

На правах рукописи



СТЕПАНОВ Сергей Викторович

**КОМПЛЕКС ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА МОДЕЛИРОВАНИЯ
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Специальность 05.13.18 – Математическое моделирование,
численные методы и комплексы программ**

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т
на соискание ученой степени
доктора технических наук

Тюмень – 2016

- Научный консультант:** заслуженный деятель науки РФ,
доктор технических наук, профессор
Шабаров Александр Борисович
- Официальные оппоненты:** **Байков Виталий Анварович**
доктор физико-математических наук, профессор,
Общество с ограниченной ответственностью
«РН-УфаНИПИнефть», заместитель генерального
директора
- Богачев Кирилл Юрьевич**
доктор физико-математических наук,
Московский государственный университет
им. М.В. Ломоносова, доцент кафедры
вычислительной математики механико-
математического факультета
- Родионов Сергей Павлович**
доктор физико-математических наук,
Тюменский филиал Института теоретической
и прикладной механики им. С.А. Христиановича
СО РАН, главный научный сотрудник
- Ведущая организация:** Федеральное государственное бюджетное
учреждение науки **Институт проблем нефти
и газа** Российской академии наук (ИПНГ РАН)

Защита диссертации состоится 21 октября 2016 г. в 14:00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.274.14 на базе Тюменского государственного университета (ТюмГУ) по адресу: 625003, г.Тюмень, ул. Перекопская, д.15а, ауд. 410.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Тюменского государственного университета <http://diss.utmn.ru/sovets/diss-sovet-212-274-14/zashchita/263831/>

Автореферат разослан «__» сентября 2016 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Е. А. Оленников

Актуальность проблемы. В настоящее время математическое, главным образом численное гидродинамическое моделирование, является одним из ключевых инструментов при сопровождении (анализе и проектировании) разработки месторождений природных углеводородов. Математическое моделирование позволяет решить задачи локализации остаточных запасов нефти, планирования геолого-технических мероприятий, исследовать разнообразные процессы, обуславливающие особенности работы конкретных скважин. Тем не менее, практика использования гидродинамических моделей показывает, что их возможности часто не соответствуют потребностям, возникающим при решении задач разработки месторождений. В частности, это относится к анализу разработки сложных многопластовых залежей и точности прогнозирования технологических показателей разработки. Кроме этого, важным является вопрос вычислительной эффективности, например, исходя из необходимости проведения большого количества расчетов при поскважинной адаптации моделей, анализе неопределенностей или для управления работой скважин в режиме реального времени. Таким образом, имеет место задача повышения качества моделирования. Особенно остро данная проблема ощущается при обосновании мероприятий по поддержанию уровней добычи на зрелых месторождениях и необходимости введения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, например, нефтяных залежей с газовой шапкой, залежей высоковязкой нефти в слабokonсолидированных коллекторах.

Создание качественных и вычислительно эффективных гидродинамических моделей (оптимальных с позиции компромисса между требуемой точностью имитации пластовых процессов и ресурсоемкостью), во многом обуславливающее технологическую и экономическую состоятельность принимаемых решений по разработке месторождений, зависит от массы факторов, которые можно разделить на две группы. Первая группа состоит из факторов, существующих вне зависимости от того находится объект в разработке или нет и обусловлена тем, что пласты, содержащих природные углеводороды, не поддаются непосредственному наблюдению. Сюда можно отнести конфигурацию пластов, распределение фильтрационно-емкостных свойств и начальное распределение флюидов в залежах. Вторая группа факторов связана со сложностью моделируемых объектов и процессов, обуславливающая несовершенство представлений о физике пластовых процессов и/или недостаточную точность решения уравнений, описывающих пластовые процессы (многофазная фильтрация, геомеханические процессы и т.д.). Значительное

место при этом занимает технически возможная детальность аппроксимации уравнений, особенно в части описания процессов вблизи скважин.

Как правило, перечисленные факторы действуют совместно, поэтому создание оптимальных гидродинамических моделей — процесс сложный и многогранный и во всех его проявлениях задействованы разнообразные вычислительные технологии. Таким образом, для повышения качества гидродинамического моделирования актуально совершенствование существующих и разработка новых вычислительных технологий.

Отмеченная многогранность проблемы качества гидродинамического моделирования в аспекте разнообразия задач, возникающих на практике разработки месторождений, приводит к необходимости создавать и разнообразные вычислительные технологии. При этом внутреннее единство в направлении создания и развития вычислительных технологий обеспечивается их общим предназначением, состоящим в повышении качества математического моделирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

Цель диссертационной работы — разработка вычислительных технологий для повышения качества математического моделирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений и применение математического моделирования для комплексных исследований научных и технических задач в области анализа и проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

Задачи исследований:

1. Математическое моделирование работы отдельных скважин для выявления особенностей их фактической эксплуатации в части понимания причин немонотонной динамики обводнения скважин, особенностей изменения газового фактора.

2. Разработка эффективных численных методов для получения функций относительных фазовых проницаемостей на основе микромоделирования и обработки промысловой информации.

3. Разработка эффективных математических методов, позволяющих с использованием крупных расчетных ячеек гидродинамических моделей более точно описать многофазный приток к скважинам.

4. Разработка эффективного математического метода для разделения добычи и закачки по пластам при их одновременной разработке совместным фондом скважин.

5. Разработка для обоснования технологического режима эффективного математического метода моделирования работы нефтяных горизонтальных скважин в условиях образования газового конуса и поддержании пластового давления.

6. Разработка численного метода идентификации поля абсолютной проницаемости в межскважинном пространстве.

7. Реализация разработанных вычислительных технологий в виде комплекса проблемно-ориентированных программ.

Научная новизна:

1. На основе моделирования двухфазного течения в поровых капиллярных каналах посредством решения системы уравнений Навье-Стокса разработан метод расчета относительных фазовых проницаемостей и обоснована функция межфазного взаимодействия.

2. На основе функции межфазного взаимодействия разработан метод расчета относительных фазовых проницаемостей, использующий представление порового пространства в виде порово-сетевой модели и обобщенное уравнение Бернулли для расчета стационарного двухфазного течения.

3. Разработан метод расчета относительных фазовых проницаемостей по промысловым данным, учитывающий взаимосвязь в динамиках дебита жидкости и обводненности.

4. Разработан численный метод идентификации поля проницаемости в межскважинном пространстве, основанный на решении вариационной задачи с использованием карт пластового давления.

5. С применением математического моделирования выявлены физические и технологические причины сложной немонотонной динамики обводнения скважин, обусловленной упругой деформацией фаз и многофазным взаимодействием в призабойной зоне пласта.

6. На основе расчета линий тока в крупной конечно-разностной скважинной ячейке разработан численный метод, позволяющий определить обводненность скважины по полю насыщенности в окрестности скважины.

7. На основе аналитического решения задачи двухфазной фильтрации обосновано использование корректирующей функции, позволяющей рассчитать обводненность скважины по обводненности, согласованной со средней насыщенностью в ячейке конечно-разностной сетки гидродинамической модели.

8. С использованием современного решения уравнения материального баланса разработаны эффективные численные методы для:

- разделения добычи и закачки по пластам при их одновременной эксплуатации совместным фондом скважин;
- обоснования технологического режима нефтяной горизонтальной скважины в условиях образования газового конуса и поддержании пластового давления.

Практическая значимость состоит в том, что полученные результаты (вычислительные технологии, комплекс программ) могут быть использованы для повышения качества математического моделирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений за счет:

- возможности получения данных по относительным фазовым проницаемостям с использованием численного микромоделирования;
- при использовании крупных ячеек расчетных конечно-разностных сеток более точного моделирования работы нефтяных вертикальных скважин в условиях их обводнения;
- идентификации параметров пластов посредством решения обратных задач;
- эффективного решения задачи обоснования технологического режима нефтяных горизонтальных скважин в условиях образования газового конуса и поддержания пластового давления;
- эффективного решения задач анализа и проектирования разработки нефтяных многопластовых месторождений.

На защиту выносятся следующие оригинальные результаты, соответствующие трем пунктам области исследований по специальности «05.13.18 Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ»:

(пункт 1 — Разработка новых математических методов моделирования объектов и явлений)

1. Новый метод расчета функций относительных фазовых проницаемостей, основанный на моделировании стационарного двухфазного течения нефти и воды в системе поровых каналов с использованием решения системы уравнений Навье-Стокса в кластерной модели ядра при четочном характере течения.

2. Новый метод расчета функций относительных фазовых проницаемостей, основанный на моделировании стационарного двухфазного течения нефти и воды в системе поровых каналов с использованием обобщенного уравнения Бернулли и функции межфазного взаимодействия.

3. Новый метод расчета функций относительных фазовых проницаемостей по промысловым данным, использующий согласованность в изменениях дебита жидкости и обводненности скважины.

4. Новый метод расчета обводненности скважины, основанный на построении линий тока в скважинной ячейке.

5. Новый метод расчета обводненности скважины, основанный на использовании корректирующей функции.

6. Новый метод идентификации поля абсолютной проницаемости в межскважинном пространстве, основанный на решении вариационной задачи с использованием карт пластового давления.

