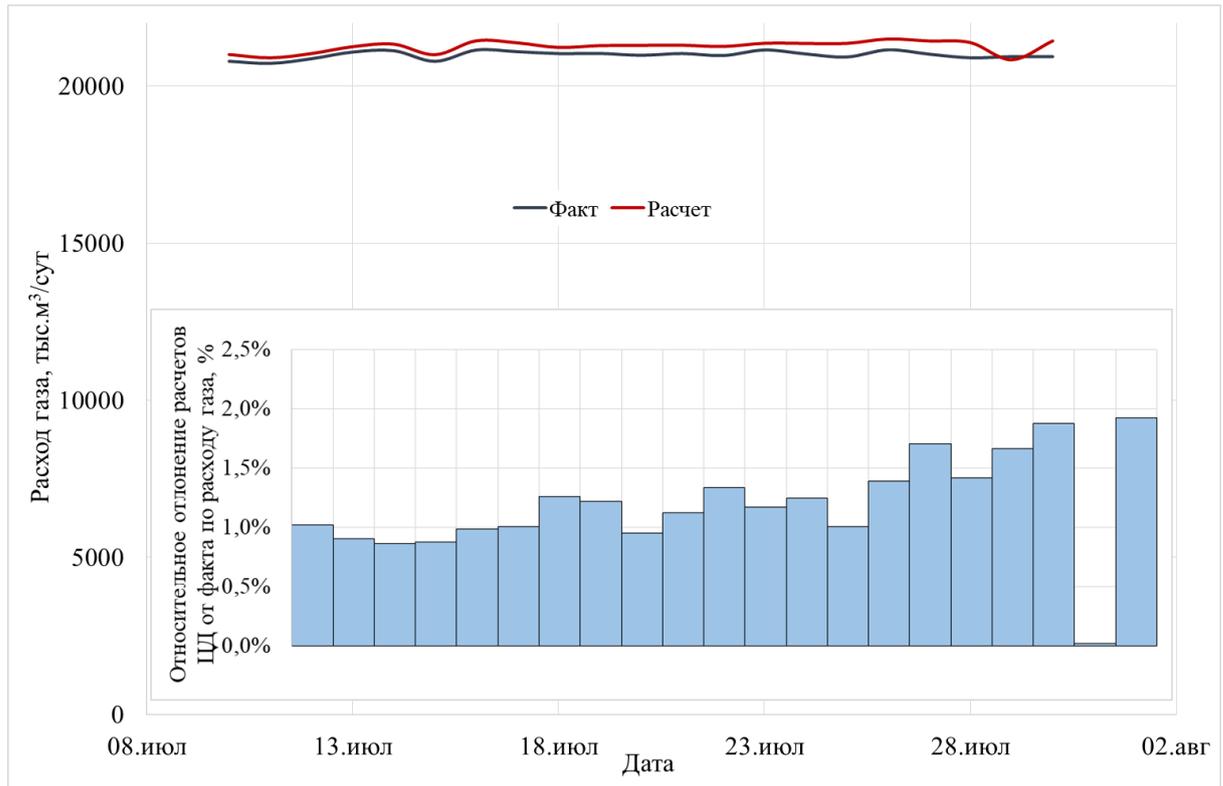


Рисунок 5.52 – Результаты расчета добычи газа БНГКМ на ЦД. Сравнение с фактическими данными

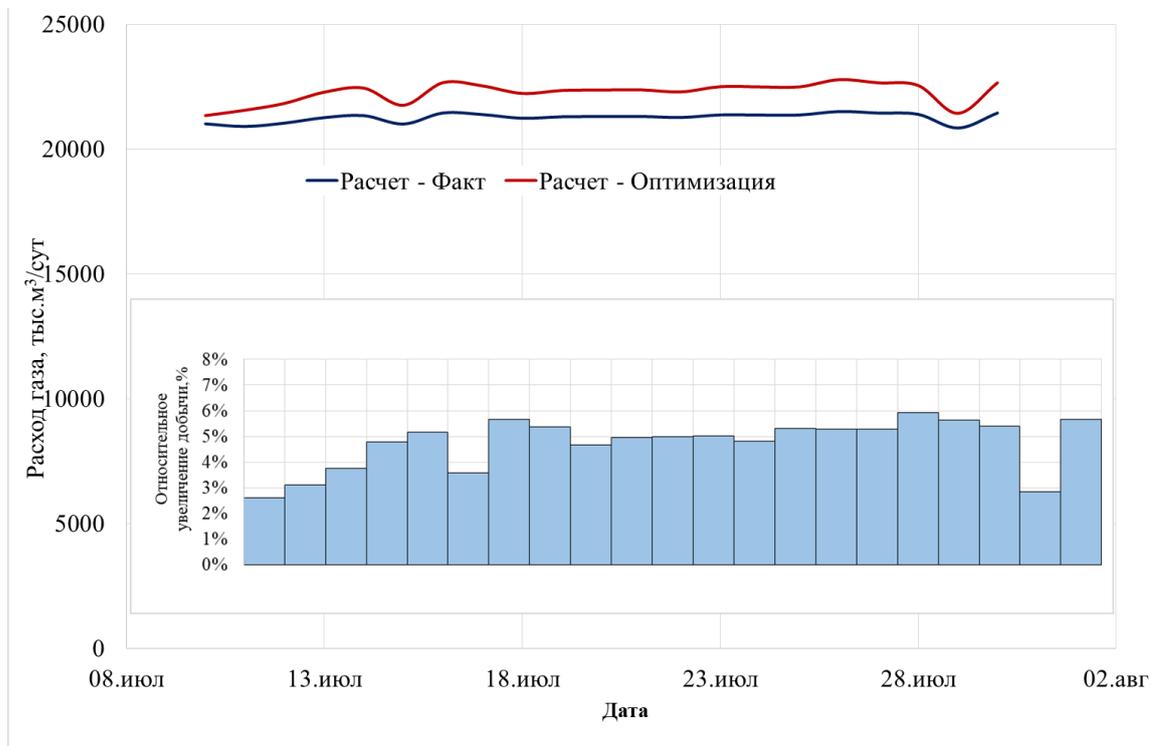


Рисунок 5.53 – Результаты оптимизации добычи газа БНГКМ на ЦД.

всего промысла приведены на рисунке 5.52, из которого видно, что погрешность не превышает 2%. Проведена оптимизация работы промысла за счет

соответствующего регулирования работы скважин с помощью сменных штуцеров. Сравнение с расчетом при фактических штуцерах в устьевой обвязке скважин. Результаты приведены на рис. 5.53. Как видно из рисунка, оптимизационный расчет показал возможность увеличения отбора газа по промыслу в среднем на 5,6%. В процессе выполнения на ЦД расчетов погрешность расчета температуры не превысила 5%.

Технология интеллектуализации газовых и газоконденсатных промыслов и способ обоснования технологического режима промысла подтверждены охранными документами [91, 92].

### **ВЫВОДЫ ПЯТОЙ ГЛАВЫ**

1. Разработана технология цифровой трансформации газового промысла и системы его автоматического управления с модульной интеллектуализацией.
2. Сформулированы критерии интеллектуализации газового промысла.
3. Реализована инкапсулированная оптимизация потокораспределения – способ нахождения оптимального распределения потоков в сложных гидросистемах, при котором параметры технических устройств не зафиксированы в процессе нахождения расходов и давлений в элементах модели, а вычисляются непосредственно в процессе разрешения физико-математической модели (решения системы уравнений) исходя из вычисляемого критерия оптимизации и неестественных (для модели) ограничивающих факторов.
4. Апробирован цифровой двойник промысла на примере Берегового месторождения с оптимизацией технологических режимов по скважинам в реальном времени.

## **6. ДИЗАЙН ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ: ПУТИ ДОСТИЖЕНИЯ СМЕШИВАЕМОСТИ, ИНСТРУМЕНТЫ И МЕТОДЫ АНАЛИЗА, ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ**

Применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов основано на детальном исследовании локализации остаточных запасов, моделировании процесса с использованием специализированных программных средств и изменении инфраструктуры обустройства месторождения для производства и закачки реагентов в залежь. Многие коммерческие программы гидродинамического моделирования имеют уже опции прогноза применения МУН, однако полномасштабное моделирование требует целого комплекса программных средств. Наиболее широкое применение получили газовые методы воздействия на залежи. Это связано с тем, что освоение запасов углеводородов в удаленных регионах со слаборазвитой инфраструктурой нацелено в первую очередь на углеводороды, преобладающие на месторождении. Если это нефть, то сразу встает вопрос утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Одной из альтернатив является закачка газа в залежи с целью увеличения нефтеотдачи, при небольших объемах ПНГ рассматриваются варианты закачки водогазовой смеси. Применение водогазового воздействия (ВГВ) на пласт позволяет снизить остаточную нефтенасыщенность пористой среды, а поток воды и газа улучшает контроль подвижности, что даёт возможность повысить охват пласта вытеснением. В данном разделе показано применение целого комплекса программ, позволяющих проектировать и планировать результаты применения ВГВ.

В разделе сочетаются описаны современные подходы теории и практики использования газа для увеличения нефтеотдачи с наработками автора, такими как, использование треугольных диаграмм состояния смеси нефтегазовой смеси, построение решений в плоскости треугольников насыщенностей фаз, а также сравнение различных технологий закачки газа и управление подвижностью в процессе ВГВ. Рассмотренный подход представлен на примере одного из месторождений Восточной Сибири.

### 6.1. Применяемые газы и технологии воздействия на залежи

Газовые методы воздействия имеют длительную историю применения в различных странах и компаниях. В Западной Сибири закачка попутных и сухих газов началась в 70-х годах прошлого столетия в виде технологий закачки оторочек газа и ВГВ [25, 96, 97]. Детальный обзор зарубежного промыслового опыта применения ВГВ представлен в [190]. Процесс воздействия осуществлялся с применением различных газов: углеводородов из газовой шапки, попутных и жирных газов, углекислого газа, газов горения и азота. Тип применяемого газа определялся доступными источниками, величиной пластового давления, температурой и целями применения газа.

Наилучшие результаты показала закачка смешивающегося газа [190], при котором величина межфазного натяжения на границе нефти и газа стремится к нулю. Однако, успешная реализация процесса смешивающегося вытеснения нефти газом возможна только при высоком пластовом давлении. Рост пластового давления до значения минимального давления смесимости (МДС) является сложной с точки зрения технологии и дорогостоящей проблемой. На практике смешивающееся вытеснение при МДС достигается либо путем обогащения закачиваемого газа жирными промежуточными компонентами различных ступеней сепарации попутного нефтяного газа (ПНГ) промежуточными компонентами или с применения  $\text{CO}_2$  [184, 226]. У применения каждого газа есть свои преимущества и недостатки. Например, ПНГ доступен на многих месторождениях, но большая разница плотности газа и нефти приводит к быстрому гравитационному разделению закачиваемых газа, воды и нефти в пласте. Плотность углекислого газа ближе к плотности нефти, но соотношение вязкостей приводит к неустойчивости фронта вытеснения и потери контроля подвижности. Еще одна проблема, сопутствующая использованию  $\text{CO}_2$ , это коррозия скважинного оборудования.

Применение газов горения и азота  $\text{N}_2$ , как правило, не обеспечивает смесимости газа с нефтью [221]. Рост коэффициента вытеснения нефти этими газами обусловлен более низким значением остаточной нефтенасыщенности по

отношению к газу и повышению охвата пласта вытеснением благодаря контролю подвижности вытесняющего реагента при технологии ВГВ. Иногда использование этих газов продиктовано проблемами, связанными с закачкой воды в коллекторы, содержащие некоторые глины, или просто с низкой проницаемостью залежи.

Традиционной технологией газового воздействия является вытеснение нефти большими оторочками газа с последующим переходом на закачку воды [211]. Контроль подвижности фронта вытеснения нефти газом является основной проблемой в этой технологии. Неустойчивость фронта вытеснения приводит к вторжению газа в виде «языков» в нефтяную зону, вследствие чего, снижается охват пласта вытеснением, при этом численные расчеты и прогнозирование процесса становится невозможным, поскольку дает неверные результаты [9]. Решение задачи контроля подвижности основано на применении технологии ВГВ. Одновременная закачка газа и воды в скважины снижает как подвижность газа, так и воды [194]. Основной целью этой технологии является выравнивание скоростей фронтов вытеснения нефти водой и газом, нарушение этих условий приводит к раннему прорыву либо газа, либо воды. Выравнивание фронтов достигается при «оптимальном» соотношении скоростей закачки газа и воды. Простейшая теория Тейлоровской неустойчивости рассмотрено автором в [222]. Другие условия «оптимизации» технологии ВГВ были предложены в [224].

Технология применения ВГВ включает два типа закачки воды и газа. Первый заключается в одновременной закачке газа и воды через нагнетательные скважины, второй состоит в чередующейся закачке небольших оторочек воды и газа. После закачки запланированного объема газа осуществляется переход на обычное заводнение [100]. Сравнение этих двух стратегий было исследовано экспериментально в [184, 203]. По результатам исследований был сделан вывод, что применение оторочек размером менее 0,1 объема пор (PV) приводит к тем же результатам, что и одновременная закачка.

Определение оптимального соотношения закачиваемых газа и воды является второй важной задачей для планирования процесса несмешивающегося вытеснения. В основе этих исследований лежит концепция трехфазной относительной

проницаемости (3-ОП). Экспериментальное определение 3-ОП является сложной лабораторной задачей, и количество исследований невелико [191, 193, 216, 217, 229]. Современные представления в этой области сводятся к следующему. Прямое экспериментальное определение 3-ОП является очень сложной процедурой, поэтому было предложен ряд эмпирических моделей построения 3-ОП с использованием двухфазных относительных проницаемостей (2-ОП) для совместного течения воды-нефти и нефти-газа при остаточной водонасыщенности. Влияние процессов дренажа и пропитывания на 3-ОП плохо изучено и вносит неопределенности в прогноз применения технологии ВГВ. Наконец, упрощение описания 3-ОП прямыми линиями для процесса смешивающегося вытеснения принято многими исследователями, но подтверждение такого подхода вызывает сомнения.

Одним из эффективных прогноза и анализа применения ВГВ технологий является представление решений на треугольных диаграммах насыщенностей [192, 203, 204]. Применение треугольных диаграмм обеспечивает понимание механизма вытеснения, его особенностей, предоставляет удобную форму сопоставления различных решений на одной диаграмме [162]. Далее применение этой техники будет использовано в разделе.

## 6.2. Треугольная фазовая диаграмма и ее роль в понимании процесса

Исследование возможностей применения газа обычно начинается с компонентного анализа пластовой нефти и попутного газа. Далее такой анализ будет представлен на примере одного из месторождений Восточной Сибири. Результаты лабораторного определения состава нефти для этого пласта представлены в таблице 6.1.

Исходный состав пластовой нефти был определен по данным математической рекомбинации флюидов стандартной сепарации. Составы флюидов сепарации определялись хроматографическим способом, с детальностью для газа - до  $C_{10+}$ , для жидкости (имитированная дистилляция) – до  $C_{36+}$ . Свойства

фракций жидкости определялись согласно результатам атмосферно-вакуумной разгонки по истинным температурам кипения.

Параметры пластовой нефти приведены в таблице 6.2. Группируя компоненты в псевдокомпоненты были проанализированы модели с различным числом этих псевдокомпонентов. Моделирование свойств нефти и газа выполнялось в программе Calsep PVTsim NOVA 2.1. Настройка моделей на состав пластового флюида контролировался математической рекомбинацией флюидов стандартной сепарации на основе среднего по пробам газосодержания. Плотность и молярная масса фракций последнего псевдокомпонента задавались согласно замерам при атмосферно-вакуумной разгонке по истинным температурам кипения. Расчет параметров флюидов осуществлялся на основе уравнения состояния (УС). Сопоставление расчетов с различным числом псевдокомпонентов показал, что модели с менее чем 7 псевдокомпонентами не обеспечивают удовлетворительной сходимости расчетных и экспериментальных значений параметров. Фазовые диаграммы для 24, 7, 5 и 4 псевдокомпонентов композиционных моделей приведены на рис.6.1. Согласно расчетам, значения основных параметров моделей с 7 и более псевдокомпонентами отличались от экспериментальных значений в пределах допустимых ошибок.

Таблица 6.1 – Начальный состав исследуемой пластовой нефти

Компоненты	Пластовая нефть		Компоненты	Пластовая нефть	
	мол, %	масс, %		мол, %	масс, %
H <sub>2</sub>	0.0297	0.00	C <sub>12</sub>	1.6758	2.60
He	0.0140	0.00	C <sub>16</sub>	1.0774	2.13
N <sub>2</sub>	0.7510	0.19	C <sub>17</sub>	1.0223	2.16
CO <sub>2</sub>	0.0206	0.01	C <sub>18</sub>	1.1956	2.73
H <sub>2</sub> S	0.0000	0.00	C <sub>19</sub>	0.9760	2.39
CH <sub>4</sub>	38.6858	5.59	C <sub>20</sub>	0.8369	2.18
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8.9385	2.42	C <sub>21</sub>	0.6636	1.81
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	6.6465	2.64	C <sub>22</sub>	0.8066	2.34
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.4964	0.78	C <sub>23</sub>	0.4149	1.24
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3.1451	1.65	C <sub>24</sub>	0.4758	1.48
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1.5432	1.00	C <sub>25</sub>	0.5823	1.90
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1.8782	1.22	C <sub>26</sub>	0.6499	2.23
C <sub>6</sub>	3.2553	2.75	C <sub>27</sub>	0.4848	1.73
C <sub>7</sub>	3.1295	2.86	C <sub>28</sub>	0.5894	2.20
C <sub>8</sub>	2.5011	2.52	C <sub>29</sub>	0.5599	2.19
C <sub>9</sub>	2.6001	2.95	C <sub>30</sub>	0.5505	2.27
C <sub>10</sub>	3.0918	4.04	C <sub>36+</sub>	3.8120	26.18
C <sub>11</sub>	2.2117	3.18			

Настройка свойств псевдокомпонентов в УС позволяет получить те же пластовые характеристики, что и в экспериментах. Эти характеристики для 7-псевдокомпонентной модели представлены в таблице 6.2. Результаты построения УС и настроенные параметры приведены в таблице 6.3. Полученное УС позволяет рассчитать МДС для различных составов нагнетаемого газа в пластовых условиях.

