На правах рукописи

Жданов Иван Александрович

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО АНАЛИЗА И КОНТРОЛЯ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Специальность 2.3.1 – Системный анализ, управление и обработка информации (технические науки)

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2022

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

Научный руководитель:
доктор физико-математических наук, профессор
Бригаднов Игорь Альбертович

Официальные оппоненты:
Герасимов Игорь Владимирович
доктор технических наук, профессор, федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» имени В.И. Ульянова (Ленина)», кафедра систем автоматизированного проектирования, профессор;
Каменецкая Наталия Владимировна
кандидат технических наук, доцент, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский университет государственной противопожарной службы министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий», кафедра высшей математики и системного моделирования сложных процессов, доцент.

Ведущая организация – федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем машиноведения Российской академии наук (ИПМаш РАН), г. Санкт-Петербург.

Защита диссертации состоится 31 марта 2022 г. в 12:00 на заседании диссертационного совета ГУ 2021.7 Горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, д.2, ауд. № 1171а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Горного университета и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 31 января 2022 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ диссертационного совета — Афанасьева Ольга Владимировна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений используются различные физико-математические модели, которые являются основой для принятия производственных решений при разработке месторождений нефти и газа.

В нефтяной практике предложен ряд подходов для поиска решений по управлению подземным резервуаром. Самый точный базируется на решении общих уравнений фильтрации жидкости в пористой среде с использованием 3D геолого-гидродинамических симуляторов. Однако использование таких симуляторов требует создания полномасштабных или однослойных геологических и фильтрационных моделей нефтегазоносных пластов и их адаптации, что является крайне трудоёмким процессом. Это приводит к принятию несвоевременных решений по управлению разработкой текущих активов.

Степень разработанности исследуемого направления. Для принятия решения на этапе проектирования или управления разработкой месторождения в общем случае необходимо определить набор операций (действий), позволяющий на основе исходных данных получить решение приемлемой точности в заданный временной период. При этом первой операцией, определяющей успешность всего процесса принятия решения, является выбор физико-математических моделей, на основе которых выполняются расчеты. При этом выбор модели зависит от решаемой задачи, сложности объекта разработки, полноты и достоверности исходных данных.

Для большинства объектов разработки валидность выбора вида и размерности модели определяется следующими ключевыми критериями: тип коллектора (терригенный или биохемогенный), наличие подвижной водяной и газовой фазы, сложность геологического строения резервуара, чувствительность к полноте и качеству исходных данных, необходимость выполнения массовых расчетов и др.

В отечественной и зарубежной нефтяной практике предложен ряд подходов по управлению подземным резервуаром, которые условно могут быть разделены на три группы.

К первой группе относится совокупность так называемых экспертных методов, основанных на опыте принимающих производственные решения инженеров. Существенным недостатком данных методов является неконтролируемая погрешность принимаемых решений, поскольку при этом не используется информация о физических принципах процесса. Также при таком подходе критичным является наличие дополнительных промысловых исследований: трассерных, промыслово-геофизических и гидродинамических.

Ко второй группе относится широкий класс аналитических и численно-аналитических моделей, решающих задачу посредством приближенного или упрощенного представления подземного резервуара: материального баланса, резервуарной модели, суперпозиции точных аналитических решений, моделей на трубках тока, INSIM, CM и др. Основным недостатком этого класса моделей является низкая достоверность расчетов в условиях динамично меняющейся промысловой обстановки: геолого-технологических мероприятия на скважинах, ввод новых скважин, в том числе нагнетательных и прочее.

Третий подход базируется на решении общих уравнений фильтрации жидкости в пористой среде с использованием 2D и 3D геолого-гидродинамических пакетов (Eclipse, tNavigator и т.д.). Использование этих симуляторов требует создания полномасштабных или однослойных геологических и фильтрационных моделей нефтегазоносных пластов и их адаптации, что является крайне трудоёмким и ресурсно-затратным процессом.

Таким образом, в качестве объекта исследования выступает нефтяной подземный резервуар (пласт), а предметом исследования является серия его физико-математических и компьютерных моделей, позволяющих повысить эффективность разработки месторождений. Основная идея исследования состоит в корректной редукции (упрощении) «тяжелых» 3D геолого-гидродинамических

моделей до уровня, пригодного для оперативного анализа технических характеристик нефтяного резервуара.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности разработки нефтяных месторождений за счет использования полученной системы автоматизированного анализа и контроля текущего состояния нефтяного месторождения.

Задачи исследования:

1. Разработка интегрированной численно-аналитической модели «Скважина+пласт» для решения прямой и обратной задачи притока к скважине на этапах проектирования и анализа разработки низкопродуктивных месторождений.

2. Разработка псевдодвумерной (по пространству) численно-аналитической модели пласта с детализацией на уровне элемента разработки. Модель предназначена для повышения эффективности и обоснованности принятия решений на этапе разработки месторождения.

3. Исследование области применимости и чувствительности модели, выделение ключевых управляющих параметров и критериев устойчивости результатов моделирования в условиях погрешностей реальных данных и геолого-технологических неопределенностей.

