

На правах рукописи



Рыжова Лейла Лемаевна

**МОДЕЛИ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ СКВАЖИН
В НЕФТЕГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ**

Специальность 1.2.2 – Математическое моделирование, численные методы
и комплексы программ

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва – 2024

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» на кафедре Прикладной математики и компьютерного моделирования.

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Каневская Регина Дмитриевна,
заведующая кафедрой Прикладной
математики и компьютерного
моделирования

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Хайруллин Мухамед Хильмиевич,
заведующий лабораторией Института
механики и машиностроения Казанского
научного центра РАН

доктор физико-математических наук
Родионов Сергей Павлович,
главный научный сотрудник Тюменского
филиала Института теоретической и
прикладной механики им. С.А.
Христиановича СО РАН

Ведущая организация: ФГБУН «Институт проблем нефти и газа
РАН»

Защита состоится «22» октября 2024 г. в 15 часов 00 минут в ауд. 202 на заседании диссертационного совета 24.2.369.11 на базе ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» по адресу: 119991, г. Москва, Ленинский проспект, д. 65 корп. 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» и на официальном сайте <https://www.gubkin.ru/>.

Автореферат разослан « » _____ 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
24.2.369.11,
кандидат технических наук, доцент

Кочуева О.Н.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследования. Построение математических моделей залежей углеводородов является важным этапом проектирования и управления разработкой. Использовать модель для решения задач прогнозирования поведения залежи при различных сценариях эксплуатации, а также последующего определения оптимальной стратегии разработки становится возможным только в случае ее согласованности с фактическими данными. Приведенные задачи главным образом формируют коммерческую полезность таких моделей и разработанных на их основе комплексов программ, что, безусловно, делает их актуальными. Однако, процесс моделирования может существенно осложняться за счет характера рассматриваемого объекта. Так, с каждым годом доля трудноизвлекаемых запасов растет. К ним относят газовые залежи с нефтяной оторочкой или нефтяные залежи с контактными запасами, строение пустотного пространства в которых отличается сложной, многомасштабной, неоднородной структурой, осложненной трещиноватостью, которая может существенно влиять на динамику добычи.

В зависимости от сложности рассматриваемого объекта для построения моделей используют как гидродинамические симуляторы, так и аналитические и полуаналитические модели, характеристики вытеснения и т.п. Детальная гидродинамическая модель требует учета большого количества обязательных параметров, пренебречь которыми нельзя, а их истинные значения, вообще говоря, часто неизвестны. Один полный расчет в симуляторе требует значительных временных затрат, нежелательных и не имеющих смысла при оперативном управлении разработкой. Поэтому особенно важной становится задача создания инструментов, учитывающих особенности объекта с одной стороны, и основанных на упрощенных математических моделях – с другой. Вопрос согласованности построенной модели с фактическими данными решается с помощью обратных задач. В процессе их решения заранее выбранные ключевые фильтрационно-емкостные параметры и свойства, заложенные в модель, итерационно уточняются (идентифицируются) с целью минимизации отклонения фактических показателей разработки от расчетных. Такие задачи являются оптимизационными.

На практике воспроизведение истории нередко осуществляется в ручном режиме, путем проведения многовариантных расчетов с корректировкой ключевых параметров. Однако такой подход характеризуется высокой трудоемкостью и кропотливостью, требует большого опыта инженера и во многом зависит от субъективного мнения. Для объектов сложной структуры, исходная информация о которых в большей степени является неопределенной, трудоемкостькратно возрастает. Имеет место иной подход, основанный на автоматизированной

адаптации модели и решении задачи оптимизации. В качестве критерия оптимальности здесь берется взвешенная сумма квадратов отклонений между расчетными и фактическими значениями измеряемых характеристик (к примеру, давлений, дебитов, обводненности, газового фактора и т.д.) по всем скважинам за весь период их эксплуатации. Существенная экономия времени и обеспечение более качественных и точных результатов делают задачу автоматизированной адаптации актуальной.

Настроенная по фактическим данным модель позволяет прогнозировать в краткосрочной перспективе дальнейшее поведение рассматриваемого объекта. Последующая выработка экономически эффективной стратегии эксплуатации на период прогноза является целевым этапом в управлении разработкой и включает в себя определение оптимальных технологических режимов работы скважин, обеспечивающих как дополнительную добычу нефти, так и снижение отборов нецелевого флюида (воды и газа). Удовлетворение поставленному критерию может обеспечиваться за счет изменения режимов работы скважин и наземного оборудования. Задача оптимального перераспределения добычи между скважинами с целью увеличения суммарной добычи нефти и снижения отборов воды и газа также представляет большой интерес. Добыча нефти из залежей, имеющих газовую шапку и подстилающую воду, может усложняться за счет преждевременных прорывов воды и газа в скважину, которые в неоднородных трещиноватых пластах могут проявляться по-разному даже в соседних скважинах. Зачастую это приводит к существенным различиям в динамике добычи нефти, газа и воды из соседних скважин, и требует грамотного и эффективного подхода при перераспределении добычи между скважинами. Кроме этого, увеличение доли газа в добываемой продукции обуславливает наличие интерференции не только по пласту, но и по поверхностной инфраструктуре месторождения. Это требует учета дополнительных ограничений и впоследствии может существенно повлиять на качество выдаваемых рекомендаций по оптимизации режимов работы скважин. Учет этих обстоятельств позволяет считать разработку методики автоматизированной оптимизации режимов работы скважин равным образом актуальной задачей.

Целью исследования является разработка математических моделей, методов расчета и компьютерных программ для идентификации параметров модели притока к группе скважин и оптимизации режимов их работы в сложно построенной нефтегазовой залежи с подстилающей водой. Для достижения сформулированной цели поставлены и решены следующие **основные задачи исследования**:

1. Выполнен анализ существующих подходов к решению задач идентификации параметров моделей месторождений углеводородов по фактическим данным, оптимизации и управления разработкой на

основе этих моделей; выявлены проблемы и возможные пути их решения применительно к рассматриваемому объекту;

2. Проанализирована модель притока к группе скважин в нефтегазовой залежи с подошвенной водой, основанная на декомпозиции области фильтрации на межскважинную для учета интерференции скважин и околоскважинную для учета продвижения конусов воды и газа, постановке и решении соответствующих сопряженных задач (разномасштабная модель), сформулирована обратная задача по идентификации параметров этой модели;
3. Разработан комплекс математических моделей для идентификации параметров разномасштабной модели этого объекта;
4. Создан подход к эффективному решению задачи идентификации, основанный на модификации и последовательном использовании алгоритмов нелинейной оптимизации;
5. Разработаны математические модели оптимизации добычи группы скважин для заданного периода прогноза, основанные на расчетах с использованием предложенной модели пласта;
6. Реализован алгоритм для решения задач оптимизации добычи в предложенных постановках на фиксированный период прогноза. Определены возможности практического применения моделей для проведения многовариантных расчетов регулирования добычи. Предложена серия сценариев использования этих моделей в зависимости от представления прогнозного периода (одношаговый или многошаговый): одношаговая оптимизация по одной из моделей, или многошаговая с их последовательным использованием.
7. Осуществлена реализация предложенных подходов и алгоритмов в виде совокупности программных компонент;
8. Проведены численные эксперименты, апробация и верификация предложенных алгоритмов и программ на данных реальных месторождений.