Таблица 6.2 – Пример 7-ми псевдокомпонентной модели

Компоненты	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> -C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub> -nC <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub> +nC <sub>5</sub> +C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub> -C <sub>17</sub>	C <sub>18</sub> -C <sub>30</sub>	C <sub>31</sub> -C <sub>80</sub>
Моль %	0.021	39.679	20.297	6.636	20.693	8.673	4.001
Мол. вес	44.0	16.3	41.1	82.7	152.7	337.5	724.7
Плотность жидкости кг/м <sup>3</sup>	-	-	-	-	798.5	869.7	920.7
Критическая температура °C	31.05	-84.69	91.95	215.45	476.45	675.80	994.35
Критическое давление МПа	7.376	4.560	4.292	3.153	1.853	1.259	1.118
Ацентрический фактор	0.2250	0.0090	0.1460	0.2710	0.6530	1.0729	1.1899
Нормальная T <sub>b</sub> °C	-78.5	-162.7	-44.8	52.4	194.6	381.8	608.6
Критический объем м <sup>3</sup> /моль	9.40E-05	9.87E-05	0.000203	0.000341	0.0007	0.00152	0.00366 6
Омега А	0.427	0.427	0.427	0.427	0.427	0.427	0.427
Омега В	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087
Среп м <sup>3</sup> /моль	3.03E-06	6.33E-07	4.58E-06	1.47E-05	0.00012	0.00017 4	4.70E- 05

Чтобы разобраться, какой тип смесимости может возникнуть в пласте, целесообразно использовать треугольные фазовые диаграммы Гиббса-Розебома. Этот метод основан на объединении углеводородных составляющих элементов в три псевдокомпонента [211, 222]. Распространенное деление на псевдокомпоненты имеет вид C1 (CH<sub>4</sub> + N<sub>2</sub>), C2 (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>-C<sub>6</sub>H<sub>14</sub> + CO<sub>2</sub>), C3 (C<sub>7</sub>+).

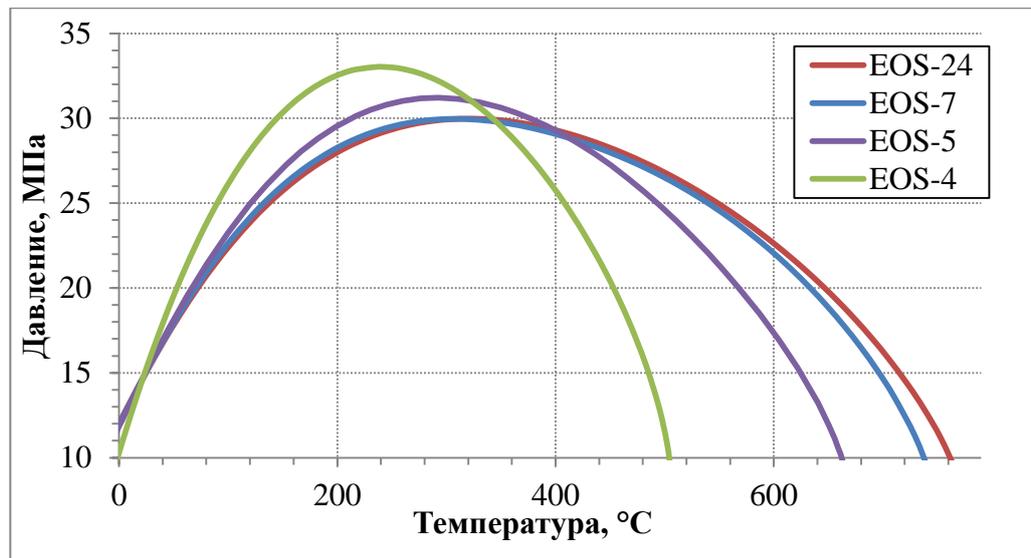


Рисунок 6.1 – Фазовая диаграмма, рассчитанная на основе УС с различным числом псевдокомпонентов

Таблица 6.3 – Настроечные параметры пластовой нефти

Показатели	Е д. изм.	Св ойства
Начальное пластовое давление (Рпл)	МПа	16.90
Начальная пластовая температура (Тпл)	°C	22
Давление насыщения (Рнас)	МПа	14.70
Плотность пластовой нефти при Рпл	кг/м <sup>3</sup>	746.1
Плотность пластовой нефти при Рнас	кг/м <sup>3</sup>	744.1
Вязкость пластовой нефти при Рпл	мПа·с	1.60
Вязкость пластовой нефти при Рнас	мПа·с	1.54
Коэффициент сжимаемости от Рпл до Рнас	1/МПа	12.7E-4
Газосодержание	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	118.7
	м <sup>3</sup> /т	141.9
Объемный коэффициент при Рпл	д.е.	1.283
Объемный коэффициент при Рнас	д.е.	1.287
Плотность сепарированной нефти	кг/м <sup>3</sup>	836.6
Относит. плотность суммарного газа	air=1	0.841

Фазовые диаграммы рассчитываются при значениях пластовой температуры и начальном давлении в залежи. Отображение составов фаз на треугольной фазовой диаграмме представлен на рис.6.2. Такое преобразование выполнено с помощью программного обеспечения PVTi Компании Шлюмберже. Исходному составу нефти соответствует точка  $C_o^o$ , красная бинодальная кривая разделяет однофазную и двухфазную области, ноды - прямые зеленые линии определяют равновесный состав газовой и жидкой фаз. Начальному составу ПНГ соответствует точка  $C_g^a$ , состав ПНГ, обогащенный компонентами второй ступени сепарации, определяется точкой  $C_g^e$ . Межфазное натяжение на поверхности раздела равновесных газовых и жидких (нефтяных) составов снижается от нод с малой концентрацией промежуточного компонента к нодам вблизи критической точки  $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$  ( $\sigma = 0$  в критической точке). Псевдокомпонент  $C_2$  далее будем называть промежуточным углеводородным (УВ) компонентом.

Прогнозирование качественной картины вытеснения нефти газом и ВГВ без учета силы тяжести, сжимаемости и неоднородности является продуктивным методом анализа смесимости [211]. Аналитические решения показывают фронтальную структуру фронтов вытеснения и их распространение в процессе. В [51] сформулированы и доказаны теоремы о допустимости фронтов-скачков. Согласно этим теоремам, структура решения задачи Римана о многоконтактном вытеснении нефти газом включает три области с различным фазовым составом, рис.6.3. Первое решение называется многоконтактным смешивающимся вытеснением с испарением промежуточного компонента из нефтяной в газовую фазу, рис.6.3а. Второе решение соответствует процессу вытеснения конденсирующимся газом, рис.6.3б. И последнее решение - это полностью смешивающееся вытеснение, рис.6.3в.

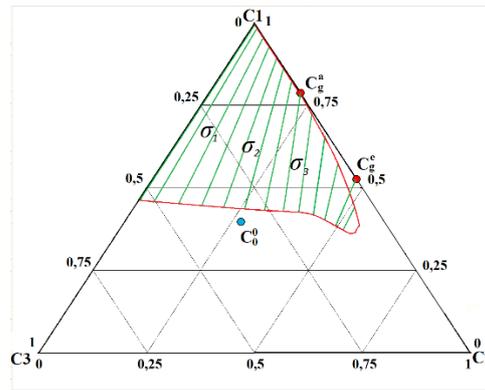


Рисунок 6.2 – Треугольная фазовая диаграмма состояния рассматриваемой системы

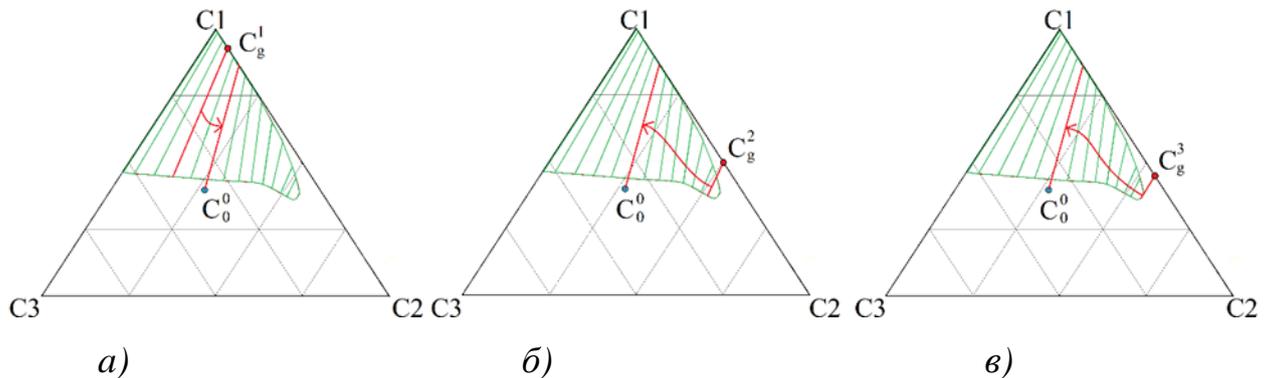


Рисунок 6.3 – Возможные решения Римановской задачи о вытеснения нефти различными композициями газа а) многоконтактное смешивание с испарением промежуточных компонентов, б) многоконтактное смешивание с конденсацией промежуточных компонентов, в) полная смешиваемость

Три соответствующих схематических профиля решения одномерной задачи о вытеснении представлены на рис. 6.4. Волновая структура решения включает в себя два фронта-скачка составов потока. Первый скачок соответствует фронту вытеснения нефти газом. В процессе вытеснения с испарением промежуточные компоненты УВ переходят из нефти в газообразную фазу на втором скачке, рис.6.4а, а в процессе вытеснения с конденсирующимся газом, наоборот, промежуточные компоненты УВ переходят из впрыскиваемого газа в нефтяную фазу во втором скачке, рис.6.4б. В процессе полностью смешивающегося вытеснения скачок является контактными разрывом, рис.6.4в. Трансформация

составов нефти и газа в ходе процесса соответствует приведенной на рис.6.3 и связана с обозначенными нодами.

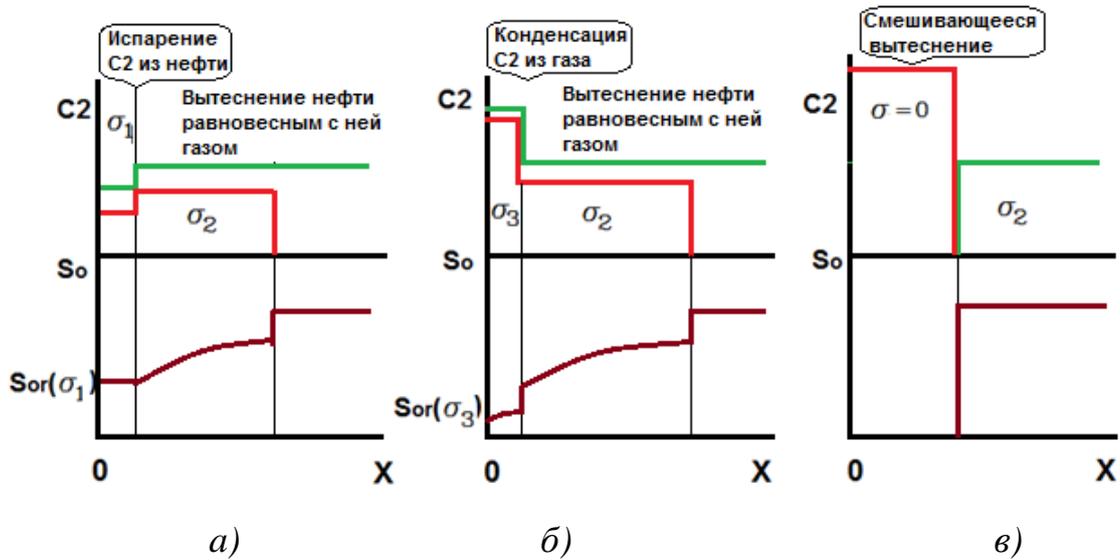


Рисунок 6.4 – Волновая структура решения задачи о вытеснении нефти газом: а) многоконтрактное смешивание с испарением промежуточных компонентов, б) многоконтрактное смешивание с конденсацией промежуточных компонентов, в) полная смесимость. Красные кривые обозначают концентрацию промежуточных УВ компонентов в газе, зеленые - в нефти и коричневые - схематичные распределения нефтенасыщенности в зонах.

Процесс полного смешивания является наиболее эффективным с максимальным коэффициентом вытеснения, процесс вытеснения с испаряющимся газом является худшим случаем вследствие снижения свойств нефти из-за перехода промежуточных компонентов углеводородов в газовую фазу. Анализ процесса на тройной фазовой диаграмме показывает, как можно обогащать газ для достижения смешиваемости без увеличения пластового давления. Для примера анализируемого месторождения состав обогащенного газа, рассчитанный в программном обеспечении PVTi, также представлен на рис.6.3в.

Процесс вытеснения нефти газом в модели из тонких трубок (slim tube test) является стандартом в нефтяной промышленности, а также наиболее распространенным и признанным для определения МДС. Однако эксперименты на тонких трубках являются дорогим и сложным исследованием, требующим

специализированного оборудования и значительных временных затрат. В качестве первого приближения для оценки МДС можно использовать численное решение одномерной задачи в тонких трубках. Для такой оценки использовался программный комплекс PVTsim NOVA компании Calsep, на котором были проведены численные расчеты процесса в тонких трубках.

Обогащение газа промежуточным компонентом УВ снижает МДС, и применение состава с МДС при пластовом давлении или ниже является методом достижения смешивающегося вытеснения в пластовых условиях. Способом обогащения газа на месторождении является утилизация попутного газа различных ступеней сепарации. Такие исследования проводились в рамках численных расчетов тонких трубок, и была предложена соответствующая процедура обогащения газа. Состав минимальной смешиваемости (СМС) газа представлен в таблице 6.4 и включает 80% газов второй и 20% третьей ступеней сепарации. На тройной фазовой диаграмме эта композиция отмечена черной точкой, рис.6.3с. Расчеты на PVTi является более грубым, чем МДС, полученный при расчетах в программе PVTsim NOVA, так как данное программное обеспечение специализировано на такой вид анализа. Тем не менее, результаты расчетов по двум видам программного обеспечения близки по значениям.

Таблица 6.4 – Композиция обогащенного газа 2 и 3 ступеней сепарации

Компоненты	моль, %
CO <sub>2</sub>	0.051
N <sub>2</sub> -C <sub>1</sub>	55.058
C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub>	42.671
C <sub>5</sub> -C <sub>6</sub>	2.220
C <sub>7</sub> -C <sub>17</sub>	0.000
C <sub>18</sub> -C <sub>30</sub>	0.000
C <sub>31</sub> -C <sub>80</sub>	0.000
Всего	100.000
Уд. плотность газа	0.9781

Молярная масса газа, г/моль	28.3
МДС, МПа	17.4

Применение углекислого газа для обогащения преследует ту же цель. Аналогично проводятся исследования на тонких трубках. Но результаты такого теоретического анализа в большей степени зависят от процедуры определения состава псевдокомпонентов.

### 6.3. Относительные трехфазные проницаемости

Математическое моделирование применения газовой оторочки или технологии ВГВ основывается на концепции относительной проницаемости. Это самая сложная в исполнении, с одной стороны, и источник значительной неопределенности, с другой стороны, в построении прогнозов и оценок. Петрофизические исследования на изучаемом месторождении включали только экспериментальное определение относительной проницаемости систем вода-нефть и газ-нефть при остаточной водонасыщенности (предполагается что керн имеет выраженные гидрофильные свойства). Полученные экспериментальные данные представлены на рис.6.5. Так как 2-ОП были заказаны несколькими сервисными компаниями в расчетах использовались наиболее показательные. В принятой модели 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 -  $S_{org} = 0,28$ .