7. Новый метод разделения добычи и закачки по пластам при их одновременной разработке совместным фондом скважин, учитывающий различную энергетику пластов посредством аналитического решения уравнения материального баланса.

8. Новый метод моделирования работы горизонтальной нефтяной скважины в условиях образования газового конуса и поддержании пластового давления, основанный на совместном использовании упрощенной численной модели газового конуса и аналитическом решении уравнения материального баланса.

(пункт 4 — Реализация эффективных численных методов и алгоритмов в виде комплексов проблемно-ориентированных программ для проведения вычислительного эксперимента)

9. Комплекс программ, в котором реализованы разработанные численные методы, состоящий из программ *Sterkh*, *WellTuner* и *Recovery-Devison*. Свидетельства о регистрации в Федеральной службе по интеллектуальной собственности (Роспатент): № 2013661153, 2015612893, 2015612827.

(пункт 5 — Комплексные исследования научных и технических проблем с применением современной технологии математического моделирования и вычислительного эксперимента)

10. Результаты численных исследований по выявлению геолого-технологических и физических факторов, обуславливающих:

- сложную немонотонную динамику обводнения вертикальных нефтяных скважин;
- особенности в объемах добычи и закачки по пластам при их одновременной разработке совместным фондом скважин;
- особенности работы нефтяных горизонтальных скважин в подгазовых зонах.

Методы исследований и фактический материал. Методы исследований сформированы исходя из спектра и особенностей практических задач, возникающих при анализе и проектировании разработки нефтяных и газонефтяных месторождений с использованием математического моделирования и возможностей современных гидродинамических симуляторов. При проведении исследований применялись как существующие гидродинамические симуляторы (*Texschema*, *Eclipse*, *Stars*, *Tempest More*,

tNavigator) так и комплекс компьютерных программ, полностью созданных автором или созданных при непосредственном участии автора диссертации. Использованный фактический материал состоит из результатов исследований керна и флюидов, гидродинамических и геофизических исследований скважин, промысловых данных по месторождениям Западной Сибири, Ямала, Урало-Поволжья, Восточной Сибири (ОАО «Сургут-НефтеГаз», ОАО «НК «Роснефть»).

Достоверность и обоснованность проведенных исследований и разработанных вычислительных технологий обеспечивается двумя обстоятельствами. Первое обстоятельство состоит в использовании современных математических моделей и численных методов решения прямых и обратных задач, в применении фундаментальных законов механики многофазных систем,. Второе обстоятельство основывается на положительных результатах тестирования разработанных вычислительных технологий исходя из сравнения с известными аналитическими решениями, сопоставлением с расчетами на сертифицированных гидродинамических симуляторах, а также по ретроспективным тестам.

Личный вклад. Полученные результаты в большей части работы основываются на теоретической проработке, алгоритмической, численной, программной реализации (на языке C++) и расчетах, проведенных автором самостоятельно. Другая часть работы выполнена совместно со специалистами Тюменского нефтяного научного центра и Тюменского государственного университета, при этом роль автора диссертации состояла в постановках задач, разработке методов их решения, анализе результатов.

В своей работе автор пользовался консультациями известных специалистов в области гидродинамического моделирования и разработки нефтяных и газовых месторождений, а именно Батурина Ю.Е., Долгих М.Е., Закирова И.С., Майера В.П., Соколова С.В. Значительное влияние на формирование методов исследований оказали Алтунин А.Е., Медведский Р.И., Сидоров А.Н. и Шабаров А.Б.

Реализация и внедрение результатов работы. Результаты диссертационной работы используются в ООО «ТННЦ» и нефтегазодобывающих предприятиях ОАО «НК «Роснефть», что подтверждается приложенными в диссертации актами о внедрении и справкой об использовании полученных результатов исследований. С применением созданного комплекса программ выполнены различные научные исследования и решены практические задачи в рамках работ по анализу и проектированию разработки

Вахитовского, Верхнечонского, Кальчинского, Русского, Сомотлорского, Среднеботуобинского, Усть-Тегусского и других месторождений России.

Апробация результатов. Результаты докладывались на трех международных конференциях по математике в нефтедобыче ECMORXI (г. Берген, Норвегия, 2008 г.), XII (г. Оксфорд, Великобритания, 2010 г.), XIII (г. Биарриц, Франция, 2012 г.), международной конференции, посвященной разработке и моделированию разработки залежей высоковязкой нефти SPE Heavy Oil Conference (г. Калгари, Канада, 2012 г.), на международной конференции «Dynamics of Multiphase Systems» (г. Уфа, 2000 г.), на 14-й научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (г. Анапа, 2014 г.), на трех научно-практических конференциях «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений» (г. Уфа, 2011, 2012, 2013, 2015 гг.), на научно-практической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области», (г. Тюмень, 2005 г на 1-й конференции молодых специалистов нефтяной и геологоразведочной отраслей ХМАО (г. Нижневартовск, 2000 г.), на Всероссийской научной конференции «Геология и нефтегазодобыча Западно-Сибирского мегабассейна» (г. Тюмень, 2000 г.).

Кроме этого, результаты работы докладывались на школе-семинаре по теплофизике и механике многофазных систем (г.Тюмень, 2013, 2016 гг.), на расширенном научном семинаре Института математики и компьютерных наук Тюменского государственного университета (2013 г.), на семинаре Института физики и химии Тюменского государственного университета (2013 г.).

Также результаты представлялись и обсуждались на геологических обзорах, совещаниях и технологических форумах, проводимых нефтегазодобывающими предприятиями компаний ТНК-ВР, Роснефть (2010-2016 гг.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 36 печатных работ, из которых 20 статей входят в перечень изданий, рекомендуемых ВАК РФ для защиты докторских диссертаций. Имеется 3 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, трех приложений, списка литературы. В конце каждой главы даются выводы. Общий объем диссертации — 264 страницы, из которых 19 страниц составляет литературный список, представленный 191 источником. В диссертации имеются 102 рисунка и 13 таблиц.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

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

Первая глава содержит анализ проблемы качества математического моделирования разработки месторождений углеводородов. Данный анализ выполнен на основании изучения доступных литературных источников и собственного опыта автора, полученного при решении разнообразных практических задач, связанных с математическим моделированием геологических объектов и процессов разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. На основании проведенного анализа обуславливается развитие вычислительных технологий для повышения качества математического моделирования разработки месторождений.

В **параграфе 1.1** с различных теоретических и прикладных аспектов обсуждаются особенности математического моделирования разработки месторождений, обосновывается понятие «качество модели». В **параграфе 1.2** обсуждаются критерии качества математических моделей разработки месторождений. Показано, что для понимания качества модели можно оперировать критериями универсальности, точности, адекватности, экономичности и эффективности. Обсуждаются способы оценки прогностической состоятельности модели. В **параграфе 1.3** с позиции качества математических моделей рассматривается эволюция математического моделирования.

В **параграфе 1.4** анализируются причины, влияющие на качество математических моделей, а именно: (1) невозможность непосредственно наблюдать моделируемый объект; (2) проблема обоснованности исходных данных о пласте; (3) моделирование специфических пластовых процессов; (4) необходимость использования данных о свойствах пласта, применительно к его элементам различного размера; (5) вычислительная ресурсоемкость; (6) влияние эффектов численного решения уравнений; (7) необходимость использования результатов работы специалистов разных направлений и различной квалификации. Большинство из перечисленных причин иллюстрируются собственными примерами применения математического моделирования и разработке численных методов, а именно: методом оценки запасов нефти в залежи нефти с неплоским негоризонтальным водо-нефтяным контактом, влиянием способов обоснования кривых капиллярного давления (ККД) и относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на результат моделирования разработки, резуль-

татами моделирования специфических пластовых процессов, которые имеют место при разработке залежей высоковязкой нефти в слабоконсолидированных коллекторах (разрушение породы, наличие в пласте пен и эмульсий) и результатами моделирования нелинейной фильтрации.

В **параграфе 1.5** обуславливается необходимость использования различных физико-математических моделей и численных методов для решения задач моделирования разработки месторождений. Кроме этого, в параграфе описана технология решения оптимизационных задач, использованная в диссертационной работе. Схема решения показана на рис. 1. Ее суть заключается в том, что на первом этапе происходит формирование списков управляющих параметров (УП), обоснование диапазонов изменения УП и статистических законов распределения УП в границах диапазонов изменения. Для этого используются базы данных (БД), отдельно по исследованиям ядра и флюидов, гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС) и геофизическим исследованиям скважин (ГИС) (БД 13). При работе симулятора используется БД 4 с промысловыми данными. Поиск экстремума целевой функции (ЦФ) реализован по методу Нелдера-Мида, причем положение начального симплекса задается по методу Монте-Карло.