4. Реализация псевдодвумерной модели пласта в программном модуле КАРАТ, который позволяет решать прямую и обратную задачи.

5. Интеграция программного модуля КАРАТ с инструментом ОптимА, представляющим собой систему поддержки принятия решений (СППР) при планировании и управлении разработкой нефтегазовых месторождений.

Идея работы. Поставленная цель достигается путем разработки инструмента нефтяного инжиниринга для принятия решений при проектировании и управлении разработкой нефтегазовых месторождений на основе физико-математических моделей, а также в последующем сравнительном анализе прогнозируемых параметров с расчетами на основе геолого-гидродинамических симуляторов (Eclipse, tNavigator).

Методология и методы исследования. Решение поставленных задач осуществлялось с помощью математического моделирования пласта с применением теории фильтрации жидкостей в пласте, теории материального баланса, методов численного решения дифференциальных уравнений и систем линейных алгебраических уравнений.

Научная новизна. Разработанная псевдодвумерная (по пространству) феноменологическая численно-аналитическая модель пласта с детализацией на уровне элемента разработки позволяет прогнозировать добычу жидкости и нефти в условиях геологических и технологических неопределенностей нефтегазовых активов с практически приемлемой точностью.

Для решения задач в области мониторинга и прогнозирования работы добывающих и нагнетательных скважин в коллекторах, характеризующихся низкими фильтрационными свойствами посредством скважин с высокотехнологичными методами закачивания, реализован ряд оригинальных алгоритмических решений для построения интегрированной численно-аналитической модели притока к скважине. Модель включена в программный модуль КАРАТ, который позволяет решать прямую и обратную задачи.

Предложенные алгоритмы позволяют ввести в номенклатуру процесса мониторинга разработки нефтегазовых месторождений понятие целевого пластового давления (не соответствующего проектным значениям для большинства активов) и рассчитать целевые уровни закачки и отборов, позволяющих исключить потери нефти по геологическим причинам.

В результате исследований и апробации разработанных инструментов моделирования и управления разработкой определены области применимости, ключевые управляющие параметры и критерии устойчивости результатов моделирования, формализованные в виде матрицы применимости моделей и инструментов с учетом решаемой задачи и геолого-технологических условий на нефтегазовом активе.

Произведена интеграция программного модуля КАРАТ с инструментом ОптимА для поиска эффективных решений при анализе разработки нефтегазовых месторождений в условиях геолого-технологических неопределенностей и технико-экономических ограничений. Этот подход позволяет находить эффективные решения по управлению активом на основе результатов многовариантного расчета.

Выводы формализованы в виде методических указаний и рекомендаций для инженерного и управляющего состава сотрудников компании «Газпром нефть».

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработана программа для ЭВМ (№2017619942), позволяющая определять практически приемлемые технологические режимы работы нагнетательных скважин при отсутствии 3D геолого-гидродинамической модели объекта разработки.

2. Разработана модель пласта в псевдодвумерной (по пространству) постановке, которая позволяет прогнозировать дебит жидкости, обводненность и пластовое давление с точностью, приемлемой для принятия производственных решений.

3. Предложенные в работе методики по управлению подземным резервуаром, могут быть использованы при мониторинге и управлении разработкой месторождений в зависимости от типа коллектора (терригенный или биохемогенный), наличия подвижной водяной и газовой фазы, сложности геологического строения резервуара, чувствительности к полноте и качеству исходных данных, необходимости выполнения массовых расчетов и др.

Положения, выносимые на защиту:

1. На основе псевдодвумерной пространственной модели нефтяного резервуара, построенной путем феноменологической и эмпирической редукции 3D геолого-гидродинамической модели, можно оперативно спрогнозировать эксплуатационные параметры.

2. Применение методики прогноза дебита жидкости, обводненности и пластового давления, разработанной на основе псевдодвумерной модели пласта, позволяет получать прогнозные

эксплуатационные показатели с точностью, приемлемой для принятия производственных решений.

3. Применение методики корректировки технологических режимов работы нагнетательных и добывающих скважин нефтяного месторождения на основе псевдодвумерной модели пласта позволяет существенно повысить эффективность разработки месторождений.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена теоретическими исследованиями, проведенными на современных программных комплексах для создания и расчета моделей нефтегазовых месторождений, сходимостью расчетных параметров с эмпирическими данными и математическими моделями, полученными при помощи 3D геолого-гидродинамических симуляторов.

Апробация результатов. Результаты работы были представлены на следующих российских и международных конференциях и семинарах:

1. Всероссийской конференции «Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности» (г. Алушта, ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2016 г.);
2. Всероссийской конференции «VII открытая научно-техническая конференция молодых специалистов и молодых работников «Знания. Опыт. Инновации» (г. Астрахань, ООО «Газпром добыча Астрахань», 2017 г.);
3. Международной конференции «Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 2017» (г. Москва, Society of Petroleum Engineers, 2017 г.);
4. Всероссийской конференции «Разработка зрелых месторождений» (г. Москва, Society of Petroleum Engineers, 2017 г.);
5. Международной конференции «Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 2018» (г. Москва, Society of Petroleum Engineers, 2018 г.).