Отсутствие экспериментальных данных по 3-ОП сделало безальтернативным применение моделей 3-ОП, основанных на данных 2-ОП. Были рассмотрены модели Stone 1 и 2 для такого рода пересчета. Для сравнения результаты применения различных моделей 3-ОП сведены на рис.6.6. Согласно концепции модели 3-ОП относительная проницаемость смачивающих и не смачивающих фаз зависит только от соответствующих значений насыщенностей. Для фазы с

промежуточной смачиваемостью (в рассматриваемом случае нефти), относительная проницаемость зависит как от насыщенности водой, так и газом,

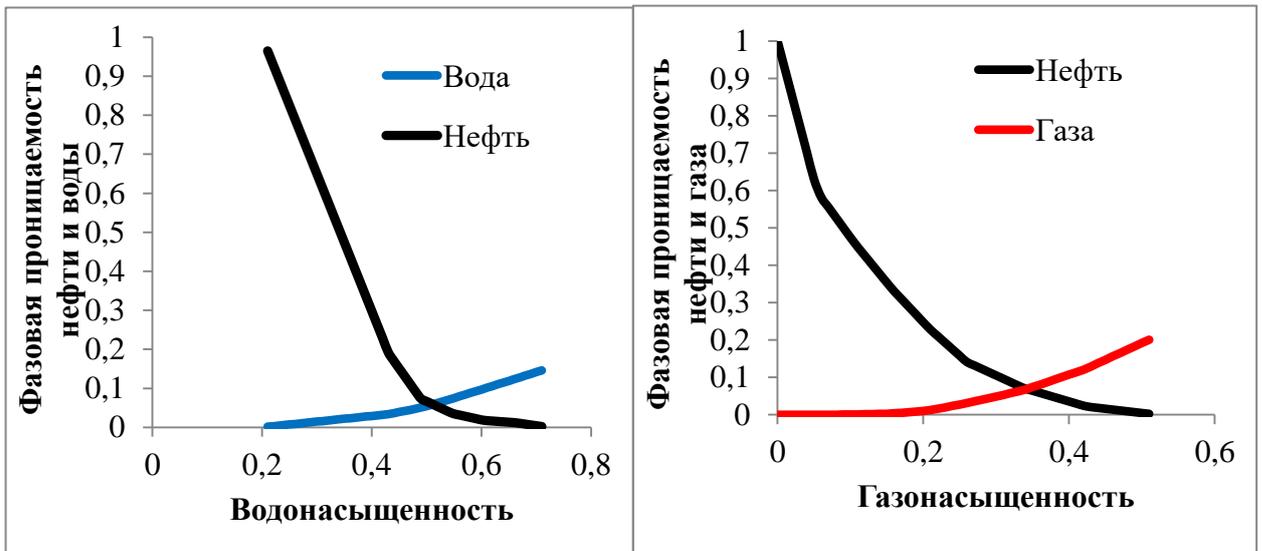


Рисунок 6.5 – Двухфазные относительные проницаемости вода-нефть и нефть-газ для рассматриваемого месторождения

остаточная насыщенность также различается по отношению к газу и воде. Вот почему показана только изопермы проницаемости нефти; относительная проницаемость воды и газа определяется из кривых 2-ОП. Остаточная нефтенасыщенность обычно аппроксимируется формулой [193]. С другой стороны, каждая модель 3-ОП имеет свой собственный вид, которое является пределом тренда изоперм  $k_{or} \rightarrow 0$ . Результаты расчётов показали, что «нулевые изопермы» удовлетворительно совпадают с кривой Fayers.

Сравнение изоперм нефти для разных моделей показывает, что все модели хорошо совпадают для высоких насыщенностей и различаются для низких насыщенностей, рис.6.6. Сравнение относительной проницаемости дренажа и впитывания дает примерно такие же различия в интервалах низкой насыщенности. Авторы статьи [192] экспериментально определили эту область и называют ее областью с высокой неопределенностью. Для рассматриваемого месторождения эта область определена как зона 50% расхождения изоперм ( $|k_{ro}^1 - k_{ro}^2|/k_{ro}^1 > 0.5$ , где  $k_{ro}^1$  - фазовая проницаемость нефти для  $i$ -ой модели Stone). Область высокой неопределенности на рис.5.6с окрашена серым цветом.

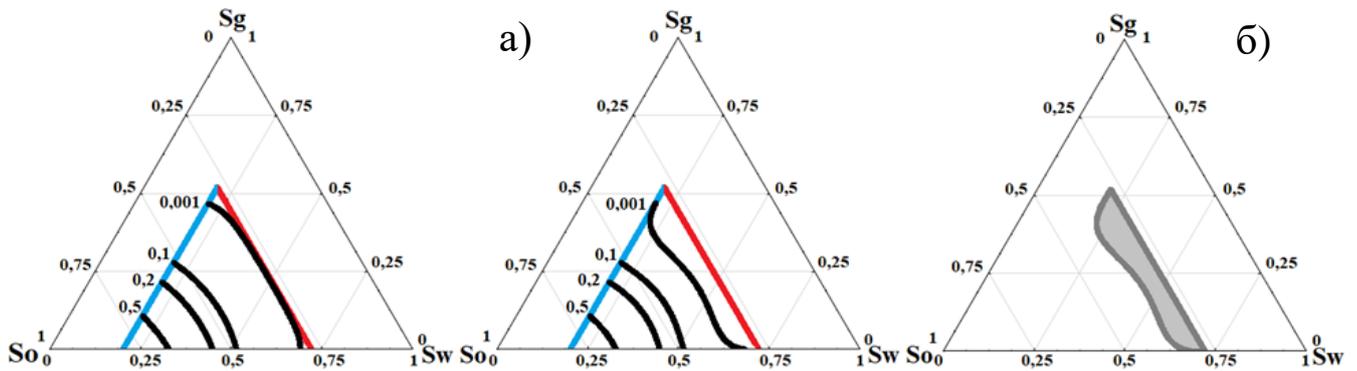


Рисунок 6.6 – Изопермы нефти в треугольной диаграмме насыщенностей. а) трехфазные относительные проницаемости по нефти, построенные по моделям Stone1, Stone2, голубая прямая -изоперма остаточной водонасыщенности, коричневая кривая – остаточной нефтенасыщенности, красная кривая – остаточная нефтенасыщенность по формуле Фейерса; б) серая область высокой неопределенности с различием проницаемости по нефти (Stone 1, Stone 2) более 50%

Другой проблемой применения концепции 3-ОП является снижение межфазного натяжения до нуля для композиций вблизи критической точки. Формирование области с пониженным межфазным натяжением для многоконтантной смешиваемости в процессе с конденсируемым газом должно обеспечиваться 3-ОП с низким межфазным натяжением. Преобладающим мнением, основанным на экспериментальных данных для концепции 2-ОП, является переход кривых проницаемостей к прямым линиям от нуля до единицы относительно увеличения насыщения при уменьшении до нуля поверхностного натяжения [186, 197]. Считается, что эта концепция переносится на данные 3-ОП. Исследование этой проблемы является серьезным экспериментальным вызовом и применение моделей 3-ОП на основе пересчета данных 2-ОП вызывает много вопросов.

#### 6.4. Прогноз доступного для ВГВ газа на промысле и выбор стратегии закачки

Два значимых условия определяют применимость технологии ВГВ на промысле. С одной стороны, это выбор состава смешиваемого газа и соотношения закачки газа и воды, а с другой стороны - ресурсы необходимого состава газа на месторождении. В удаленных регионах с плохо развитой инфраструктурой утилизация ПНГ является проблемой, а организация процесса ВГВ является одним из способов решения этой проблемы. Однако применение процесса вытеснения смешиваемого с нефтью газа зависит от наличия жирного газа на промысле.

Анализ необходимого наличия жирного газа определяется динамикой добычи нефти и ПНГ. Прогноз динамики добычи нефти при применении технологии заводнения на рассматриваемом месторождении представлен на рис. 6.7. Максимальная добыча нефти ожидается около 2,4 млн. м<sup>3</sup> ожидается на 20-й год с начала эксплуатации, а затем уменьшается в течении 90 лет эксплуатации.

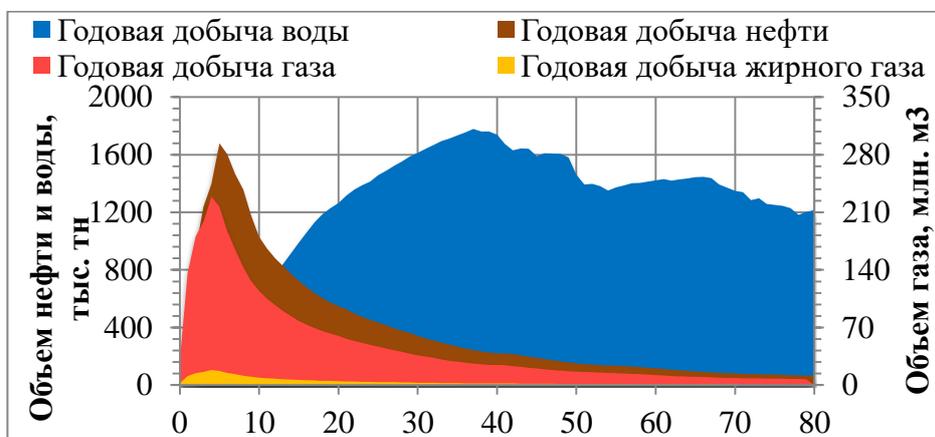


Рисунок 6.7 – Планируемая динамика добычи нефти и попутного газа при технологии заводнения пласта и потенциальные возможности производства обогащенного газа для рассматриваемого месторождения

Расчет добычи ПНГ с учетом снижения пластового давления и соответствующего изменения состава нефти определяется проектными показателями. Применение метода материального баланса позволяет оценить

производство жирного газа после 1 до 3 ступеней сепарации. После 2-3 ступеней сепарации выделяется наиболее жирные УВ компоненты.

Очевидно, что оцененное количество жирного газа для смешивающегося вытеснения нефти недостаточно для применения процесса ВГВ на всем месторождении. Для утилизации ПНГ на промысле предлагается разделение месторождения на три зоны: сектор добычи нефти в режиме смешивающегося ВГВ, область применения ВГВ с сухим газом и остальная часть эксплуатируется с применением традиционного заводнения [163]. Это разделение является предметом детальной работы геологов и инженеров-разработчиков и выходит за рамки данной работы, дальнейшие исследования касаются определения соотношения объемов выделенных областей.

Расчетное количество смешивающегося газа составляет примерно одну десятую от объема добываемого газа. Первой задачей является оценка производства смешивающегося газа и выбор участка для реализации процесса смешивающегося ВГВ. Следующей задачей является определение части месторождения для реализации ВГВ с использованием сухого газа. Третья часть месторождения остается для эксплуатации с применением заводнения. Соотношение участков месторождения под применение анализируемыми технологиями определяется наличием газа, которое можно оценить по данным, представленным на рис.6.6. Отметим, что согласно оценкам весь ПНГ идет под закачку и не включает количество газа для производства электроэнергии и других целей эксплуатации месторождения.

В соответствии с этим анализом рассматриваемое месторождение было разделено на три области, отличающиеся рекомендуемыми технологиями: применение заводнения, смешивающегося и несмешивающегося ВГВ.

Как было отмечено ранее, соотношение газ-вода в процессе ВГВ определяется необходимостью контроля подвижностей закачиваемых флюидов. Чтобы обеспечить контроль в процессе закачки, соотношение газа и воды при

ВГВ (сухой газ) было определено как 1/3 со снижением доли газа со временем и окончательным переходом к процессу заводнения на заключительной стадии.

Эффективность процесса ВГВ (сухой газ) зависит от соотношения газ-вода в закачиваемом потоке. Согласно многочисленным экспериментальным и численным исследованиям, максимальный контроль подвижности достигается в широком диапазоне газовойодяных соотношений, см., например, данные на рис.6.8, взятые из работы [50].

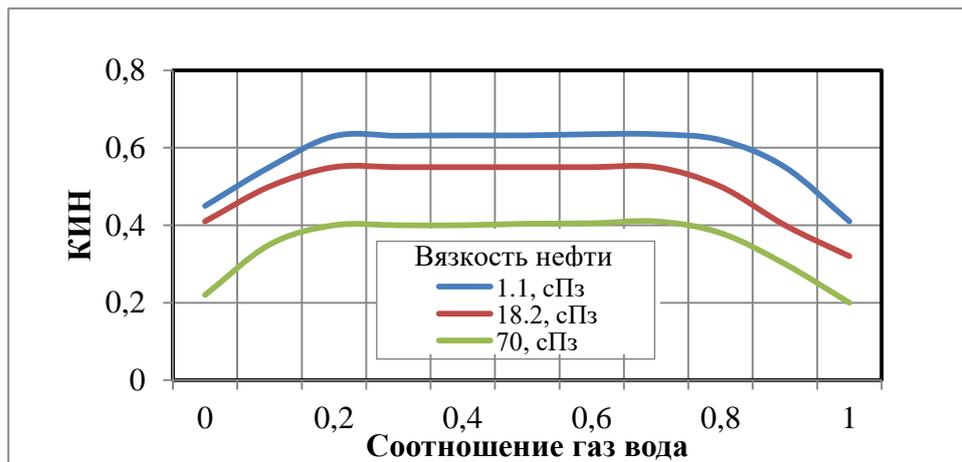


Рисунок 6.8 – Экспериментальные результаты по эффективности ВГВ процессов с различными соотношениями закачиваемого газа и воды, а также вязкости нефти [50].

#### 6.5. Применение треугольных диаграмм насыщенностей для анализа процесса вытеснения

Расчет процессов вытеснения нефти газом или в процессе ВГВ с использованием многокомпонентного симулятора является стандартным этапом проектирования применения газа. Представленные ранее 7-компонентное УС и 3-ОП по модели Stone 1 были использованы при композиционном моделировании процесса. Далее для простоты рассматривается одномерная задача в однородном пласте, в пренебрежении капиллярным скачком давления, гравитационными эффектами и неустойчивостью фронта вытеснения. Такое упрощение процесса позволяет сосредоточиться на основных закономерностях процесса.

Все расчеты выполнены для задачи, в которой пласт представлен линейным однородным слоем, разделенным на 50 расчетных ячеек. Начальная нефтенасыщенность модели была равна 1-Swr. Давление, температура, пористость и абсолютная проницаемость выбирались по средним величинам для рассматриваемого пласта:  $P_i = 161 \text{ атм}$ ,  $T_i = 22 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $\varnothing = 0,11$ ,  $k_a = 75 \text{ мД}$ . Вязкость пластовой нефти и объемный коэффициент были приняты следующими значениями: 1,53 сП и 1,29. Вязкость закачиваемой и пластовой воды равнялась 1,05 и 1 сПз соответственно. Закачка при ВГВ осуществлялась одновременно при соотношении объемов газа к воде равному 1/3 в пластовых условиях. Процесс суммарной закачки контролировался опцией поддержания пластового давления.

Для общности анализируемых результатов были введены безразмерные переменные: коэффициент извлечения, объем закачанной жидкости, отнесенный к поровому объему. Часть результатов расчетов в безразмерных переменных приведены на рис.6.9. Очевидно, что режим вытеснения сухим газом дает самый низкий результат из-за раннего прорыва газа, заводнение показало промежуточную эффективность, применение оторочки жирного газа и ВГВ продемонстрировали наилучшие результаты с близкой динамикой вытеснения. Во всех процессах выход на потенциальную эффективность наблюдался после закачки двух поровых объемов (ПО). Отметим, что ВГВ дает возможность минимизировать закачку жирного газа при той же эффективности, что и применение крупномасштабной газовой оторочки.

Также необходимо отметить, что процесс ВГВ дает самый быстрый выход на потенциальную эффективность вытеснения. Зависимость коэффициента вытеснения от безразмерного времени приведена на рис.6.10. Напомним, что во всех расчетах выполнялось условие поддержания пластового давления. Вот почему вытеснение газом осуществлялось с высокими скоростями закачки, а заводнение характеризуется низкими скоростями закачки.

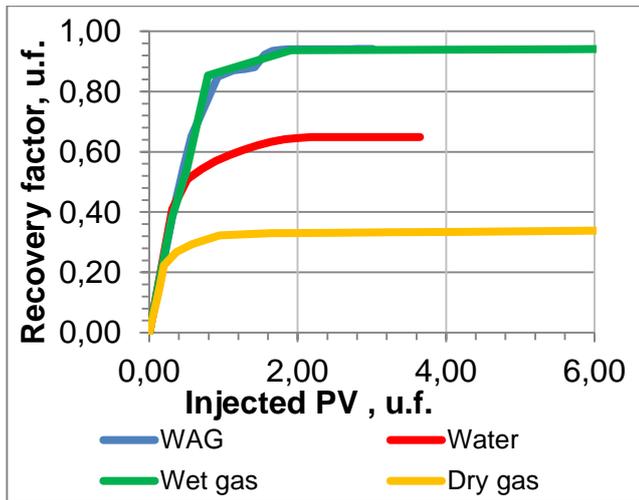


Рисунок 6.9 – Результаты одномерного композиционного моделирования вытеснения нефти при различных процессах вытеснения различными реагентами в безразмерных переменных

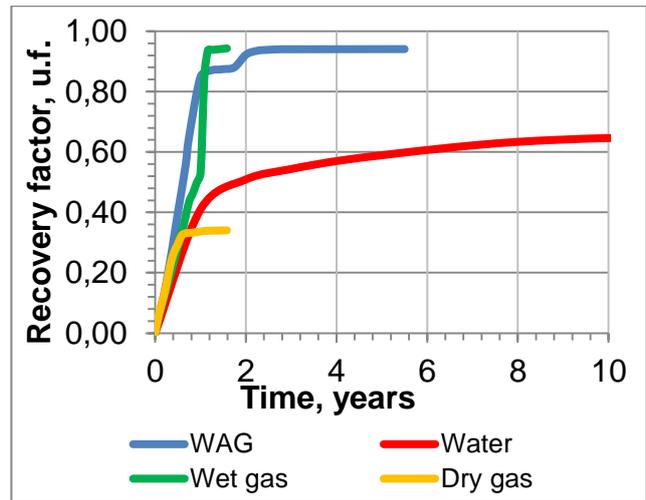


Рисунок 6.10 – Коэффициент

Очевидно, что технология ВГВ с постепенным уменьшением закачки газа позволяет минимизировать количество используемого газа. Так как залежь реагирует на воздействие со значительным запозданием, то другим направлением минимизации закачки газа является более ранний переход с закачки газа на обычное заводнение. Исследование влияния времени перехода с закачки ВГВ на заводнение представлены на рис.6.11. Результаты исследования показывают, что применение оторочки газа 0,5 ПО обеспечивает максимальный коэффициент вытеснения. Выбор оптимальной технологии ВГВ основывается на экономических расчетах, выходящих за рамки представленного исследования.

