

На правах рукописи

Бекман Александр Дмитриевич

**КОМПЛЕКС ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ НА БАЗЕ ЁМКОСТНО-РЕЗИСТИВНЫХ
МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ
ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Специальность 1.2.2 –Математическое
моделирование, численные методы и комплексы
программ**

**АВТОРЕФЕРАТ
на соискание ученой степени
доктора технических наук**

Тюмень –2024

Работа выполнена в Обществе с ограниченной
ответственностью «Тюменский нефтяной научный центр» (ООО
«ТННЦ»)

Научный консультант: доктор технических наук,
Степанов Сергей Викторович

Официальные оппоненты:

Ведущая организация:

Защита диссертации состоится ... г. в ... часов на заседании
диссертационного совета Д 212.74.14 на базе Тюменского
государственного университета (ТюмГУ) по адресу: ...

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте
Тюменского государственного университета ...

Автореферат разослан ...г.

*Ученый секретарь
диссертационного совета*

А.А.Оленников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Геолого-промысловый анализ является одним из важных аспектов управления разработкой месторождений углеводородов (УВ). От качества и оперативности такого анализа в конечном итоге существенно зависит эффективность разработки месторождения в целом. К основным задачам геолого-промыслового анализа относятся:

1. Прогноз технологических показателей разработки (дебитов скважин, пластовых и забойных давлений). Оценка энергетического состояния залежей (пластового давления).
2. Уточнение геологического строения месторождений (залежей) нефти и газа и фильтрационно-емкостных параметров пластов в процессе их разработки. Анализ текущего состояния разработки.
3. Оценка выработки запасов по объектам разработки, оценка остаточных извлекаемых запасов.
4. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий.

Для решения перечисленных задач наиболее часто используются трехмерные численные гидродинамические модели (ГДМ), что обусловлено их универсальностью, т.е. способностью наиболее полно имитировать объект (залежь УВ) и протекающие в нем процессы многофазной фильтрации. Однако многие задачи управления процессами разработки месторождений УВ требуют оперативного решения, а следовательно не позволяют использовать ГДМ. Это связано с высокой вычислительной ресурсоемкостью таких моделей, а также с высокой трудоемкостью при их создании и, особенно, при адаптации модели на фактические промысловые данные. Кроме того, существенным недостатком ГДМ как инструмента для обоснования практически значимых решений, является то, что ГДМ имеют

колоссальную неопределенность, обусловленную огромным количеством параметров (ориентировочно до 10^7) при экстремально низком количестве прямой информации об объекте моделирования (доля объема керна, доступного для непосредственного изучения, к объему всей залежи обычно составляет ориентировочно 10^{-10} - 10^{-7} [1]). Как результат, на вход гидродинамического симулятора подаются не результаты непосредственного наблюдения объекта, а результаты экстраполяции наблюдений, что, в общем случае, существенно искажает результаты исследования объектов разработки и получаемые с их помощью прогнозы. Также следует отметить, что изначально 3D ГДМ предназначены для решения прямых задач моделирования, а следовательно решение обратных задач (например, задача выбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин) может быть организовано только в виде многократного решения прямых задач, что крайне неэффективно, по причине всё той же вычислительной сложности.

Учитывая приведенные выше факторы, в последнее время на практике сопровождения разработки месторождений УВ всё большее внимание уделяется применению более простых, чем ГДМ, типов математических моделей - так называемых прокси-моделей. Одним из типов прокси-моделей является ёмкостно-резистивная модель (Capacitance Resistance Model, CRM), представляющая собой аналитическое решение уравнения материального баланса как функции времени для дебита жидкости, в которой роль емкости играет упругоёмкость пласта, обусловленная сжимаемостью породы и флюидов и их объемом, а роль резистора – фильтрационное сопротивление. Интерес к этой модели и ее разновидностям (CRMT (в приближении укрупненных скважин), CRMP (в приближении зоны дренирования отдельных добывающих скважин) и др.)

иллюстрирует возрастающий с каждым годом (в течение более чем 15 лет) рост публикаций [2].

Модели CRM, как и ГДМ являются физически содержательными, но CRM выгодно отличается тем, что в качестве исходных данных для настройки используют непосредственно наблюдаемые величины – замеры дебитов жидкости добывающих скважин, приёмистости (расходы) нагнетательных скважин и замеры забойных давлений. Другое важное отличие, что модели CRM описываются существенно меньшим числом параметров. В моделях типа CRMP (наиболее распространённая и удобная для применения модель CRM) количество параметров можно оценить как $N \cdot NP$, где NP – число добывающих скважин, а N – среднее число нагнетательных скважин, существенно влияющих на одну добывающую, которое для практических задач можно считать равным 4. Исходя из этого, для залежи 10x10 км в горизонтальной плоскости, 10 слоями по вертикали и характерным размером ячеек 100x100 м. со 100 добывающими скважинами, количество параметров модели CRM на 3 порядка меньше, чем для ГДМ. При этом, модели CRM, в отличие от ГДМ, допускают эффективные алгоритмы решения обратной задачи, то есть вычисления таких значений неизвестных параметров, которые обеспечивают соответствие модели конкретному исследуемому объекту. В этом состоит существенное преимущество CRM перед ГДМ, что обуславливает актуальность создания новых численных методов и алгоритмов, нового программного обеспечения для оперативного решения задач разработки месторождений УВ.

Недостатком CRM в сравнении с ГДМ является то, что такая прокси-модель имеет существенно более низкие возможности для практического применения в виду существенных ограничений на моделируемый объект и протекающие в нем процессы. В частности, трудности представляет моделирование объектов с высоким газовым

фактором, а на точность прогнозов негативно влияют геолого-технологические мероприятия или изменения в фонде скважин (запуск новых скважин, остановки и переводы добывающих скважин под нагнетание). Тем не менее, появляются новые модификации CRM, которые расширяют возможности этой модели. В этой связи актуальным направлением являются исследования возможности применения модели CRM и ее модификаций для решения различных практических задач разработки месторождений УВ, изучение вопросов применения модели CRM как самостоятельного элемента или ее применение в составе согласованной иерархии моделей. В частности, представляются перспективными исследования понимания особенностей трансформации данных о свойствах системы «пласт-скважина» при изменении типа и размерности математической модели в процессе иерархического моделирования.

Цель диссертационной работы – разработка комплекса вычислительных технологий, как совокупности численных методов и программного обеспечения для оперативного решения задач сопровождения разработки нефтяных залежей на основе математической модели типа «ёмкость-сопротивление» (модель CRM и ее модификаций).

Задачи исследования:

1. Разработка эффективных и экономичных методов для оперативного решения задач геолого-промыслового анализа разработки нефтяных залежей с использованием математической модели CRM и ее новых модификаций, в т.ч. для задач анализа эффективности заводнения и оценки энергетического состояния залежи.
2. Разработка эффективных численных методов для определения параметров моделей CRM и её новых модификаций.

3. Реализация разработанных методов в виде комплекса программ для ЭВМ, предназначенного для оперативного решения актуальных практических задач сопровождения разработки нефтяных месторождений.
4. Решение научных и технических проблем геолого-промыслового анализа посредством математического моделирования с использованием разработанного комплекса программ.

Объектом исследований являются математические методы на основе емкостно-резистивной модели CRM нефтяного пласта.

Предметом исследований являются особенности применения модели CRM и ее модификаций для решения разнообразных задач геолого-промыслового анализа разработки нефтяных залежей, в т.ч. в формате иерархии с другими типами математических моделей.

Метод исследований. Для решения поставленных задач применяется современная математическая модель материального баланса CRM (и ее разновидности), эффективные методы решения оптимизационных задач и современные методы математической статистики, в частности энтропийное моделирование. В качестве важного методического приёма для исследования моделей CRM следует отметить численные эксперименты, в которых источником данных и критерием оценки результатов является не природный пласт, а ГДМ, как модель, достаточно точно воспроизводящая закономерности протекающих в природном пласте процессов. Также важным методическим приёмом является повсеместно используемое в области машинного обучения разделение исходных данных об объекте моделирования на две части, первая из которых используется для настройки (обучения) модели, а вторая – для оценки качества прогностических свойств модели.

На защиту выносятся следующие результаты, соответствующие трем пунктам области исследований по специальности «1.2.2 Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ»:

(пункт 2 - Разработка, обоснование и тестирование эффективных вычислительных методов с применением современных компьютерных технологий)

1. Новый численный метод для определения параметров модели CRMP.
2. Новый алгоритм решения задачи нелинейного программирования с линейными ограничениями для случая, когда при фиксации значений некоторого подмножества параметров целевая функция становится квадратичной и имеет единственное решение.
3. Новый метод решения задачи разделения добычи и закачки скважин для совместно разрабатываемых нефтяных пластов с помощью модели CRMP.
4. Новый метод оценки значений пластовых давлений в окрестности скважин с помощью модели CRMP.
5. Новый метод уточнения прогнозов дебитов жидкости с помощью модели CRMP за счёт учёта априорной информации о проведённых ранее геолого-технологических мероприятиях с затухающим эффектом.
6. Новый метод CRM-моделирования обводнённости в добывающей скважине.