Публикации. Результаты диссертации в достаточной степени освещены в 5-ти печатных работах, в том числе в 2 статьях

– в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук (далее – Перечень ВАК), в 2 статьях – в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования SCOPUS; получено 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

Личный вклад автора. Осуществлен анализ опубликованных ранее научно-технических материалов по теме диссертации; сформулированы цель и задачи исследования; разработаны методики и реализована псевдодвумерная (по пространству) численно-аналитическая модель пласта с детализацией на уровне элемента разработки; разработана интеграция псевдодвумерной модели пласта «КАРАТ» с инструментом для поиска решений при оптимизации разработки нефтегазовых месторождений; проведены исследования и апробация разработанных инструментов моделирования; определены области применимости, ключевые управляющие параметры и критерии устойчивости результатов моделирования, формализованные в виде матрицы применимости моделей и инструментов с учетом решаемой задачи и геолого-технологических условий на нефтегазовом активе; сформулирована научная новизна, практическая значимость, защищаемые положения и выводы.

Структура диссертации. Диссертационная работа состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 103 наименования. Материал диссертации изложен на 117 страницах машинописного текста, включает 3 таблицы, 41 рисунок.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ

Во Введении описана актуальность темы исследования и степень ее разработанности, а также представлена цель диссертационной работы и задачи исследования.

В Главе 1 детально проанализирована мировая практика нефтяного инжиниринга по моделированию подземного резервуара. Подробно описаны следующие модели:

- ***Гибридная физико-математическая модель пласта OmegaCRM***, в которой месторождение с работающими скважинами представляется как динамическая система на основе рекуррентных нейронных сетей.
- ***Модель численного межскважинного взаимодействия – INSIM,*** в которой рассматривается двухфазный поток жидкости в пористой среде.
- ***3D геолого-гидродинамические модели.***

Разработка месторождений углеводородов в настоящее время опирается на современные информационные технологии, связанные с геологическим и гидродинамическим моделированием продуктивных пластов. Основой для создания моделей месторождений являются геолого-геофизические и промыслово-технологические данные, получаемые в результате лабораторных исследований, геофизических исследований, данных по добыче и закачке и т.д.

Процесс настройки модели (за рубежом принят термин history matching) – одна из трудоемких стадий модельного исследования, связанная с большим объемом ручной корректировки, трудности которой обусловлены недостаточной формализацией элементов этой работы.

Задача адаптации является на сегодняшний день одной из самых актуальных в нефтегазовой отрасли. Адаптированная модель может использоваться для прогноза нефтеотдачи пласта, а также позволяет смоделировать результаты геолого-технологических мероприятий, направленных на увеличение добычи, и оценить их эффективность. Основной целью является повышение производительности месторождения путем проведения различных геолого-технологических мероприятий (ГТМ), таких как выбор эффективных режимов работы скважин, ввод новых скважин, гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны и т.д.

В Главе 2 сформулирована основная задача исследования и представлены теоретические основы разработанных моделей. Основной акцент сделан на **псевдодвумерной модели нефтяного пласта.**

При разработке месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, важную роль играет повышение эффективности системы поддержания пластового давления (ППД). Для этого необходимо оценивать влияние нагнетательных скважин на соседние добывающие скважины. Наивысший приоритет для решения данной задачи имеют 3D геолого-гидродинамические модели. Для активов, имеющих длительную историю разработки и значительный фонд скважин, создание и поддержание постоянно действующей 3D гидродинамической модели является весьма трудоемким процессом.

В основе предлагаемой модели лежат самосогласованные численно-аналитические модели, непрерывно адаптирующиеся на геологические и промысловые данные.

В процессе построения модели месторождение разбивается на элементы разработки. Для каждой скважины выполняется учет взаимовлияния скважин окружения путем оценки влияния каждой из нагнетательных скважин окружения (рисунок 1). Процесс адаптации разработанной модели представлен на рисунке 2.

Все расчетные формулы предлагаемой псевдодвумерной модели нефтяного резервуара (пласта) имеют феноменологический или эмпирический характер с большим числом параметров. Для их оценки проводится следующая последовательность расчетов.

Далее решается оригинальное уравнение материального баланса, взаимоувязанное со стандартными моделями фильтрации, вытеснения и PVT-корреляциями (1):

$$N_p \cdot B_o^i = N \cdot B_o^{i-1} \cdot \Delta P \cdot c_e + W_e + \left(W_{inj} - W_p\right) \cdot B_w, \qquad (1)$$

где N – балансовые запасы нефти, м^3; N_p – накопленная добыча нефти, м^3; W_p – накопленная добыча воды, м^3; W_{inj} – накопленная закачка воды, м^3; W_e – приток воды из-за контура, м^3; B_o^i, B_w – текущий объемный коэффициент нефти и воды, м^3/м^3; B_o^{i-1}, B_w –

объемный коэффициент нефти на предыдущем шаге, м^3/м^3; $\triangle$P – изменение пластового давления, атм; c_e – эффективная сжимаемость, атм$^{-1}$; V_p – поровый объем, м^3.