В качестве **методов исследования** используются: математические методы нелинейной оптимизации, в т.ч. для многоэкстремальных задач, модели и подходы механики сплошной среды и подземной гидродинамики, численные методы решения уравнений. С целью программной реализации методов используются язык программирования C++ и среда разработки Microsoft Visual Studio 2022.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Подход к автоматизированной адаптации разномасштабной модели притока к скважинам, основанный на идентификации управляющих параметров модели на каждом из ее масштабов;
2. Алгоритм поиска экстремума нелинейной многоэкстремальной целевой функции задачи идентификации параметров модели притока к скважинам как со стабильным, так и с резким, немонотонным

изменением показателей работы с последовательным использованием методов глобальной эвристической и локальной оптимизации;

3. Математическая модель и алгоритм решения задач оптимизации добычи группы скважин при наличии ограничений на попутные отборы в течение заданного прогнозного периода эксплуатации скважин;
4. Комплекс программ для автоадаптации модели притока и оптимизации добычи группы скважин.

Научная новизна диссертационной работы определяется следующими результатами:

1. Сформулированы модели идентификации ключевых параметров и оптимизации добычи нефти применительно к оригинальной разномасштабной модели притока к группе скважин в нефтегазовой залежи с подошвенной водой.
2. Впервые предложен подход к воспроизведению истории работы скважин в сложно построенной залежи с разномасштабной неоднородностью и содержащей толщу нефти, газовую шапку и подстилающую воду, основанный на автоматизированной идентификации ключевых параметров модели притока «в два этапа» – по каждому из ее «масштабов»: для дальней и околоскважинной зон пласта.
3. Разработан оригинальный алгоритм решения задачи нелинейной многоэкстремальной оптимизации для поинтервальной идентификации ключевых параметров с использованием модифицированного метода сверхбыстрого отжига и последующим уточнением найденного решения с помощью метода поиска локального минимума (квазиньютоновского метода BFGS).
4. Сформулирован комплекс подходов как к одношаговому, так и многошаговому регулированию добычи группы скважин в течение заданного прогнозного периода, основанный на применении одной из предложенных моделей в одношаговой, или разных моделей последовательно в многошаговой оптимизации.

Практическая значимость и внедрение. Разработанные модели и основанные на них компьютерные программы являются частью технологии и расчетного модуля (PM) оптимизации режимов работы скважин с учетом различного рода ограничений, включая инфраструктурные. PM реализован в виде плагина в программном комплексе «РН-КИН.Экспресс». Для PM получено свидетельство о государственной регистрации программы. По материалам технологии был получен патент «Способ разработки трещинно-кавернозной залежи с газовой шапкой и подстилающей водой». С использованием PM выполнены расчеты для скважин ряда месторождений.

Ценность представленной работы определяется тем, что использование автоматизированной адаптации модели притока дает

возможность существенно облегчить и ускорить процесс воспроизведения истории работы скважин исследуемой залежи в сравнении с адаптацией «вручную», а также обеспечить более точные и качественные результаты настройки. Модель оптимизации добычи группы скважин позволяет при управлении разработкой увеличить экономический эффект за счет выявленной в результате оптимизации дополнительной добычи нефти, а также дать своевременные рекомендации по необходимости смены режима работы или проведения геолого-технических мероприятий для скважин с быстрым ростом обводненности и/или газового фактора.

Достоверность результатов диссертации обосновывается использованием общеизвестных и общепринятых подходов, основанных на законах сохранения (для прямой задачи), методов оптимизации (для обратной задачи и задачи оптимизации добычи), численных методов решения уравнений. Все предложенные модели и методики апробированы путем сопоставления модельных расчетов с фактическими скважинными данными.

Апробация работы. Материалы диссертационного исследования докладывались и обсуждались на следующих всероссийских и международных научно-практических конференциях и форумах: «Нефть и газ – 2019» (г. Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019 г.), «Нефтяная столица» (г. Нижневартовск, 2020 г.), «Геомодель - 2021» (г. Геленджик, 2021 г.), «Цифровые технологии в добыче углеводородов: от моделей к практике» (г. Уфа, 2021 г.), «Актуальные проблемы прикладной математики и механики» (п. Кабардинка, 2022 г.), «Информационные технологии для наук о Земле и цифровизация в геологии и горнодобывающей промышленности» (г. Владивосток, 2022 г.), «Геобайкал - 2022» (г. Иркутск, 2023 г.).

Личный вклад. Основные результаты диссертационного исследования получены автором самостоятельно. Постановка задач и анализ результатов осуществлялись вместе с научным руководителем. В соавторстве соискатель принимала участие в разработке математической модели фильтрации в исследуемой залежи (модели прямой задачи). Автором лично была разработана и программно реализована методика решения обратной задачи к модели пласта (автоадаптация), включающая математическую модель и соответствующие алгоритмы решения. Разработана математическая модель и предложены алгоритмы решения задачи оптимизации добычи скважин при наличии заданных ограничений. Произведена их программная реализация. Выполнены апробация и верификация разработанных программ. На защиту выносятся только те положения, которые были получены непосредственно автором.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, 4-х глав, заключения и списка литературы из 193 наименований, изложенных на 134 страницах машинописного текста, включая 8 таблиц и 17 рисунков.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность работы, формулируются цель и задачи исследования, приводятся используемые методы исследования. Сформулированы основные положения, выносимые на защиту, определены научная новизна, практическая значимость, ценность и достоверность результатов, представленных в диссертации.

В первой главе приведены обзор и анализ существующих подходов к построению моделей фильтрации в коллекторах с многомасштабной неоднородностью; способов учета газовой шапки и подошвенной воды; эффектов конусообразования и условий прорыва конусов воды и газа в скважину; аспектов воспроизведения истории разработки и способов решения обратных оптимизационных задач к построенным моделям пластов; задач регулирования и оптимизации разработки.

Математические модели многофазной фильтрации основаны на фундаментальных законах сохранения и феноменологических законах движения. Многие залежи, помимо нефти, содержат газовую шапку и толщу подстилающей воды. Их учет при описании притока к скважинам существенно осложняет процесс моделирования. Важной задачей в данном случае является изучение процесса конусообразования, определение условий устойчивости конусов воды и газа и периода безводной/безгазовой добычи. Эти проблемы рассматривались в работах М. Маскета, И.А. Чарного, Д.А. Эфроса, Р.Д. Каневской, Р.Г. Аллахвердиевой, Ю.И. Стклянина, А.П. Телкова, Б.Б. Лапука, А.Л. Брудно, Б.Е. Сомова, V. Pietragu, F. Giger и других, в частности, рассмотрена задача определения условий устойчивости конусов в рамках модели гравитационного равновесия Маскета-Чарного.

Реальные пласты, как правило, осложнены неоднородным строением, в том числе наличием трещиноватости. Анализируются результаты исследований отечественных и зарубежных авторов, которые внесли существенный вклад в становление и развитие теории и методов моделирования фильтрации в таких объектах: Х. Азиз, К.С. Басниев, Г.И. Баренблатт, Т.Д. Голф-Рахт, М.А. Гусейн-Заде, В.М. Ентов, Ю.П. Желтов, В.В. Жиков, И.Н. Кочина, Л. Райсс, Е.С. Ромм, Е.М. Смехов, М.И. Швидлер, J. Warren, P. Root, H. Kazemi и другие. Отмечено, что использование той или иной модели может ограничиваться вычислительными ресурсами, полнотой и достоверностью исходной информации, а также конечной целью моделирования. При создании инструмента для проведения оперативных расчетов, а также учитывая неоднородный характер исследуемого объекта, необходимо подобрать модель, не предполагающую детализации и учета большого количества обязательных параметров. Модель эффективной среды является наиболее подходящей для таких целей.