(пункт 8 - Комплексные исследования научных и технических проблем с применением современной технологии математического моделирования и вычислительного эксперимента.)

7. Результаты исследования возможности уточнения прогнозов CRM-моделирование за счёт предобработки исходных данных средствами векторного энтропийного моделирования.

8. Результаты исследования возможности учёта в модели CRM добычи свободного газа для уточнения коэффициентов взаимовлияния скважин.

(пункт 3 - Реализация эффективных численных методов и алгоритмов в виде комплексов проблемно-ориентированных программ для проведения вычислительного эксперимента)

9. Комплекс программ, в котором реализованы разработанные численные методы, состоящий из зарегистрированных в Федеральной службе по интеллектуальной собственности (Роспатент) программ для ЭВМ «Ариадна», «Кассандра» и «МБ-Монитор».

Научная новизна:

В соответствии с паспортом специальности 1.2.2, пункт 2 (Разработка, обоснование и тестирование эффективных вычислительных методов с применением современных компьютерных технологий):

1. Разработан численный метод решения задачи идентификации параметров модели CRM как задачи нелинейного программирования с линейными ограничениями и не квадратичной целевой функцией. Метод отличается от известных методов идентификации параметров моделей CRM тем, что решение общей задачи определяется с помощью последовательности задач квадратичного программирования.
2. Разработан новый алгоритм решения задачи нелинейного программирования с линейными ограничениями для случая, когда при фиксации значений некоторого подмножества параметров целевая функция становится квадратичной и имеет единственное решение. Отличие алгоритма от известных состоит в том, что к параметрам из этого подмножества применяется метод имитации отжига, а остальные параметры определяются с помощью методов квадратичного программирования каждый раз,

когда алгоритму требуется вычислить значение целевой функции.

3. Разработан новый регуляризатор для задач разделения добычи жидкости и оценки пластовых давлений с помощью CRM-моделирования, который, в отличие от известных, обеспечивает поиск решений с наиболее корректным описанием динамики пластовых давлений в окрестности скважин.
4. Разработан новый метод оценки значений пластовых давлений в окрестности скважин с помощью модели CRMP, позволяющий, в отличие от существующих, оценивать значения пластовых давлений в окрестности нагнетательных скважин.
5. Разработан новый метод уточнения прогнозов дебитов жидкости с помощью модели CMR за счёт учёта априорной информации о проведённых ранее геолого-технологических мероприятиях с затухающим эффектом.
6. Предложен новый метод CRM-моделирования обводнённости в добывающей скважине, позволяющий, в отличие от известных, существенно повысить точность прогнозов за счёт учёта индивидуального влияния на обводнённость каждой нагнетательной скважины.

Пункт 8 (Комплексные исследования научных и технических проблем с применением современной технологии математического моделирования и вычислительного эксперимента):

7. По результатам вычислительных экспериментов (ГДМ и CRM-моделирование разработки нефтяных залежей при заводнении) установлено, что применение векторного энтропийного моделирования для предобработки исходных данных позволяет снизить количество неизвестных параметров модели CRM, а также уточнить прогнозирование дебитов жидкости.

8. По результатам вычислительных экспериментов (ГДМ и CRM-моделирование разработки нефтяных залежей при высоком газовом факторе) установлена возможность учёта в модели CRM добычи свободного газа для уточнения коэффициентов взаимовлияния скважин.

Пункт 3 (Реализация эффективных численных методов и алгоритмов в виде комплексов проблемно-ориентированных программ для проведения вычислительного эксперимента):

9. Разработанные в рамках диссертационного исследования численные методы и алгоритмы реализованы в виде комплекса программ «Ариадна», «Кассандра» и «МБ-Монитор».

Практическая значимость состоит в создании комплекса программ, использование которого позволяет оперативно решать ряд практически важных задач геолого-промышленного анализа разработки нефтяных залежей:

1. Оценка взаимовлияния скважин для залежей, находящихся на II-IV стадиях разработки, в том числе и для случаев, когда наряду с водой и нефтью скважины добывают свободный газ.
2. Анализ эффективности работы нагнетательных скважин.
3. Прогнозирование дебитов жидкости и нефти, в том числе и с учётом различных планируемых геолого-технологических мероприятий (ГТМ).
4. Восстановление карт пластовых давлений.
5. Оптимизация системы ППД за счёт выбора оптимальных объёмов закачки для каждой нагнетательной скважины.
6. Оценка эффективности ГТМ.
7. Разделение добычи жидкости по пластам для скважин, работающих совместно на нескольких пластах.

Также результаты моделирования с использованием разработанного комплекса программ могут предоставлять вспомогательную информацию при решении таких задач, как

подбор скважин-кандидатов для проведения различных ГТМ и перевода добывающих скважин под нагнетание. В совокупности, предложенные в диссертации научно обоснованные новые технические решения, внедрение которых позволяет существенно повысить качество математического моделирования процессов разработки нефтяных месторождений и, как следствие, - повысить эффективность их эксплуатации, что подтверждается актами о внедрении результатов.

Достоверность и обоснованность полученных результатов обеспечивается:

- использованием математической модели CRM, являющейся современным решением уравнения материального баланса и доказавшей свою состоятельность на практических примерах;
- использованием современных численных методов решения обратных задач;
- тестированием разработанных численных методов и созданного комплекса программ путём сопоставления результатов их применения с аналогичными результатами, полученными на сертифицированных гидродинамических симуляторах, а также путём сопоставления получаемых прогнозов с фактическими данными;
- положительными примерами практического применения результатов моделирования для оперативного решения задач разработки нефтяных залежей, что подтверждается актами внедрения и справкой об использовании.

Личный вклад. Математическое моделирование и разработка всех вынесенных на защиту численных методов, а также их программная реализация в виде комплекса программ на языках C++ и C# проведены автором самостоятельно. Автор выражает свою благодарность своим коллегам д.т.н. Степанову С.В., к.т.н. Ручкину А.А., к.ф.-м.н.

Степанову А.В., д.т.н. Поспеловой Т.А. за консультации в области гидродинамического моделирования и разработки месторождений УВ, а также Зеленину Д.В. за участие в разработке ряда функций в интерфейсной части программы «Ариадна».

Реализация и внедрение результатов работы. Результаты диссертационной работы (разработанные численные методы, реализованные в виде комплекса программ) используются в ООО «ТННЦ» и нефтегазодобывающих предприятиях ПАО «НК «Роснефть», что подтверждается приложенными к диссертации актами о внедрении и справкой об использовании полученных результатов исследований. В частности с применением созданного комплекса программ проведено математическое моделирование - выполнены различные научные исследования и решены практические задачи в рамках работ по сопровождению разработки Каменного, Ем-Ёговского, Краснотеневского, Самотлорского, Колик-Ёганского и других месторождений компании «Роснефть». Результаты исследований закономерностей между функциями относительных фазовых проницаемостей для 2D гидродинамических моделей и соответствующих 0D прокси-моделей CRM использованы при разработке алгоритмов ремасштабирования данных в рамках проекта «Цифровой керн» компании «Роснефть».

Апробация результатов. Результаты исследований, составляющие новизну и защищаемые положения настоящей диссертации, докладывались на Конференция «Санкт-Петербург 2024. Геонауки: современные вызовы и пути решений», г. Санкт-Петербург, 8-11 апреля 2024 г; на V Международной научно-практической конференции «ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОПРОВОЖДЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ», 18-20.10.2023 г., г. Пермь.; на конференции «Цифровые технологии в добыче

углеводородов: цифровая независимость», г. Уфа, 17-20 октября 2023г.; на II научно-технической конференции ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по теме «Современные методы комплексного моделирования разработки месторождений углеводородов» (ГРИМО-2023), 11-15.09.2023 г., г. Сочи; на Всероссийской научно-практической конференции «Наука в проектировании и разработке нефтяных месторождений – новые возможности», г. Тюмень 22-23 июня 2023; на семинаре ТюмФ ИТПМ СО РАН, г. Тюмень, 14 июня 2023 г.; на ежегодной научно-технической конференции «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая прозрачность» г. Уфа, 3-7.10.2022 г.; на семинаре «Анализ базовой добычи и эффективности ППД» в ООО «ТННЦ» 16-17 декабря 2021 г.; на XIII научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений нефти и газа», 14-15 апреля 2021 г., г. Уфа; на Восточно-Сибирском нефтегазовом технологическом Форуме «Восточная Сибирь 2021. Эффективные технологии разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений». 30 марта 2021 – 01 апреля 2021г., г. Иркутск.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 15 печатных работ, из которых 10 статей опубликованы в изданиях, входящих в «ПЕРЕЧЕНЬ рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук» по специальности 1.2.2, остальные – по специальности 2.8.4 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Имеется 3 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ. Значительный объем результатов диссертационного исследования опубликован в монографии.

Структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, семи глав, заключения, трех приложений, списка литературы. В конце каждой главы даются выводы. Общий объем диссертации – 313 страниц, из которых 13 страниц составляет литературный список, представленный 121 источниками. В диссертации имеются 98 рисунков и 29 таблиц, 5 приложений.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** дается общая характеристика работы, в частности обосновывается актуальность и формулируются цели, объекты, предметы, методы исследований, приводятся защищаемые результаты, научная новизна и практическая значимость.

Первая глава содержит обзор и анализ современных прокси-моделей, используемых для оперативного управления разработкой нефтяных месторождений. Данный обзор выполнен на основании изучения доступных литературных источников. На основании выполненного анализа обосновывается выбор CRM-моделей в качестве инструмента прокси-моделирования для решения актуальных задач, связанных с оперативным управлением разработкой нефтяных месторождений.

В **параграфе 1.1** вводится понятие «прокси-модель» и обсуждаются причины, обуславливающие возникновение и распространение прокси-моделирования для решения задач оперативного управления разработкой нефтяных месторождений.

В **параграфе 1.2** приведён краткий обзор наиболее известных прокси-моделей, применяемых для управления разработкой нефтяных месторождений. Проводится анализ основных особенностей, сферы применимости, а также достоинств и недостатков перечисляемых прокси-моделей. Приведённый анализ обосновывает выбор CRM-моделирования в качестве основного направления исследования и основного инструмента для использования в разрабатываемом программном обеспечении. Указывается, что значительный вклад в развитие CRM-моделирования внесли исследования Афанаскин И.В., Бриллиант Л.С., Ручкин А.А., Степанов С.В., Шевцов Н.О., Cao F., Holanda, R.W., Izgec, O.; Kabir, C.S., Lake L.W., Sayarpour, M., Yousef A.A., Zhang, D., Zhang, Z.

В параграфе 1.3 приведён обзор известных на настоящий момент моделей CRM и их модификаций. В рамках обзора указываются основные достоинства и недостатки таких моделей, сферы их применения и решаемые задачи, а также анализируется физический смысл параметров этих моделей.

Глава 2 посвящена методическим и вычислительным вопросам адаптации моделей CRM.

В параграфе 2.1 рассматривается постановка задачи адаптации наиболее известных типов CRM-моделей. Под адаптацией здесь и далее понимается определение таких параметров модели, при которых она наилучшим образом соответствует наблюдаемым данным. Для этих моделей подробно рассмотрена постановка задачи адаптации, как оптимизационной задачи: рассмотрены особенности формулировки математической модели, продемонстрированы схемы вывода основных формул (формул дебита жидкости), обозначены принципы формулировки целевых функций (ЦФ) и ограничений на неизвестные параметры моделей в виде неравенств. Приведена авторская методика учёта в ЦФ априорной информации о расстояниях между скважинами и региональной анизотропии стрессов. Рассматриваются методические вопросы задания «матрицы потенциальных связей между скважинами» и выбора интервала дат для адаптации модели CRM при решении практических задач. В частности, описана методика задания «матрицы потенциальных связей между скважинами» с использованием энтропийного моделирования, приведены результаты вычислительных экспериментов, демонстрирующие, что такой подход позволяет снизить число параметров ЦФ и, при этом, уточнить прогностическую способность модели.

В параграфе 2.2 рассматривается вопрос о возможности использования коэффициентов влияния, полученных с помощью ГДМ в качестве априорной

информации или для контроля качества настройки моделей CRM. Приводятся определения коэффициентов взаимовлияния, используемые разными авторами для моделей CRM и ГДМ, анализируются их особенности. На простом численном примере демонстрируются принципиальные отличия коэффициентов влияния, полученных с помощью моделей CRM и ГДМ, делается вывод о невозможности использования результатов ГДМ моделирования для облегчения задачи адаптации моделей CRM.

В параграфе 2.3 представлен новый авторский метод адаптации моделей CRMP. Приводится постановка оптимизационной задачи с ЦФ вида:

$$F = \sum_{j=1}^{NP} \sum_{t=1}^{NT} (q_j(t) - \tilde{q}_j(t))^2 = \min \quad (1)$$

где $\tilde{q}_j(t)$ – фактические значения дебита жидкости, а $q_j(t)$ – модельные дебиты для j -той скважины, задаваемые формулой:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) e^{-\frac{t_n - t_0}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left\{ e^{-\frac{t_n - t_k}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_j}} \right) \cdot \left[\sum_{i=1}^N f_{ij} i_i(t_k) - J_j \tau_j \frac{p_{заб,j}(t_k) - p_{заб,j}(t_{k-1})}{t_k - t_{k-1}} \right] \right\} \quad (2)$$

Задача заключается в определении значений неизвестных параметров τ_j , J_j и f_{ij} , доставляющих минимум функции F (физический смысл параметров описан в параграфе 1.3 и в данном контексте роли не играет). На простых частных примерах продемонстрировано, что в общем случае ЦФ может иметь большое число локальных минимумов, а оптимизационная задача в целом, при определённом подборе исходных данных, может быть некорректной вследствие неединственности решения. Для частного случая с единственной добывающей скважиной рассматривается вспомогательная функция:

$$\varphi(\tau) \rightarrow \min_{J, e, f_i} F(\tau, J, e, f_i), i = \overline{1, NI}, \quad (3)$$

заданная на интервале $[\tau_{min}, \tau_{max}]$, приводится авторский алгоритм, позволяющий найти оптимальное значение τ для задачи (3). Для вычисления каждого значения $\varphi(\tau)$ требуется решить задачу квадратичного программирования, например, с помощью метода перебора граней. Таким образом, приведённый алгоритм сводит поставленную задачу к последовательности задач квадратичного программирования, имеющих эффективные алгоритмы решения.

Для общего случая задачи с NP добывающими скважинами показано, что при фиксированных параметрах τ_j она также представляет собой задачу квадратичного программирования. Вводится понятие псевдооптимального решения оптимизационной задачи, как решения, которое получено в результате оптимизации целевой функции по части параметров, при том, что остальные параметры получены заранее в результате применения эвристической методики или упрощённой постановки задачи. Приводится авторский алгоритм GQP+ для нахождения псевдооптимального решения задачи адаптации модели CRMP, в рамках которого параметры τ_j определяются серией задач с одной добывающей скважиной, а остальные неизвестные параметры – методами квадратичного программирования. Приведены результаты численных экспериментов на данных синтетических ГДМ, в рамках которых сравнивался авторский алгоритм адаптации моделей CRMP с наиболее эффективными современными алгоритмами решения задач нелинейной оптимизации. Эксперименты демонстрируют, что авторский алгоритм значительно превосходит остальные численные методы, как по скорости нахождения решения, так и по качеству получаемых решений: авторский алгоритм показывает устойчиво низкие значения невязок, как на интервале настройки, так и на интервале прогноза. В частности, проводился эксперимент по настройке модели CRMP для

участка месторождения, содержащего 290 скважин (ЦФ содержала 846 параметров). По результатам эксперимента для однократной адаптации модели потребовалось: для метода L-BFGS-B – 8295 секунд, для метода SLSQP – 10026 секунд, для GQP+ – 4.6 секунды. При этом, MAPE оценка качества полученных решений составила: для метода L-BFGS-B – 17%, для метода SLSQP – 17.7%, для GQP+ – 13.7%.

В главе 3 рассматривается вопрос применения моделей CRM для прогноза динамики дебитов нефти.

В параграфе 3.1 приводится краткий обзор наиболее известных моделей обводнённости (т.е. отношения объёма добываемой воды к объёму добываемой жидкости), применяемых совместно с моделями CRM, анализируются их достоинства и недостатки.