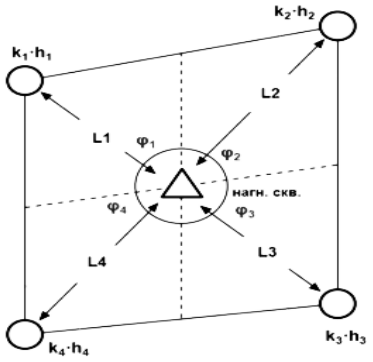

Рисунок 1 – Учет взаимовлияние скважин окружения

В модели материального баланса на каждом шаге по пластовому давлению пересчитываются PVT-параметры (согласно PVT-корреляциям), объем порового пространства, остаточные запасы нефти в пластовых условиях и насыщенность пласта. Таким образом, параметры предлагаемой модели уточняются на каждом шаге по времени.

Пошаговая настройка модели материального баланса осуществляется итеративно до тех пор, пока не выполнится условие сходимости накопленной по всем месяцам относительной невязки значений пластового давления на двух последовательных итерациях метода (j) и (j-1) вида (2):

$$nev_p = \sum_i \left| \frac{P^i_{res,j-1} - P^i_{res,j}}{P^i_{res,j-1}} \right| \leq 0.001, \qquad (2)$$

где nev_p - накопленная относительная невязка; $P^i_{res,j}, P^i_{res,j-1}$ - внутреннее пластовое давление на двух последовательных итерациях, атм.

Расчёт эффективной закачки на каждый месяц производится по формуле (3):

$$\mathrm{Q}^{\mathrm{i}}_{\mathrm{inj_eff}} = \mathrm{Q}^{\mathrm{i}}_{\mathrm{inj}} * \mathrm{K}_{\mathrm{eff}}, \qquad (3)$$

где Q_{inj}^{i} – объем закачки жидкости за месяц, атм; K_{eff} – коэффициент эффективной закачки. После чего рассчитывается значение накопленной эффективной закачки по месяцам.

Далее происходит перерасчет объемного коэффициента нефти и воды на текущее для данной итерации (j) и для данного месяца (i) пластовое давление. После расчета объемных коэффициентов для каждой фазы рассчитывается обводненность в пластовых условиях по формуле (4):

$$wc'^{i} = wc^{i} * \frac{B_{w}^{i}}{\left(1-\frac{wc^{i}}{100}\right)*B_{o}^{i}+\left(\frac{wc^{i}}{100}\right)*B_{o}^{i}}, \quad (4)$$

где wc^{i} – обводненность в поверхностных условиях, %; B_{w}^{i} – объемный коэффициент воды на каждый месяц, рассчитывается по формуле с использованием пластового давления текущего месяца P_{res}^{i}; B_{o}^{i} – объемный коэффициент нефти на каждый месяц, рассчитывается с использованием пластового давления текущего месяца P_{res}^{i}

После этого вычисляется сжимаемость нефти и воды для пластового давления данного месяца (i) и итерации адаптации (j).

Текущие запасы нефти на последующие месяцы рассчитываются по формуле (5):

$$N^{i} = N^{i-1} - Q_{o}^{i} * B_{o}^{i} + \Delta A * h * \varphi * S_{o}^{m-1}, \quad (5)$$

где h – эффективная толщина коллектора для добывающей скважины, м; φ – пористость коллектора для добывающей скважины, д.ед.; Q_{o}^{i} - добыча нефти за месяц, м^3.

Эффективная водонасыщенность на начало расчётного периода рассчитывается по следующей формуле (6):

$$S_{w,eff}^{i-N} = \frac{(1-S_{o,eff})*V_{p}^{o}*\left(1-C_{f}*\left(P_{resi}-P_{res_{year}}\right)\right)}{V_{p}^{o}\left(1+C_{w}^{i}*\left(P_{resi}-P_{res_{year}}\right)\right)} * \frac{-\sum Q_{inj_{eff}}^{i}+\sum Q_{w}^{i}+\Delta A*h*\varphi*S_{w}^{i-1}}{V_{p}^{o}\left(1+C_{w}^{i}*\left(P_{resi}-P_{res_{year}}\right)\right)}, \quad (6)$$

где $S_{o,eff}$ - эффективная нефтенасыщенность на последний месяц; Q^i_{inj} - накопленная эффективная закачка, м^3; Q^i_w - накопленная добыча воды, м^3. Тогда эффективная нефтенасыщенность на последующие месяцы равна $S^o_{w,eff} = 1 - S^i_{w,eff}$.

Далее рассчитывается значение пластового давления на каждый месяц (7):

$$P^i_{res} = P^{i-1}_{res} - \frac{\left(Q^i_o * \frac{B^i_o + B^{i-1}_o}{2} - Q^i_{inj_{eff}} + Q^i_w * \frac{B^i_o + B^{i-1}_o}{2}\right)}{N^i * C^i_{eff}}, \quad (7)$$

где Q^i_o - добыча нефти за месяц, м^3; Q^i_w - добыча воды за месяц, м^3.