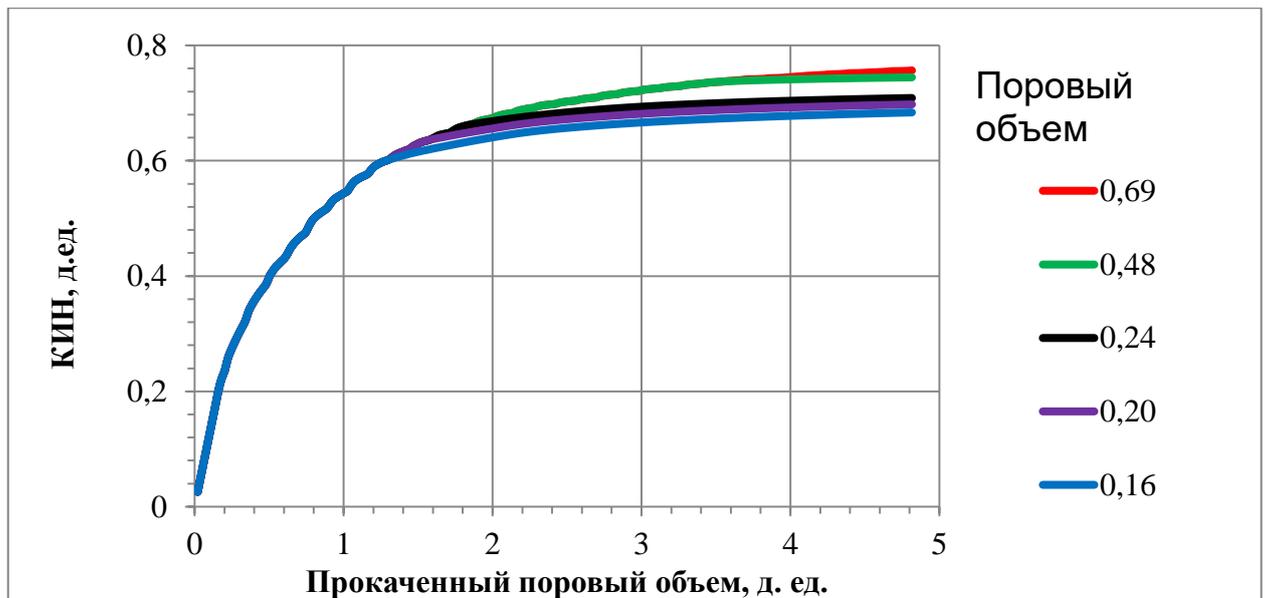


Рисунок 6.11 – Зависимость коэффициента извлечения нефти от объёма прокачки, выраженного в поровых объёмах, при различных временах перехода от ВГВ к заводнению

Все расчетные прогнозы должны включать также анализ неопределенности и оценку риска. Конечно же основной вклад в достоверность и точность оценок эффективности процесса обеспечивает уровень геологических неопределенностей. Это важное, но традиционное исследование. Но все исследования, выполненные на модели пласта, также зависят от неопределенностей, зависящих от достоверности модели 3-ОП. Эти неопределенности были рассмотрены на треугольнике насыщения в соответствующем разделе. Идея анализа неопределенностей прогнозируемых параметров ВГВ на одной и той же треугольной диаграмме насыщенностей, сформулирована в работах [162, 213, 230].

Данные, представленные на рис. 6.9-6.11, были преобразованы к соответствующему виду, чтобы представить их на треугольнике насыщенностей. Средние значения насыщенности коллектора при разных значениях безразмерного времени могут адекватно описывать эффективность процесса. «Путь» или решение представляется в виде траектории по времени усредненных насыщенностей в пласте.

Такие пути или решения задачи вытеснения нефти в треугольнике насыщенностей для заводнения, процессов ВГВ с использованием сухого и жирного газов показаны на рис.6.12. Точки, образующие траектории решения, представляют осредненную нефтенасыщенность через равные промежутки безразмерного времени для передачи динамики процесса. Как показано на рис.6.12 процесс вытеснения нефти замедляется со временем (период быстрой добычи нефти сменяется медленным процессом довытеснения). Решения задач заводнения и вытеснения нефти газом представляют очевидные траектории (кривые вдоль прямых, соответствующих остаточным насыщенностям) с минимальным проникновением в область высокой неопределенности, определенной в разделе 6.3. Эти пути являются решениями классических задач двухфазного процесса

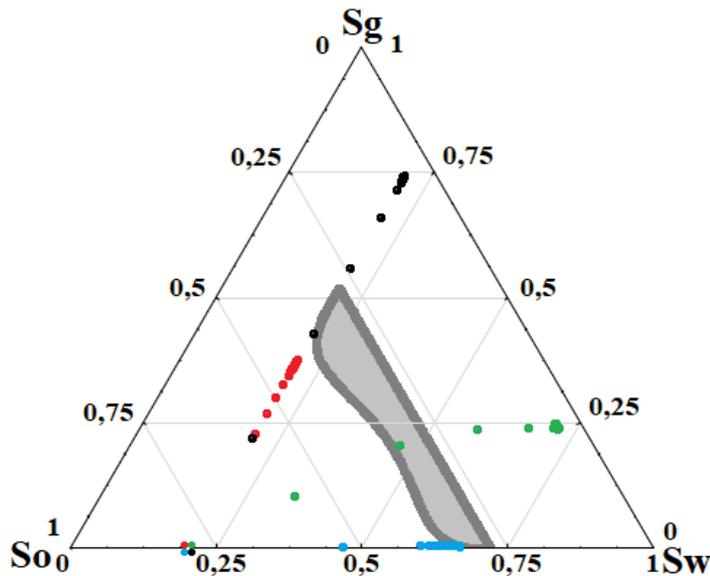


Рисунок 6.12 – Средняя нефтенасыщенность пласта в процессах вытеснении нефти различными технологиями а)  $\circ$  заводнение, б)  $\circ$  вытеснение оторочкой сухого газа, в)  $\bullet$  ВГВ сухим газом, г)  $\circ$  ВГВ жирным газом.

вытеснения с применением традиционных 2-ОП фазовых проницаемостей. Пути-решения для процесса ВГВ являются более сложными и включают часть траектории (период времени), лежащую в области высокой неопределенности. Минимизация рисков при проектировании ВГВ связана с сокращением сегмента траектории в области высокой неопределенности. Поскольку оптимальное

соотношение закачиваемого газа и воды лежит в большом интервале, то минимизация неопределенности может быть достигнута путем подбора этого отношения. Представленные расчеты являются результатом применения такой процедуры.

## **ВЫВОДЫ ШЕСТОЙ ГЛАВЫ**

1. Разработанный автором алгоритм является основой планирования и проектирования применения газа, принятых в дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть». Он включает в себя все этапы анализа процессов, начиная от рассмотрения PVT свойств и разработки УС; экспериментальное или численное исследование вытеснения в тонких трубках; определение изоперм нефти 3-ОП через кривые 2-ОП; численное композиционное моделирование; прогноз добычи газа для процесса ВГВ на месторождении и заканчивается прогнозом неопределенности и анализом рисков.

2. Обоснован комплексный подход к оценке и прогнозированию применения МУН на примере водогазового воздействия с выделением области неопределенности получаемых решений за счет построения трехфазных изоперм на основе данных двухфазной фильтрации.

3. Разработан 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.

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

## 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, учетом 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.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Авилова В.В. Перспективы применения технологии «Индустрия 4.0» в российской промышленности / В.В. Авилова, Т.Ф. Ульмаскулов // Базис. – 2018. – №1 (3). – С. 13-18.
2. Алексеенко А.С. Цифровые двойники и их применение / А.С. Алексеенко // Газовая промышленность. – 2018. – № 9 (774). – С. 38-39.
3. Алтунин А.Е. Методы анализа неопределенностей геолого-промысловых систем и нечеткие имитационные модели / А.Е. Алтунин, М.В. Семухин, О.А. Ядрышникова // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 33-34.
4. Алтунин А.Е. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях / А.Е. Алтунин, М.В. Семухин. – Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2005. – 220 с.
5. Арефьев С.В. Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») / С.В. Арефьев, Р.Р. Юнусов, А.С. Валеев, А.Н. Корниенко, М.Р. Дулкарнаев, Д.В. Лабутин, Л.С. Бриллиант, М.Ф. Печеркин, Д.А. Кокорин, Д.В. Грандов, А.И. Комягин // Недпользование XXI век. – 2017. – № 6. – С. 60-81.
6. Аржиловский А.В. 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.
7. Асланян А.М. Анализ межскважинного взаимодействия с помощью мультискважинной деконволюции для повышения эффективности системы поддержания пластового давления / А.М. Асланян, Д.Н. Гуляев, В.М. Кричевский, Х.З. Мусалеев, А.С. Маргарит, Р.Н. Асмандияров, В.С. Котежеков, И.С. Каешков, М.М. Биккулов // PRОнефть. – 2019. – №3 (13). – С. 56-61.
8. Ахметов А.В. Интегрированная модель планирования производственных показателей разработки / А.В. Ахметов, А.П. Рошкетаяев, А.А. Пустовских, А.Н.

Ситников, Е.В. Аксерова, А.В. Билинчук // PRОнефть. Профессионально о нефти – 2017. – № 3 (5). – С. 42-45.

9. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1982. – 208 с.

10. Басниев К.С. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.

11. Баталов Д.А. Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки / Д.А. Баталов // Дисс.канд. техн. наук. – Тюмень, 2015. – 165 с.

12. Батенёва Е.А. Выбор варьируемых параметров при адаптации гидродинамической модели на историю разработки [Электронный ресурс] / Е.А. Батенёва // Молодой ученый. – 2020. – № 24 (314). – С. 88-90. – URL: <https://moluch.ru/archive/314/71560/> (дата обращения: 06.02.2021).

13. Бахтий Н.С. Автоматизированное создание и применение моделей материального баланса для прогнозирования добычи в системе интегрированного управления разработкой месторождения / Н.С. Бахтий, А.А. Демин, М.С. Тупицин // SPE-201958-RU, октябрь 2020.

14. Бекман А.Д. Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM / А.Д. Бекман, С.В. Степанов, А.А. Ручкин, Д.В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. – Том 5. № 3. – С. 164-185. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185.

15. Бекман А.Д. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования / А.Д. Бекман, Т.А. Поспелова, Д.В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 1 (21). С. 192-207.

16. Бернштейн А.В. Интеллектуальный анализ данных в теории надежности (пленарный доклад). X Всероссийский симпозиум по прикладной и промышленной математике (весенняя сессия). 19 - 24 мая 2009 г., г. Санкт-Петербург.

17. Боженюк Н.Н. Методы адаптации и снижения неопределенностей при геолого-гидродинамическом моделировании терригенных коллекторов на примере ряда месторождений Западной Сибири / Н.Н. Боженюк // Автореферат диссертации на соискание кандидата технических наук 25.00.12, 2018. – 21 с.

18. Боженюк Н.Н. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки / Н.Н. Боженюк, А.В. Стрекалов // Нефтегазовое дело. – 2016. – №2. – С. 42-49.

19. Бриллиант Л.С. Способ оперативного управления заводнением пластов / Л.С. Бриллиант, А.И. Комягин, М.М. Бляшук, О.В. Цинкевич, А.А. Журавлёва // Патент RU2614338 С1. – 2017.

20. Бриллиант Л.С. Цифровые решения в управлении добычей на «зрелых» нефтяных месторождениях / Л.С. Бриллиант // Нефть.Газ.Новации. – 2018. – №4 (209). – С. 61-64.

21. Бриллиант Л.С. Способ оперативного управления заводнением пластов / Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, М.Ю. Данько // Патент RU2715593 С1. – 2020.

22. Бриллиант Л.С. Архитектура цифровых решений управления режимами эксплуатации скважин в задачах эффективной разработки зрелых месторождений нефти / Л.С. Бриллиант, М.Р. Дулкарнаев, М.Ю. Данько, А.О. Елишева, О.В. Цинкевич // Недропользование XXI век. – 2020. – №4. – С. 98-107.

23. Бухмастова С.В. Апробация методов MLR и CRMIP при исследовании взаимовлияния скважин / С.В. Бухмастова, Р.Р. Фахреева, Ю.А. Питюк, А.Я. Давлетбаев, Т.П. Азарова, Д.В. Фаргер, Р.Ф. Якупов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №8. – С. 58-62.

24. Васильев В.В. Использование результатов оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин для оптимизации заводнения / В.В. Васильев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №6. – С. 30-32.

25. Вашуркин А.И. Повышение нефтеотдачи водогазовым воздействием на пласт / А.И. Вашуркин, М.Ф. Свищев, Г.В. Ложкин // Нефтепромысловое дело, Реферативный научно-технический сборник ВНИИОЭНГ. – 1977. – № 9. – С. 23-24.

26. Вахрушев В.В. Использование инженерных методик для прогноза технологических показателей разработки / В.В. Вахрушев, В.Н. Мельников, С.А. Москвитин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №11. – С. 53-58.

27. Владов Р.А. Интегрированное отраслевое решение для добычи нефти и газа «Интеллектуальное месторождение» / Р.А. Владов, О.Ю. Першин // Нефть.Газ.Новации. – 2017. – №12. – С.40-48.

28. Власов А.И. Обзор технологий: от цифрового к интеллектуальному месторождению / А.И. Власов, А.Ф. Можчиль // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2018. – № 3 (9). – С. 68-74.

29. Волков С.В. «Цифровой двойник» актива - основа умного месторождения / С.В. Волков // Доклад на III конференции «Технологии в области разведки и добычи нефти» ПАО «НК «Роснефть», 2017.

30. Воробьев А.Е. Цифровизация нефтяной промышленности: «интеллектуальный» нефтепромысел / А.Е. Воробьев, Х. Тчаро, К.А. Воробьев // Вестник Евразийской науки. – 2018. – № 3. – С. 71.

31. Гарб Ф.А. Расчеты динамики падения добычи по данным обводненности добываемой продукции / Ф.А. Гарб // Инженер-нефтяник. – 1978. – №7. – С. 21-25.

32. Гаричев С.Н. Технология управления в реальном времени, в 2 ч. / С.Н. Гаричев, Н.А. Еремин. – М.: МФТИ, 2015. – Ч. 1. – 196 с.

33. Гатауллин Т.И. Применение гидродинамических моделей линий тока для повышения эффективности заводнения / Т.И. Гатауллин // Нефтяное хозяйство. – 2010 – №2 – С. 40-42.

34. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.

35. ГОСТ 24.104-85 Автоматизированные системы управления. Общие требования.

36. ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.

37. Грачев С.И. Детерминированные и стохастические модели для контроля и регулирования гидросистем нефтяных промыслов: Монография в 2-х томах. / С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, А.Т. Хусаинов – Тюмень: Издательство ТИУ, 2016. – 564 с.

38. Гришко Ф.В. Мониторинг разработки месторождений в «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.». Концепция «Цифровой инженер» / Ф.В. Гришко // Недропользование XXI век. – 2015. – ноябрь. – С. 48-57.

39. Гулулян А.Г. К оценке экономической эффективности внедрения технологий «умных» месторождений / А.Г. Гулулян // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – №6. – С. 16-20.

40. Гусева Д.Н. Способ оценки выработки запасов зрелых нефтяных месторождений мероприятий / Д.Н. Гусева, П.В. Зимин, А.В. Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2016. – №12. – С. 6-10.

41. Данько М.Ю. Применение метода динамического материального баланса и CRM-метода (Capacitance-Resistive Models) к подсчету запасов Ачимовских и Баженовских коллекторов / М.Ю. Данько, Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов // Недропользование XXI век. – 2019. – №4. – С. 76-85.

42. Деревягин А.М. Безлюдные технологии автоматизации труднодоступных месторождений [Электронный ресурс] / А.М. Деревягин, А.Р. Степанов, А.Е. Чернов, А.Н. Косолапов // Территория нефтегаз. – 2017. – Режим доступа: <http://vympel.group/company/articles/bezlyudnye-tekhnologii-avtomatizatsii-trudnodostupnykh-mestorozhdeniy/> (дата обращения 14.09.2018).

43. Дзюбло А.Д. Анализ влияния геологической неопределенности на разработку Киринского месторождения / А.Д. Дзюбло, Б.А. Никитин, П.В.

Пятибратов, А.Е. Сторожева // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2017. – № 5 (65). – С. 52-56.

44. Джоши С.Д. Основы технологии горизонтальной скважины / пер. с англ. - Краснодар: «Сов. Кубань», - 2003. – 424 с.

45. Дмитриевский А.Н. Инновационные технологии освоения нефтяных месторождений в режиме реального времени [Электронный ресурс] / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин // Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа». ИПНГ РАН. – Режим доступа: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_7/erimin.html](http://oilgasjournal.ru/vol_7/erimin.html) (дата обращения: 19.12.2018).