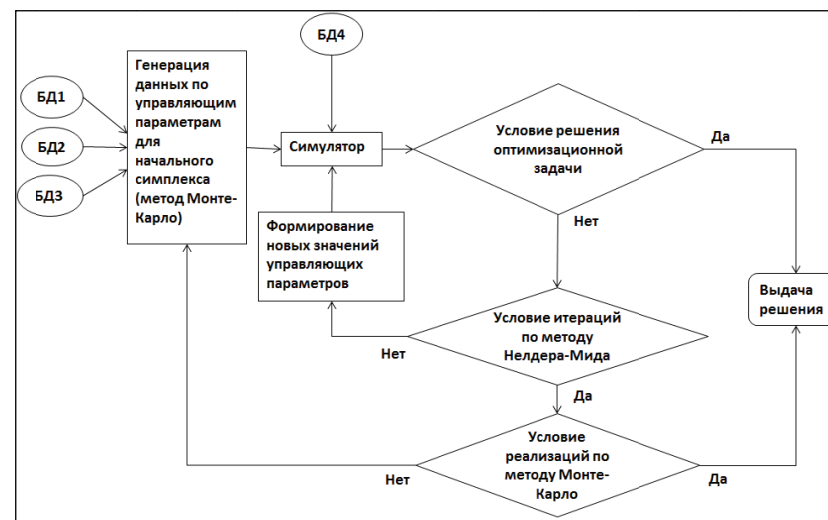


Рис. 1. Схема решения оптимизационной задачи

Во **второй главе** рассматривается задача идентификации поля абсолютной проницаемости пласта в межскважинном пространстве.

В параграфе 2.1 приводится краткий обзор методов построения двумерных полей. Отмечается, что одним из подходов является метод геокартирования, использующий сплайн-аппроксимационное представление искомого поля, причем решение задачи формулируется в вариационной постановке.

В параграфе 2.2 обосновывается алгоритм идентификации поля абсолютной проницаемости в межскважинном пространстве для модельной нефтяной залежи. Суть алгоритма состоит в том, что ячейки конечно-разностной расчетной сетки делятся на «скважинные» — содержащие скважину и «транзитные» — в противном случае. Проводимость и проницаемость скважинных и транзитных ячеек можно получить, сформулировав две последовательно решаемые обратные задачи, для которых общими данными являются поле пластового давления и поле объемного расхода жидкости. В рассматриваемом случае несжимаемой жидкости, последнее поле имеет значение ноль — в транзитных ячейках и значение плотности стока или источника в скважинной ячейке.

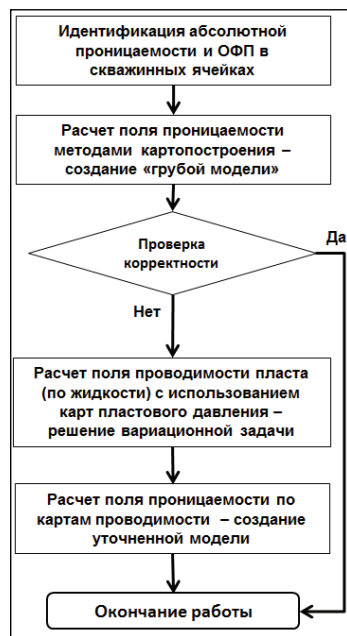


Рис. 2. Схема алгоритма идентификации поля абсолютной проницаемости

В параграфе 2.3 на примере модельного пласта рассматривается задача идентификации поля проницаемости по разработанному алгоритму. Пласт считается плоским, равной мощности, горизонтально расположенным с неоднородным распределением пористости и проницаемости, разрабатывается пятью добывающими скважинами и восемью нагнетательными скважинами, рис. 3. В качестве исходных («фактических») данных о системе «пласт-скважина» берутся динамики дебита жидкости, обводненности и карты пластового давления (карты изобар), полученные по заранее проведенным расчетам. Задача состоит в том, чтобы по этому набору данных определить поле проницаемости.

При известных пластовом и забойном давлениях, решением первой обратной задачи, аналогично той, что рассмотрена в параграфе 3.4: определяются параметры функций ОФП и абсолютная проницаемость в скважинных ячейках. По значениям проницаемости в скважинных ячейках методами картопостроения строится начальное приближение поля проницаемости, а также выявляются зависимости ОФП от проницаемости — создание «грубой» модели. Затем проводится контрольный расчет на грубой модели. В случае достаточной точности совпадения фактических и расчетных показателей задача адаптации считается решенной. В противном случае на те же моменты времени, на которые существуют поля давления, рассчитываются поля проводимости посредством решения второй обратной задачи.

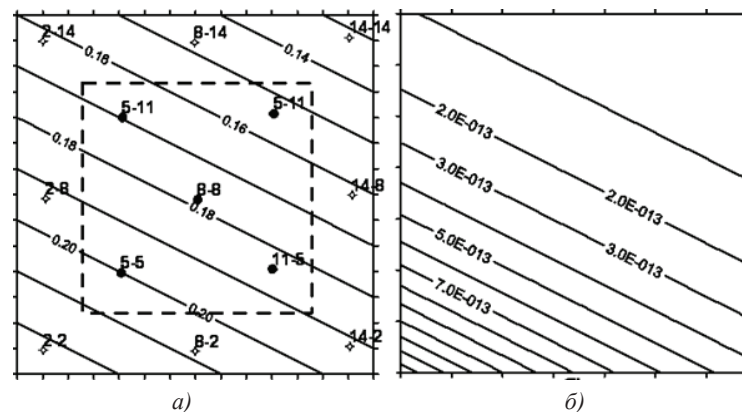


Рис. 3 (а) Карта пористости (д.ед.) с расположением скважин и контуром залежи (пунктир). (б) Карта абсолютной проницаемости, м²

Решение второй обратной (вариационной) задачи состоит в минимизации функционала

$$\sum_x \sum_y \left[\rho_{x,y} \left(q_{x,y}^\phi + \nabla \kappa_{x,y}^p \nabla p^\phi \right)^2 + \rho_{x,y}^{c1} S_1 + \rho_{x,y}^{c2} S_2 + \rho_{x,y}^{c3} S_3 \right] \rightarrow \min$$

$$S_1 = \left(\frac{\partial^2 \kappa^p}{\partial x^2} \right)^2 + 2 \left(\frac{\partial^2 \kappa^p}{\partial x \partial y} \right)^2 + \left(\frac{\partial^2 \kappa^p}{\partial y^2} \right)^2$$

$$S_2 = \left(\frac{\partial \kappa^p}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial \kappa^p}{\partial y} \right)^2,$$

$$S_3 = \left(\frac{\partial \kappa^p}{\partial x} - \lambda \frac{\partial \kappa^k}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial \kappa^p}{\partial y} - \lambda \frac{\partial \kappa^k}{\partial y} \right)^2.$$
(1)

В формулах (1): q — значение источника/стока в ячейке, p — давление, S_1 , S_2 и S_3 — регуляризирующие функционалы (стабилизаторы), причем S_3 — функционал, отражающий наши возможные априорные знания об искомом поле проводимости (косвенное поле проводимости κ^k), $\rho_{x,y}$, $\rho_{x,y}^{c1}$, $\rho_{x,y}^{c2}$, $\rho_{x,y}^{c3}$ весовые множители, которые в общем случае могут зависеть от пространственных координат, λ коэффициент конформности (под термином «конформность» имеется ввиду схожесть форм полей). Индексы ϕ , p , κ , $c1$, $c2$, $c3$ показывают принадлежность данной величины, соответственно, фактическим и расчетным данным, косвенной поверхности проводимости, 1-му, 2-му и 3-му стабилизаторам.

Значения поля проводимости находятся непосредственным дифференцированием функционала (1) путем замены частных производных конечно-разностными аналогами и приравниванием к нулю его частных производных взятым по компонентам вектора проводимости. Таким образом, решение задачи (1) сводится к решению системы линейных уравнений — создание «уточненной модели».

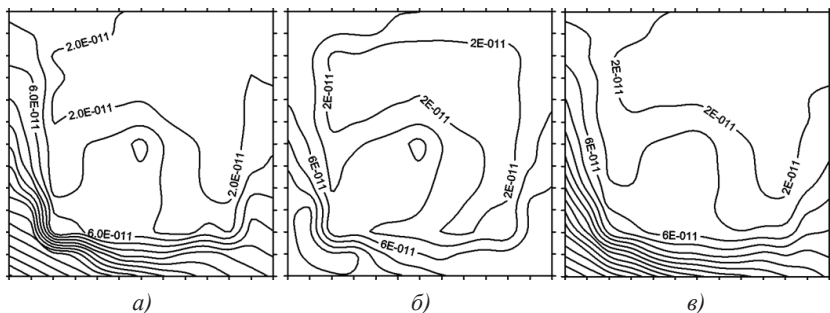


Рис. 4. Карты проводимости, м²/(Па*с):
(а) факт, (б) грубая и (в) уточненная модели

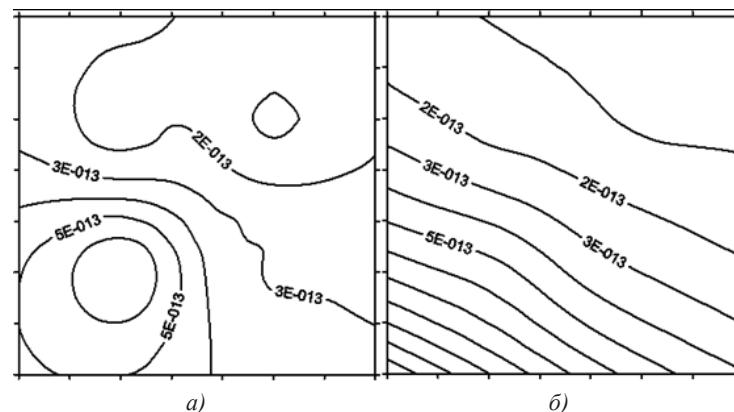


Рис. 5. Карты проницаемости (м²)
по грубой (а) и уточненной (б) моделям

На рис. 4 показаны фактическое, рассчитанное из решения прямой задачи на грубой модели, и восстановленное из решения обратной задачи (1), поля проводимости на один и тот же момент времени. Видно, что восстановленное поле проводимости больше соответствует «фактическому». Получаемые карты проводимости дают недостающую информацию о структуре поля проницаемости: в зонах, не затронутых двухфазной фильтрацией значение проводимости стационарно. Следовательно, зная остаточное значение нефтенасыщенности и динамическую вязкость воды можно определить значение абсолютной проницаемости в соответствующих точках расчетной области. Учитывая, что после такой процедуры количество точек для последующего (уточненного) картопостроения значительно увеличивается, карта проницаемости становится более схожей с «фактической», нежели карта проницаемости, построенная по грубой модели, рис. 3, 5.