Качество, адекватность и пригодность построенной модели залежи для

последующего прогнозирования и оптимизации разработки подтверждаются возможностью воспроизводить на ее основе историю работы скважин. Это осуществляется с помощью решения обратной задачи (задачи идентификации), суть которой состоит в итерационном уточнении управляющих параметров, выбранных, например, на основе анализа чувствительности, с целью достижения согласованности модели с фактическими данными. В обзоре постановок и методов решения обратных задач рассматривались работы Э.С. Закирова, И.М. Индрупского, С.П. Родионова, М.Х. Хайруллина, F.N. Abdulrazzaq, C. Chen, L. K. Coats, M. Gruenwalder, E.M. Maklouf, D.S. Oliver, W. Ouenes, L.K. Thomas, G. Vadicharla, S. Wang, A.T. Watson, M.A. Williams, P.H. Yang, F. Zhang и других. Приводится обзор структуры, подходов, проблем и особенностей обратных задач идентификации, а также существующих алгоритмов для автоадаптации, основанных на поиске как локальных, так и глобальных экстремумов на основе детерминированного или эвристического методов.

Основное применение адаптированных фильтрационных моделей состоит в последующем прогнозировании технологических показателей разработки залежи или месторождения, выработке стратегий разработки и определении из них экономически наиболее эффективной. Процедура прогнозирования сводится к расчету сперва базового варианта прогноза, с продолжением разработки на тех же технологических режимах, что и в период истории. С целью повышения эффективности выработки запасов проводятся также расчеты и перебор альтернативных вариантов разработки залежи, из которых в результате выбирается наилучший с точки зрения экономического эффекта. Это может выполняться как вручную, так и автоматизированно, путем решения, вообще говоря, нелинейной оптимизационной задачи на основе данных, получаемых из адаптированной гидродинамической модели. Критерием оптимизации является требуемый экономический эффект, а в роли ограничений могут рассматриваться технологические ограничения на работу скважин и скважинного оборудования. Проведен обзор математических моделей, подходов и методов решения задач оптимизации, в том числе применительно к регулированию разработки. Рассмотрены работы Я.М. Берщанского, А.И. Ермолаева, С.Н. Закирова, М.В. Меерова, J.S. Aronofsky, W.Y. Fang, P. Wang и других авторов.

Во второй главе описывается подход к моделированию и решению обратной задачи, ориентированной на идентификацию параметров моделей с «двухуровневой» структурой. Рассматривается разномасштабная модель притока к группе скважин в нефтегазовой залежи с подошвенной водой, постановка которой описана в первом разделе этой главы. Она основана на сопряженных между собой полуаналитических моделях фильтрации для каждого масштаба в отдельности, получаемых из исходной системы уравнений фильтрации на основе асимптотического анализа. Роль

определяющих процессов в модели играют интерференция скважин, а также характер и скорость конусообразования – по ним проводится «разделение» области фильтрации на взаимосопряженные объекты моделирования. В масштабе межскважинной области (крупномасштабном приближении) на большом расстоянии от скважины изменение положения контактов по вертикали пренебрежимо мало. Основная толща воды и газа может считаться неподвижной, что позволяет рассматривать течение в условиях гидростатического равновесия. В таком случае уравнение для расчета давления, полученное из исходной системы, линеаризуется и сводится к линейному уравнению типа пьезопроводности (модель 1). Учет интерференции скважин осуществляется с помощью принципа суперпозиции. Область фильтрации для простоты предполагается единой, имеющей прямоугольную форму, а граничные условия моделируются методом отражений. В ближней к скважине зоне продвижение конусов воды и газа становится более заметным и существенным, но условие равновесия нарушается только в момент их прорыва в скважину. По этой причине, в ближней зоне будут рассматриваться две модели притока: когда равновесие еще имеет место, до прорыва (модель 2), и после прорыва конусов (модель 3). В модели 2 считается, что контакты смещаются, но еще далеки от глубины расположения перфораций скважины или горизонтального ствола, и прорыва нет. Снижение давления здесь существеннее, чем в дальней зоне, но компенсируется продвижением контактов. Это позволяет свести исходное уравнение для давления к квазилинейному уравнению пьезопроводности, а полученное по модели 1 решение определяет одно из его граничных условий. Продвижение конусов становится активным только с момента их прорыва в скважину и лишь в ее окрестности. В связи с этим, для вычисления дебитов воды и газа после прорыва конусов, а также обводненности и газового фактора рассматривается модель 3 – мелкомасштабное приближение. Здесь поле давления, соотношения для формы контактов и доли воды и газа в продукции скважины получаются на основе модели конусов И.А. Чарного.

В основу разномасштабной модели заложена концепция эффективной среды: неоднородность объекта учитывается заданием различных значений проницаемости (или пьезопроводности) для сопрягаемых моделей. Таким образом, с ее использованием определяются распределение пластового давления – для группы скважин в межскважинной области, и динамика забойного давления, дебитов всех фаз, обводненности и газового фактора – для каждой скважины в околоскважинной зоне.

Вторая часть главы посвящена описанию математической модели обратной задачи, особенностей и методики решения. Общий подход к решению аналогичен прямой задаче: строятся оптимизационные модели для каждого из масштабов (дальней и околоскважинной зон) – в «два этапа». На каждом из масштабов целевая функция представляет собой взвешенную

сумму квадратов отклонений расчетных характеристик (дебитов, давлений) от фактических за весь период работы скважин в заданном диапазоне изменения управляющих параметров (таблица 1).

Таблица 1 Математические модели задач идентификации для моделей дальней и околоскважинной зон

Модель межскважинного взаимодействия	Модель околоскважинной зоны для скважины $i, i = \overline{1, M}$
$F(u) = \frac{1}{p_{\text{нач}}^2} \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^T (p_i^j(u) - P_i^j)^2$ <p style="text-align: center;">→ min</p> $D: \{\underline{u} \leq u \leq \overline{u}\}$	$F_i(u_i)$ $= \frac{1}{p_{\text{нач}}^2} w_p \sum_{j=1}^T W_j (p_{\text{well } i}^j(u_i) - P_{\text{well } i}^j)^2$ $+ \sum_{l=\text{oil, wat, gas}} \frac{1}{Q_{il \max}^2} w_l \sum_{j=1}^T W_j (q_{li}^j(u_i) - Q_{li}^j)^2 \rightarrow \min$ $D: \{\underline{u}_i \leq u_i \leq \overline{u}_i\}$
<p>$u = [X, k]$ – управляющие параметры: X – линейный размер области притока, k – проницаемость $\underline{u}, \overline{u}$ – нижняя и верхняя границы управляющих параметров (векторы, аналогично u) $p_{\text{нач}}$ – нормирующий коэффициент, начальное пластовое давление, P_i^j – фактические значения пластового давления в различные моменты времени $j = \overline{1, T}$ для каждой скважины $i, i = \overline{1, M}$, $p_i^j(u)$ – расчетные значения давления по модели дальней зоны</p>	<p>$u_i = [k_i, I_{wi}, I_{gi}, k_{wi}, k_{gi}]$ – вектор управляющих параметров для окрестности i-й скважины: k_i – проницаемость, I_{wi}, I_{gi} – интенсивности притока воды и газа i, k_{wi}, k_{gi} – множители на проницаемости по воде и газу $\underline{u}_i, \overline{u}_i$ – нижняя и верхняя границы управляющих параметров (векторы, аналогично u_i) $p_{\text{нач}}, Q_{il \max}$ – нормирующие коэффициенты: начальное пластовое давление, максимальные дебиты фаз l (нефти, воды и газа), $P_{\text{well } i}^j, Q_{li}^j$ – фактические значения забойного давления, дебитов фаз l в различные моменты времени $j = \overline{1, T}$ $p_{\text{well } i}^j(u_i), q_{li}^j(u_i)$ – расчетные значения забойного давления, дебитов фаз l по модели скважины w_p, w_l – весовые коэффициенты для слагаемых, соответствующих давлениям и дебитам фаз W_j – ежесуточные весовые коэффициенты</p>

Отбор управляющих параметров осуществляется на основе анализа чувствительности моделей прямой задачи: линейный размер X и проницаемость k для модели дальней зоны; проницаемость k ,

интенсивности притока к скважине подошвенной воды и газа газовой шапки I_w, I_g из дополнительных источников, множители на проницаемость по воде и газу k_w, k_g – для околоскважинной зоны.