В параграфе 3.2 излагается новый метод моделирования обводнённости с помощью авторской («мультихарактеристической») модели, которая базируется на заранее адаптированной модели CRMP и согласуется с ней. Для формулировки модели используются следующие величины и предположения:

- Рассматривается окрестность добывающей скважины с поровым объёмом V_p ,
- На каждом временном шаге t объём жидкости, втекающий в V_p под действием i -той нагнетательной скважины, следует из модели CRMP. Объёмная доля нефти в этом объёме определяется функциональной зависимостью Арпса: $f_{o,i}(t) = f_{o,i}^0 \cdot e^{-\frac{Q}{\tau_i}}$, где $f_{o,i}^0$ – объёмная доля нефти на начало настроечного интервала модели, $Q = \sum_{k=1}^t LI_i(k)$ – накопленный объём жидкости, закачанный в V_p под воздействием i -той нагнетательной скважины за t шагов, а τ_i – величина, характеризующая скорость изменения $f_{o,i}(t)$ в зависимости от Q .

- Обводненность добычи рассматриваемой добывающей скважины определяется средней нефтенасыщенностью в области V_p и связана с ней через априори заданную функцию Баклея $B(S_w)$.
- Область V_p имеет проницаемые границы и постоянный поровый объём.
- Вода предполагается несжимаемой.

Исходя из вышесказанного, записывается закон сохранения массы для воды:

$$V_p \cdot S_w(t) = V_p \cdot S_w(t-1) + \left(\sum_i^{NI} WI_i(t) - WP(t) + WI_{surf}(t) \right), \quad (4)$$

где $S_w(t)$ – средняя водонасыщенность в V_p , $WI_i(t)$ – объём воды, втекающий в V_p под действием i -той нагнетательной скважины, $WP(t)$ – объём воды, отобранный из V_p добывающей скважиной, $WI_{surf}(t)$ – объём воды, втекающий в V_p через границу. Используя (4) можно сформулировать задачу адаптации модели обводнённости в виде оптимизационной задачи с ЦФ:

$$F(V_p, f_{o,i}^0, \tau_i) = \sum_{t=1}^T (\tilde{S}_w(t) - S_w(t))^2 \rightarrow \min \quad (5)$$

где $\tilde{S}_w(t)$ – фактические значения водонасыщенности в области V_p , пересчитанные из значений фактической обводнённости через функцию Баклея. Задача (5) представляет собой задачу нелинейного программирования с линейными ограничениями, причём при фиксации значений параметров τ_i целевая функция становится квадратичной и имеет единственное решение. Для эффективного решения такой задачи предложен алгоритм, при котором параметры τ_i перебираются методом имитации отжига, а остальные параметры определяются методом перебора граней при необходимости вычисления ЦФ. Приведены результаты численных экспериментов, продемонстрировавших большую точность прогнозов динамики дебитов нефти при

использовании мультихарактеристической модели, нежели при использовании традиционных эвристических моделей. Также продемонстрирована способность мультихарактеристической модели реагировать на изменение приёмистости отдельных нагнетательных скважин, что принципиально не возможно при использовании традиционных эвристических моделей.

В параграфе 3.3 изложен метод генерации исходных данных для изучения закономерностей трансформации параметров относительных фазовых проницаемостей при изменении размерности модели. Необходимость изучения закономерностей трансформации параметров относительных фазовых проницаемостей при изменении размерности модели возникла в рамках разработки концепции многоуровневого моделирования (МУМ). Данная концепция разрабатывается коллективом сотрудников ООО «ТННЦ» под руководством Сергея Викторовича Степанова. В рамках исследования концепции возникла задача определения кривых ОФП для моделей материального баланса (0D моделей), соответствующих 2D гидродинамическим моделям. Поставленную задачу удалось решить, применив авторскую модель материального баланса TMRP, объединяющую в себе подходы математических моделей CRMP и INSIM. Численные эксперименты показали эффективность такого подхода, по результатам были сделаны выводы, что:

- рассматриваемый метод способен определять параметры кривых ОФП таким образом, чтобы обеспечить качественное и количественное соответствие динамики дебитов жидкости результатами 2D гидродинамического моделирования;
- параметры ОФП, определяемые моделью TMRP не зависят от динамики приёмистостей в модели ГДМ, являются представительными и могут быть использованы для дальнейших исследований

взаимосвязи кривых ОФП на различных масштабах с помощью методов машинного обучения.

В главе 4 рассматриваются вопросы применения модели CRMP для анализа и регулирования заводнения.

В параграфе 4.1 говорится о значимости коэффициентов взаимовлияния, получаемых в результате адаптации модели CRMP для анализа состояния разработки нефтяного месторождения, в частности для оценки эффективности работы нагнетательных скважин и компенсации пластового давления в окрестности добывающих скважин.

В параграфе 4.2 приводятся результаты численного эксперимента с использованием синтетической ГДМ, демонстрирующего возможность использования модели CRMP для выявления в пласте непроницаемых барьеров и оценки эффективности работы нагнетательных скважин.

В параграфе 4.3 приводятся результаты практического применения модели CRMP для анализа эффективности и системы заводнения на реальном месторождении. Работа проводилась с помощью разработанного автором программного обеспечения (ПО «Ариадна»).

В параграфе 4.4 сформулирована задача оптимизации системы заводнения и приведён пример такой оптимизации на данных с синтетической ГДМ. Задача оптимизации может сводиться к максимизации суммарной добычи нефти за прогнозный период:

$$F = \sum_{k=1}^{NT} \sum_{j=1}^{Nj} \varphi_j^k q_{lj} (I_1^k, I_2^k, \dots, I_{Nl}^k) \Delta t^k = \max \quad (6)$$

где φ_j^k – обводненность j -той скважины на k -том шаге прогноза, $q_{lj}(I_1^k, I_2^k, \dots, I_{Nl}^k)$ – прогноз дебита жидкости j -той скважины по модели CRMP на k -тый шаг прогноза, Δt^k – количество дней на k -том шаге прогноза, NT – число шагов прогнозного периода. Также можно потребовать оптимизировать компенсацию пластового давления в

окрестностях добывающих скважин, что приводит к необходимости минимизации ЦФ:

$$F = \frac{\sum_{j=1}^{Nj} (w_j - \tilde{w}_j)^2}{Nj} \rightarrow \min \quad (7)$$

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

$$w_j = \frac{\sum_{n=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NI} f_{ij} l_i}{\sum_{n=1}^{NT} q_j(t)} \quad (8)$$

где NI – количество нагнетательных скважин. В случае использования ЦФ вида (6) задача решается симплекс-методом. В случае использования ЦФ виде (7) задача сводится к квадратичному программированию. Кроме того, можно совместить оба требования к решению и сформулировать ЦФ как разность (7) и (6) с некоторыми весовыми коэффициентами. Также в **параграфе 4.4** приведены результаты численных экспериментов на синтетических данных по решению задачи оптимизации системы заводнения с целью увеличения добычи нефти. Показаны результаты для трёх экспериментов с различными ограничениями на изменение приёмистостей нагнетательных скважин. Результаты рекомендаций, полученных с помощью CRM, проверялись на ГДМ. При изменении приёмистостей в пределах 20% модель CRMP с высокой точностью повторяла прогноз ГДМ. При произвольных изменениях приёмистостей, вплоть до отключения отдельных нагнетательных скважин, точность прогноза снижалась, но, тем не менее, рекомендации приводили к увеличению добычи нефти.

В **параграфе 4.5** приводятся результаты практического применения модели CRMP (ПО «Ариадна») для оптимизации системы заводнения на одном из месторождений НК

«Роснефть». Так в июле 2019 года по результатам применения ПО «Ариадна» было рекомендовано изменить режимы для 28 нагнетательных скважин на одном из участков. На дату подведения итогов, через 8 месяцев после выдачи рекомендаций, было выполнено 18 изменений. Эффект от проведённых мероприятий был оценен в 4.7 тыс. тонн нефти (2.8% по участку анализа). Аналогичная работа была проведена в августе 2019 на другом участка месторождения. По итогам за 7 месяцев перераспределение закачки привело к дополнительной добыче 2.8 тыс. тонн нефти (1.4% по участку).

Параграфы 4.6 – 4.8 посвящены таким вопросам анализа разработки нефтяных месторождений, как оценка эффекта от проведённых ГТМ. Так в **параграфе 4.6** описывается методика использования модели CRMP для оценки эффекта от ГТМ и разделения эффекта от нескольких сопутствующих ГТМ, влияющих на одну и ту же добывающую скважину. В простейшем случае методика сводится к прогнозированию базовой добычи (т.е. добычи нефти без влияния ГТМ) с помощью модели CRMP и сопоставлению этого прогноза с фактическими данными (т.е. с влиянием ГТМ). При использовании фиксированных приёмистостей при расчёте базовой добычи, можно также выделить эффект от изменения приёмистостей окружающих скважин. Подобным образом можно оценить и влияние изменения забойного давления. В **параграфах 4.7-4.8** приведены результаты численных экспериментов по разделению эффекта от ГТМ, смоделированных на двух ГДМ, с помощью модели CRMP. Результаты сопоставляются с результатами гидродинамического моделирования и демонстрируют высокую точность полученных оценок.