После вычисления пластового давления на каждый месяц идет проверка его значения: $P^i_{res} < P^i_{wf}$ или $P^i_{res} > 4 * P^i_{wf}$. Если на одном из месяцев (i) выполняется хоть одно из этих условий для любой итерации (j), то настройка (адаптация) модели материального баланса заканчивается.

Предложенная псевдодвумерная модель пласта с детализацией на уровне элемента разработки реализована в составе программного модуля КАРАТ.

В Главах 3 и 4 исследована область применимости разработанной псевдодвумерной модели пласта, проведена верификация результатов расчетов на синтетических кейсах и с помощью ретроспективного анализа реальных данных.

Тестирование псевдодвумерной модели пласта проведено на синтетических 2D данных путем сравнения пластового давления, рассчитанного в коммерческом 2D симуляторе Kappa Ecrin, с давлением, полученным в результате адаптации разработанной модели (рисунок 3). По результатам данного тестирования была получена хорошая сходимость пластового давления до запуска нагнетательной скважины. Таким образом, инструмент КАРАТ с высокой достоверностью применим для оценки пластового давления на режиме истощения. После запуска нагнетательной скважины относительная ошибка возрастает, но не превышает 12.2%. Данная точность является приемлемой для принятия производственных решений. Необходимо отметить, что во всех рассматриваемых

синтетических кейсах и расчётах с помощью инструмента КАРАТ физично воспроизводится динамика изменения пластового давления.

Проведено тестирование процедуры адаптации разработанной модели на синтетических данных 3D геолого-гидродинамической модели для 25-и скважин путем сравнения пластового давления, рассчитанного в коммерческом симуляторе tNavigator, с давлением, полученным в инструменте КАРАТ. Максимальная относительная ошибка составляет 13.6%. Давление, полученное в результате адаптации разработанного инструмента КАРАТ, полностью воспроизводит динамику изменения пластового давления, восстановленного по синтетическим КВД. По результатам тестирования разработанной модели на синтетических данных 3D модели можно сделать вывод о зависимости максимальной относительной ошибки от заданного начального пластового давления. Результаты адаптации также чувствительны к рассчитанным запасам, приходящимся на скважину.

По результатам тестирования модели на нескольких десятках синтетических кейсах установлено, что средняя относительная погрешность не превышает 20%, что для ранних сроков эксплуатации большинства скважин (вскрывающих коллектор с эффективной проницаемостью более 0.5 мД) не является определяющим для выбора метода воздействия на пласт в дальнейшем. Таким образом, ***инструмент КАРАТ применим для описания широкого диапазона объектов разработки с учетом ограничений, приведенных в работе.***

Выполнено тестирование процесса адаптации разработанной модели на синтетических данных 3D модели для 63-х скважин путем сравнения пластового давления, рассчитанного в коммерческом симуляторе tNavigator, с давлением, полученным в результате адаптации в инструменте КАРАТ (рисунок 4). Прогнозные значения добычи нефти хорошо согласуются между собой.

Далее рассматривался поскважинный анализ прогнозной способности программного модуля КАРАТ. Для этих целей были построены кросс-плоты накопленной добычи жидкости и нефти за

прогнозный период, рассчитанные с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ на 6-й, 12-й и 36-й прогнозный месяц (рисунки 5,6,7).

Полученные значения накопленной добычи жидкости и нефти хорошо согласуются между собой. Для большинства скважин относительная ошибка не превышает 20%.

Тестирование псевдодвумерной модели на реальных данных. На рисунке 8 представлены примеры сопоставления фактических и прогнозных значений дебита жидкости по скважинам одного из месторождений Западной Сибири.

В результате анализа результатов ретроспективного прогноза на разработанной модели по нескольким сотням скважин относительная погрешность в расчетном дебите жидкости и нефти не превышает 10% для 90% скважин на период расчета не более 1 года.

Разработанная модель имеет ряд методических ограничений: естественная или техногенная газовая шапка; газоконденсатные и газовые объекты.

Методика корректировки технологических режимов работы нагнетательных и добывающих скважин нефтяного месторождения на основе псевдодвумерной модели была протестирована на одном из месторождений Западной Сибири компании «Газпром нефть». Тестирование проводилось на основе интеграции модуля КАРАТ с программным комплексом ОптимА, представляющим СППР для поиска эффективных решений при планировании и разработке нефтегазовых месторождений.

На месторождении был применен вариант рекомендаций по ограничению приемистости скажины INJ-2 на 50%. Это позволило провести достаточно небольшие изменения в режимах, измерить динамику и, в зависимости от полученного результата, расширить или отказаться от проведенных мероприятий.

Результаты экспериментов показывают, что применение разработанной методики является экономически целесообразным.