Классический подход к воспроизведению истории разработки предполагает настройку единых на весь период истории управляющих параметров. Применительно к рассматриваемому объекту этот подход показал хорошие результаты адаптации для модели дальней зоны. В ближней зоне он может быть применим лишь для ограниченного набора скважин, у которых поведение воспроизводимых характеристик «стабильное», т.е. монотонное, или близкое к монотонному. Наличие периодических «скачков» в поведении характеристик является признаком «нестабильной» работы скважин. Тогда первоочередно ставится вопрос о целях моделирования и, как следствие, целесообразности воспроизведения всего периода истории. Если главная цель состоит только в краткосрочном прогнозировании технологических показателей работы скважины, то оказывается достаточным качественно воспроизвести лишь непродолжительный промежуток истории непосредственно перед прогнозным. Для этого можно использовать классический подход, дополнив его возможностью задания «предпочтения» конечному промежутку истории. Для анализа и прогнозирования динамики обводнения и загазования скважин уже важно качественно воспроизвести не только конечный промежуток истории, но и момент прорыва конусов воды и газа к скважинам и показатели их работы на протяжении всего времени их эксплуатации. Тогда необходим подход к адаптации, позволяющий качественно настраивать весь период истории. Этого можно достичь за счет подбора параметров, определенным образом изменяющихся во времени, например, поинтервально, за счет разбиения истории на более короткие промежутки. Предлагаемая в работе методика предусматривает оба подхода:

1. Модель настраивается подбором единых на весь период работы управляющих параметров с учетом наилучшего совпадения расчетных и фактических показателей в последний промежуток времени с тем, чтобы обеспечить достоверный переход к прогнозу. Последнее достигается путем присвоения каждому дню j весового коэффициента, малого для раннего этапа и увеличивающегося до единицы к концу истории. Для расчета можно использовать, например, следующую формулу (можно подобрать любую другую):

$$W_j = W(t) = \left(\frac{t}{T}\right)^p = \left(\frac{j}{T}\right)^p \quad (1)$$

где T – исторический период работы скважины, $p > 0$ – показатель степени. Длину промежутка с наибольшим весом можно корректировать показателем степени.

2. Весь период истории разбивается на N промежутков, в каждом из которых скважина работает стабильно, и адаптация модели вместе с подбором параметров проводится последовательно по всем промежуткам.

Во втором подходе для каждой скважины количество промежутков разбиения N заранее неизвестно, выбирается экспертно и может быть различным. В качестве n -го шага, $n = \overline{1, N}$, рассматривается промежуток $[T^{n-1}, T^n]$ стабильной работы скважины (между сменами режимов, ГТМ, остановками). При этом каждый промежуток характеризуется определенными «состояниями» задачи в начале (T^{n-1}) и конце (T^n) (обозначим их ξ^{n-1} и ξ^n соответственно), определяемыми решением прямой задачи в эти моменты времени. После выбора разбиения процедура адаптации проводится путем подбора индивидуальных управляющих параметров u_i^n для каждого шага n . Частная целевая функция на шаге n по смыслу представляет собой оценку адаптации только n -го промежутка с единичным весовым коэффициентом для каждого дня j , т.е. $W_j = 1$:

$$F_i^n(u_i^n) = \frac{1}{p_{\text{нач}}^2} w_p \sum_{j=T^{n-1}}^{T^n} (p_{\text{well } i}^j(u_i^n) - P_{\text{well } i}^j)^2 \quad (2)$$

$$+ \sum_{l=\text{oil, wat, gas}} \frac{1}{Q_{i l \text{ max}}^2} w_l \sum_{j=T^{n-1}}^{T^n} (q_{l i}^j(u_i^n) - Q_{l i}^j)^2.$$

При реализации подхода многошаговой адаптации важно позаботиться о недопущении нарушения согласованности получаемых результатов с точки зрения физического и здравого смысла. Каждый промежуток не должен воспроизводиться независимо от остальных. Поиск параметров необходимо осуществлять в целях оптимизации всего многошагового процесса, а не только текущего шага. Иначе говоря, процесс адаптации n -го промежутка должен учитывать:

- а) предысторию, т.е. результат адаптации, полученный на предшествующем, $(n - 1)$ -м промежутке;
- б) влияние выбора параметров u_i^n на поведение воспроизводимых характеристик в будущем.

Выполнение первого условия можно достичь заданием на каждом промежутке n начальных приближений управляющих параметров u_i^n равными оптимальным значениям на предшествующем промежутке $u_i^{n-1}_{opt}$. С учетом этого, состояние ξ^{n-1} в начале каждого шага n можно соотнести с $u_i^{n-1}_{opt}$, а состояние ξ^n к концу каждого шага n с $u_i^n_{opt}$. Второму условию можно удовлетворить, если настройку параметров u_i^n на шаге n осуществлять из условия минимизации целевой функции B^n , складывающейся из частной функции $F_i^n(u_i^n)$ непосредственно n -го

промежутка с единичным весом на каждый его день, и функции $F_i^{n+1,N}$, оценивающей влияние последующей истории, начиная с момента T^n и до T^N с увеличивающимся к концу истории весом каждого дня:

$$B^n = \min_{u_i^n \in D^n} \left(F_i^n(u_i^n) + F_i^{n+1,N}(u_i^n) \right), \quad (3)$$

где

$$F_i^{n+1,N} = \frac{1}{p_{\text{нач}}^2} w_p \sum_{j=T^n}^{T^N} W_j (p_{\text{well } i}^j(u_i^n) - P_{\text{well } i}^j)^2 + \sum_{l=\text{oil, wat, gas}} \frac{1}{Q_{i l \text{ max}}^2} w_l \sum_{j=T^n}^{T^N} W_j (q_{l i}^j(u_i^n) - Q_{l i}^j)^2. \quad (4)$$

Множество допустимых управлений для каждого шага D^n , в свою очередь, представляет собой сужение множества D исходной задачи (таблица 1). Учитывая, что на каждом шаге n поиск оптимального управления начинается с приближения $u_i^{n-1}_{\text{opt}}$, диапазон его изменения задается в виде $u_i^n \in [u_i^{n-1}_{\text{opt}} - \varepsilon, u_i^{n-1}_{\text{opt}} + \varepsilon]$, где $\varepsilon > 0$ – допустимая величина отклонения от $u_i^{n-1}_{\text{opt}}$ в процентах, к примеру, 10% по умолчанию, и больше 10% для возможности воспроизведения резкого скачка характеристик.