В главе 3 приведены разработанные численные методы расчета ОФП, причем в рамках всех разработанных методов принималось, что двухфазная жидкость несжимаема, состоит из нефти и воды. Изложению разработанных методов предшествует обзор существующих расчетных методов получения ОФП: в параграфе 3.1 рассмотрены цифровые модели горных пород и методы расчета ОФП на основе микромоделирования, использующие решения системы Навье-Стокса, решение сеточных уравнений Больцмана, сетевые модели и методы расчета ОФП по промышленным данным.

В параграфе 3.2 приводится описание метода расчета ОФП на основе решения системы уравнений Навье-Стокса. Оригинальность метода состоит в использовании упрощающих допущений, а именно область течения представляется в виде кластера (как совокупности осесимметричных непересекающихся капиллярных каналов переменного сечения), а само течение предполагается четочным.

Модель состоит из трех частей: (1) модели, позволяющей реконструировать поровое пространство в виде кластера осесимметричных каналов переменного сечения; (2) метода задания граничных условий, обеспечивающего стационарность четочного течения и (3) математической модели течения, основанной на решении системы уравнений Навье-Стокса методом VOF¹ (Volume of Fluid).

Учтем, что в лабораторных экспериментах на ОФП, как правило, стараются использовать однородные образцы зерна. Поэтому при реконструкции порового пространства решается задача получения однородной модели порового пространства, причем каждый капиллярный канал уникален, а условие однородности имеет отношение к совокупности каналов. Каждый из кластеров основан на одной ККД, а построение формы каналов происходит псевдослучайным образом.

Для обеспечения стационарности фильтрации принципиальным моментом является необходимость избирательного заполнения поровых капиллярных каналов каплями нефти или воды. Достижение с течением времени одинаковости в объемном содержании фаз для каждого из кластеров реализуется в случае, если в каждый из кластеров капиллярных каналов будет поступать одинаковое количество нефти и воды. В результате в каждом канале распределение фаз (четок) будет индивидуальным (вплоть до однофазного течения). Формирование четочного течения означает, что на входном сечении капиллярных каналов должно быть реализовано граничное условие, позволяющее осуществить попеременное вхождение в капилляры капель нефти и воды. Объемы нефти и воды, входящие в систему капилляров за некоторый промежуток времени можно рассчитать исходя из задаваемого расхода жидкости и обводненности потока.

Поскольку при проведении лабораторных потоковых исследований, приток и отток жидкости в ядерной модели пласта происходит только через торцевые поверхности, преобладающим направлением фильтрации является направление от входного торца к выходному, т.е. в одном направ-

¹ Scardovelli R., Zaleski S. Direct numerical simulation of free-surface and interfacial flow // Fluid Mech., 567-603.

лении. Такая картина течения с учетом допущения об осевой симметрии каналов, строго говоря, требует записи уравнений, в которых скорость имеет две компоненты, но в этом случае численное решение приводит к необходимости использования детальной численной дискретизации каналов, в т.ч. и поперек каналов, что, очевидно, не позволяет создать вычислительно эффективную модель. Поэтому, учитывая направленность фильтрационного потока, примем, что поле скорости потока в капиллярах также характеризуется (преимущественно) этой же направленностью. Это делает возможным использование в уравнениях осредненной скорости, вычисляемой как удельный на единицу площади поперечного сечения объемный расход жидкости, приходящийся на данный канал. При этом осредненная скорость в виду вязкости флюидов, очевидно, учитывает и эпюру скорости в каждом поперечном сечении капиллярных каналов. Следовательно, диссипативный член в уравнении импульсов раскладывается на две составляющие, причем вторая производная в поперечном (радиальном) направлении дифференцируется аналитически.

При использовании метода VOF система уравнений Навье-Стокса с учетом сделанных допущений имеет вид:

$$\frac{\partial \alpha}{\partial t} + \frac{\partial \alpha v}{\partial x} = 0. \quad (2)$$

$$\frac{\partial^2(\alpha v)}{\partial x^2} + v \frac{8Q}{\pi R^4} - \frac{\partial \left(\frac{p}{\rho^0} \right)}{\partial x} - \delta \frac{\partial p_c / \rho_o^0}{\partial x} = 0, \quad (3)$$

где α — объемная доля фазы, v — скорость, Q — объемный расход жидкости в канале, R — радиус капилляра, p — давление, p_c — капиллярное давление, ν — кинематическая вязкость, ρ^0 — истинная плотность, δ — дельта-функция, принимающая значение 1 на границах раздела фаз (менисках) и 0 — вне менисков. Величины плотности и вязкости подразумевают их представление в виде:

$$v(x) = \begin{cases} v_o, & x \in \Omega_o \\ v_w, & x \in \Omega_w \end{cases}$$

где Ω_i — область канала, занимаемая i -й фазой (водой (w) или нефтью (o)). Функция поверхностной силы $\frac{\partial p_c / \rho_o^0}{\partial x}$ принимает ненулевые значения на менисках и тем самым позволяет учесть скачок капиллярного давления на границах капель.

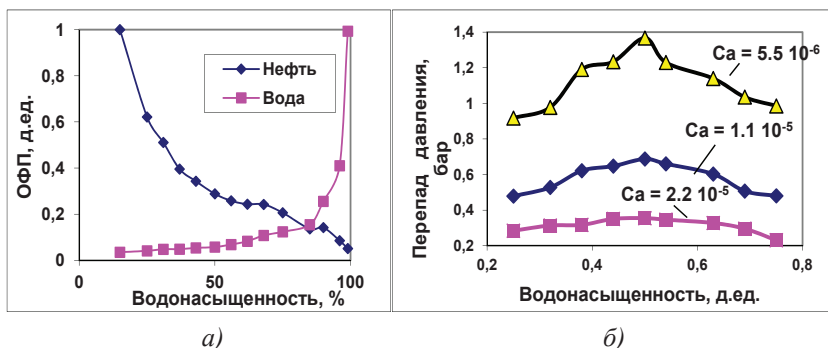


Рис. 6 а — ОФП, б — зависимость перепада давлений от водонасыщенности при различных значениях капиллярного числа

Уравнения (2, 3) при соответствующих начальном и граничных условиях решаются численно. На рис.6 показаны пример рассчитанных ОФП и зависимости перепада давления от насыщенности, полученные при разных значениях капиллярного числа посредством изменения поверхностного натяжения. Назовем такую зависимость функций межфазного взаимодействия (ФМВ). Видно, что ФМВ помимо своего смещения вверх или вниз еще и деформируются, следовательно, реализованная математическая модель, позволяющая рассчитывать и ОФП, зависящие от капиллярного числа.

Данный метод в текущем состоянии имеет статус теоретической разработки и его основным результатом является обоснование ФМВ. Для практического использования может быть использован метод расчета ОФП, представленный в параграфе 3.3. Данный метод состоит в оригинальной трактовке порово-сетевой модели, в которой для расчета перепада давления на участке течения используется обобщенное уравнение Бернулли

$$\frac{v_2^2}{2} + \frac{p_2}{\rho_2} = \frac{v_1^2}{2} + \frac{p_1}{\rho_1} - l_f - l_v - l_p \quad (4)$$

(v — скорость, p — статическое давление, ρ — плотность, l_f — удельная работа сил трения в поровом канале, l_v — удельная работа вязких сил на местных сопротивлениях, l_p — удельная работа сил межфазного взаимодействия). При этом удельная работа сил межфазного взаимодействия (порода-нефть-вода) — суть ФМВ.