В Заключении представлены выводы и рекомендации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно - квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научной задачи – разработка системы оперативной оценки, мониторинга и прогнозирования состояния пластов нефтегазового месторождения, позволяющей повысить объемы нефтеотдачи в условиях геологических и технологических неопределенностей.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Разработанный ансамбль гидродинамических моделей пласта и инструментов позволяет получать устойчивые и обоснованные рекомендации по оптимизации управления активом в условиях геологических и технологических неопределенностей нефтегазовых активов.
2. Разработана интегрированная численно-аналитическая модель притока к скважине, позволяющая решать ряд важнейших инженерных задач в области контроля и анализа разработки месторождений. Применение данного инструмента особенно актуально на низкопродуктивных месторождениях, для которых характерна низкая проницаемость, применение высокотехнологичных способов заканчивания скважин и высокая доля механизированного фонда.
3. Разработана оригинальная гибридная физико-математическая модель на основе CRM-модели и алгоритма идентификации нелинейной динамической системы через рекуррентные нейронные сети (RNN). Показана приемлемая достоверность прогноза эксплуатационных показателей на реальных месторождениях Западной Сибири. Модель требует развития и доработки для учета резервуарных и промысловых событий и дальнейшего внедрения в ансамбль инструментария ИГГДМ.
4. Разработана методика проактивного управления разработкой на уровне блоков и ячеек заводнения. Разработанная модель для прогноза динамики показателей разработки позволяет перейти от реактивного анализа к проактивному. Реализованные в виде

инструмента алгоритмы способствуют решению ряда важнейших задач в управлении базовой добычей: минимизации потерь добычи нефти по причинам снижения пластового давления и продуктивности ПЗП добывающих скважин, диагностике роста обводненности опережающими темпами и повышению энергоэффективности путем снижения непроизводительной закачки.

5. Разработана методика проактивного контроля достижения геологического потенциала базовой добычи на уровне элементов разработки. Разработанный для управления добычей месторождений инструмент позволяет в автоматизированном режиме предсказывать и оценивать снижение добычи на добывающих скважинах, а также рекомендовать мероприятия на добывающем и нагнетательном фонде для предотвращения потенциальных геологических потерь.

6. Разработан и апробирован алгоритм для поиска оптимальных технико-экономических решений при оптимизации разработки нефтегазовых месторождений на основе физико-математических моделей разного уровня детализации.

7. Разработанные масштабируемая методика и инструмент для поиска оптимальных решений при оптимизации разработки нефтегазовых месторождений в условиях геолого-технологических неопределенностей технико-экономических ограничений позволяют находить устойчивые решения по управлению активом на основе моделей разного уровня детализации.

8. В результате исследований и апробации разработанных инструментов моделирования и оптимизации управления разработкой определены области применимости, ключевые управляющие параметров и критерии устойчивости результатов моделирования, формализованные в виде рекомендательных шаблонов применения моделей и инструментов разного уровня детализации по пространству с учетом решаемой задачи и геолого-технологических условий на нефтегазовом активе.

9. Реализованный на основе ИГГДМ ансамбль инструментов нефтяного инжиниринга, предназначенный для управления разработкой, за счет систематизации, оригинально примененных методов математического анализа и методической формализации

процесса принятия решений позволяет существенно повысить эффективность принимаемых решений при кратном сокращении трудозатрат инженерно-геологических подразделений. Достоверность результатов расчетов в разработанных моделях сопоставима с точностью численного ГГДМ в условиях фактических погрешностей в исходных данных и неопределенностей в геолого-технологических параметрах и позволяет принимать производственные решения на основе корпоративных СППР. При этом скорость вычислений с помощью реализованных инструментов позволяет искать оптимальное или лучшее комплексное решение по активу путем мультивариативного расчета сценариев разработки месторождения в актуальные для производственных служб сроки: для типового объекта разработки время расчета на прокси моделях не превышает 3 рабочих дней, поиск оптимального решения на основе трехмерной ГГДМ – 1 месяца.

10. Выводы формализованы в виде методических указаний и рекомендаций для инженерного и управляющего состава сотрудников компании «Газпром нефть».

11. Дальнейшим приоритетным направлением развития разработанных методик, моделей и СППР для управления пластом представляется их адаптация и встраивание в инструментарий для интегрированного моделирования в связке с симуляторами скважины, инфраструктуры по закачке, сбору и подготовке углеводородов и воды, для которых существующие ограничения в скорости расчета (для некоторых активов время расчета занимает несколько недель) и достоверности прогноза (с учетом взаимовлияния погрешностей в различных узлах моделей) являются еще более явно выраженными и критичными. Без развития этого направления маловероятным видится переход к полноценному управлению от потенциала всеми типами активов в нефтегазовых компаниях.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях из Перечня ВАК:

1. Жданов, И.А. Исследование области применимости псевдо-двумерной модели пласта КАРАТ / И.А. Жданов, И.А. Бригаднов // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия «Естественные и технические науки», 2020, № 8, С. 63-72.

2. Жданов, И.А., Псевдодвумерная модель элемента разработки нефтяного месторождения / И.А. Жданов, И.А. Бригаднов // Перспективы науки, 2020, Т. 131, № 8, С. 98-103.

Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus:

3. Zhdanov, I.A. A tool for achieving the base production potential / I.A. Zhdanov, Ts.V. Andzhukaev, A.S. Margarit, A.A. Pustovskikh // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference – 2017.