Полученная в результате такого подхода последовательность $\{u_i^n_{\text{opt}}\}_{n=1}^N$, разумеется, не является наилучшей в строгом понимании, это лишь один из возможных сценариев адаптации. При этом, он не лишен физического и здравого смысла, позволяет контролировать согласованность изменения управляющих параметров во времени, а также ослабить некорректность задачи без привлечения дополнительной априорной информации.

Выбор метода решения задачи идентификации зависит от сложности математической модели: характера целевой функции и функций, входящих в ограничения (при их наличии). На основе практического анализа характера целевых функций для каждого масштаба путем проведения серии многовариантных расчетов были выбраны следующие методы: квазиньютоновский метод локальной оптимизации BFGS для модели дальней зоны и эвристический метод отжига – для околоскважинной. Вместе с тем, учитывая постановку обратной задачи для ближней зоны и методику ее решения, предусматривающую два подхода, метод отжига будет применяться в обоих подходах, причем в многошаговом – на каждом шаге. Но в этом случае полученное решение не будет является оптимальным в строгом смысле (локальным или глобальным минимумом), учитывая эвристику метода. Поэтому, для улучшения и последующего уточнения до

строгого минимума, к этому решению, беря его в качестве начального приближения, предлагается применить метод локальной оптимизации BFGS.

В третьей главе описывается методика прогнозирования добычи для заданного временного периода и рассматриваются задачи оптимизации параметров работы (добычи нефти) группы скважин при заданных ограничениях.

Адаптированная по истории работы скважин модель пласта необходима для последующего прогнозирования добычи, ее оптимизации и определения соответствующих режимных параметров скважин. Прогнозный расчет на заданный период осуществляется запуском прямой задачи с постоянным значением дебита жидкости, соответствующем его расчетному значению по адаптированной модели пласта на последний день истории (базовый прогнозный сценарий). Вместе с тем, регулировка значения запускового (на прогноз) дебита за счет изменения параметров скважинного оборудования может обеспечить прирост добычи целевого флюида (нефти). Этот процесс может осуществляться вручную либо автоматизированно. Первый вариант предполагает проведение многовариантных расчетов и при оперативном управлении разработкой не эффективен. Второй вариант основывается на решении соответствующей оптимизационной задачи:

1. Максимизация суммарной накопленной добычи нефти по M скважинам за период T

$$L = \sum_{i=1}^M Q_o^i \rightarrow \max \quad (5)$$

при ограничениях на отборы воды и газа

$$\sum_{i=1}^M Q_w^i(Q_o^i) \leq \bar{Q}_w, \sum_{i=1}^M Q_g^i(Q_o^i) \leq \bar{Q}_g, Q_o^i \geq 0, i = \overline{1, M}$$

где Q_w^i и Q_g^i – накопленные отборы воды и газа, Q_o^i – накопленная добыча нефти для i -ой скважины за период времени T (период стабильной работы скважин, т.е. изменения режимов на этот период не планируется), Q_w, Q_g – суммарные отборы фаз по группе скважин, чертой снизу и сверху обозначены ограничения для этих показателей.

2. Минимизация суммарных накопленных отборов воды и газа по M скважинам за период T

$$L = \mu \sum_{i=1}^M Q_w^i(Q_o^i) + (1 - \mu) \sum_{i=1}^M Q_g^i(Q_o^i) \rightarrow \min \quad (6)$$

при заданной минимально допустимой суммарной добыче нефти

$$\sum_{i=1}^M Q_o^i \geq \underline{Q}_o, Q_o^i \geq 0, i = \overline{1, M}$$

где μ – коэффициент предпочтения, $\mu \in [0,1]$, \underline{Q}_o – суммарная добыча нефти по группе скважин, чертой снизу обозначено соответствующее ограничение для нее.

Представленные задачи являются задачами сепарабельного программирования. Метод решения заключается в сведении исходной задачи к задаче линейного программирования кусочно-линейной аппроксимацией всех нелинейных функций $Q_w^i(Q_o^i)$ и $Q_g^i(Q_o^i)$ для каждого i . Для этого задается набор дискретных значений добычи $Q_{o_v}^i, v = \overline{1, k_i}$ в определенном диапазоне (например, $\pm 10\%$ от базового варианта) и между этими значениями проводится кусочно-линейная интерполяция. Значения добычи воды и газа в точках $Q_{o_v}^i$, равны соответственно $Q_{w_v}^i$ и $Q_{g_v}^i$. На основе полученных приближений строится так называемая линейная аппроксимирующая задача (или задача в λ -форме, таблица 2), которую можно решить методами линейного программирования (например, симплекс-методом), но с некоторыми поправками, сохраняющими нелинейный характер исходной задачи.

Таблица 2 Математическая модель задач оптимизации добычи в λ – форме

Задача 1	Задача 2
$L_{ap} = \sum_{i=1}^M \sum_{v=1}^{k_i} \lambda_{vi} Q_{o_v}^i \rightarrow \max$ $\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^M \sum_{v=1}^{k_i} \lambda_{vi} Q_{w_v}^i \leq \overline{Q}_w \\ \sum_{i=1}^M \sum_{v=1}^{k_i} \lambda_{vi} Q_{g_v}^i \leq \overline{Q}_g \\ \sum_{v=1}^{k_i} \lambda_{vi} = 1 \\ \forall \lambda_{vi} \geq 0, v = \overline{1, k_i}, i = \overline{1, M} \end{array} \right.$	$L_{ap} = \mu \sum_{i=1}^M \sum_{v=1}^{k_i} \lambda_{vi} Q_{w_v}^i$ $+ (1 - \mu) \sum_{i=1}^M \sum_{v=1}^{k_i} \lambda_{vi} Q_{g_v}^i \rightarrow \min$ $\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^M \sum_{v=1}^{k_i} \lambda_{vi} Q_{o_v}^i \geq \underline{Q}_o \\ \sum_{v=1}^{k_i} \lambda_{vi} = 1 \\ \forall \lambda_{vi} \geq 0, v = \overline{1, k_i}, i = \overline{1, M} \end{array} \right.$

Эти поправки подразумевают выполнение для каждого набора $\lambda_{vi}, i = \overline{1, M}$ одного из следующих условий:

1. Для фиксированного i только единственное $\lambda_{vi} = 1$ (решение в узле);
2. Не более двух, причем соседних λ_{vi} , могут быть положительны для каждого i (решение на отрезке $[Q_{o_v}^i, Q_{o_{v+1}}^i]$). Это условие называется правилом ограниченного ввода в базис.

Для возможности применения симплекс-метода полученные линейные задачи приводятся к каноническому виду. Наконец, найдя оптимальный набор λ_{vi} для каждого i , решение исходной нелинейной задачи –

оптимальная добыча нефти для каждой из M скважин – может быть получена с помощью линейной комбинации:

$$Q_o^i = \sum_{\nu=1}^{k_i} \lambda_{\nu i} Q_{o\nu}^i, \quad i = \overline{1, M}. \quad (7)$$

Точность получаемого решения будет зависеть от взятого разбиения Q_o^i , $\nu = \overline{1, k_i}$, $i = \overline{1, M}$. Для увеличения точности обычно этот метод повторяют для некоторой окрестности точки, найденной при решении аппроксимирующей задачи. Итерации можно продолжать до получения необходимой точности.