В **параграфе 4.9** рассматривается новый метод оценки взаимовлияния скважин, применимый для случаев, когда наряду с водой и нефтью скважины добывают свободный газ.

Одной из проблем в таких задачах является необходимость знания пластового давления для получения адекватных оценок объёма добываемых флюидов в пластовых условиях. Для преодоления этой проблемы предлагается использовать модель CRMP, записанную относительно пластового давления:

$$P_{\text{пл}}(t_n) = P_{\text{пл}}(t_0) e^{-\frac{(t_n - t_0)}{\tau}} + (1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}) \sum_{k=1}^n e^{-\frac{(t_n - t_k)}{\tau}} \left(\frac{1}{\tau} \sum_{i=1}^{NI} f_i I_i(t_k) + P_{\text{заб},k} \right)$$

С другой стороны, оценки пластового давления могут быть получены, если в задачу привлечь априорную информацию в виде кривых ОФП и функциональных зависимостей от пластового давления следующих величин:

- $B_o(P_{\text{пл}}) = \frac{V_{o,\text{пл.усл.}}}{V_{o,\text{ст.усл.}}}$ – объёмный коэффициент нефти, т.е. отношение объёма нефти в пластовых условиях (пл. усл.) к её объёму в стандартных условиях (ст. усл.);
- $B_g(P_{\text{пл}}) = \frac{V_{g,\text{пл.усл.}}}{V_{g,\text{ст.усл.}}}$ – объёмный коэффициент газа, т.е. отношение объёма газа в пл. усл. к его объёму в ст. усл.;
- $R_s(P_{\text{пл}})$ – газосодержание, т.е. отношение объёма газа, растворённого в нефти, к объёму этой нефти в ст. усл.;
- $\mu_o(P_{\text{пл}}), \mu_g(P_{\text{пл}})$ – динамическая вязкость нефти и газа.

Оба приведённых подхода зависят от одного неизвестного параметра - $P_{\text{пл}}(t_0)$, который может быть определён исходя из требования близости результатов, получаемых согласно этих подходов.

Для проверки работоспособности предлагаемого метода оценки коэффициентов взаимовлияния была проведена серия численных экспериментов согласно следующему алгоритму:

1. Рассчитывается синтетическая ГДМ с одной нагнетательной и 4 добывающими скважинами.
2. По данным с ГДМ настраивается CRMP модель в двух вариантах:

- a. По традиционному методу с использованием дебитов жидкости;
 - b. По новому методу, с использованием полных суммарных дебитов воды, нефти и газа.
3. Оценки производительной закачки для каждого из методов сравниваются с значением по ГДМ.

Всего было подготовлено 78 синтетических ГДМ с различными уровнями производительной закачки. Как показали результаты, использование нового метода позволило снизить среднюю ошибку оценки производительной закачки с 28.2% до приемлемого на практике уровня в 7.4% (см. Рис. 1).

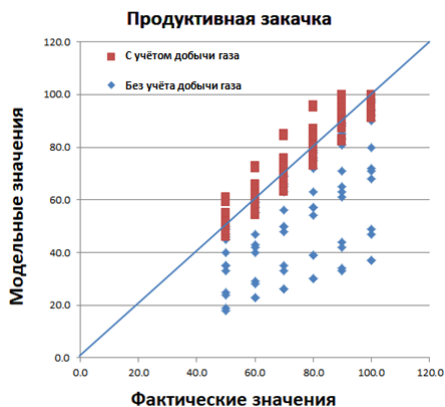


Рис. 1. Результаты численных экспериментов: сопоставление модельных оценок продуктивной закачки с фактическими значениями.

Глава 5 посвящена изложению авторского метода CRMP-ML6, предназначенного для разделения добычи и закачки по совместно разрабатываемым пластам .

В **параграфе 5.1** указываются причины актуальности задачи разделения добычи (закачки) жидкости при совместной эксплуатации нефтяных пластов и приводится обзор известных подходов к решению этой задачи с помощью моделей CRM.

В параграфе 5.2 приводится постановка оптимизационной задачи восстановления дебита жидкости скважин по отдельным пластам на примере объекта из двух изолированных пластов. Модельный дебит жидкости для каждого объекта разработки в отдельности, как и в случае CRMP, определяется формулой (2). Будем обозначать эти дебиты через $q^{(l)}_n$, где l – номер объекта разработки, а n – номер шага по времени в рассматриваемом периоде разработки. Значения $q^{(l)}_0$ входят в набор неизвестных параметров. ЦФ, используемая в CRMP-ML6, имеет вид:

$$F = \omega_1 \sum_{t=1}^{NT} (q^{(1)}_t + q^{(2)}_t - \widetilde{q}_t)^2 + \omega_2 \sum_{l=1}^2 \sum_{t=1}^{NT} (P^{(l)}_{D,t} - P^{(l)}_{C,t})^2 + \sum_{t=1}^{NT} \left[\left(q^{(1)}_t - \frac{q^{(1)}_0}{\widetilde{q}_0} \widetilde{q}_t \right)^2 + \left(q^{(2)}_t - \frac{q^{(2)}_0}{\widetilde{q}_0} \widetilde{q}_t \right)^2 \right] \rightarrow \min \quad (9)$$

Здесь $\omega_i > 0$ – некоторые положительные весовые коэффициенты. Первое слагаемое в (9) представляет собой невязку между суммой модельных дебитов жидкости по отдельным объектам разработки и фактическими значениями этой суммы. Второе слагаемое – разность модельных оценок пластовых давлений $P^{(l)}_{D,t}$ и $P^{(l)}_{C,t}$, выраженных из уравнения Дарси и материального баланса соответственно:

$$P^l_{D,t} = P^l_{wf,t} + \frac{q^l_t}{J^l} \quad (10)$$

$$P^l_{C,t} = P^l_{C,t-1} + \frac{\sum_{i=1}^{NI} f_i^{(l)} I_{i,t} - q^l_t}{J^l \tau^l} \quad (11)$$

Второе слагаемое в (9) является принципиально новым для CRMP-моделирования регуляризатором. Третье слагаемое обеспечивает приоритет для решений с пропорциями разделения, близкими к постоянным. Оценки для $q^{(1)}_0$ и $q^{(2)}_0$ определяются с помощью вспомогательных оптимизационных задач.

Если считать радиусы контуров питания скважины равными для обоих пластов, то отношение их коэффициентов продуктивности $J^{(l)}$ будет равно обратному отношению к-тов гидропроводности:

$$\frac{J^{(1)}}{J^{(2)}} = \frac{k^{(1)}H^{(1)}\mu^{(2)}}{k^{(2)}H^{(2)}\mu^{(1)}} \quad (12)$$

С помощью (12) можно исключить из целевой функции переменную $J^{(2)}$ и, в то же время, внести в задачу априорную информацию о соотношении коэффициентов гидропроводности эксплуатационных пластов в окрестности рассматриваемой скважины. Такого рода информация служит регуляризатором для случаев, когда задача разделения добычи не может быть решена, опираясь только на данные о забойных давлениях и суммарных дебитах и приёмистостях.

В **параграфе 5.3** приведены результаты численных экспериментов с моделью CRMP-ML6. Для исследования возможностей и особенностей этой модели она была реализована в виде программы для ЭВМ «Кассандра». Численные эксперименты проводились согласно следующему алгоритму:

1. Гидродинамическое моделирование с помощью гидродинамического симулятора РН-КИМ. Добыча и закачка фиксируются отдельно по каждому пласту.
2. Добыча и закачка суммируются.
3. Полученные на шаге 2 данные разделяются с помощью модели CRMP-ML6.
4. Сопоставляются результаты шагов 1 и 3.

Моделировались объекты, состоящий из двух изолированных друг от друга нефтенасыщенных пластов. Абсолютная проницаемость составила 100 и 40 мД для первого и второго пласта соответственно, пористость задавалась 0.18 д.ед. Относительные фазовые проницаемости (ОФП) линейные, вязкости воды и нефти равны 1 сП. Все добывающие скважины моделировались как двухпластовые, из нагнетательных часть работала на один пласт, часть – на

два. Для примера на Рис. 2 приведены графики фактических дебитов жидкости и полученных с помощью CRMP-ML6 (для модели 3).