46. Дмитриевский А.Н. К вопросу цифровизации процессов газодобычи / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, В.Е. Столяров // Известия ТулГУ. Науки о Земле. – 2019. – Вып. 2. – С. 136-149.

47. Дмитриевский А.Н. Цифровизация и интеллектуализация нефтегазовых месторождений [Электронный ресурс] / А.Н. Дмитриевский, В.Г. Мартынов, Л.А. Абукова, Н.А. Еремин // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. – 2016. – №2 (24). – С. 13-19.

48. Добыча природного газа. ИТС 29-2017. – М.: Бюро НТД, 2017.

49. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах / под редакцией Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. – М.: Недра, 1984. – том 1. – 360 с., том 2. – 288 с.

50. Дроздов А.Н. Исследование эффективности вытеснения высоковязкой нефти водогазовыми смесями / А.Н. Дроздов, В.П. Телков, Ю.А. Егоров, В.С. Вербицкий, А.В. Деньгаев, А.Р. Хабибуллин, Г.Н. Матвеев, Т.В. Чабина // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 1. – С. 58-59.

51. Ентов В.М. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи / В.М. Ентов, А.Ф. Зазовский. – М.: Недра, 1989. – 232 с.

52. Еремин Н.А. Цифровой двойник в нефтегазовом производстве / Н.А. Еремин, Ал. Н. Еремин // Нефть.Газ.Новации. – 2018. – № 12. – С. 14-17.

53. Еремин Н.А. Применение комплексных алгоритмов управления газодобычей как элементов цифрового двойника технологического комплекса

Бованенковского НГКМ / Н.А. Еремин, И.В. Мельников, Н.М. Бобриков, В.Е. Столяров, А.А. Когай, Д.П. Щеголев // Газовая промышленность. – 2019. – №6 (785). – С. 42-49.

54. Еремин Н.А. Газовая скважина как ключевой объект цифрового месторождения / Н.А. Еремин, В.Е. Столяров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – №9 (554). – С. 5-14.

55. Еремин Н.А. Инновационный потенциал цифровых технологий / Н.А. Еремин, О.Н. Сарданашвили // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – №3 (18). – С. 13.

56. Еремин Н.А. Цифровая модернизация газового комплекса / Н.А. Еремин, Л.А. Абукова, А.Н. Дмитриевский // Актуальные вопросы разработки и внедрения малолюдных (удаленных) технологий добычи и подготовки газа на месторождениях ПАО «Газпром». Доклады заседания секции «Добыча газа и газового конденсата» Научно-технического совета ПАО «Газпром», 2017. – С. 9-20.

57. Жданов И.А. Инструмент для достижения потенциала базовой добычи / И.А. Жданов, Ц.В. Анджукаев, А.С. Маргарит, А.А. Пустовских // SPE-187790, 2017.

58. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа./ Э.С. Закиров. М.: Изд-во «Грааль», 2001. – 303 с.

59. Завершинский В.С. Комплексные системы управления – базовый вектор развития автоматизации предприятий [Электронный ресурс] / В.С. Завершинский // Газовая промышленность. – 2016. – Режим доступа: <http://docplayer.ru/70274248-Kompleksnyye-sistemy-upravleniya-bazovyy-vektor-razvitiya-avtomatizacii-predpriyatiy-zavershinskiy-vadim-sergeevich.html> (дата обращения 24.08.2018).

60. Закревский К.Е. Оценка качества 3D моделей / К.Е. Закревский, Д.М. Майсюк, В.Р. Сыртланов. М.: ООО ИПЦ Маска, 2008. – 272 с.

61. Зеленин Д.В. Исследование механизмов учета взаимовлияния скважин при использовании различных методов математического моделирования / Д.В.

Зеленин, С.В. Степанов, А.Д. Бекман, А.А. Ручкин // Нефтепромышленное дело. – 2019. – №12. – С. 39-45.

62. Зубкова Е. Умное месторождение» для оптимального промысла [Электронный ресурс] / Е. Зубкова // Аналитика - Нефть и Газ. – 2014. – Режим доступа: <http://www.energyland.info/analitic-show-123296> (дата обращения 12.09.2018).

63. Иванов А.В. Математическое моделирование нестационарной работы нефтяной скважины с учетом неравновесной фазовой проницаемости / А.В. Иванов, С.В. Степанов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т.3. №3. – С. 70-82.

64. Ивановский В.Н. Развитие цифрового месторождения за счет использования блока интеллектуализации нижнего уровня скважин / В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, А.Р. Салихова, И.И. Мазеин, С.В. Меркушин, А.В. Чмырь, Д.Н. Красноборов // Neftegaz.RU. – 2019. – №6 (90). – С. 16-21.

65. Казаков А.А. Методы характеристик вытеснения / А.А. Казаков // Научно-производственные достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – Вып. 3. – №1. – С. 6-10.

66. Калигин А. Цифровая добыча [Электронный ресурс] / А. Калигин // Деловой журнал об ИТ, связи и вещании в России и мире. – 2016. – Режим доступа: [http://itps.com/uploads/files/file\\_730.pdf](http://itps.com/uploads/files/file_730.pdf) (дата обращения 12.09.2018).

67. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.

68. Клишев А.В. Современные системы автоматизации в газодобывающей промышленности на примере УКПГ [Электронный ресурс] / А.В. Клишев, С.М. Козлов // Вестник Кибернетики. – 2012. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17932048> (дата обращения 03.09.2018).

69. Ковалев В.В. Оснащение объектов добычи и подготовки газа оборудованием, обеспечивающим полноценную реализацию малолюдных технологий (вопросы надежности, полноценности управления производством) [Электронный ресурс] / В.В. Ковалев // Газовая промышленность. – 2016. – Режим доступа: [http://forum.newgaztech.ru/assets/files/Covalev\\_sect\\_1.pdf](http://forum.newgaztech.ru/assets/files/Covalev_sect_1.pdf) (дата обращения 13.09.2018).

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

71. Краснов В.А. Помехоустойчивый метод оценки связности пласта по данным эксплуатации месторождения / В.А. Краснов, В.А. Иванов // SPE 162053, 2012.

72. Красеньков С.В. Развитие цифровых технологий в нефтегазодобывающей отрасли [Электронный ресурс] / С.В. Красеньков // Специальные системы и технологии. – 2018. – Режим доступа: <https://sst.ru/press/expert-articles/the-development-of-digital-technology-in-the-oil-and-gas-industry> (дата обращения 13.09.2018).

73. Кудряшов С.И. Технология управления заводнением на месторождениях в ОАО «НК «Роснефть» / С.И. Кудряшов, А.В. Сергейчев, И.А. Середина, А.В. Тимонов, Т.Г. Загуренко // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №11. – С. 20-24.

74. Леви В.Б. Исследования процессов адаптации гидродинамических моделей разработки нефтяных месторождений / В.Б. Леви // Автореферат диссертации на соискание уч. ст. кандидата технических наук. Уфа, 2007. – 25 с.

75. Лобков Ю.А. Интеллектуальное месторождение ПАО «ЛУКОЙЛ» / Ю.А. Лобков // Инженерная практика. – 2017. – № 11. – С. 4-9.

76. Лысенко В.Д. Аналитическая методика проектирования разработки нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 7, 8.

77. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений/ В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2005. – 607 с.

78. Лю Дж. Цифровые месторождения КННК: практика и перспективы / Дж. Лю, М. Цю // Газовая промышленность. – 2019. – №11 (792). – С.38-43.

79. Майер В.П. Гидродинамическая модель фильтрации нефти, газа и воды в пористой среде / В.П. Майер. – Екатеринбург: Путиведь, 2000. – 206 с.

80. Масагутов Р. АСУ ТП установки подготовки газа с расширенной функциональностью системы ПАЗ [Электронный ресурс] / Р. Масагутов // Системная интеграция. – 2012. – Режим доступа: <https://www.cta.ru/cms/f/443745.pdf> (дата обращения 13.09.2018).

81. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153-39.0-110-01. М.: ВНИИОЭНГ, 2002. – 120 с.

82. Миловидов К.Н. К оценке эффективности новых технологий «интеллектуальные месторождения будущего» / К.Н. Миловидов, А.Г. Гулулян // Нефть, газ и бизнес. – 2014. – №11. – С.22-27.

83. Минликаев В.З. Развитие высокоавтоматизированных систем управления технологическими процессами добычи углеводородного сырья, ориентированных на эксплуатацию месторождений без постоянного присутствия персонала [Электронный ресурс] / В.З. Минликаев, Д.А. Журавлев, Н.М. Бобриков, Р.Р. Гарифуллин // Газовая промышленность. – 2017. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30006364> (дата обращения 03.09.2018).

84. Мирзаджанзаде А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Уфа: Гилем, 1999. – 464 с.

85. Мирзаджанзаде А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.

86. Назаров С.Н. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей / С.Н. Назаров, Н.В. Сипачев // Известия вузов «Нефть и газ». – 1972. – №10. – С. 41-46.

87. Насыбуллин А.В. Способ регулирования разработки нефтяной залежи / А.В. Насыбуллин, О.Г. Сотников, Р.З. Саттаров, А.А. Шутов, О.Г. Антонов // Патент RU2672921C1, 2017.

88. Насыбуллин А.В. Оптимизация системы заводнения на основе трехмерного геолого-гидродинамического моделирования и искусственного интеллекта / А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов, А.А. Шутов, А.Р. Рахманов, Н.Ф. Гумаров, Б.Г. Ганиев // Нефтяное хозяйство – 2012. – №7. – С. 14-16.

89. Нехорошева А.А. Критический анализ метода прокси-моделирования INSIM-FT (Interwell Numerical Simulation Front Tracking Models) на синтетических моделях и реальном месторождении / А.А. Нехорошева, М.Ю. Данько, А.С. Завьялов, А.О. Елишева // Нефть.газ.Новации. – 2019. – №12 (228). – С. 49-55.

90. Оленчиков Д. Применение CRM-подобных моделей для экспресс прогнозирования и оптимизации разработки месторождений / Д. Оленчиков, Д. Посвянский // SPE-196893-RU, 2019.

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

92. Патент № 2747019 от 23.04.2021 на изобретение «Способ обоснования технологического режима промысла» / А.Н. Харитонов, Т.А. Поспелова, А.Ю. Юшков, А.В. Стрекалов, А.С. Заворина, В.П. Павлов, О.А. Лознюк, А.Ю. Архипов. – Правообладатель: ООО «ТННЦ».

93. Петросов М.Ю. Интеллектуализация и цифровизация газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / М.Ю. Петросов, А.Ю. Ломухин, С.В. Ромашкин, О.Ю. Кулятин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 7. – С. 108-113.

94. Пичугин О.Н. Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях / О.Н. Пичугин, П.Н. Соляной, А.С. Гавришь, В.П. Косяков, Г.Г. Кошеверов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 5-15.

95. Пирвердян А.М. К вопросу о прогнозе добычи нефти и попутной воды при разработке слоисто-неоднородных коллекторов / А.М. Пирвердян, П.И. Никитин, Л.Б. Листенгартен // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1970. – №11. – С. 19-22.

96. Пияков Г.И. Извлечение нефти из низкопроницаемых коллекторов с помощью газовых методов / Г.И. Пияков, А.П. Яковлев, О.И. Буторин, Г.С. Степанова // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 3. – С. 26-27.

97. Пияков Г.И. Исследование эффективности ВГВ (на примере пласта Ю1 Когалымского месторождения) / Г.И. Пияков, А.П. Яковлев, Р.И. Кудашев, Е.И. Романова // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 1. – С. 38-39.

98. Полищук А.А. Развитие практических решений в задачах управления заводнением на основе нейросетевой оптимизации режимов работы нагнетательных скважин / А.А. Полищук, В.В. Трухин, М.М. Бляшук, О.В. Цинкевич, А.С. Алексеев, Л.С. Бриллиант, М.Ф. Печёркин // Недропользование XXI век. – 2019. – № 4 (80). – С. 114-123.

99. Положение компании ПЗ-04 С-0038 Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам. Версия 2.00.

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

101. Пospelова Т.А. Интеграция возможностей CRM и стохастико-аналитической моделей при решении задач заводнения / Т.А. Пospelова // Экспозиция Нефть и Газ. – 2021. – №2(апрель). – С. 48-52.

102. Пospelова 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.

103. 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.

104.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 (21). – С. 97-108.

105. 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.

106. 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.

107. 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.

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

109. 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.

110.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 Недра». – 2021. – 437 с.

111. 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.

112. 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.

113. 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.

114. Потрясов А.А. Автоматизация процессов управления заводнением на нефтяном месторождении / А.А. Потрясов, Л.С. Бриллиант, М.Ф. Печеркин, А.И. Комягин // Недропользование XXI век. – 2016. – №6. – С. 112-121.

115. Пуртова И.П. Повышение эффективности разработки нефтяных залежей посредством адаптации гидродинамических моделей к условиям техногенного упруговодонапорного режима. Диссертация на соискание уч. степени канд. техн. наук / И.П. Пуртова. – Тюмень: ТюмГНГУ. – 2007. – 160 с.

116. Пьявченко Т.А. Автоматизированные информационно-управляющие системы / Т.А. Пьявченко, В.И. Финаев. – Таганрог: Изд-во Технологического института ЮФУ, 2007. – 271 с.

117. Пятибратов П.В. Методы адаптации гидродинамических моделей на основе моделирования околоскважинных зон. Автореферат диссертации на соискание уч. ст. кандидата технических наук / П.В. Пятибратов. - Москва, - 2006. – 25 с.

118. Российская газовая энциклопедия / гл. ред. Вяхирев Р.И. – М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. – 527 с.

119. Ручкин А.А. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM / А.А. Ручкин, С.В. Степанов, А.В. Князев, А.В. Степанов, А.В. Корытов, И.Н. Авсянко // Вестник Тюменского государственного

университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Том 4. – №4. – С. 148-168.

120. Рябец Д.А. Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения / Д.А. Рябец, В.В. Бескурский, Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, Д.В. Горбунова, Е.А. Симаков // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – №6 (90). – С. 92-98.

121. Рябец Д.А. Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин при нейросетевой оптимизации на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения / Д.А. Рябец, В.В. Бескурский, Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Горбунова Д.В., Симаков Е.А. // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – №2 (98). – С. 52-57.

122. Савастыин М.Ю. Анализ и интерпретация динамики режимов работы скважин / М.Ю. Савастыин, А.В. Стрекалов, И.П. Пуртова // ВНИИОЭНГ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 6. – С. 34–36.

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

124. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программа для расчета модели газосборной сети, скважин и дренируемых зон пласта (GasNet VBA v.1.0)» № 2019616973 от 03.06.2019 / А.В. Аржиловский, Т.А. Поспелова, А.В. Стрекалов, А.Ю. Юшков, С.М. Князев. – Правообладатель: ООО «ТННЦ».

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

126. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

«Ариадна 2.0.» № 2020615255 от 19.05.2020 / С.В. Степанов, А.В. Степанов, А.А. Ручкин, А.Д. Бекман, Т.А. Поспелова. – Правообладатель: ООО «ТННЦ».

127. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программа для автоматизированного построения характеристик вытеснения» № 2021610793 от 19.01.2021 / Т.А. Поспелова, В.С. Швец, А.Н. Леванов, Н.А. Игнатъев. – Правообладатель: ООО «ТННЦ».

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

129. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программа для поскважинного расчета уровней добычи на основе уравнения материального баланса» № 2021611024 от 20.01.2021 / Т.А. Поспелова, Д.С. Бердников, Т.А. Сопко. – Правообладатель: ООО «ТННЦ».

130. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программа управления динамическим сетевым графиком бурения» № 2021610863 от 19.01.2021 / Т.А. Поспелова, А.В. Корытов, А.В. Князев, Д.П. Патраков, Н.О. Шевцов. – Правообладатель: ООО «ТННЦ».

131. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программа для прогноза показателей в условиях ограничений добычи» № 2021611023 от 20.01.2021 / Т.А. Поспелова, А.В. Князев, Д.П. Патраков, М.Д. Федоров, Д.В. Никифоров. – Правообладатель: ООО «ТННЦ».

132. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ Модуль «Ранжирования ТИЗ 2020» ПК «РН-КИН» № 2021617285 от 13.05.2021 / Т.А. Поспелова, П.В. Зимин, А.В. Степанов, С.А. Савенков, Т.Р. Мусабилов, И.В. Костригин, Е.В. Костригин, Д.А. Сосновский, Т.В. Сулейманов, Э.А. Терегулов. – Правообладатель: ПАО «НК «Роснефть».

133. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программный комплекс для гидравлической симуляции (ПК-ГидраСим)» №

2018611908 от 08.02.2018 / А.В. Стрекалов. – Правообладатель: ООО «ТННЦ».

134. Семенов В.С. Исследование возможности применения элементов теории оптимального управления для решения задачи адаптации гидродинамической модели нефтяного месторождения: Тр, 63 Всероссийская научно-техническая конференция / В.С. Семенов, В.А. Небоженко. – Самара: ГОУ ВПО «СГАСУ», 2006.

135. Семенов П.В. Концептуальная модель реализации технологии «цифровых двойников» для предприятий нефтегазового комплекса / П.В. Семенов, Р.П. Семишкур, И.А. Дяченко // Газовая промышленность. – 2019. – №7 (787). – С. 24-30.