Решение приведенных в таблице 2 задач позволяет найти оптимальную добычу и соответствующие режимы исходя из потенциала пласта. Тогда оптимальные прогнозные дебиты скважин могут быть легко вычислены, зная полученную из решения задачи 1 или 2 оптимальную добычу и принцип решения прямой задачи на прогноз. В ходе решения задачи оптимизации было сделано следующее допущение. Каждое значение $Q_{w\nu}^i$ и $Q_{g\nu}^i$ определяется дебитом соответствующей скважины, и его изменение в силу интерференции может влиять на остальные скважины группы. Тогда, строго говоря, необходимо проводить полный расчет прямой задачи (вместе с моделью интерференции) для каждого набора дебитов всех скважин группы, что кратно увеличивает общую вычислительную трудоемкость расчетов оптимизации добычи. Однако, в силу относительно слабой реакции поля давления на допустимое изменение дебита отдельной скважины и краткосрочность периода оптимизации, оказывается достаточным пересчитывать для каждой скважины только модель ближней зоны, а полный пересчет модели прямой задачи производить уже с найденным оптимальным решением. При необходимости, решение можно скорректировать с помощью итерационной процедуры запуска модели оптимизации.

В качестве дополнительных условий могут учитываться и инфраструктурные ограничения, например, характеристики скважинного оборудования, ограничения на линейные давления, определяемые системой сбора месторождения.

В приведенных формулировках оптимизационных задач используются накопленные показатели добычи для некоторого фиксированного прогнозного периода T . При этом ясно, что чем короче рассматриваемый период прогноза (и оптимизации), тем достовернее будет результат. С другой стороны, может быть интересной оптимизация добычи на более длительный срок, и с возможностью промежуточной смены режимов работы скважин в течение этого периода. В этой связи в работе предлагается подход, позволяющий регулировать условия на скважинах как за один шаг в рамках всего прогнозного периода, так и поэтапно, с разбиением этого периода на более короткие, и используя на каждом последующем этапе результаты предыдущего. При этом, во втором случае предоставляется

возможность применения либо одной конкретной модели оптимизации, либо обеих поочередно. В качестве n -го шага поэтапной оптимизации, $n = \overline{1, N}$, рассматривается более короткий промежуток в рамках заданного прогнозного периода. Предлагаемый подход будет описываться для разбиения на два промежутка, что аргументируется, во-первых, краткосрочностью общего периода прогнозирования T для целей оперативного управления разработкой, во-вторых, существенным повышением вычислительной трудоемкости решения задачи оптимизации при увеличении количества промежуточных этапов, в-третьих, отсутствием практической необходимости и технической возможности столь частых изменений режимных параметров на скважинах. За состояние ξ_n на каждом шаге принимается дебит жидкости на момент времени T_n . В роли управлений на каждом шаге n рассматриваются $Q_{o_n}^i$ – значения накопленной добычи нефти для i -ой скважины на n -м промежутке. Частная целевая функция L_n на шаге n по смыслу будет представлять собой суммарную по скважинам накопленную добычу нефти на промежутке n . Тогда целевая функция всего N -шагового процесса будет удовлетворять условию аддитивности и представляется в виде $L_{sum} = \sum_{n=1}^N L_n$. С учетом этого, на основе разработанных моделей 1 и 2 можно сформировать разнообразные сценарии для пошагового регулирования добычи. Практический интерес представляют следующие:

1. Проводится одноэтапная оптимизация на основе моделей 1 или 2 (таблица 2) с определением накопленной добычи и соответствующих дебитов для заданного прогнозного периода;
2. Производится разбиение прогнозного периода T на 2 этапа. В рамках этого периода решается задача 1 с ограничениями на добычу воды и газа $\overline{Q_w}$ и $\overline{Q_g}$ соответственно. По полученным оптимальным дебитам определяется значение накопленной добычи нефти за первый этап и используется далее в качестве ограничения $\underline{Q_{o_1}}$. С этим ограничением для первого этапа строится решение задачи 2. Тем самым, найденная на этом этапе оптимальная добыча нефти гарантированно не снижается (путем ее учета в ограничениях), однако обеспечивается снижение добычи нецелевого флюида. В результате решения этой задачи будет получена оптимальная добыча для каждой скважины $Q_{o_1 opt}^i, Q_{w_1 opt}^i, Q_{g_1 opt}^i, i = \overline{1, M}$. Затем для второго этапа рассматривается решение задачи 1, но с ограничениями $\overline{Q_{w_2}} = \overline{Q_w} - Q_{w_1 opt}, \overline{Q_{g_2}} = \overline{Q_g} - Q_{g_1 opt}$, что может способствовать увеличению потенциала скважин.
3. На весь прогнозный период T рассчитывается базовый сценарий прогноза, вычисляются значения накопленной добычи нефти, воды и

газа Q_o, Q_w, Q_g . Затем T разбивается на 2 этапа и на основе базового сценария определяются значения накопленной добычи воды и газа для первого этапа Q_{w_1} и Q_{g_1} . Далее, в рамках первого этапа решается задача 1 с ограничениями на добычу воды и газа $\overline{Q_{w_1}} = Q_{w_1}$ и $\overline{Q_{g_1}} = Q_{g_1}$, для каждой скважины определяется оптимальная добыча нефти $Q_{o_1_{opt}}^i$ и на основе нее добыча воды и газа $Q_{w_1_{opt}}^i, Q_{g_1_{opt}}^i, i = \overline{1, M}$. На втором этапе также решается задача 1, но в качестве ограничений на добычу воды и газа выступают $\overline{Q_{w_2}} = Q_w - Q_{w_1_{opt}}$ и $\overline{Q_{g_2}} = Q_g - Q_{g_1_{opt}}$.

В четвертой главе приведены результаты апробации разработанных моделей, подходов и алгоритмов на реальных данных месторождений.

Рассмотренные в работе модели, подходы и алгоритмы программно реализованы на языке C++, являются составными частями расчетного модуля оптимизации добычи, внедренного в программный комплекс «РН-КИН.Экспресс» и успешно опробованы более, чем на 50 скважинах реальных месторождений России.

В работе продемонстрированы примеры воспроизведения истории работы скважин разных месторождений, имеющих как стабильную, так и нестабильную динамику добычи. Для каждой скважины была детально и качественно воспроизведена история работы. Качество адаптации подтверждается расхождением расчетных и фактических показателей менее, чем на 10%. Адаптация модели позволила воспроизвести моменты прорыва конусов воды и газа в скважину, тренды поведения воспроизводимых показателей с учетом различных геолого-технических мероприятий и смены режимов, а также достигнуть соответствия расчетных ежесуточных показателей фактическим. Большинство скважин характеризуется наличием остановок и нестабильной динамикой добычи, указывающей на возможные смены режимов работы. Поэтому, в зависимости от «сложности» поведения скважины, воспроизведение истории работы осуществляется одним из предложенных подходов: подбором единых параметров на весь период истории или с разбиением истории на промежутки со стабильной динамикой добычи и подбором индивидуальных параметров на каждый из них.

На рисунке 1 представлены результаты работы методики идентификации на примере скважины ЮК1 одного из рассматриваемых месторождений. Скважина воспроизведена первым подходом. Здесь на рисунках А) и Б) кривыми изображаются фактические характеристики, а закрашенными областями – расчетные. На рисунке А) синим цветом изображены фактическая и расчетная обводненность (%), коричневым –

дебит нефти (т/сут), зеленым – дебит жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$); на рисунке Б) желтым цветом – дебит газа (тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$), серым – газовый фактор ($\text{м}^3/\text{т}$).