4. Билинчук, А.В. Разработка и внедрение инструмента для достижения потенциала добычи / А.В. Билинчук, Ф.Ф. Халиуллин, А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, А.С. Маргарит, И.А. Жданов, Ц.В. Анджукаев // Нефтяное хозяйство, 2016, № 12, С.84–86.

В прочих изданиях:

5. Жданов, И.А. Результаты апробации прокси-модели пласта для оптимизации заводнения на примере пласта Х Вынгапуровского месторождения / И.А. Жданов, А.М. Алексеева, А.С. Маргарит, Ф.Ф. Халиуллин, А.Р. Шарифов, М.И. Цареградская, А.В. Григорьев // Ронефть. Профессионально о нефти, 2019, № 2, С. 16–20.

Свидетельства:

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017619942 Российская Федерация, ЭРА:ГРАД:ППД: № 2017613505: заявлено 19.04.2017: опубликовано 12.09.2017 / Билинчук А.В., Хасанов М.М., Халиуллин Ф.Ф., Пустовских А.А., Гильманов Р.Р., Ситников А.Н., Маргарит А.С., **Жданов И.А.**, Анджукаев Ц.В., Галеев Р.М., Хамидуллин Р.Д., Шестаков Д.А., Вишняков А.С.; заявитель Публичное акционерное общество «Газпром нефть». – 1 с.

Рисунок 2 – Процесс адаптации модели

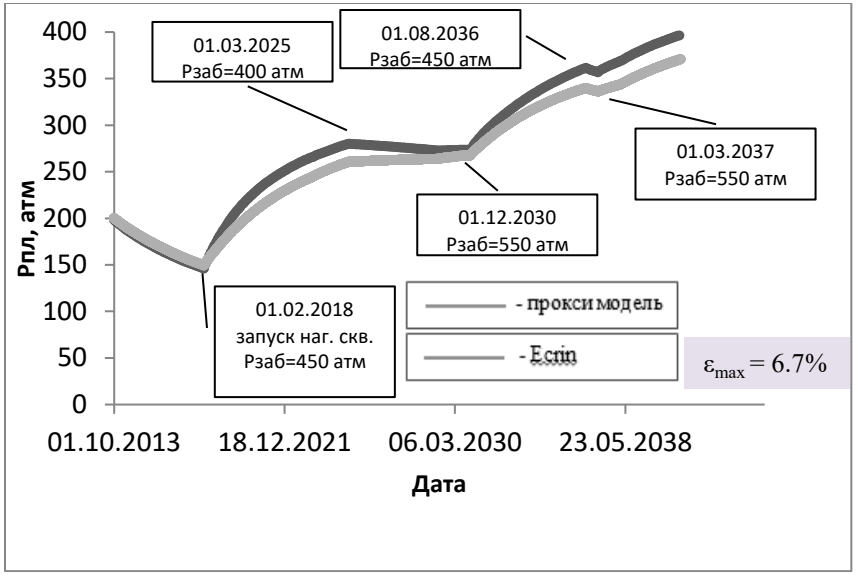

Рисунок 3 – Сравнение динамик изменения пластовых давлений для синтетической модели с постоянным забойным давлением на добывающей скважине (50 атм) и меняющемся во времени забойным давлением на нагнетательной скважине, а также меняющемся во времени скин-факторе добывающей скважины между Kappa Ecrin и КАРАТ

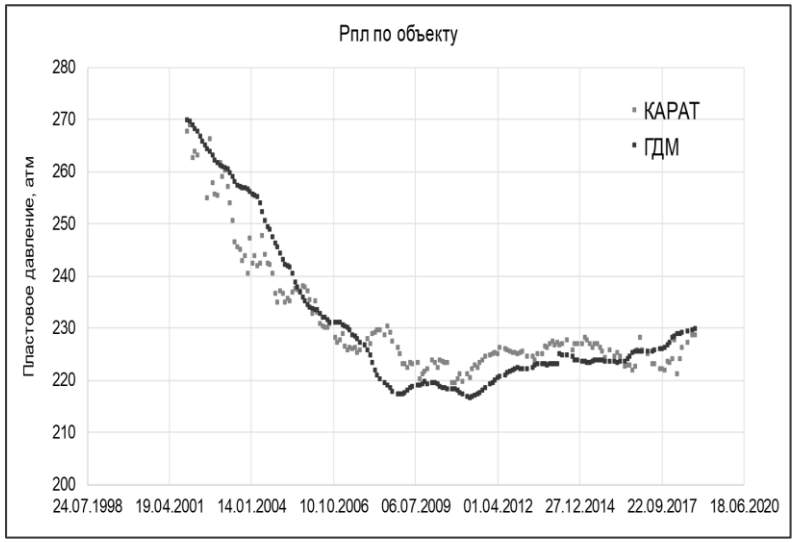

Рисунок 4 – Сравнение пластового давления, рассчитанного с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ

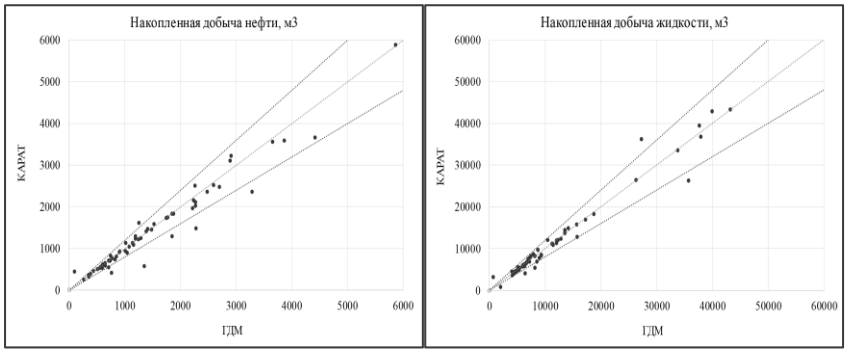

Рисунок 5 – Кросс-плоты дебитов жидкости и дебитов нефти, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ на 6-й прогнозный месяц

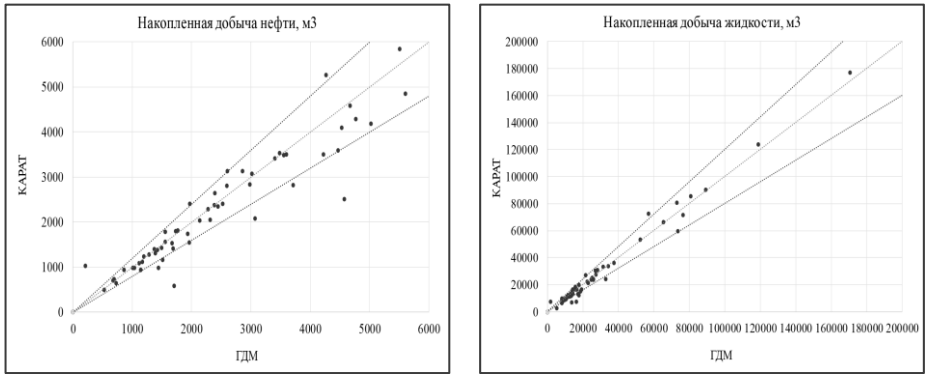

Рисунок 6 – Кросс-плоты дебитов жидкости и дебитов нефти, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ на 12-й прогнозный месяц

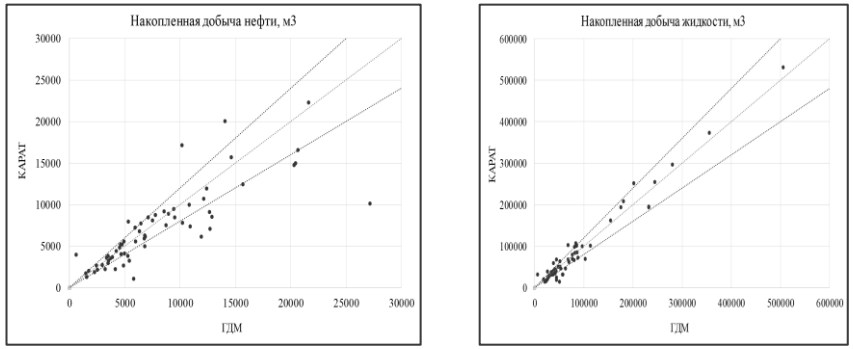

Рисунок 7 – Кросс-плоты дебитов жидкости и дебитов нефти, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ на 36-й прогнозный месяц

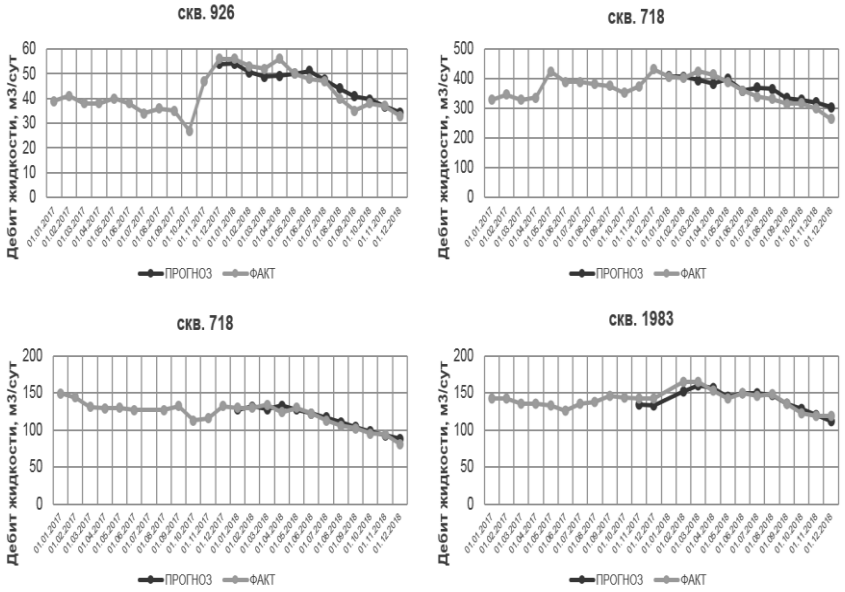

Рисунок 8 – Сравнение результатов ретроспективного прогноза разработанной модели с фактическими данными по дебиту жидкости