Расчет перепадов давления и баланса расходов для фрагмента трехмерной структуры кластера капиллярных каналов (рис.7а) рассчитывается по уравнению (4), которое можно переписать в виде

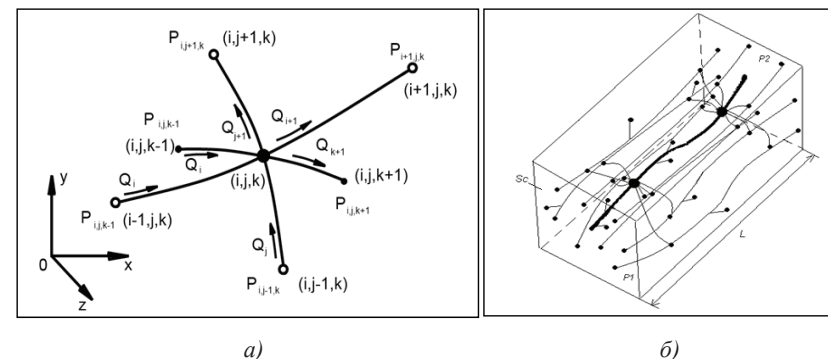


Рис. 7 а — к расчетной пространственной схеме разности давлений и баланса расходов в узле (i, j, k). б — пространственная схема сетевого кластера

$$P_{i,j,k} - P_{i+1,j,k} - \Delta P_{Ci} = C_i Q_i + C_{Mi} Q_i^2 \quad (5)$$

и уравнению баланса расходов в узлах пересечения капиллярных каналов

$$Q_i + Q_{i+1} + Q_j + Q_{j+1} + Q_k + Q_{k+1} = 0 \quad (6)$$

(Q_i — объемные расходы флюидов, $P_{i,j,k}$ — статическое давление в узле, ΔP_{Ci} — потери давления на участках из-за действия межфазных сил в капиллярах (т.е. ФМВ), C_i — коэффициенты потерь трения на участках, C_{Mi} — коэффициенты местных потерь, рассчитываемые по уравнениям, известным из гидравлики). В рамках разработанного метода ФМВ, учитывая рис.6б, представляется в виде колоколообразной эмпирической функции с параметрами, настраиваемыми в ходе калибровки модели.

Рис. 7а иллюстрирует фрагмент совокупности капиллярных каналов — кластера (рис. 7б), причем каналы разделяются на большой канал, окружающие его малые каналы и каналы-перемычки, соединяющие между собой большой и малые каналы.

Помимо уравнений (5), (6) в методе используются уравнения, учитывающие толщины пленок воды и нефти и уравнения для расчета коэффициентов, определяющих гидравлические потери, а именно уравнения вида

$$\delta_{BW} = V_{WS} \left(\frac{V_B}{V_{POR}} \right) \frac{1}{\pi D_{mean} \bar{L}_B}$$

$$\delta_{BP} = V_{PS} \frac{1}{\pi D_{mean} \bar{L}_B}$$

$$D = D_{mean} - 2(\delta_{BW} + \delta_{BP})$$

$$K_p = \frac{\pi D^4}{128 K_0 S_C f_{PS}}$$

$$C_p = \frac{128 \mu_p \bar{L}_B (1-\xi) K_p}{\pi D^4},$$

в которых сделаны следующие обозначения: V_{ws} , V_B , V_{POR} , V_{PS} — соответственно, объем воды в пленочном состоянии, объем большого канала, поровый объем кластера, объем слабосвязанной нефти в объеме кластера, \bar{L}_B , D_{mean} — соответственно, характерные длина и размер большого канала, K_p — параметр, учитывающий потери давления для нефти, S_C площадь поперечного сечения кластера, μ_p — динамическая вязкость нефти, ξ — объемная доля расхода воды в расходе жидкости.

Разработанный метод был программно реализован и отлажен при сопоставлении расчетных и реальных ОФП, полученных на образцах керна разных месторождений. На рис. 8 представлены графики функций ОФП нефти и воды для Урненского и Верхнечонского месторождений. Видно, что имеется достаточно хорошее соответствие между расчетными и экспериментальными значениями. Аналогичные результаты получены для кернов Русского и Самотлорского месторождений.

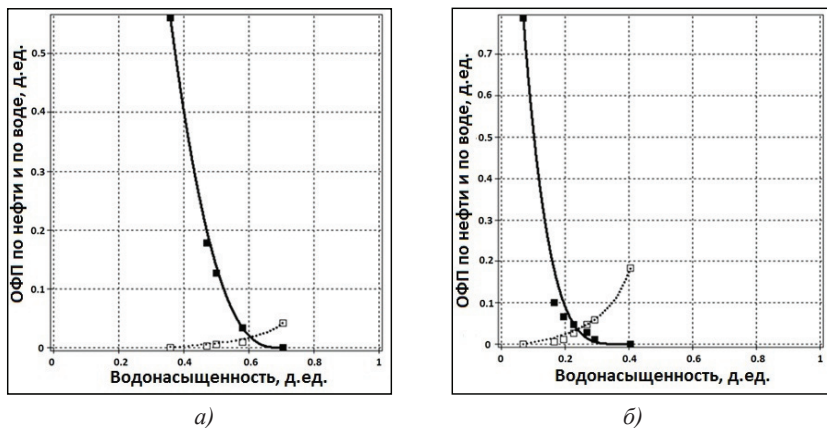


Рис. 8. Расчетные (линии) и экспериментальные (точки) ОФП для кернов Урненского (а) и Верхнечонского (б) месторождений.

В параграфе 3.4 изложен разработанный метод расчета ОФП по промысловым данным, который основывается на согласованности в динамиках дебита жидкости и обводненности. Данные показатели работы скважины связаны с функциями подвижности жидкости и Баклея-Левеверетта, выражаемыми, в свою очередь, через ОФП. Метод ориентирован, прежде всего на получение ОФП для создания двумерных (по латерали) прокси-моделей залежей, разрабатываемых вертикальными скважинами. Следовательно, двухфазный фильтрационный поток вблизи скважин можно считать плоскорадиальным и дебит скважины вычислять по формуле, аналогичной формуле Дюпюи для однофазной плоскорадиальной фильтрации

$$Q = \frac{2\pi hk}{\ln\left(\frac{r_R}{r_c}\right)} \left(\frac{f_w}{\mu_w} + \frac{f_o}{\mu_o} \right) \Delta p \quad \Delta p = p_R - p_c \quad (7)$$

(Q — дебит скважины, h — мощность пласта, равная в данном случае интервалу вскрытия, k — абсолютная проницаемость, r_R и r_c — радиусы области дренирования и скважины, p_R и p_c — давление на контуре области дренирования скважины и на забое скважины). Таким образом, задачу определения ОФП можно сформулировать как обратную задачу поиска таких их зависимостей от насыщенности, которые бы позволили одновременно воспроизвести фактические динамики дебита жидкости и обводненности.

При расчетах дебита по формуле (7) необходимо знать величину депрессии. Очевидно, что изменение насыщенности в призабойной зоне пласта, приводящее к соответствующему изменению ОФП и проводимости пласта, влияет на величины депрессии и забойного давления. Однако, полноценный учет этого процесса требует решения системы дифференциальных уравнений, что, в конечном итоге, приводит к решению обратной задачи на определение ОФП с использованием гидродинамического симулятора. Чтобы оставаться в рамках относительно простого метода для вычисления ОФП примем, что изменение депрессии во времени известно. В более общем случае, когда данные по динамике пластового и забойного давлениям отсутствуют, можно применять более сложную постановку, описанную в параграфе 4.1.

При решении данной обратной задачи, динамика водонасыщенности на стенке скважины вычисляется из текущих фактических значений обводненности, поскольку обводненность скважины при сделанных допущениях суть функция Баклея-Левеверетта. При этом ЦФ должна быть записана как невязка по дебиту жидкости, а УП выбираются исходя из используемых аппроксимаций ОФП.

На рис. 9 показаны динамики дебита и обводненности и соответствующие им ОФП, полученные с использованием разработанного метода. Как видно, данный метод позволяет найти функции ОФП, позволяющие согласованно описать сложные немонотонные динамики обводнения и дебита жидкости. Среди всех скважин, к которым применялся метод, приемлемые результаты по динамике жидкости были получены примерно в половине случаев.

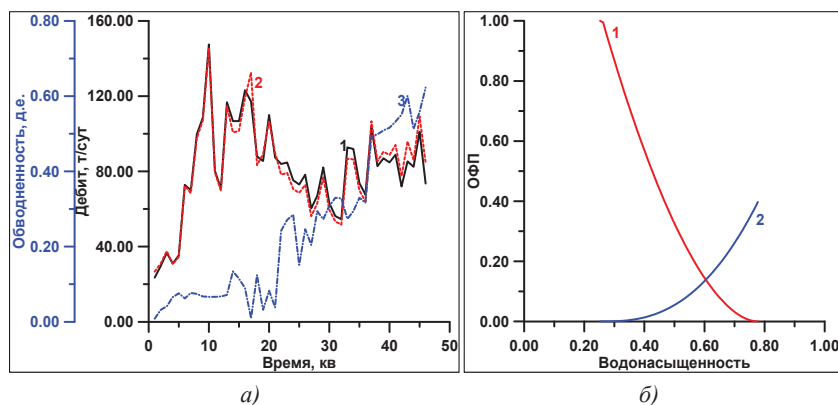


Рис. 9.(а) Динамика дебита жидкости по факту (1), расчету (2) и динамика обводненности (3). (б) ОФП нефти (1) и воды (2)

В **четвертой главе** приведены математические методы моделирования притока двухфазной жидкости к скважине, позволяющие с использованием крупных расчетных ячеек конечно-разностной сетки более точно моделировать многофазный приток в скважину и в частности, более точно рассчитывать обводненность скважины. Разработанные методы могут рассматриваться, как альтернатива методу локального сгущения расчетной сетки или методу локальных (скважинных) ОФП.