136. Сергеев А.Л. Реализация системы диспетчерского контроля и управления в составе информационно-управляющей системы диспетчерского управления Бованенковского НГКМ [Электронный ресурс] / А.Л. Сергеев, П.П. Слугин, А.А. Когай // Автоматизация в промышленности. – 2014. – Режим доступа: <https://avtprom.ru/article/realizatsiya-sistemy-dispatchers> (дата обращения 15.09.2018).

137. Сергейчев А.В. Аналитические подходы к оценке выработки запасов и перспективному планированию инвестиций в разработку / А.В. Сергейчев, В.В. Васильев, П.В. Зимин, А.В. Степанов, А.А. Кузовков // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №12. – С. 108-113.

138. Система поддержки принятия решений [Электронный ресурс] // Википедия. – 2020. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/?curid=151322&oldid=109762044> (дата обращения: 09.10.2020).

139. Соколов С.В. Математическая модель прогнозирования базовой добычи нефти с учетом неопределенностей на основе метода характеристик вытеснения / С.В. Соколов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Том 2. – №1. – С. 82-91.

140. Соколов С.В. Алгоритм построения и возможности практического применения матрицы взаимовлияния скважин / С.В. Соколов // Сборник научных

трудов. – Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр. – 2017. – Вып. 3. – С. 139-144.

141. Степанов А.В. 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.

142. Степанов С.В. Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводненности скважины / С.В. Степанов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 72-74.

143. Степанов С.В. Влияние переходной зоны и скорости вытеснения на динамику обводнения скважины / С.В. Степанов, П.А. Ефимов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 84-86.

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

145. Степанов С.В. 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.

146. Степанов С.В. 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.

147. Степанов С.В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования / С.В. Степанов, С.В. Соколов, А.А. Ручкин, А.В. Степанов, А.В. Князев, А.В. Кобытов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Том 4. – № 3. – С. 146-164.

148. Степовой К.В. За интеллектуальными автоматизированными системами – будущее [Электронный ресурс] / К.В. Степовой // Газовая промышленность. – 2013. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/interview/stepovoy-gas->

industry/ (дата обращения 14.09.2018).

149.СТО Газпром 2-3.3-945-2015 «Методика по составлению технологического режима работы промысла (установки комплексной подготовки газа) с расчетом технологических параметров от пласта до входа в головную компрессорную станцию с учетом пиковых нагрузок и незапланированного снижения уровней отборов газа» Общество с ограниченной ответственностью. – М: «Газпром экспо», 2015.

150.Столяров В.Е. Оптимизация процессов добычи газа при применении цифровых технологий / В.Е. Столяров, Н.А. Еремин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – № 6. – С.54-61.

151. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления / А.В. Стрекалов. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2007. – 664 с.

152. Стрекалов А.В. Критерии оценки и развития режима течения многофазной системы для численных гидродинамических моделей / А.В. Стрекалов, Д.Н. Глумов // Нефтегазовое дело. – 2016. – №6. – С. 117-127.

153. Стрекалов А.В. Применение нелинейных законов фильтрации природных поровых коллекторов в гидродинамических моделях / А.В. Стрекалов, А.В. Саранча // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 11. – Часть 6. – С. 1114–1119.

154. Стрекалов А.В. Технология регулирования гидросистем нефтяных промыслов на примере систем поддержания пластового давления / А.В. Стрекалов, В.Ю. Морозов. – СПб: Недра, 2014. – 128 с.

155. Стрекалов А.В. Комплекс математических моделей для управления гидросистемой поддержания пластового давления / А.В. Стрекалов. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2007. – 664 с.

156. Сучок С. LIFE-FIELD – Пилотный проект компании ЛУКОЙЛ по созданию интеллектуального месторождения на базе международных активов в сфере разработки и добычи углеводородов [Электронный ресурс] / С. Сучок, А.

Шалинов, М. Крюков // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – Режим доступа: [http://itps.com/articles/2016/06/29/life\\_field/](http://itps.com/articles/2016/06/29/life_field/) (дата обращения 14.09.2018).

157. Тарасов В.Б. Интеллектуальные SCADA-системы: истоки и перспективы [Электронный ресурс] / В.Б. Тарасов, М.Н. Святкина // Наука и образование. – 2011. – Режим доступа: <http://technomag.bmstu.ru/doc/224479.html> (дата обращения 07.09.2018).

158. Телков А.П. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи /А.П. Телков, С.И. Грачев. М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. -2008. – 518 с.

159. Тер-Саркисов Р.М. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа / Р.М. Тер-Саркисов, В.М. Максимов, К.С. Басниев, А.Н. Дмитриевский, Л.М. Сургучев. – Ижевск, 2015. – 452 с.

160. Угаров А. Искусственный разум умных месторождений [Электронный ресурс] / А. Угаров // Нефть и жизнь. – 2018. – Режим доступа: [http://www.up-pro.ru/library/information\\_systems/production/ii-tatneft.html](http://www.up-pro.ru/library/information_systems/production/ii-tatneft.html) (дата обращения 06.09.2018).

161. Федоров И.А. Интеллектуальная система управления процессами разработки газоконденсатного месторождения [Электронный ресурс] / И.А. Федоров // Нефть.Газ.Новации. – 2015. – Режим доступа: <http://oilgasconference.ru/upload/iblock/432/ngn2015intellect.pdf> (дата обращения 31.08.2018).

162. Федоров К.М. 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.

163. Федоров К.М. 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.

164. Хамидуллин Р.Д. Операционные модели управления процессами

разработки и добычи нефтегазовых месторождений при проведении цифровой трансформации / Р.Д. Хамидуллин // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017. – № 12. – С.53-59.

165. Хамидуллин Р.Д. Удаленное управление процессами нефтегазодобычи на основе цифровой трансформации / Р.Д. Хамидуллин // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017. – № 8. – С.25-30.

166. Харисов М.Н. Алгоритм определения оптимальных характеристик вытеснения / М.Н. Харисов, А.А. Карпов, С.В. Петров, С.Д. Дарий // Нефтяное хозяйство. – № 5. – 2018. – С. 56-59.

167. Харитонов А.Н. 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. Заборина, В.П. Павлов, А.Л. Назаров // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 4 (616). – С. 41-47.

168. Хасанов М.М. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах/ М.М. Хасанов, Г.Т. Булгакова. – Москва-Ижевск: ИКИ, 2003. – 288 с.

169. Хатмуллин И.Ф. Полуаналитические модели расчета интерференции скважин на базе класса моделей CRM / И.Ф. Хатмуллин, А.П. Цанда, А.М. Андрианова, С.А. Буденный, А.С. Маргарит, В.А. Лушпеев, М.В. Симонов, Д.С. Перец // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 38-41.

170. Цифровые технологии [Электронный ресурс] // Министерство цифрового развития, связи и массовых коммуникаций РФ. – 2019. – Режим доступа: <https://digital.gov.ru/ru/activity/directions/878/> (дата обращения: 10.12.2019).

171. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли // Нефтегаз. – 2018. – № 2. – С. 3-9.

172. Цифровая трансформация [Электронный ресурс] // Википедия. – 2020. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/?curid=7904306&oldid=110160075> (дата обращения: 28.10.2020).

173. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика / И.А. Чарный. М.:

Гостоптехиздат, 1963. – 397 с.

174. Черемисин Н.А. Априорный подход к оценке возможности использования гидродинамических моделей на практике при известных ошибках в задании начальных данных / Н.А. Черемисин, Т.Г. Бикбулатова, С.В. Елецкий // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 57-61.

175. Черкасов М. «Умные» технологии в нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] / М. Черкасов // Control Engineering Россия. – 2015. – Режим доступа: <http://www.controlengrussia.com/otraslevye-resheniya/umny-e-tehnologii-v-neftegazovoj-otrasli/> (дата обращения 11.09.2018).

176. Черкасов М. Интеллектуальные технологии для современного месторождения: «умное месторождение» [Электронный ресурс] / М. Черкасов // Управление производством. – 2016. – Режим доступа: [http://www.up-pro.ru/library/information\\_systems/production/umnoe-mestorojdenie.html](http://www.up-pro.ru/library/information_systems/production/umnoe-mestorojdenie.html) (дата обращения 11.09.2018).

177. Черняев Д.С. Роль цифровых технологий в разведке, добыче и транспортировке нефтегазовых продуктов / Д.С. Черняев, Д.Е. Намиот // International Journal of Open Information Technologies. – 2019. – Том 7. – № 11. – С. 79-85.

178. Чудаков К.С. Опыт использования контроллеров семейства Stardom для управления нефтегазовым оборудованием [Электронный ресурс] / К.С. Чудаков // Вестник Газпромаша, выпуск 8. – 2014. – Режим доступа: [http://www.gazprommash.ru/factory/vestnik/vestnik8/st\\_6/](http://www.gazprommash.ru/factory/vestnik/vestnik8/st_6/) (дата обращения: 15.09.2018).

179. Шишкин А.Н. Цифровая трансформация ПАО АНК «Башнефть»: от концепции до реализации / А.Н. Шишкин, Э.О. Тимашев, В.И. Соловых, М.Г. Волков, А.В. Колонских // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 3. – С. 7-12.

180. Юдин Е.В. Метод оценки интерференции скважин с использованием данных технологических режимов их эксплуатации / Е.В. Юдин, А.Е. Губанова, В.А. Краснов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 8. – С. 64-69.

181. Ядав А. Новый метод аналитики данных для характеристики стратегии

заводнения зрелого нефтяного месторождения с геологически сложной структурой / А. Ядав, Д. Давудов, Ю. Данисман, А. Малков, Э. Омара, Э. Венкатраман, А. Эль-Хавари // SPE 201929-RU. – 2020.

182. Язьков Алексей В. 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.

183. Яковлев В.В. Направления развития когнитивных технологий в периметре Блока разведки и добычи компании «Газпром нефть» / В.В. Яковлев, М.М. Хасанов, А.Н. Ситников, Д.О. Прокофьев, А.А. Пустовских, А.С. Маргарит, М.В. Симонов, Д.С. Перец // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С.6-9.

184. Al-Shuraiqi Y.S., Muggeridge A.U., Grattoni C.A. Laboratory Investigation of First Contact Miscible WAG Displacement: the Effect of WAG Ratio and Flow Rate // SPE Conference paper 84894, 2003.

185. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // SPE J. Paper. 945228G. – 1945. – P. 228-247.

186. Asar H., Handy L.L. Influence of Interfacial Tension on Gas // Oil Relative Permeability in a Gas-Condensate System. SPE RE. – 1988. – Vol.3. – No.1 – P. 257-265.

187. Brown M. Analytical Trilinear Pressure Transient Model For Multiply Fractured Horizontal Wells In Tight Shale Reservoirs: Thesis of MS, Colorado School of Mines, 2010.

188. Cao F. Development of a Two-Phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model: Ph.D. Dissertation, University of Texas, Austin, TX, USA, 2014.

189. Cheng A.M., Inflow Performance Relationship for Solution-gas-Drive Slanted/Horizontal Wells, Natl. Inst. for Petroleum & Energy Research // SPE 20720.

190. Christensen J.R., Stenby E.E., Skauge A. Review of WAG Field Experience // SPE REE. – 2001. – Vol.4. – No.2. – P. 97-106.

191. Deitrich J.K. Relative Permeability during Cyclic Steam Stimulation of Heavy-Oil Reservoirs. JPT, Oct. – 1981. P. – 1987-1989.

192. Duchenne S., Puyou G., Cordelier P., Bourgeois M., Hamon G. Laboratory

Investigation of Miscible CO<sub>2</sub> WAG Injection Efficiency in Carbonates // SPE Conference paper 169658-MS, 2014.

193.Fayers F.J., Matthews J.D. Evaluation of Normalized Stone's Methods for Estimating Three-Phase Relative Permeability // SPE Journal, Apr. – 1984. – P. 224-232.

194.Fedorov K.M., Samolovov D.A., Polkovnikov F.I. Recovery Drive Analysis in Respect to Tilted Oil Rims: Conference paper SPE 191486, 2018.

195.Guo, Zhenyu & Reynolds, Albert & Zhao, Hui. Waterflooding optimization with the INSIM-FT data-driven model // Computational Geosciences. 10.1007/s10596-018-9723-y, 2018.

196.Gentil P.H. The Use of Multilinear Regression Models in Patterned Waterfloods: Physical Meaning of the Regression Coefficients. M.S.: Thesis, The University of Texas at Austin, Austin, Texas, 2005.

197.Haniff M.S., Ali J.K. Relative Permeability and Low Tension Fluid Flow in Gas Condensate Systems // SPE Conference paper 20917 MS. – 1990. – P. 351-358.

198.Hassanzadeh H., Pooladi-Darvish M., Comparison of different numerical Laplace inversion methods for engineering applications; Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, 2500 University Drive NW, Calgary, AB, Canada T2N 1N4, [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com).

199.Hui Zhao, A Data-Driven Model for History Matching and Prediction for Waterflooding Monitoring and Management with a Field Application // SPE Journal. – 2016. – No.21(06). – P. 2175–2194.

200.Holanda R.W., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C. S. A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting [Electronic resource]. – Energies, 2018. – URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3368/html> (date of treatment: 11.09.2018).

201.Holanda R.W.D., Gildin E., Jensen J.L. A generalized framework for Capacitance Resistance Models and a comparison with streamline allocation factors. J. Pet. Sci. Eng. – 2018. – No.162. – P. 260–282.

202.Izgec O., Kabir C.S. Quantifying reservoir connectivity, in-place volumes, and drainage-area pressures during primary depletion // J. Pet. Sci. Eng. – 2012. – No.81. – P.

7–17.

203. Janssen M.T.G., Azimi F., Zitha, P.L.J. Immiscible Nitrogen Flooding in Bentheimer Sandstones: Comparing Gas Injection Schemes for Enhanced Oil Recovery. SPE Conference Paper 190285-MS, 2018.

204. Juanes R., Blunt M.J. Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimal WAG Ratio // SPE Journal, Dec. – 2007. – P. 486-494.

205. Kaviani D. Interwell Connectivity Evaluation from Wellrate Fluctuations: A Waterflooding Management Tool. Ph.D. Dissertation, Texas A&M University, College Station, TX, USA, 2009.

206. Kaviani D., Jensen J.L., Lake L.W. Estimation of inter well connectivity in the case of unmeasured fluctuating bottom hole pressures // J. Pet. Sci. Eng, 2012.

207. Kaviani D.; Valkó P.P.; Jensen J.L. Application of the Multiwell Productivity Index-Based Method to Evaluate Interwell Connectivity. In Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA, 24–28 April.

208. Kim J.S. Development of Linear Capacitance-Resistance Models for Characterizing Waterflooded Reservoirs. Master's Thesis, University of Texas, Austin, TX, USA, 2011.

209. Kim J.S., Lake, L.W., Edgar, T.F. Integrated Capacitance-Resistance Model for Characterizing Waterflooded Reservoirs. In Proceedings of the IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production, Trondheim, Norway, 31 May – 1 June 2012; International Federation of Automatic Control: Laxenburg, Austria, 2012.

210. Koval E. J. A Method for Predicting the Performance of Unstable Miscible Displacement in Heterogeneous Media // SPEJ. – 1963. No.3 (2). – P. 145-154.

211. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery. 1989, Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall.

212. Laochamroonvorapongse, R. Advances in the Development and Application of a Capacitance-Resistance Model. Master's Thesis, University of Texas, Austin, TX, USA, 2013.

213. Marchesin D., Plohr B.J. Wave Structure in WAG Recovery // SPEJ, June. – 2001. – P. 209-219.

214.Nguyen, A.P. Capacitance Resistance Modeling for Primary Recovery, Waterflood and Water-CO<sub>2</sub> Flood. Ph.D. Dissertation, University of Texas, Austin, TX, USA, 2012.

215.Nguyen A.P., Kim, J.S.; Lake L.W.; Edgar T.F.; Haynes B. Integrated Capacitance Resistive Model for Reservoir Characterization in Primary and Secondary Recovery. In Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, USA, 30 October–2 November 2011; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 2011.

216.Nordtveid J.E., Ebeltoft E., Iversen J.E., Urkedal H., Valte K.O., Watson A.T. Determination of Three-Phase Relative Permeability from Displacement Experiments // SPE FE, Dec. – 1997. – P. 221-226.

217.Oak M.J., Baker L.E., Thomas D.C. Three-Phase Relative Permeability of Berea Sandstone // JPT, Aug. – 1990. – P. 1054-1061.

218.Ozkan E., Performance of horizontal wells; Dissertation of PhD, The University of Tulsa, 1988.

219.Panda M., Nottingham D., Lenig D. Systematic Surveillance Techniques for Large Miscible WAG Flood // SPE REE, June. – 2011. – P. 299-309.

220.Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO<sub>2</sub> Floods. Ph.D Dissertation, 2008.

221.Sinanan B.S., Budri M. Nitrogen Injection Application for Oil Recovery in Trinidad. SPE Conference Paper 156924-MS, 2012.

222.Stalkup F.I. Miscible Flooding Fundamentals: SPE Monograph Series, Vol.8. – 1983.

223.Storn, R., Price, K.: Differential Evolution-A Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization Over Continuous Spaces. Journal of Global Optimization. – 1997. – No.11(4). – P. 341–359.

224.Valeev A., Shevelev A. Design of WAG Parameters // SPE Conference Paper 187843-MS, 2017.

225.Valko P. P. Development and Application of the Multiwell Productivity Index (MPI) / P. P. Valko, L. E. Doublet, T. A. Blasingame // SPE Journal. – 2000. – Vol.5. –

№ 1. – P. 21-31.