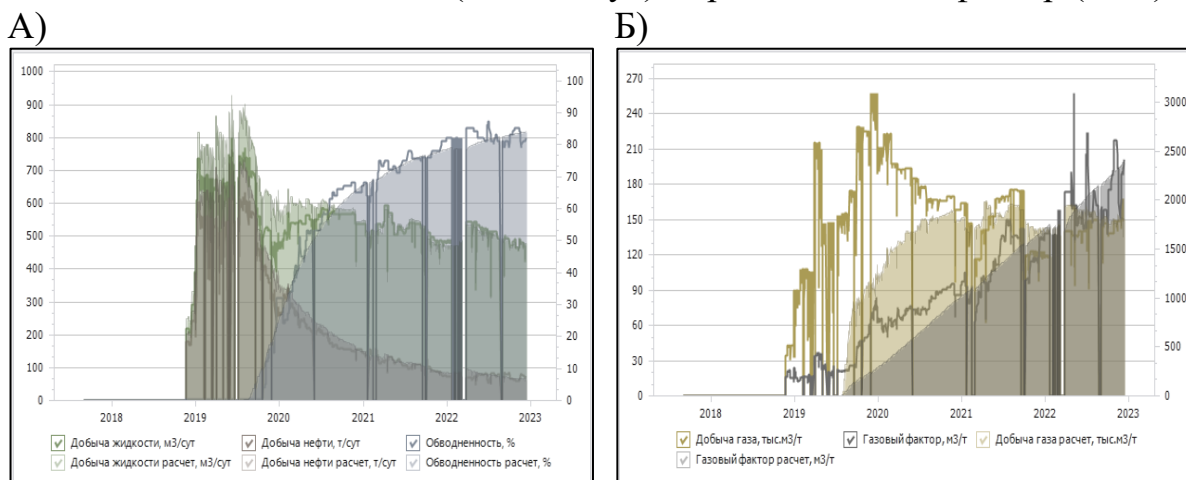


Рисунок 1 (А, Б) – Результат воспроизведения истории скважины ЮК1 одним периодом

Из рисунка видно, что для данной скважины воспроизведены момент прорыва воды, а также по всем характеристикам (дебитам нефти, жидкости, газа, обводненности и газовому фактору) – значения на конец истории и общий тренд, достаточные для последующего достоверного прогнозирования. Момент прорыва газа, как показывает желтая закрашенная область по отношению к желтой кривой на рисунке Б), по модели наступает примерно на полгода позже, чем по фактическим данным. Это, а также другие возможные большие отклонения «расчета» от «факта» в течение всей истории именно по газу при качественном воспроизведении остальных характеристик могут быть обусловлены, например, зашумленностью, низким качеством и неопределенностью промысловых замеров по добыче газа в базе данных (БД). Несмотря на использование первого подхода, отдающего предпочтение «концу истории», получение качественного результата воспроизведения всех остальных характеристик за весь период истории демонстрирует пример стабильного поведения скважины.

Пошаговая адаптация бывает крайне полезна для аккуратного воспроизведения конца истории с целью последующего прогнозирования. К примеру, если в конце истории наблюдается смена режима работы скважины, приводящая к резким скачкам воспроизводимых характеристик и/или изменению их тренда, то, вероятно, первый подход адаптации может не учесть этот момент и воспроизвести лишь общий тренд от начала к последнему дню истории. Это подтверждается примерами на рисунках 2 и 3 при воспроизведении скважины К9. Отображенный на рисунках фрагмент истории работы скважины демонстрирует различное поведение характеристик в двух промежутках времени, разделенных краткосрочной

остановкой, например, рост обводненности в начале (до краткосрочной остановки) и снижение на втором участке. Первый подход адаптации, как показывает результат на рисунке 2, не позволяет корректно воспроизвести указанную смену поведения, что впоследствии приводит к недостоверному прогнозированию.

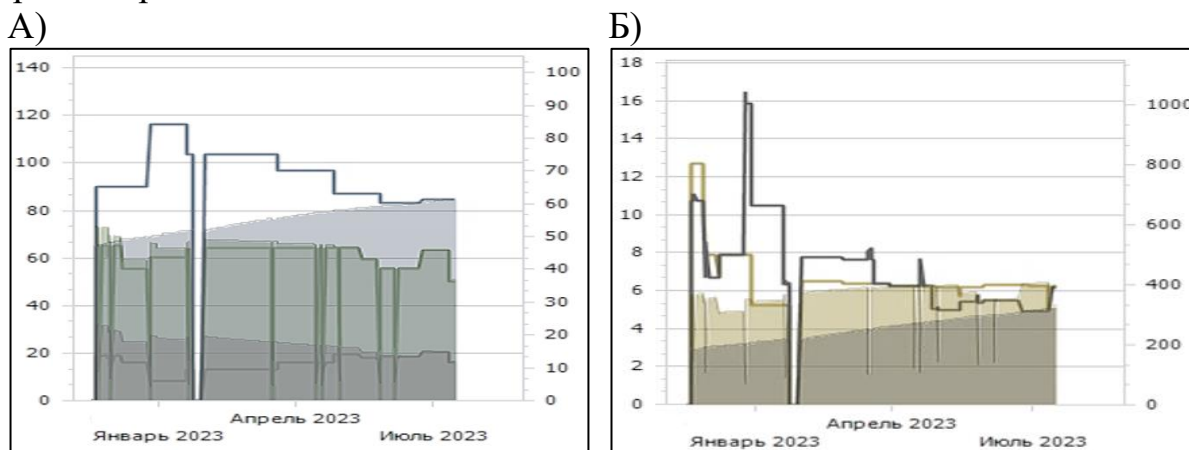


Рисунок 2 (А, Б) – Результат некорректного воспроизведения конца истории скважин К9 при использовании первого подхода адаптации

Применение второго подхода адаптации позволяет корректно воспроизвести такое поведение, улучшить общее качество адаптации по всей истории и обеспечить более достоверные результаты для выхода на прогноз (рисунок 3).

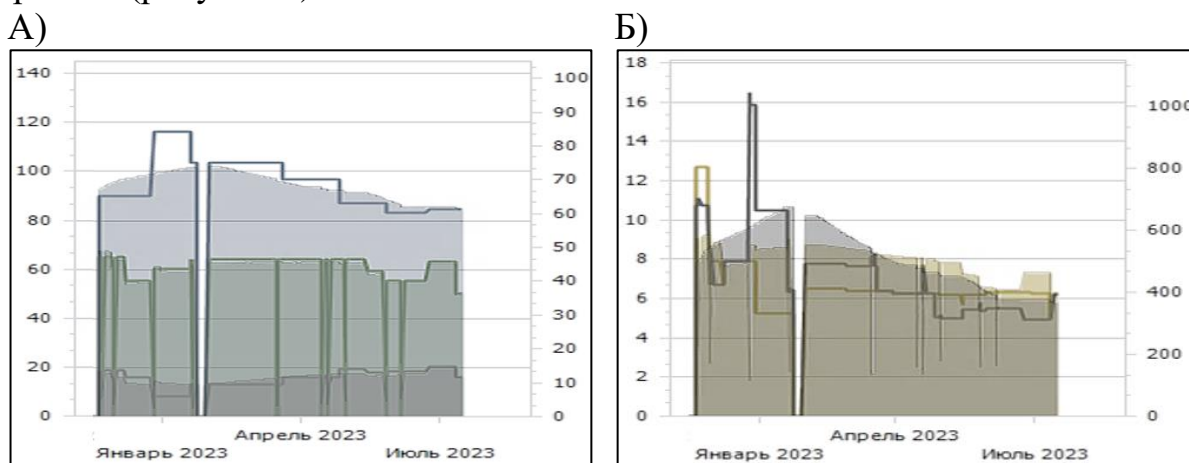


Рисунок 3 (А, Б) – Результат корректного воспроизведения конца истории скважин К9 при разбиении на 2 периода