Изложению разработанных методов предшествует **параграф 4.1**, в котором рассмотрены особенности детального моделирования работы вертикальной нефтяной скважины в условиях ее обводнения. Данные особенности выявлены при исследовании немонотонной динамики обводненности скважины, проведенные с использованием специально разработанной программы *WellTuner* (ее описание дается в **приложении 1**).

В основе программы *WellTuner* лежит система уравнений двухфазной фильтрации.

$$(m(\delta_o\beta_o + \delta_w\beta_w) + \beta_R) \frac{\partial P_w}{\partial t} = \left(\nabla, ((\kappa_o + \kappa_w)\nabla P_w + \kappa_o \nabla P_c - (\kappa_o \rho_o^0 + \kappa_w \rho_w^0) \vec{g}) \right) + q(1 - F)\rho_o^0 + qF\rho_w^0$$

$$\frac{\partial m\rho_w^0 S}{\partial t} = \left(\nabla, (\rho_w^0 \kappa_w (\nabla P_w - \rho_w^0 \vec{g})) \right) + qF\rho_w^0,$$

(индексы $r, i = w, o$ — показывают, соответственно, принадлежность данной величины породе, водной или нефтяной фазам, m — пористость, β_i — коэффициент сжимаемости, ρ_i^0 — истинная плотность фазы, S — водонасыщенность, $\delta_i = \rho_i^* / \rho_i^0$ — отношение истинной плотности при опорном давлении к текущему значению истинной плотности, $\kappa_i = kf_{i,l} / \mu_i$ — проводимость (k — абсолютная проницаемость, $f_{i,l}$ — ОФП, μ_i — динамическая вязкость), q — плотность стока, F — функция Баклея-Левверетта, p_i — давление в фазе, p_c — капиллярное давление, \vec{g} — ускорение свободного падения), которая численно решается в цилиндрической системе координат (r, z) на неравномерной по радиусу и равномерной по вертикальной координате конечно-разностной сетке по схеме IMPES¹.

Начальные и граничные условия для данной системы уравнений в рамках рассматриваемых задач имеют вид:

$$S(r, z, 0) = S^0(r, z) \quad P_w(r, z, 0) = P_w^0(r, z)$$

$$\frac{\partial S}{\partial r}(r_0, z, t) = 0 \quad S(r_N, z, t) = S_{wr} \quad S(r, z_0, t) = 1 \quad S(r, z_M, t) = 1$$

$$Q(t) = -2\pi r_0 \sum_j \left[\left(\frac{k_{fw}}{\mu_w} \frac{\partial P_w}{\partial r} + \frac{k_{fo}}{\mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial r} \right) \Delta z_j \right]_{(r_0, z_j, t)} \quad P_w(r_N, z, t) = P_w^{cont}(z)$$

$$P_w(r, z_0, t) = P_w^{top} \quad \frac{\partial P_w}{\partial z}(r, z_M, t) = \rho_w^0 g$$

(S^0, P_w^0 — соответственно, начальная водонасыщенность и начальное (гидростатическое) давление, Q — дебит скважины по жидкости (в пластовых условиях), r_0, r_N — соответственно левая (стенка скважины) и правая (контур дренирования скважины) границы области моделирования, z_0, z_M — соответственно верхняя (кровля) и нижняя (подошва) границы области моделирования), P_w^{top}, P_w^{cont} — соответственно, давление на кровле пласта и на контуре дренирования скважины, Δz_j — вертикальный размер j -й ячейки конечно-разностной сетки. В случае, если протяженность интервала перфорации скважины меньше мощности пласта, дебит жидкости

¹ Азис Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. — М.: Недра, 1982. — 408 с.

задается только в пределах интервала перфорации, а вне ее задается нулевая радиальная производная по давлению.

На рис. 10 показано сравнение фактической и расчетных динамик обводненности реальной скважины. Как видно, учет капиллярного давления приводит к более качественному воспроизведению *тренда* фактических данных, а учет сжимаемости приводит к возможности имитировать и пульсационный характер динамики обводненности. Важно, что в рассматриваемом примере модель удалось адаптировать только при предположении о том, что действующий интервал перфорации меньше изначально предполагаемого. Это обусловлено тем, что вклад деформационных процессов связан не только со сжимаемостью фаз, но и с их объемом в окрестности скважины. Интенсивность частоты и величины резких всплесков или падений на кривой обводненности зависят от выраженности протекающих в пласте упруго-деформационных процессов, которые, в свою очередь, зависят от того, какая часть залежи больше задействована в фильтрации. В случае, когда при прочих равных условиях, размер зоны перфорации меньше, давление в окрестности скважины будет ниже, а градиенты давления — выше, рис. 11. Как следствие, описанные моменты при сравнительно меньшей области притока на поверхности скважины, приводят к более острой восприимчивости призабойной зоны к величинам дебита и степени их изменчивости, и как результат — к значительным скачкам обводненности.

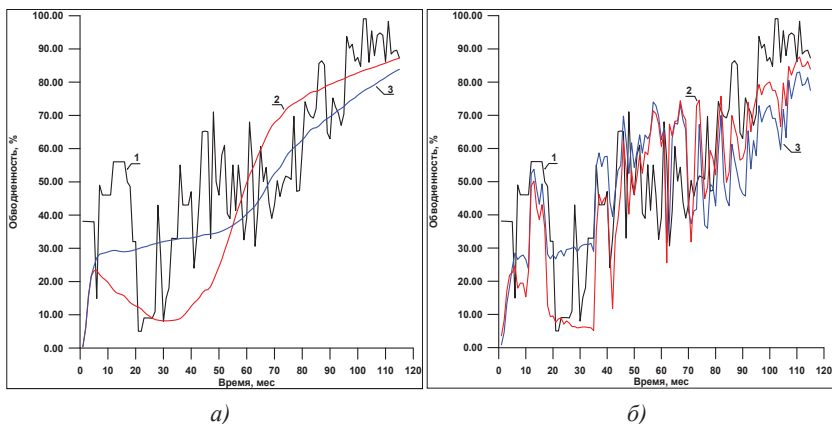


Рис. 10. Фактические (1) и расчетные (2,3) динамики обводненности скважины.
а — расчет без учета сжимаемости, брасчет с учетом сжимаемости
(2 — с учетом капиллярного давления, 3 — без учета капиллярного давления)

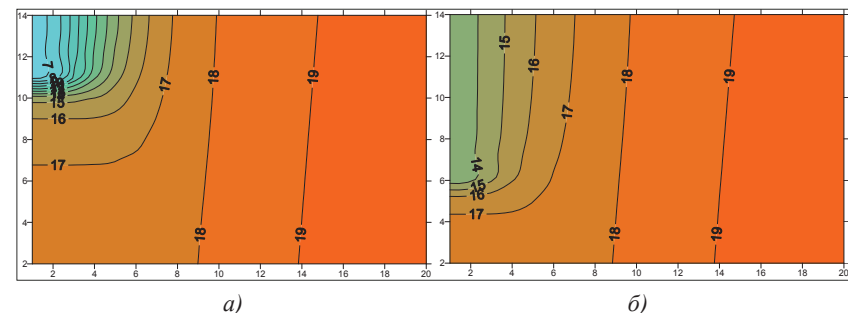


Рис. 11. Поля давления в воде (МПа) при различных протяженностях интервала перфорации. а — перфорация 2000-2007 м; б — перфорация 2000-2013 м

Результаты проведенных с использованием программы *WellTuner* исследований, в частности высокая ресурсоемкость решения задач детального моделирования работы скважин, показывают целесообразность разработки численных методов, которые бы позволяли с использованием крупных расчетных ячеек «традиционных» ГДМ, более качественно моделировать работу скважин. В следующих двух параграфах рассматриваются два таких метода.

В параграфе 4.2 изложен метод линий тока в скважинных ячейках, который реализован в виде расчетного модуля в программном комплексе «Техсхема». Данный расчетный модуль позволяет вычислять структуру течения в ячейке, содержащей активное соединение со скважиной, и на этой основе определять значение насыщенности в данном соединении. В рамках рассматриваемого подхода расчет работы скважины — динамики ее технологических показателей, сводится к определению расходов фаз непосредственно на стоке (активном соединении добывающей скважины с пластом), которые могут быть получены исходя из потоков на гранях контрольного объема (скважинной ячейке) и расчета поля течения (линий тока) в пределах этого контрольного объема. Потоки на гранях контрольного объема считаем известными из решения системы уравнений на всей области фильтрации, следовательно, имеем две связанные между собой материальным балансом сопряженные задачи — глобальная для всей области, и локальная — для скважинной ячейки.

Сшивку решений этих задач производится в два этапа. Вначале по известным потокам на гранях скважинной ячейки строится поле линий тока внутри ячейки, вычисляются доли фаз и их компонент, текущие в скважину. Затем вычисленные значения функций фракционного потока

на скважине используются в уравнениях, записанных для всей области фильтрации. Такая модель притока к скважине учитывает отбор из пласта фаз в соотношении, возникающем исходя из структуры течения в при-скважинной окрестности.