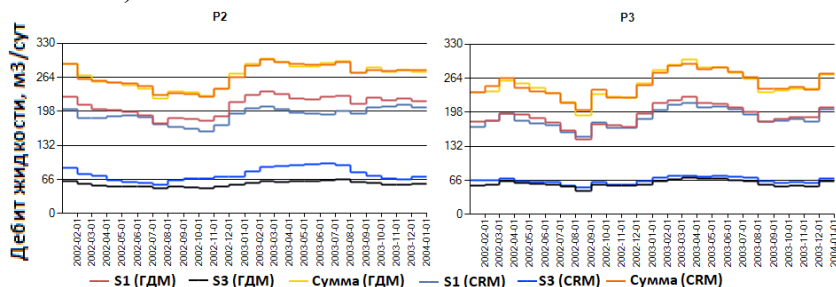


Рис. 2. Динамика модельного и фактического дебитов жидкости по модели 3.

Как показали численные эксперименты, модель CRMP-ML6 способна находить решение задач разделения добычи жидкости, в том числе и для случаев, некорректных с точки зрения модели CRMP. Пропорции разделения, найденные с помощью CRMP-ML6, меняются динамически в соответствии с динамикой пластовых давлений. Модель CRMP-ML6 на простых синтетических моделях демонстрирует точность, приемлемую для практического использования.

Глава 6 посвящена изложению нового метода генерации скважинных данных для картирования пластовых давлений (CRMP-TM).

В **параграфе 6.1** приводится формулировка оптимизационной задачи для восстановления динамики пластового давления в окрестности нагнетательных скважин. Целевая функция задаётся в виде:

$$F = \sum_{t=1}^{NT} (P_{D,t} - P_{C,t})^2 + \sum_{t=1}^{NT} (T_j (P_{C,t} - P_{D,j,t}) - f_j I_t)^2 = \min \quad (13)$$

где неизвестные параметры T_j будем называть проводимостью в направлении j -той добывающей скважины, $T_j (P_{C,t} - P_{D,j,t})$ - объём жидкости протекающий в

окрестность j -той добывающей скважины, f_j - коэффициенты взаимовлияния (полученные из заранее настроенной модели CRMP), а пластовые давления в окрестности нагнетательной скважины по формуле Дюпюи ($P_{D,t}$) и из уравнения материального баланса ($P_{C,t}$) задаются формулами:

$$P_{D,t} = P_{wf,t} - \frac{I_t (1-\alpha)}{J} \quad (14)$$

$$P_{C,t} = P_{C,t-1} + \frac{I_t (1-\alpha) - \sum_{j=1}^{NP} L_{j,t}}{cV_p} \quad (15)$$

Здесь J – коэффициент приёмистости, α – доля нецелевой закачки, V_p – поровый объём в окрестности нагнетательной скважины, c – общая сжимаемость пород и флюидов в этом объёме. Все эти параметры (равно как J_j и T_j) являются неизвестными. Вычислительные формулы, необходимые для решения поставленной задачи с помощью метода перебора граней, приведены в **параграфе 6.2**.

В **параграфе 6.3** приведены результаты численных экспериментов по восстановлению пластового давления в окрестностях нагнетательных скважин с помощью метода CRMP-TM, проведенных согласно следующему алгоритму:

1. Создание синтетической ГДМ в симуляторе РН-КИМ, выгрузка данных по добыче, закачке и забойным давлениям.
2. Генерация значений пластовых давлений по методу CRMP-TM с использованием полученных на шаге 1 данных.
3. Сопоставление результатов ГДМ и CRMP-TM по следующим критериям:

- a. Соответствие графиков динамики среднего пластового давления по скважинам;
- b. Соответствие карт пластового давления.

Моделировался объект, состоящий из двух изолированных друг от друга нефтенасыщенных пластов. Верхний пласт обозначен $s1$, нижний – $s3$. В модели задавались три нагнетательные и три добывающие скважины. Абсолютная проницаемость составила 100 и 40 мД для

первого и второго пласта соответственно, пористость задавалась 0.18 д. ед. Относительные фазовые проницаемости (ОФП) для простоты взяты линейными, вязкости воды и нефти равны 1 сП. Для моделирования нецелевой закачки на границы пласта s3 задавалась модель водоносного пласта Картера-Трейси. Были рассмотрены 3 варианта модели, отличающиеся динамикой приёмистостей и значениями непроизводительной закачки.

Графики динамики пластовых давлений, полученные для модели 1 по результатам вычислительного эксперимента, приведены на Рис. 3 (результаты для остальных моделей качественно схожи и приведены в тексте диссертации). Как показали эксперименты, модель CRMP-ТМ не только позволяет качественно восстановить динамику пластовых давлений, но и количественно оценить долю непроизводительной закачки (с точностью до 0.5%).

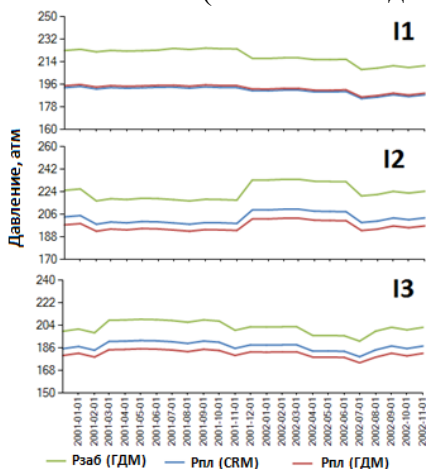


Рис. 3. Динамика пластового и забойного давления по модели 1.

В параграфе 6.4 приведены результаты картирования пластового давления и сопоставление полученной карты с результатами ГДМ. Для картирования пластового давления использован подход на основе решения уравнения Лапласа,

которое соответствует решению задачи расчета пластового давления однофазной несжимаемой жидкости в однородном пласте. В качестве граничных условий задается постоянное давление в ячейках, в которых расположены скважины, полученное в результате настройки модели CRMP-TM. Результат приведён на Рис. 4. Максимальная относительная ошибка составила 3.08%, средняя по всей области – менее 1%. Карта относительных ошибок приведена на рис.6. Эксперименты продемонстрировали точность результатов, достаточную для практического применения рассмотренной методики.

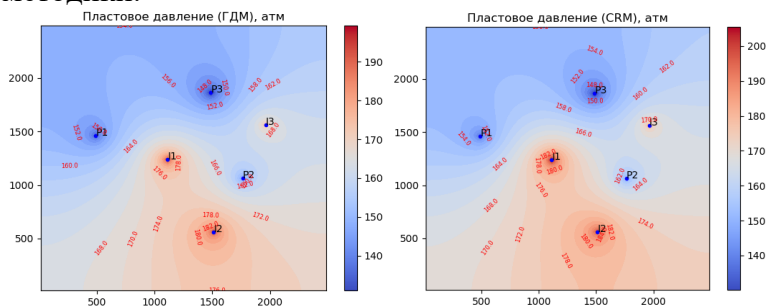


Рис. 4. Карты пластового давления: построенная ГДМ-симулятором (слева) и построенная на основе модели CRMP-TM (справа).

В параграфе 6.5 изложена методика уточнения модели CRMP-TM для случая, если, вследствие особенностей используемых данных, задача адаптации становится некорректной и имеет не единственное решение. Процедура уточнения сводится к решению вспомогательной оптимизационной задачи с ЦФ вида:

$$\Psi = \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} \left((\check{P}_{D,i,t} - \hat{P}_{D,j,t}) - d\check{P}_{ij,t} \right)^2 + \Phi = \min$$

$$\Phi = \sum_{j=1}^{NJ} \sum_{i=1}^{NI} \sum_{t=1}^{NT} \left((\check{P}_{D,i,t} + \hat{P}_{D,j,t}) - (\check{P}_{wf,i,t} + \hat{P}_{wf,j,t}) \right)^2 \quad (16)$$

где $d\check{P}_{ij,t} = (\check{P}_{D,i,t} - \hat{P}_{D,j,t})$ – разности пластовых давлений (атм), найденные по итогам адаптации модели CRMP-TM,

$\hat{P}_{wf,i,t}$ и $\hat{P}_{wf,j,t}$ – забойные давления (атм) для i-той нагнетательной и j-той добывающей скважины соответственно. Приведены вычислительные формулы, описан численный метод поиска решения. Также приведены результаты экспериментов, демонстрирующие существенное снижение погрешности в определяемых моделью значениях пластовых давлений.

Глава 7 посвящена изложению нового метода, позволяющего уточнить прогнозы модели CRMP за счёт учёта априорной информации о проведенных ранее геолого-технологических мероприятиях (ГТМ).

В **параграфе 7.1** изложены известные подходы к решению проблемы учёта ГТМ при использовании CRM-моделей, их особенности, преимущества и недостатки.