Для демонстрации работы методики оптимизации рассматривается группа из 11 скважин. Предварительно модель участка, включающего эти скважины, была адаптирована в соответствии с историческими данными. После воспроизведения истории был проведен прогнозный расчет на период, равный одному году, при базовом сценарии. Далее, с помощью разработанной методики осуществлена оптимизация их добычи по критерию максимизации добычи нефти при сохранении отборов воды и

газа. В качестве групповых ограничений взяты значения накопленной добычи воды и газа по базовому варианту прогноза – 212 тыс м³ и 30 млн м³ соответственно. «Базовая» суммарная накопленная добыча нефти (до оптимизации) примерно составляла 44 тыс.т. По каждой скважине задавался возможный диапазон изменения дебитов (минимальное и максимальное значения), в пределах которого скважина может работать весь период прогноза. В рамках этого диапазона с определенным шагом формируется дискретный набор дебитов, $q_{o\nu}^i, \nu = \overline{1, k_i}, i = \overline{1, M}$ на основе которого рассчитывается соответствующая накопленная добыча $Q_{o\nu}^i, \nu = \overline{1, k_i}, i = \overline{1, M}$ и используется в качестве входных данных для линейной аппроксимирующей задачи. В результате расчетов суммарная накопленная добыча нефти составила 46.6 тыс.т., то есть на рассмотренной группе скважин за счет применения методики можно получить общий прирост добычи нефти относительно базового сценария за год на уровне 5.9%, или 2.6 тыс.т. На основе выполненных расчетов были сформулированы рекомендации по корректировке работы скважин с целью оптимизации добычи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты и выводы:

1. Проанализированы постановка, структура и особенности разномасштабной модели притока к группе скважин в нефтегазовой залежи с подошвенной водой. Модель учитывает интерференцию скважин в крупномасштабном приближении (в масштабе дальней зоны), конусообразование и прорыв конусов воды и газа в скважину – в масштабе околоскважинной зоны, и с учетом этих явлений позволяет оперативно с точки зрения вычислительного времени рассчитать динамику забойного давления, дебитов фаз, обводненности и газового фактора для каждой скважины рассматриваемой группы. В рамках данной работы эта модель используется в качестве прямой задачи.
2. Предложены постановка и математические модели обратной задачи – автоматизированной адаптации модели притока. Эта задача ориентирована именно на разномасштабные модели и состоит в идентификации параметров моделей каждого масштаба в отдельности – сначала модели крупномасштабного приближения, затем – мелкомасштабного и эффективно решена для модели исследуемого объекта.
3. Для предложенной задачи автоадаптации разработан эффективный алгоритм решения, включающий в себя сначала идентификацию параметров модели крупномасштабного приближения для всего

периода истории с применением алгоритма локальной оптимизации – квазиньютоновского метода BFGS, затем мелкомасштабного. При этом для второй модели предложено два подхода к идентификации в зависимости от характера целевой функции: одношаговый (по всему периоду истории) или поинтервальный. Для каждого подхода предлагается последовательное использование алгоритмов глобальной эвристической оптимизации (метод сверхбыстрого отжига) и, для уточнения найденного решения до минимума, локальной оптимизации (BFGS). Показано, что за счет поинтервального подхода удается повысить качество воспроизведения истории и достоверность последующего прогнозирования.

4. Разработаны математические модели оптимизации добычи нефти для заданного периода прогноза с разными критериями (максимизация суммарной накопленной добычи нефти или минимизация суммарных накопленных отборов воды и газа) при соответствующих ограничениях на попутные отборы. Эти модели используют исходные данные, полученные из адаптированной модели прямой задачи.
5. Предложена серия эффективных инженерных подходов к использованию разработанных моделей оптимизации. Они рассматривают как одношаговую оптимизацию с выбранным критерием, так и многошаговую с разными критериями, что обеспечивает достаточную вариативность для принятия решения по регулированию работы скважин.
6. Осуществлены реализация всех предложенных в работе моделей, подходов и алгоритмов в виде программных компонент и их интеграция в расчетный модуль ПК «РН-КИН.Экспресс». Получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. Компьютерная технология оптимизации режимов работы скважин, основанная на этой программе, закреплена патентом на изобретение.
7. Проведены численные эксперименты, апробация и верификация предложенных алгоритмов на данных реальных месторождений. Приведенные результаты подтвердили корректность предложенных алгоритмов и подходов, а также показали возможность их использования для оперативного управления работой скважин.

Список публикаций по теме диссертации из перечня научных изданий, рекомендуемых ВАК

1. Каневская Р.Д., Рыжова Л.Л. Проблемы идентификации разномасштабной модели пласта и комплексный подход к их решению // Автоматизация и информатизация ТЭК, № 5(610), 2024. – с. 41–49
2. Kanevskaya R.D., Kuznetsov P.V. Ryzhova L.L. Asymptotic analysis of

the inflow to a fracture in an oil-gas reservoir with bottom water // ISSN 0015-4628, Fluid Dynamics, Vol. 59, No. 3, 2024.– pp. 533–545

3. Каневская Р.Д., Кузнецов П.В., Пименов А.А., Рыжова Л.Л., Исбир Ф.А. Компьютерная технология управления добычей нефти из нефтегазовой залежи с подстилающей водой в трещиноватом пласте // Нефтяное хозяйство, №10, 2023. – с. 56-60. – DOI 10.24887/0028-2023-10-56-60

Свидетельство о государственной регистрации программы

1. Каневская Р.Д., Кузнецов П.В., Рыжова Л.Л., Пименов А.А. Модуль «Оптимизация добычи нефти из трещинно-кавернозных коллекторов с газовой шапкой и подстилающей водой ПК «РН-КИН», №2023666883, 2023

Патент на изобретение

1. Каневская Р.Д., Пименов А.А., Кундин А.С., Кузнецов П.В., Рыжова Л.Л. Способ разработки трещинно-кавернозной залежи с газовой шапкой и подстилающей водой», №2808627, 2023

Прочие публикации

1. Рыжова Л.Л., Каневская Р.Д. Подходы к идентификации параметров разномасштабной модели притока к скважинам в нефтегазовом пласте с подошвенной водой // Вестник Башкирского университета, Т. 27, №3, 2022. – DOI: 10.33184/bulletin-bsu-2022.3.11 (ВАК)
2. Ryzhova L.L., Kanevskaya R.D. Interference analysis of wells in oil and gas reservoir with bottom water // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering, №921, 2020. – DOI:10.1088/1757-899X/921/1/012020 (Scopus)
3. Kanevskaya R.D., Ryzhova L.L., Kuznetsov P.V., Pimenov A.A. Parameter Identification for a Multi-Scale Inflow Model to Wells in Oil and Gas Reservoir with Bottom Water // Conference Proceedings, Geomodel 2021. – pp. 1–5. – DOI: 10.3997/2214-4609.202157107 (Scopus)
4. Рыжова Л.Л., Каневская Р.Д. Методика автоматизированной адаптации разномасштабной модели притока к скважинам в нефтяной залежи с газовой шапкой и подстилающей водой // Сборник материалов конференции «Геобайкал-22», 2022. – ISBN: 978-5-9651-1410-8. (РИНЦ)
5. Рыжова Л.Л. Об оптимизации работы группы скважин в нефтегазовой залежи с подошвенной водой // Сборник трудов 73-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2019». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – 385 с. – ISBN 978-5-91961-300-8