226.Wang G.C. A laboratory Study of the Effect of CO<sub>2</sub> Injection Sequence on Tertiary Oil Recovery // SPE Journal, Aug. – 1980.

227.Weber D., Edgar T. F., Lake L. W., Lasdon L.S., Kawas, S., Sayarpour M. 2009. Improvements in Capacitance-Resistive Modeling and Optimization of Large Scale Reservoirs [Electronic resource] // SPE Western Regional Meeting, 24-26 March, San Jose, California. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-121299-MS> (date of treatment: 11.09.2018).

228.Yousef A.A., Gentil P.H., Jensen J.L., Lake L.W. A Capacitance Model To Infer Interwell Connectivity From Production and Injection Rate Fluctuations // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 9-12 October 2005.

229.Zang P., Brodie J.A., Daae V., Erbas D., Duncan E. BP North Sea Miscible Gas Injection Projects Review. SPE paper 1665967, 2013.

230.Zuo L., Chen Y., Zhon D., Kamath J. Three-Phase Relative Permeability Modeling in the Simulation of WAG Injection // SPE REE, Aug. – 2014. – P. 326-339.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

CRM	– Capacitance-Resistance Models, емкостно-резистивная модель
CRMIP	– модель с отдельными парами скважин
CRMP	– модель ячеек заводнения с одной добывающей скважиной и всеми влияющими нагнетательными
CRMT	– модель укрупненных скважин
INSIM	– Interwell Numerical Simulation Model
MPI	– Multiwell Productivity Index
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом
БД	– база данных
БНГКМ	– Береговое нефтегазоконденсатное месторождение
БП	– бизнес план
ВГВ	– водогазовое воздействие
ВИК	– визуально-измерительный контроль
ВМР	– водометанольный раствор
ВНФ	– водонефтяной фактор
ВПП	– выравнивание профиля притока
ВТС	– внутрипромысловая трубопроводная система
ВФ	– внешние факторы
ВЧС	– вариативные численные свойства
ГДИС	– гидродинамические исследования
ГДМ	– гидродинамические модели
ГИС	– геофизические исследования
ГКЗ	– Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых
ГПА	– газоперекачивающие агрегаты
ГРП	– гидроразрыв пласта

ГС	– газотранспортная система
ГСС	– газосборная система
ГТМ	– геолого-технологические мероприятия
ГТУ	– газотурбинная установка
ГТЭС	– газотурбинная электростанция
ДЗП	– дренируемая зона пласта
ДКС	– дожимная компрессорная станция
ДС	– диспетчерская служба
ДФМ	– детерминированная физико-математическая модель
ДЭГ	– диэтиленгликоль
ЗВС	– зоны воздействия скважин
ЗКЦ	– заколонная циркуляция
ЗПА	– запорноперекрывающая арматура
ЗУ	– замерные участки/узлы, в том числе имеющиеся до интеллектуализации
ИГТМ	– интегрированная геолого-технологическая модель
ИНС	– искусственные нейронные сети
КИН	– коэффициент извлечения нефти
КНС	– кустовые насосные станции
КО	– контрольный объем
КС	– кустовой сепаратор
ЛНД	– локальная нормативная документация
ЛУ	– лицензионный участок
МВП	– матрица взаимной продуктивности
МГРП	– многостадийный гидроразрыв пласта
МДС	– минимальное давление смесимости
МККО	– метод крупных контрольных объемов
ММ	– математическое моделирование
МР	– математический регулятор

МТР	– материально-технические ресурсы
МУН	– методы увеличения нефтеотдачи
МФТ	– модели функциональные табулируемые
НГКМ	– нефтегазоконденсатное месторождение
НИЗ	– начальные извлекаемые запасы
НИИ	– научно-исследовательский/проектный институт
НКТ	– насосно-компрессорные трубы
ННС	– наклонно-направленные скважины
НФП	– низкий фильтрационный потенциал
НФС	– низкое фильтрационное сопротивление
ОПЗ	– обработка призабойных зон
ОПР	– опытно-промышленные работы
ОФП	– относительная фазовая проницаемость
ПАВ	– поверхностно-активные вещества
ПАЗ	– противоаварийная защита
ПГИС	– промыслово-геофизические исследования
ПДГТМ	– постоянно действующая геолого-технологическая модель
ПНГ	– попутный нефтяной газ
ПО	– программное обеспечение
ППД	– поддержание пластового давления
ППР	– планово-предупредительный ремонт
ПР	– проект разработки
ПТД	– проектно-техническая документация
РИР	– ремонтно-изоляционные работы
РК	– рентген контроль
РР	– регулятор расхода
РСУ	– распределенная система управления
САМ	– стохастико-аналитические модели
САР	– система автоматического регулирования

САУ	– система автоматизированного управления
САУП	– система автоматического управления газовым промыслом
СЛАУ	– система линейных алгебраических уравнений
СЭ	– стационарный эхолот
ТР	– технологический режим
ТРИЗ	– трудноизвлекаемые запасы
ТС	– текучие среды
ТЭГ	– триэтиленгликоль
ТЭП	– технико-экономические показатели
УВ	– углеводороды
УВС	– углеводородное сырье
УЗТ	– ультразвуковая толщинометрия
УКПГ	– установка комплексной подготовки газа
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства
ЦАУК	– центральный аппарат управления Компании
ЦБН	– центробежные нагнетатели
ЦД	– цифровой двойник
ЦКД	– центр комплексирования данных
ЧПС	– численные показатели системы
ЭВУ	– электронно-вычислительное устройство

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ

№	Модули	Обозначение	Основные параметры	Обозначение	Весовые коэффициенты			
					Автоматизация		Цифровой двойник	Оптимизатор
					Контр.	Управ.		
1	Продуктивные пласты с запасами углеводородов	Пласт	Давление пластовое	Рпл	1		3	3
			Температура пластовая	tпл	1			
			Давление на забое скважины	Рзаб	2			
			Температура на забое скважины	tзаб	2			
2	Скважины, включая подземное оборудование, лифтовая колонна, фонтанная арматура, технологическая обвязка скважин.	Скважины	Давление на устье скважины	Ру	3		3	3
			Давление после штуцера	Рш	3			
			Давление в затрубном пространстве	Рз	2			
			Давление в межколонном пространстве	Рмк	2			
			Температура на устье скважины	tu	3			
			Температура после штуцера скважины	tш	3			
			Положение регулятора (штуцера)	Ншт	3	3		
			Расход газа	Qскв	3			
			Концентрация мех. примесей, сигнализатор выноса песка	Кмп	3			
			Толщина стенок	Δhc	1			
			Расход конденсата*	qк	2			
			Расход ВМР	qвмр	2			
			Давление метанола*	Рм	3			
			Расход подаваемого метанола*	qm	3	3		
			Давление ПАВ*	Рпав	2			
Расход подаваемого ПАВ*	qpав	2	3					

Модули	Обозначение	Основные параметры	Обозначение	Весовые коэффициенты			
				Автоматизация		Цифровой двойник	Оптимизатор
				Контр.	Управ.		
		Расход подаваемого ПАВ*	qpав	2	3		
		Загазованность	Кг/а	3			
		Плотность потока	рп	1			
		Минерализация воды	TDS	2			
		Температура окружающей среды	Твоз	1			
		Скорость ветра	ув	1			
		Наличие альтернативных источников ЭЭ*		1			
		Коэффициенты фильтрационных сопротивлений (формула притока газа)	a, b	1			
3.Промысловая система сбора газа со скважин (газосборная система)	ГСС	Давление на выходе куста скважин	Ркуст	3		3	3
		Расход газа с куста скажин	Qкуст	3			
		Температура на выходе куста скважин	tкуст	3			
		Расход конденсата с куста скажин*	qк.куст	2			
		Расход воды с куста скажин	qv.куст	2			
		Давление на ЗПА перед регулятором	Ррег	3			
		Давление на ЗПА после регулятора	Рзпа	3			
		Расход газа в коллекторе на ЗПА	Qзпа	3			
		Температура в коллекторе на ЗПА	tзпа	3			

		Расход конденсата в коллекторе на ЗПА*	qк.зпа	2			
		Расход ВМР в коллекторе на ЗПА	qvмр.зпа	2			
		Положение клапана регулятора ЗПА	Нкр.зпа	3	3		
4.Входные сепараторы	Сепараторы	Давление на входе в сепаратор	Рс.вх	3		2	2
		Температура на входе в сепаратор	tc.вх	3			
		Давление на выходе сепаратора	Рс.вых	3			
		Температура на выходе сепаратора	tc.вых	3			
		Расход конденсата	qк.с	3			
		Расход ВМР	qvмр.с	3			
		Уровень жидкости	hc	3			
		Положение клапана в разделителе на выходе конденсата*	Нк.с	3	2		
		Положение клапана в разделителе на выходе ВМР	Нвмр.с	3	2		
5.Газоперекачивающие агрегаты ДКС	ГПА ДКС	Давление на входе ГПА	Ргпа.вх	3		3	3
		Температура на входе ГПА	tгпа.вх	3			
		Давление на выходе ГПА	Ргпа.вых	3			
		Температура на выходе ГПА	tгпа.вых	3			
		Обороты ротора	Ноб.гпа	3	3		
		Расход газа на выходе	Qг.дкс	2			
		Расход топливного газа	Qтг.дкс	3			
		Положение задвижек и клапанов	Нгпа	2	2		
		Потребление электроэнергии	Iгпа	2			
		Коэффициент мощности	Нiгпа	2			
		Уровень вибраций	Ав.гпа	3			

		Загазованность	Кг/а	3			
6.Аппараты воздушного охлаждения ДКС	АВО ДКС	Давление на входе АВО	Раво.вх	3		2	2
		Температура на входе АВО	tаво.вх	3			
		Давление на выходе АВО	Раво.вых	3			
		Температура на выходе АВО	tаво.вых	3			
		Температура на выходе секций АВО	tаво.с	2			
		Температура воздуха	tвоз	3			
		Уровень вибраций	Ав.аво	3			
		Частота вращения вентилятора	Фв.аво	3	3		
		Положение жалюзей*	Нж.аво	3	3		
		Загазованность	Кг/а	3			
7.Установки низкотемпературной сепарации	НТС	Давление на входе НТС	РНТС.вх	3		3	3
		Температура на входе НТС	tНТС.вх	3			
		Расход газа на входе НТС	QНТС.вх	3			
		Давление на выходе НТС	РНТС.вых	3			
		Температура на выходе НТС	tНТС.вых	3			
		Положение редуцирующего клапана	Нкр.нтс	3	3		
		Перепад давления на НТС	ΔРНТС	3			
		Температура газа после дресселирования	tНТС.др	3			
		Расход конденсата	qк.нтс	3			
		Расход ВМР	qвмр.нтс	3			
		Температура сырого газа на входе теплообменника	tго.вх1	2			
		Температура сырого газа на выходе теплообменника	tго.вых1	2			

		Температура сухого газа на входе теплообменника	$t_{го.вх2}$	2			
		Температура сухого газа на выходе теплообменника	$t_{го.вых2}$	2			
		Перепад давления на теплообменнике	$\Delta P_{го}$	2			
		Температура газа на входе сепараторов	$t_{нтс.с}$	2			
		Перепад давления на сепараторах	$\Delta P_c$	2			
		Уровень жидкости в сепараторах	$h_c$	2			
		Загазованность	$Kг/a$	3			
8.Газоперекачивающие агрегаты КС	ГПА КС	Давление на входе ГПА	$P_{гпа.вх}$	3		3	3
		Температура на входе ГПА	$t_{гпа.вх}$	3			
		Давление на выходе ГПА	$P_{гпа.вых}$	3			
		Температура на выходе ГПА	$t_{гпа.вых}$	3			
		Обороты ротора	$N_{об.гпа}$	3	3		
		Расход газа на выходе	$Q_{г.гпа}$	2			
		Расход топливного газа	$Q_{тг}$	3			
		Положение задвижек и клапанов	$N_{гпа}$	2	2		
		Потребление электроэнергии	$I_{гпа}$	2			
		Коэффициент мощности	$N_{iгпа}$	2			
		Уровень вибраций	$A_{в.гпа}$	3			
		Загазованность	$Kг/a$	3			
9.Аппараты воздушного охлаждения КС	АВО КС	Давление на входе АВО	$P_{аво.вх}$	3		2	2
		Температура на входе АВО	$t_{аво.вх}$	3			
		Давление на выходе АВО	$P_{аво.вых}$	3			

		Температура на выходе АВО	t <sub>аво.вых</sub>	3			
		Температура воздуха	t <sub>воз</sub>	3			
		Уровень вибраций	Ав.аво	3			
		Температура на выходе секций АВО	t <sub>аво.вых</sub>	2			
		Частота вращения вентилятора	F <sub>аво</sub>	3	3		
		Положение жалюзей*	Наво	3	3		
		Загазованность	Кг/а	3			
10. Установки стабилизации конденсата	УСК	Давление в выветривателе УСК	P <sub>в.уск</sub>	3		3	3
		Положение редуцирующего клапана выветривателя	N <sub>в.уск</sub>	3	3		
		Температура в выветривателе УСК	t <sub>в.уск</sub>	3			
		Положение редуцирующего клапана ректификационной колонны	N <sub>рк.уск</sub>	3	3		
		Давление в ректификационной колонне УСК	P <sub>рк.уск</sub>	3			
		Температура в ректификационной колонне УСК	t <sub>рк.уск</sub>	3			
		Расход холодного конденсата в верхней части ректификационной колонны	q <sub>хк.уск</sub>	3			
		Положение клапана регулятора	N <sub>кр.рк</sub>	3	3		
		Мощность нагрева в выветривателе	N <sub>в.уск</sub>	3	3		
		Уровень жидкости в испарителе	h <sub>и.уск</sub>	2			
		Мощность нагрева в испарителе	N <sub>и.уск</sub>	3	3		
		Расход конденсата	q <sub>г.уск</sub>	3			
		Расход газа дегазации	Q <sub>гд.уск</sub>	2			
		Давление на выходе УСК	P <sub>уск.вых</sub>	3			
		Температура на выходе УСК	t <sub>уск.вых</sub>	3			
Загазованность	Кг/а	3					

11. Установки гликолевой осушки газа.	УОГ	Давление на входе УОГ	Р <sub>уог.вх</sub>	3		2	2
		Температура на входе УОГ	t <sub>уог.вх</sub>	3			
		Давление на выходе УОГ	Р <sub>уог.вых</sub>	3			
		Температура на выходе УОГ	t <sub>уог.вых</sub>	3			
		Расход газа на входе	Q <sub>г.уог</sub>	3			
		Расход гликоля	q <sub>г.уог</sub>	3			
		Частота оборотов насоса гликоля (управление расходом гликоля)	F <sub>н.гл</sub>	3	3		
		Перепад давления на абсорбере	ΔP <sub>аб</sub>	3			
		Температура точки росы сырого газа	t <sub>тр.сырой</sub>	2			
		Температура точки росы осушенного газа	t <sub>тр.сухой</sub>	3			
		Потери гликоля	Δq <sub>гл</sub>	2			
12. Установки регенерации гликоля	УРГ	Производительность по регенерированному гликолю	q <sub>г.ург</sub>	3		2	2
		Положение редуцирующего клапана	N <sub>в.ург</sub>	3	3		
		Давление в выветривателе	P <sub>в.ург</sub>	3			
		Температура гликоля в испарителе	t <sub>гл.ург</sub>	3			
		Мощность нагрева в испарителе	N <sub>и.ург</sub>	3	3		
		Температура верха колонны регенерации	t <sub>вк.ург</sub>	3			
		Концентрация гликоля	K <sub>гл</sub>	3			
		Положение задвижек	N <sub>ург</sub>	3			
13. Установки регенерации метанола	УРМ	Производительность по регенерированному метанолу	q <sub>м.урм</sub>	3		2	2
		Положение редуцирующего клапана	N <sub>в.урм</sub>	3	3		
		Давление в выветривателе	P <sub>в.урм</sub>	3			

		Мощность нагрева в испарителе	Ни.урм	3	3		
		Температура в испарителе	ti.урм	3			
		Давление в испарителе	Pи.урм	3			
		Температура верха колонны регенерации	tвк.урм	3			
		Концентрация метанола	Км	3			
		Концентрация метанола в кубовой воде	Км.кв	2			
		Положение задвижек	Нурм	3			
14.Узел учета газа	УУГ	Давление газа на входе ГП	Pг.вых	3		0	0
		Температура газа на выходе ГП	tг.вых	3			
		Расход газа на выходе ГП	Qг.вых	3			
		Температура точки росы	tтр.вых	3			
		Компонентный состав газа		2			
		Расход газа на собственные нужды	Qг.с.н.	3			
15.Узел учета конденсата	УУК	Давление конденсата	Pк.вых	3		0	0
		Температура конденсата	tк.вых	3			
		Расход конденсата	qк.вых	3			
		Давление насыщенных паров	Pк.нп	3			
		Компонентный состав газа		2			
16.Пульт управления	ПУ	Контроль параметров работы всех модулей	SCADA	3	3	0	0
		Связь	-	3	3	0	0
		Многоядерный резервируемый сервер	-	0	0	3	3
		БД реального времени (телеметрия)	-	3	3	0	0
		БД интеллектуальной системы	-	0	0	3	3
		Контроль за работой ИТ инфраструктуры	-	3	3	0	0

17.Закачка промстоков	ЗП	Расход поступающих промстоков	qпс	2		2	2
		Температура поступающих промстоков	tпс	2			
		Давление закачки промстоков	Pзак.пс	3			
		Расход закачиваемых промстоков	qзак.пс	3			
		Температура закачиваемых промстоков	tзак.пс	3			
		Частота рабочих ходов (оборотов) насосов	Fн.зак	3	3		
18.Блок подачи метанола*	БПМ	Давление метанола	Pм.бпм	3		2	2
		Расход метанола	qm.бпм	3			
		Частота рабочих ходов (оборотов) насосов	Fн.бпм	3	3		
19.Блок подачи ПАВ*	БП ПАВ	Давление метанола	Pм.бпм	3		2	2
		Расход метанола	qm.бпм	3			
		Частота рабочих ходов (оборотов) насосов	Fн.бпм	3	3		
20.Блок подачи ингибитора коррозии*	БПИК	Давление метанола	Pм.бпм	3		2	2
		Расход метанола	qm.бпм	3			
		Частота рабочих ходов (оборотов) насосов	Fн.бпм	3	3		

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. АКТ О ВНЕДРЕНИИ



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «РН-НЯГАНЬНЕФТЕГАЗ»**  
(АО «РН-Няганьнефтегаз»)

ул. Сибирская, д. 18, корп. 1, г. Нягань, ХМАО-Югра, Тюменская обл., 628183  
Телефон: (346721) 92-222, факс (346721) 94-444, e-mail: rnyug@nyaganneft.ru  
ОКПО 50520266, ОГРН 1028601406725, ИНН КПП 6610010727/097250001

от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального  
директора - главный геолог  
АО «РН-Няганьнефтегаз»

**Д.Э. Емельянов**



2021 г.