Для решения локальной задачи используется метод Поллака, но с учетом того, что в скважинной ячейке имеется сток. Баланс объемных расходов для шестигранной скважинной ячейки можно записать в виде:

$$\sum_{i=1}^6 V_i + Q = 0$$

(V_i — объемный расход через i -ую грань контрольного объема, Q — объемный расход на источнике/стоке). Расход V_i представим в виде суммы транзитной V_i' и скважинной $\gamma_i Q$ составляющих потока:

$$V_i = V_i' + \gamma_i Q.$$

Величина γ_i представляет собой долю расхода на скважине, поступающей через i -ую грань скважинной ячейки.

Скорость частицы жидкости представим в виде:

$$\vec{v} = \vec{u} + \vec{w},$$

в котором для транзитной составляющей скорости \vec{u} , справедлива интерполяция Поллака:

$$u_x = \frac{\zeta V_r' + (1-\zeta)V_l'}{DY \cdot DZ},$$

(V_r' и V_l' , соответственно, транзитные составляющие расхода на правой и левой гранях контрольного объема — прямоугольного параллелепипеда, ζ — безразмерная координата вдоль оси абсцисс, ($0 \leq \zeta \leq 1$), DY , DZ — длины сторон по осям ординат и аппликат). Скорость \vec{w} для рассматриваемого случая можно получить, используя потенциал вертикального стержня, в качестве модели перфорированного интервала скважины, протяженностью h и радиуса r_w :

$$\vec{w} = -\nabla \Phi,$$

$$\Phi(r) = \Phi_w + \frac{Q}{2\pi h} \ln \frac{r}{r_w},$$

где Φ_w — потенциал на стенке скважины, $r = \sqrt{(x - x_w)^2 + (y - y_w)^2}$ — расстояние, отсчитываемое от стенки скважины, x_w и y_w — декартовы координаты центра скважины в ячейке.

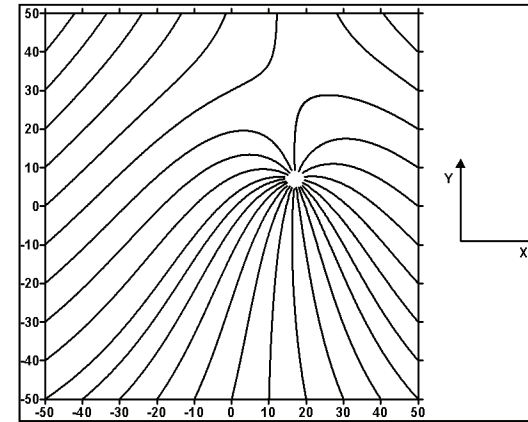


Рис. 12. Линии тока в скважинной ячейке

В качестве примера построения поля линий тока в скважинной ячейке, на рис. 12 показаны линии тока для плоской скважинной ячейки 100 x 100 м с разными расходами на гранях. Из рисунка видно, что поле течения жидкости сформировано таким образом, что часть потока через грани направлена в скважину, а другая часть — проходит транзитом.

Одновременно с определением конфигурации линий тока, ведется вычисление времени пролета частицы жидкости вдоль линии тока. После того, как время пролета определено, вычисляется водонасыщенность на участке стенки скважины, приходящегося на данную линию тока, причем:

$$S = \begin{cases} S^0, & \text{если } t < \tau \\ S_s, & \text{если } t = \tau \end{cases}$$

Если $t > \tau$, насыщенность вычисляется по формуле $\left. \frac{dF(S)}{dS} \right|_w = \frac{\tau}{t}$. В этих

формулах F — функция Баклея-Левретта, t — временной шаг, используемый при решении глобальной задачи, S^0 и S_s — водонасыщенность в ячейке и водонасыщенность на скачке фронта вытеснения. Водонасыщенность на скважине вычисляется как среднее арифметическое по всему количеству линий тока, приходящих в скважину.

На рис. 13 показаны динамики обводненности скважины при расчетах на грубой сетке 6 x 6 узлов без (вариант 1) и с (вариант 2) использованием уточняющего метода, а также эталонный график по расчету на детальной

сетке 50 x 50 узлов (вариант 3). Соответствующие времена расчетов соотносятся примерно, как 1:2:40. Из рисунка, видно, что начало обводнения скважины между вариантами 1 и 3 составляет около одного года, а между вариантами 2 и 3 — четверть года. Таким образом, применение разработанного метода позволяет на грубой расчетной сетке получить динамику обводненности, схожую с той, что получается на значительно более детальной сетке и при этом не приводит к существенному увеличению времени расчета.

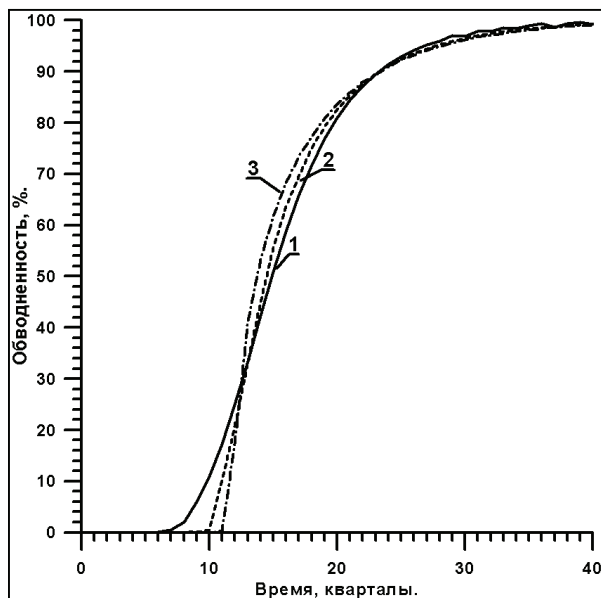


Рис. 13. Динамики обводнения скважины.

- 1 — на грубой сетке без использования уточняющего метода,
- 2 — на грубой сетке с использованием уточняющего метода,
- 3 — расчет на детальной сетке без использования уточняющего метода

Метод корректирующей функции (КФ), изложенный в **параграфе 4.3**, основывается на том, что работа нефтяных скважин, по крайней мере, на которых не производятся ГТМ по изоляции водопритока, как правило, характеризуются трендом увеличения обводненности с течением времени эксплуатации скважины. Метод основывается на аналитических расчетах распределения водонасыщенности в окрестности пласта — цилиндриче-

ской области, соизмеримой с размерами расчетных ячеек ГДМ. Согласно данным расчетам, в течение времени работы скважины имеется существенное различие между средней водонасыщенностью в такой области и водонасыщенностью на стенке скважины, но при этом наблюдается функциональная связь (тренд) между этими величинами.

Для насыщенности в ячейке S_{cell} получаем формулу:

$$S_{cell} = \frac{S^0(r_s^2 - r_w^2) + 2\frac{vt}{m}(S_l F_l' - F_l - S_s F_s' + F_s)}{r_l^2 - r_w^2},$$

а насыщенность на скважине S_w определяется из решения уравнения

$$F'(S_w) = \frac{m\pi h(r_l^2 - r_w^2)}{V(t)} + F'(S^*),$$

где $V(t) = \int_0^t Q(t)dt$ — объем прокачанной воды, h — толщина пласта, r —

расстояние вдоль радиальной координаты от оси скважины, S^0 — начальная водонасыщенность в ячейке, m — пористость, F — функция Баклея-Левретта, S^* — водонасыщенность на контуре зоны дренирования скважины, индексы w, s, l, L — показывают принадлежность данной величины, соответственно, расстоянию от оси скважины до ее боковой поверхности, до скачка насыщенности, до границы ячейки и до границы контура дренирования скважины.

Поскольку насыщенность непосредственно по данным разработки не определяется, удобнее использовать функцию, связывающую обводненность в ячейке с обводненностью на скважине. Величины насыщенности в ячейке и на скважине позволяют определить исходя из известной зависимости функции Баклея-Левретта от насыщенности соответствующие им значения обводненности F_{cell} и F_w , т.е. функциональную связь $F_w = F_w(F_{cell})$, которая и является КФ. Таким образом, использование КФ сводится к расчету обводненности на скважине с учетом обводненности в скважинной ячейке. Учитывая, что вычисленное таким образом значение обводненности на скважине определяет расход фаз через скважину, насыщенность в скважинной ячейке вычисляется с учетом этих расходов.

В работе исследовано влияние на вид КФ следующих факторов: степени вскрытия пласта (с учетом капиллярно-гравитационной переходной зоны), вида кривых ОФП, отношения размера расчетной ячейки и радиуса зоны дренирования скважины, структуры порового пространства

(посредством изменения ККД). Исследованный теоретически вид КФ дал основания к поиску аналогичной корреляционной зависимости между фактической и расчетной (без применения специальных методов, учитывающих различие насыщенности в ячейке и на скважине) обводненностью. Для этого формулировалась обратная задача поиска коэффициентов, определяющих кривую КФ в виде функции

$$y(x) = \begin{cases} y_0 + (y_1 - y_0) \left(\frac{x}{x_1}\right)^A, & 0 \leq x \leq x_1 \\ y_1 + (1 - y_1) \left(\frac{x-x_1}{1-x_1}\right)^B, & x_1 \leq x \leq 1 \end{cases}$$

$$y_0 = y(0), \quad y_1 = y(x_1), \quad y(1) = 1$$

с использованием метода наименьших квадратов, в рамках которого УП являются параметры y_0, y_1, x_1, A и B .