Параграф 7.2 посвящён изложению метода (CRMP-ST, от stimulation treatment) адаптации модели CRMP с динамическими коэффициентами взаимовлияния. Идея авторского подхода заключается в том, чтобы решить традиционную задачу CRMP с помощью алгоритма GQP+, а затем последовательно для каждого ГТМ уточнить решение, выбирая для каждого параметра модели значения, которые будут действовать до ГТМ и после ГТМ. Значения коэффициентов влияния до и после ГТМ ищутся в виде:

$$f_{ij}^- = b_{ij}^- f_{ij}, \quad f_{ij}^+ = b_{ij}^+ f_{ij} \quad (17)$$

где b_{ij}^- и b_{ij}^+ – новые неизвестные параметры, а f_{ij} – значение, полученное в результате адаптации модели CRMP. При этом, если ГТМ, который необходимо учесть, проведён на x-той добывающей скважине, то можно считать независимыми неизвестными только b_{ix}^+ и b_{ix}^- , остальные b_{ij}^* выражаются в виде линейной функции от них:

$$b_{ij}^* = A_{ij} + B_{ij} b_{ix}^*, \quad (18)$$

где * может принимать значения «+» и «-», а A_{ij} и B_{ij} – определяются формулами:

$$A_{ij} = \begin{cases} 1 + \frac{f_{ix}}{1 - f_{ix}}, & (i, j) \in \Phi_x \\ 0 & \text{иначе} \end{cases}, \quad B_{ij} = \begin{cases} -\frac{f_{ix}}{1 - f_{ix}} & (i, j) \in \Phi_x \\ 1 & j = x \\ 0 & \text{иначе} \end{cases} \quad (19)$$

Множество Φ_x вводится для удобства изложения следующим образом:

- Ψ_x - множество всех i – индексов нагнетательных скважин, влияющих на скважину x ,
- Φ_{xi} – для фиксированного $i \in \Psi_x$ множество пар (i, j) , таких что $j \neq x$ и f_{ij} не является заведомо нулевым, т.е. влияние i -той нагнетательной на j -тую добывающую скважину возможно,
- $\Phi_x = \bigcup_{i \in \Psi_x} \Phi_{xi}$.

Целевая функция для поставленной задачи формулируется аналогично (1), однако неизвестными параметрами являются b_{ix}^+ и b_{ix}^- , а также J_x^+ и J_x^- - новые значения коэффициента продуктивности до и после ГТМ. Вывод формул для метода перебора граней приведён в **параграфе 7.3**.

В **параграфе 7.4** приведена модификация модели CRMP-ST для моделирования ГТМ в случае, если его эффект снижается со временем. Допустим, что для данного ГТМ уже рассчитаны все значения f_{ij}^- и f_{ij}^+ , а также J_x^- и J_x^+ . Рассмотрим разности вида $(\widetilde{q_{xn}} - \widehat{q_{xn}})$, где $(\widehat{q_{xn}})$ - значения прогноза CRMP, полученные с использованием f_{ij}^- , а $(\widetilde{q_{xn}})$ - фактические значения, а затем построим линейный тренд для этих разностей и снимем с него значения $(\widetilde{s}_n)$ для временных шагов $n \geq T$ (см. Рис. 5.). Далее, для удобства нормируем полученную последовательность на её максимальное значение:

$$s_n = \begin{cases} \frac{\tilde{s}_n}{\tilde{s}_0}, \tilde{s}_n > 0 \\ 0, \tilde{s}_n \leq 0 \end{cases} \quad (20)$$

Используя (20) можно поставить новую задачу: предполагая известными f_{ij}^- , найти новые динамические коэффициенты с известной длительностью эффекта согласно формуле:

$$f_{ijn}^+ = f_{ij}^- + s_n (f_{ij}^+ - f_{ij}^-) \quad (21)$$

которая равносильна

$$b_{ijn}^+ = b_{ij}^- + s_n (\bar{b}_{ij}^+ - b_{ij}^-) \quad (22)$$

Целевая функция формулируется аналогично (1), но неизвестными параметрами будут только коэффициенты $\bar{b}_{ij}^+$, а интервал адаптации содержит только временные шаги после ГТМ. Вывод формул для решения полученной задачи с помощью методов квадратичного программирования содержится в параграфе 7.5.

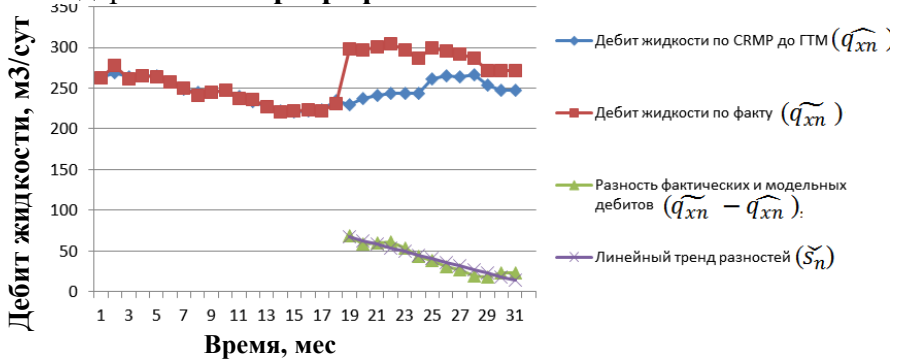


Рис. 5. Пример определения тренда падения эффекта от ГТМ ($\widetilde{s}_n$)

В параграфе 7.6 приведены результаты численных экспериментов, в рамках которых сопоставлялись прогнозные способности модели CRMP-ST с моделями, приведёнными в

обзоре в **параграфе 7.1**. Рассматривались 3 модели с различным числом скважин, на которых моделировались ГТМ типа «обработка призабойной зоны» (ОПЗ) и «гидроразрыв пласта» (ГРП). С использованием этих моделей было проведено 6 вычислительных экспериментов на различных временных интервалах, которые продемонстрировали адекватность прогнозов модифицированной модели, а также её предпочтительность с точки зрения точности и временных затрат на адаптацию по сравнению с другими известными подходами к учёту априорной информации о проведённых геолого-технических мероприятиях. Для примера на **Ошибка! Источник ссылки не найден.** приведен результат эксперимента №4.

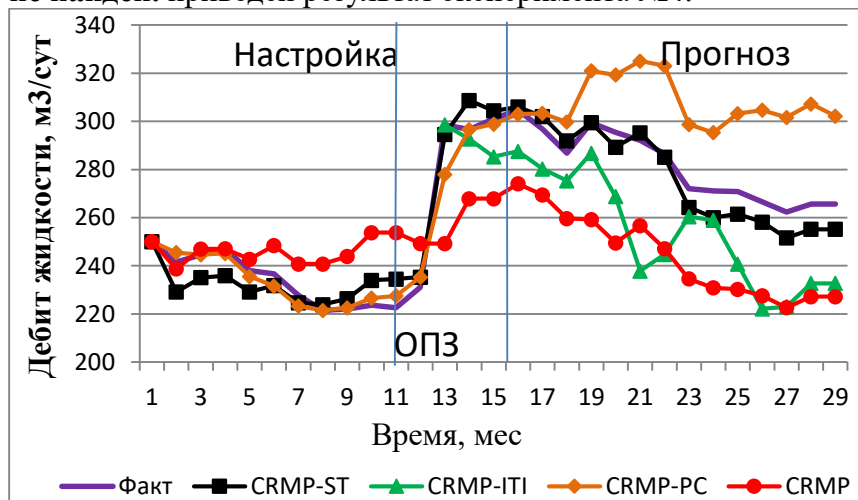


Рис. 6. График дебита жидкости по скважине WP01 в эксперименте №4 (со снижением эффекта от ГТМ)

В **заключении** отмечается, что результаты диссертационной работы представляют собой новые решения важных научно-технических задач, связанных с повышением качества математического моделирования разработки нефтяных месторождений.

В приложениях 1-3 приведено описание разработанного автором комплекса программ и свидетельства о регистрации программ для ЭВМ. В приложении 4 приведена справка об использовании результатов научных разработок, в приложении 5 - акты внедрения результатов научно-исследовательских работ.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Разработан новый численный метод для определения параметров модели CRMP, отличающийся от ранее известных высокой скоростью нахождения решений, достигаемой за счёт учёта особенности целевой функции соответствующей оптимизационной задачи,
2. Разработан новый алгоритм решения задачи нелинейного программирования с линейными ограничениями для случая, когда при фиксации значений некоторого подмножества параметров целевая функция становится квадратичной и имеет единственное решение.
3. Предложены новые методы, предполагающие использование модели CRMP, и позволяющие решать следующие практические задачи:
 - a. получать прогнозы дебитов нефти, качественно соответствующие прогнозам ГДМ и достаточно точные для практического применения;
 - b. решать задачу разделения добычи жидкости и закачки по пластам по каждой из скважин при совместной разработке нескольких эксплуатационных пластов единой сеткой скважин;
 - c. с достаточной для практического применения точностью восстанавливать динамику пластового давления в окрестности скважин;
 - d. уточнять коэффициенты взаимовлияния скважин в случае добычи свободного газа.