**Акт**

**о внедрении и эффективности научных разработок соискателя ученой степени  
доктора технических наук Поспеловой Татьяны Анатольевны**

В период работы с 2018 -2020 гг. Т.А. Поспеловой в составе группы авторов разработан и внедрен в производство ряд технологий для повышения эффективности разработки месторождений АО «РН-Няганьнефтегаз».

Созданное ПО «Ариадна» позволило в автоматическом режиме рассчитать оптимальные приемистости нагнетательных скважин с целью повышения добычи нефти и снижения обводненности.

В результате оптимизации приемистости на участках пласта ВК1-3 на Каменном и Ем-Еговском ЛУ получена технологическая и экономическая эффективность мероприятий. Мероприятия по оптимизации приемистости путем смены штуцера являются низкзатратными.

Результаты подтверждены дополнительной добычей по Ем-Еговскому ЛУ в объеме 5,7 тыс. нефти при 28 проведенных мероприятий, что позволило по реагирующим скважинам увеличить добычу нефти на 3,8% и снизить обводненность на 1,2%.

По Каменному ЛУ от 40 проведенных мероприятий по реагирующим скважинам дополнительно добыто 3,4 тыс. т. или +1,8%.

Дополнительно с использованием алгоритмов и разработок автора определены скважины с наличием непроизводительной закачки, где запланировано ПГИ с целью повышения эффективности закачки на 32 нагнетательных скважинах.

Начальник управления  
по разработке месторождений

*Татьяна Емельянова Д.Э. 16*  
*Авсянко И.Н. заверяю.*  
*И.О. начальника ООП*  
*А.Н. Дмитриев*



И.Н. Авсянко

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3. СПРАВКА О ПРОМЫШЛЕННОМ ВНЕДРЕНИИ

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

АО «Сибнефтегаз»

Дик

12 2020 г.



#### СПРАВКА

**о промышленном внедрении и эффективности научных разработок соискателя  
ученой степени доктора технических наук Поспеловой Татьяны Анатольевны**

В рамках договора №ТННЦ-11024/19/7200019/0177Д в 2020 году Т.А. Поспеловой и группой авторов были разработаны и внедрены методические указания по обоснованию технологических режимов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с учётом влияния системы сбора газа и подготовки, а также программный комплекс «GasNet VBA», позволяющий реализовать данные методические указания. ПО «GasNet VBA» предназначено для проведения расчетов технологических режимов газовых и газоконденсатных скважин с учетом системы сбора газа на основе стационарной модели двухфазного потока сжимаемых компонентов.

Разработанные методические указания нашли отражение в локальном нормативном документе (ЛНД) Компании «Методические указания по обоснованию технологических режимов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с учётом влияния системы сбора газа, подготовки и компримирования газа», который в настоящее время проходит согласование на предприятиях Компании.

Предложенный в методических указаниях алгоритм расчета технологического режима промысла позволяет оперативно определить диапазон возможных решений и выбирать оптимальный режим, а также оценивать добычу газа при снижении пластового давления. При этом периодичность расчета может изменяться в широких пределах.

Апробация ЛНД и программного комплекса была проведена на Береговом месторождении АО «Сибнефтегаз» в процессе расчетов технологических режимов промыслов с учетом ГСС, УКПГ и ДКС, которые выполнялись с помощью ПО «GasNet VBA». Получена хорошая сходимость результатов расчета с фактическими данными. По результатам работ сделан вывод, что предложенные методические указания и

программный комплекс GasNet VBA могут быть успешно использованы для расчета технологических режимов скважин.

При замене импортного ПО на отечественное повышение эффективности за счет применения методических указаний и программного комплекса GasNet VBA позволяет получить дополнительный чистый дисконтированный доход в размере 7,4 млн рублей.

Результаты исследований и промышленного внедрения методических указаний по обоснованию технологических режимов эксплуатации газовых (газоконденсатных) скважин и ПО «GasNet VBA», а также роль автора приведены в таблице (приложение).

Заместитель генерального директора-  
главный геолог АО «Сибнефтегаз»

*А.М.* - В.Н. Абрашов

*Подпись Абрашова Варвара Николаевича  
удостоверено.*

*Руководитель сектора по обеспечению,  
оценке и развитию персонала  
Отдела управления персоналом  
и социальным программам С.С. Еромокина*



## ПРИЛОЖЕНИЕ 4. СПРАВКА ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНЫХ РАЗРАБОТОК



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»  
(ООО «ТНЦ»)**

Почтовый адрес: а/я 747, г. Тюмень, Тюменская область, 625000  
Юридический адрес: ул. Максима Горького, д. 42, г. Тюмень, Тюменская область, 625048  
Телефакс: (3452) 55-00-55, Факс: (3452) 79-27-81, e-mail: tnc@rosneft.ru  
ОКПО 55442802, ОГРН 1077203000434, ИНН/КПП 7202157173/ 720301001

УТВЕРЖДАЮ:



Генеральный директор  
ООО «Тюменский нефтяной  
научный центр», к.т.н.  
А.В. Аржиловский  
14 декабря 2020 г.

### СПРАВКА

об использовании результатов научных разработок  
соискателя ученой степени доктора технических наук  
Поспеловой Татьяны Анатольевны

Настоящим документом подтверждается, что результаты научных исследований Татьяны Анатольевны Поспеловой в области создания алгоритмов, оптимизации технологических процессов при разработке месторождений нефти и газа, повышения эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) в рамках мониторинга разработки рекомендованы к применению и внедрены на ряде месторождений Западной и Восточной Сибири.

Ниже перечислены проекты за период 2015 - 2020 гг., при выполнении которых научные разработки Т.А. Поспеловой были приняты к применению добывающими предприятиями ПАО «НК «Роснефть»:

№ договора	Название научно-исследовательской темы/проекта
ТНЦ-11312/19	Дополнение технологии эффективного вытеснения запасов высоковязкой нефти пластов ПК Западной Сибири в части применения нагретых полимерных растворов
ТНЦ-11516/19	Повышение эффективности ГТМ (ЗБС) с использованием статистико-математических методов анализа данных
ТНЦ-11837/19_Наряд-заказ №2	Сопровождение выполнения геолого-технических мероприятий физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на объектах ООО «РН-Уватнефтегаз»



Сертифицировано  
Российским Регистром

ТННЦ-11590/19	Разработка технологии ограничения водопритока для объекта Вч Верхнечонского месторождения
ТННЦ-10144/18	Разработка алгоритмов, методик и модификация программного модуля «Ранжирование ТИЗ» в ПК «РН-КИН» для оценки показателей разработки и оптимизации программы бурения с учетом целевых уровней добычи и ГТМ
ТННЦ-11773/19	Расширение функциональных возможностей алгоритмов оценки и информационной системы «Оценка участков недр» в части газовой опции
8/ТННЦ-1011/2020	Разработка программного обеспечения для системы автоматического управления газовым промыслом (САУП) и для системы автоматического регулирования газовых скважин (САР)/ Разработка алгоритмов и расчетных модулей для автоматического управления газовым / газоконденсатным промыслом и автоматического регулирования газовых / газоконденсатных скважин
ТННЦ-11024/19	Методические указания по обоснованию технологических режимов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с учётом влияния системы сбора, подготовки и компримирования газа
ТННЦ-11592/19	Концепция создания «Цифрового месторождения» на газодобывающих объектах АО «Сибнефтегаз»
ТННЦ-11591/19	Концепция создания «Цифрового месторождения» на газодобывающих объектах АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»
ТННЦ-10303/18	Предварительная технико-экономическая оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для пласта Б5 Северо-Даниловского месторождения и уточнение программы лабораторных исследований
ТННЦ-10847/19	Применение методов машинного обучения для детального прогноза петрофизических свойств и поиска пропущенных продуктивных интервалов
ТННЦ-9797/18	Разработка концепции интеллектуализации газовых месторождений
ТННЦ-10223/18	Создание алгоритмов и внедрению новых функциональных возможностей в информационной системе "Оценка участков недр" в части газовой опции, с актуализацией оценки уровней добычи и технических решений по разработке ЛУ Ямальского региона
ТННЦ-7687/15	Разработка технологии эффективного вытеснения запасов высоковязкой нефти пластов ПК Западной Сибири
ТННЦ-8324/16	Предварительное ТЭО по технологии ASP на пластах ПК Западной Сибири

Основой практического внедрения являются методические рекомендации, расчетные алгоритмы и созданные ПЭВМ, которые позволили повысить эффективность принятия производственных решений по разработке месторождений нефти и газа, оптимизировать технологические процессы.

Ученый секретарь, к.т.н.

*Депутат Р.М. Галикеев*  
*Ведущий специалист*  
*Информационно-технологический отдел*



Р.М. Галикеев

## ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ПАТЕНТЫ И СВИДЕТЕЛЬСТВА ПЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



**СВИДЕТЕЛЬСТВО**  
о государственной регистрации программы для ЭВМ  
№ 2021617285

**Модуль «Ранжирование ТИЗ 2020» ПК «РН-КИН»**

Правообладатель: *Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть» (ПАО «НК «Роснефть» (RU)*

Авторы: *Поспелова Татьяна Анатольевна (RU), Зимин Петр Валерьевич (RU), Степанов Анатолий Викторович (RU), Савенков Сергей Александрович (RU), Мусабилов Тимур Равилович (RU), Костригин Игорь Вячеславович (RU), Костригин Евгений Вячеславович (RU), Сосновский Денис Александрович (RU), Сулейманов Тимур Маратович (RU), Тергулов Эрнест Альбертович (RU)*

Заявка № 2021615794  
Дата поступления 20 апреля 2021 г.  
Дата государственной регистрации  
в Реестре программ для ЭВМ 13 мая 2021 г.

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

  
Г.П. Ильин



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

**№ 2019616973**

**Программа для расчета модели газосборной сети, скважин  
и дренируемых зон пласта (GasNet VBA v.1.0)**

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью  
«Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») (RU)*

Авторы: *Аржиловский Андрей Владимирович (RU), Поспелова  
Татьяна Анатольевна (RU), Стрекалов Александр Владимирович  
(RU), Юшков Антон Юрьевич (RU), Князев Сергей Михайлович  
(RU)*

Заявка № **2019615810**

Дата поступления **21 мая 2019 г.**

Дата государственной регистрации  
в Реестре программ для ЭВМ **03 июня 2019 г.**

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

*Г.П. Ивлиев*



## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020612680

Программа для расчета базовой добычи по кустам

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью «Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») (RU)*

Авторы: *Поспелова Татьяна Анатольевна (RU), Зимин Петр Валерьевич (RU), Князев Александр Владимирович (RU), Корытов Александр Васильевич (RU), Черняев Евгений Сергеевич (RU), Боткин Олег Анатольевич (RU), Кондратов Эдуард Олегович (RU)*

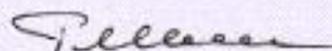
Заявка № 2020611575

Дата поступления 17 февраля 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 28 февраля 2020 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Изrael



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

**№ 2020615255**

**Ариадна 2.0**

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью «Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») (RU)*

Авторы: *Степанов Сергей Викторович (RU), Степанов Анатолий Викторович (RU), Ручкин Александр Альфредович (RU), Бекман Александр Дмитриевич (RU), Поспелова Татьяна Анатольевна (RU)*

Заявка № **2020613401**

Дата поступления **23 марта 2020 г.**

Дата государственной регистрации  
в Реестре программ для ЭВМ **19 мая 2020 г.**

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

*Г.П. Ивлиев*



## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021610751

Программа для подбора скважин на ГТМ ПиП (PIP  
Screener)

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью  
«Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») (RU)*

Авторы: *Поспелова Татьяна Анатольевна (RU), Лиходед Иван  
Алексеевич (RU), Смирнов Дмитрий Сергеевич (RU), Шкитин  
Антон Алексеевич (RU), Дериглазов Дмитрий Николаевич (RU),  
Архипова Елена Леонидовна (RU), Митякин Иван Борисович (RU),  
Писарев Денис Юрьевич (RU)*

Заявка № 2020667727

Дата поступления 28 декабря 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 19 января 2021 г.



Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

Г.П. Израиль

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021610793

**Программа для автоматизированного построения  
характеристик вытеснения**

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью  
«Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») (RU)*

Авторы: *Поспелова Татьяна Анатольевна (RU), Швец Валерий  
Сергеевич (RU), Леванов Андрей Николаевич (RU), Игнатьев  
Никита Андреевич (RU)*

Заявка № 2020667851

Дата поступления 31 декабря 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 19 января 2021 г.



*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

*Г.П. Ивлиев*

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021610863

**Программа управления динамическим сетевым  
графиком бурения**

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью  
«Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») (RU)*

Авторы: *Поспелова Татьяна Анатольевна (RU), Кoryтов Александр  
Васильевич (RU), Князев Александр Владимирович (RU), Патраков  
Дмитрий Павлович (RU), Шевцов Никита Олегович (RU)*

Заявка № 2020667831

Дата поступления 28 декабря 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 19 января 2021 г.

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

*Г.П. Иванов*



## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021611023

**Программа для прогноза показателей в условиях  
ограничений добычи**

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью  
«Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») (RU)*

Авторы: *Поспелова Татьяна Анатольевна (RU), Князев Александр  
Владимирович (RU), Патраков Дмитрий Павлович (RU), Федоров  
Максим Дмитриевич (RU), Никифоров Дмитрий Владиславович  
(RU)*

Заявка № 2020667763

Дата поступления 28 декабря 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 20 января 2021 г.



*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Нелиев

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021611024

**Программа для поскважинного расчета уровней добычи  
на основе уравнения материального баланса**

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью  
«Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») (RU)*

Авторы: *Поспелова Татьяна Анатольевна (RU), Бердников Дмитрий  
Сергеевич (RU), Сопко Тимофей Александрович (RU)*

Заявка № 2020667766

Дата поступления 28 декабря 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 20 января 2021 г.



*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

*Г.П. Изrael*

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019616985

**Программа для расчета газосборной сети, скважин и пласта  
(GasNet v.1.0)**

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью  
«Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») (RU)*

Авторы: *Аржиловский Андрей Владимирович (RU), Поспелова  
Татьяна Анатольевна (RU), Стрекалов Александр Владимирович  
(RU), Юшков Антон Юрьевич (RU), Князев Сергей Михайлович  
(RU)*

Заявка № 2019615784

Дата поступления 21 мая 2019 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 03 июня 2019 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

*Г.П. Ивлиев* Г.П. Ивлиев



## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2743685

## Способ интеллектуализации газовых и газоконденсатных промыслов

Патентообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью "Тюменский нефтяной научный центр" (ООО "ТННЦ") (RU)*

Авторы: *Харитонов Андрей Николаевич (RU), Поспелова Татьяна Анатольевна (RU), Юшков Антон Юрьевич (RU), Стрекалов Александр Владимирович (RU), Лозюк Олег Анатольевич (RU), Архипов Юрий Александрович (RU)*

Заявка № 2020123333

Приоритет изобретения 07 июля 2020 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 24 февраля 2021 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 07 июля 2040 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

*Г.П. Изюва* Г.П. Изюва



## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2747019

Способ обоснования технологического режима  
промысла

Патентообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью  
"Тюменский нефтяной научный центр" (ООО "ТННЦ")  
(RU)*

Авторы: *Харитонов Андрей Николаевич (RU), Поспелова  
Татьяна Анатольевна (RU), Юшков Антон Юрьевич (RU),  
Стрекалов Александр Владимирович (RU), Заворина Анна  
Сергеевна (RU), Павлов Василий Павлович (RU), Лознюк Олег  
Анатольевич (RU), Архипов Юрий Александрович (RU)*

Заявка № 2020121011

Приоритет изобретения 18 июня 2020 г.

Дата государственной регистрации  
в Государственном реестре изобретений  
Российской Федерации 23 апреля 2021 г.Срок действия исключительного права  
на изобретение истекает 18 июня 2040 г.

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

Т.П. Ильин