4. Предложены методы уточнения прогнозов модели CRMP за счёт:
 - а. учёта априорной информации о проведенных ранее на скважинах геолого-технологических мероприятий;
 - б. применения оценок взаимовлияния скважин, полученных с помощью энтропийного моделирования.
5. Разработаны комплекс программ для ЭВМ:
 - а. «Ариадна» - программа для решения практических задач разработки нефтяных месторождений с применением моделей CRM,
 - б. «Кассандра» - программный модуль предварительной подготовки исходных данных для использования в программе «Ариадна». Основная задача такой подготовки заключается в разделении данных по добыче и закачке по пластам с помощью модели CRMP-ML6.
 - с. «МБ-Монитор» - программа для оценки эффективности геолого-технологических мероприятий с применением модели CRMP и мультихарактеристической модели динамики обводнённости.

СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

(статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ, по специальности 1.2.2)

1. Бекман А. Д. Метод оценки взаимовлияния скважин подгазовой зоны на основе модели материального баланса CRM / Бекман А. Д., Ручкин А. А. // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2024. - Том 10. № 1 (37). С. 155–173. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-155-173>

2. Бекман, А. Д. К вопросу о закономерностях в трансформации параметров относительной фазовой проницаемости при изменении размерности модели нефтяного пласта / А. Д. Бекман, С. В. Степанов, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2023. – Т. 9, № 3(35). – С. 148-160. – DOI 10.21684/2411-7978-2023-9-3-148-160. – EDN ESTULT.
3. Тырсин А. Н., Степанов С. В., Ручкин А. А., Бекман А. Д. Повышение достоверности моделирования взаимовлияния скважин для анализа эффективности системы заводнения. / А.Н. Тырсин, С. В. Степанов, А. А. Ручкин, А. Д. Бекман // Математическое моделирование. – 2023. – Т. 35, № 6. – С. 63-80. – DOI 10.20948/mm-2023-06-05.
4. Бекман, А. Д. Новая двухфазная емкостно-резистивная прокси-модель процесса разработки нефтяного месторождения / А. Д. Бекман // Математическое моделирование. – 2023. – Т. 35, № 5. – С. 47-61. – DOI 10.20948/mm-2023-05-04. – EDN JGPSQE.
5. Бекман А.Д. Учет геолого-технических мероприятий при моделировании разработки нефтяной залежи методом материального баланса // Математическое моделирование. 2022. Том 34, № 6. С. 22-36. DOI: <https://doi.org/10.20948/mm-2022-06-02>
6. Бекман, А. Д. Улучшение качества картирования пластового давления за счет регуляризации задачи адаптации модели CRMP-TM / А. Д. Бекман // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2022. – Т. 8. – № 4(32). – С. 125-143. – DOI 10.21684/2411-7978-2022-8-4-125-143. – EDN LGYOGV.
7. Бекман А.Д. Новый метод разделения добычи и закачки в совместных скважинах с помощью модифицированной

- модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 3. С. 106-122. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-3-106-122.
8. Бекман А. Д. Использование расширенной CRMP-модели для картирования пластового давления / А. Д. Бекман, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 163-180. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-163-180
9. Бекман А.Д., Поспелова Т.А., Зеленин Д.В. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования // Вестник Тюменского гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. - 2020. - Т. 6, № 1 (21). - С. 192-207. - DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207
10. Бекман А. Д., Степанов С.В., Ручкин А.А., Зеленин Д.В. Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM // 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.

(статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ, по специальности 2.8.4)

1. Бабаев М.Л., Савченко И.В., Рудиков Д.Г., Бекман А.Д., Смирнов Д.С. Опыт применения модели CRM для оптимизации заводнения на Самотлорском месторождении//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).- Часть 1.-Спецвыпуск.-С.204-220. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.204-220>
2. Поспелова Т.А., Зеленин Д.В., Жуков М.С., Бекман А.Д., Ручкин А.А. Оптимизация системы заводнения на основе

- модели CRM // «Нефтепромысловое дело». 2020. №7. С. 5-10.
3. Пospelова Т.А., Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Бекман А.Д. Применение CRM модели для анализа эффективности системы заводнения // Нефтяная провинция.-2020.-№1(21).-С.97-108. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.97-108>
 4. Аржиловский А.В., Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Пospelова Т.А., Бекман А.Д. К вопросу разделения эффекта от сопутствующих ГТМ с учетом влияния закачки // Нефтяная провинция.-2020.-№3(23).-С.99-112. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.99-112>
 5. Зеленин Д.В., Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А. Исследование механизмов учета взаимовлияния скважин при использовании различных методов математического моделирования // Нефтепромысловое дело 12(612). 2019.

(прочие статьи, материалы конференций, тезисы докладов)

1. Бекман А.Д., Цицер П.А., Ручкин А.А., Зимин П.В., Дремин Д.С., П.И. Батурич. Опыт применения модели материального баланса CRM для оптимизации заводнения в условиях высокого газового фактора // Конференция «Санкт-Петербург 2024. Геонауки: современные вызовы и пути решений», г. Санкт-Петербург, 8-11 апреля 2024 г
2. Бекман А.Д. Возможности ПО «Ариадна» по оптимизации заводнения на основе аналитических моделей CRM. // Всероссийская научно-практическая конференция «Наука в проектировании и разработке нефтяных месторождений – новые возможности», г. Тюмень 22-23 июня 2023
3. Бекман А.Д. Комплекс вычислительных технологий на базе моделей класса CRM для оперативного решения задач разработки нефтяных месторождений.// Семинар ТюмФ ИТПМ СО РАН, г. Тюмень, 14 июня 2023.
4. Бекман А.Д., Ручкин А.А. Метод оценки взаимовлияния скважин подгазовой зоны на основе модели материального баланса CRM. // II научно-техническая конференция ООО

«Газпром ВНИИГАЗ» по теме «Современные методы комплексного моделирования разработки месторождений углеводородов» (ГРИМО-2023), 11-15 сентября 2023 г., г. Сочи

5. Бекман А.Д. Возможности ПО «Ариадна» по оптимизации заводнения на основе аналитических моделей CRM. // V Международная научно-практическая конференция «ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОПРОВОЖДЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ», 18-20 октября 2023 г., г. Пермь.
6. Степанов С.В., Бекман А.Д. Многоуровневое моделирование: от цифровой модели ядра до цифровой модели пласта // Тезисы докладов научно-практической конференции «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая независимость», г. Уфа, 17-20.10.23
7. Бекман А.Д. Использование расширенной CRMP модели для картирования пластового давления. // Ежегодная научно-техническая конференция «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая прозрачность» г. Уфа, 3-7 октября 2022 года.
https://s3.rn.digital/events/media/core/files/2022/11/%D0%A6%D0%A2-2022_%D1%81%D0%B1%D0%BE%D1%80%D0%BD%D0%B8%D0%BA_%D1%82%D0%B5%D0%B7%D0%B8%D1%81%D0%BE%D0%B2.pdf
8. Бекман А.Д., Поспелова Т.А., Ручкин А.А. К вопросу динамического разделения добычи и закачки в совместных скважинах с помощью модифицированной модели CRMP //ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ XIII научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений нефти и газа», 14-15 апреля 2021 г. с.13.
https://oil-industry.net/SD_PDF/2021/04/Tez.pdf

9. Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Бекман А.Д., Поспелова Т.А. Применение ПО «Ариадна» для решения задач анализа и оптимизации системы заводнения. //Восточно-Сибирский нефтегазовый технологический Форум «Восточная Сибирь 2021. Эффективные технологии разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений». 30.03.2021 – 01.04.2021г., г.Иркутск

СВИДЕТЕЛЬСТВА О РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

1. Степанов С. В., Степанов А. В., Бекман А.Д, Ручкин А.А. ПО Ариадна // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ. № 2019660439. 2019.
2. Степанов С. В., Степанов А. В., Ручкин А.А., Бекман А.Д, Поспелова Т.А. Ариадна 2.0 // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ. № 2020613401. 2020.
3. Бекман А.Д. Кассандра // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ. № 2022610398. 2022.

Внешние источники.

1. Степанов С.В., Поспелова Т.А. Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений // Нефтяное хозяйство, 04-2019, с.50-53.
2. Holanda R.W., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C. S. 2018. “A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting”. Energies, 2018. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3368/html>.

Соискатель

Бекман А.Д.