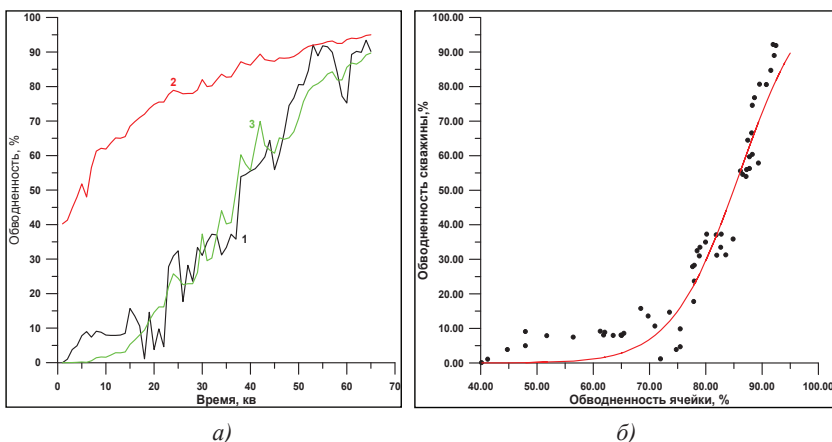


Рис. 14 а — динамика обводненности скважины
(1 — факт, 2 — расчет без учета корректирующей функции,
3 — расчет с учетом корректирующей функции).
б — сопоставление обводненности в ячейке и обводненности
на стенке скважины — корректирующая функция.

Расчеты с модельными и реальными скважинами показывают хорошую корреляцию для КФ в виде указанной функции. В качестве примера на рис. 14а показана фактическая динамика обводнения одной из скважин в сравнении с расчетными динамиками, полученными с учетом и

без учета КФ. Сам вид КФ для данной скважины показан на рис. 14б. Из рис. 14а видно, что без учета КФ различие между фактической и расчетной динамиками обводненности скважины может быть значительным, особенно в начальной стадии разработки. Введение КФ позволяет значительно улучшить данное соответствие и при этом практически не требует дополнительных вычислительных ресурсов.

Пятая глава посвящена экспресс-методам решения ресурсоемких задач моделирования разработки. Целесообразность разработки подобных вычислительных технологий обусловлена целым рядом факторов, среди которых основными являются, например, необходимость принятия оперативных решений по разработке и развитие технологии «умных скважин». Последний фактор имеет принципиальное значение для профилактики прорывов газа и воды к нефтяным скважинам.

Описанный в **параграфе 5.1** разработанный метод разделения добычи и закачки по пластам основан на обобщении для случая многопластовой залежи аналитической модели CRM¹. Такая обобщенная модель CRMML (CRM for Multiplicity Layers), реализована в виде компьютерной программы *RecoveryDevision*, описание которой приведено в **приложении 1**.

Применительно к многопластовому объекту разработки формула для дебита жидкости записывается относительно каждого пласта:

$$q_l(t_n) = \alpha_l q(t_0) \exp\left[-\frac{t^n - t_0^n}{\tau_l}\right] + \sum_{k=1}^n \left\{ e_l^k + \beta_l f_l^k I^k - J_{prd,l} \tau_l \frac{\Delta P_{заб}^k}{\Delta t^k} \right\} \exp\left[-\frac{t^n - t^k}{\tau_l}\right] \left(1 - \exp\left[-\frac{t^k - t^{k-1}}{\tau_l}\right]\right) \quad (8)$$

$$\tau_l = \frac{c_{t,l} V_{p,l}}{J_{prd,l}}$$

В формулах (8): q — текущая добыча жидкости, t — время, отсчитываемое от начала разработки, α и β — соответственно коэффициенты деления добычи и закачки, τ — параметр «тау» («константа времени», согласно оригинальной трактовке авторов CRM), J_{prd} — коэффициент продуктивности (применительно к конкретному пласту), e — интенсивность аквифера, f — коэффициент взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин, I — текущий темп закачки, $P_{заб}$ — забойное давление, c_t — коэффициент упругости пласта, V_p — поровый объем пласта. Верхние

¹ Sayarpour M. Ph.D Dissertation «Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods», 2008.

индексы показывают принадлежность данной величины к временному шагу, нижние индексы — к пласту. Важно, что используемая в (8) константа времени, строго говоря, константой не является. В частности, в работах авторов-разработчиков CRM (L.Lake, M.Sayagroug и др.) отмечается ее зависимость, например, от изменения во времени фонда скважин.

Величина α в (8) является исходным значением коэффициента деления добычи жидкости. Она может задаваться как зависящая от свойств системы «пласт-скважина», например, через коэффициенты продуктивности применительно для каждого пласта, по формуле

$$\alpha_l = \frac{J_{prd,l}}{\sum_{i=1}^N J_{prd,i}}$$

или как не зависящая от свойств системы «пласт-скважина». В любом случае рассчитываемые по разработанному методу коэффициенты деления добычи отличаются от исходного значения α в (8), поскольку учитывают изменение энергетики пласта с течением времени. Следовательно, сами коэффициенты деления добычи, уже рассчитываемые исходя из динамики дебита жидкости, изменяются во времени. Коэффициенты деления закачки β также как коэффициенты деления добычи жидкости α могут рассматриваться как зависящие и как не зависящие от свойств системы «пласт-скважина».

Определение коэффициентов деления добычи происходит при решении оптимизационной задачи, причем ЦФ может быть записана в виде

$$\Phi = \sum_{k=1}^n \left[\left(\frac{q_c^k - q_a^k}{q_a^k} \right)^2 + \sum_{l=1}^M \left(\frac{p_{c,l}^k - p_{a,l}^k}{p_{a,l}^k} \right)^2 \right], \quad (9)$$

где индекс k показывает временной шаг, индексы c и a — соответственно вычисленное и фактическое значения, индекс l — номер пласта, M — количество пластов в многопластовой залежи, q — суммарный по пластам дебит жидкости, p — среднее пластовое давление.

В процессе проработки метода оказалось, что при выборе коэффициентов деления α в (8) как не зависящих от коэффициентов продуктивности по пластам, решение имеет нестабильный характер, т.е. близкие расчетные динамики добычи жидкости получаются при различных наборах α для пластов. Нивелирование такого характера в ЦФ возможно за счет применения регуляризирующего множителя стабилизатора решения.

Сформулируем стабилизатор как весовой коэффициент. Таким образом, ЦФ (9) (без учета невязки по давлению) может быть переписана, как

$$\Phi = \rho \sum_{k=1}^n [q_c^k - q_a^k]^2,$$

где ρ — стабилизатор решения. Значение стабилизатора вычисляется исходя из степени близости определяемого по ходу решения оптимизационной задачи УП к его значению-ориентир, определенному, например, по промысловым ГИС. Для этого удобно воспользоваться теорией нечетких множеств, а сам стабилизатор рассматривать как функцию, значение которой увеличивается при увеличении отклонения УП от своего значения-ориентира. Исходя из такой концепции и принимая во внимание используемый метод решения оптимизационной задачи (метод Нелдера-Мида), который оперирует понятием симплекса, функцию стабилизатора построим, объединив функции принадлежности через логическую операцию «И» в виде:

$$\rho^j = \left[\prod_{i=1}^N \mu_i^{W_i}(u_i^j) \right]^{\frac{1}{\sum_{i=1}^N W_i}},$$

где μ_i — функция принадлежности для i -го УП, u_i^j — значение i -го УП для j -й вершины симплекса, W_i — вес на i -ый УП.

На рис. 15 показана гистограмма частот значений коэффициента деления из 1-го пласта залежи с двумя одновременно совместно разрабатываемыми пластами. Видно, что использование стабилизатора существенно уменьшает неопределенность в значении коэффициента разделения добычи.

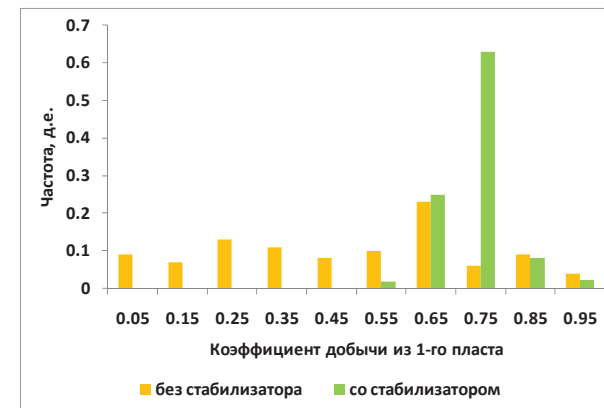


Рис. 15. Гистограмма частот расчетного коэффициента добычи из 1-го пласта с и без использования стабилизатора

Тестирование разработанного метода было сделано с использованием двух задач (семь различных ситуаций), в которых «фактические» данные получены на основе расчетов по синтетическим ГДМ, созданным в симуляторе Eclipse. Основное различие в постановках тестовых задач заключается в том, что в первой тестовой задаче для всех пластов характерен контраст по гидропроводности при высокой пьезопроводности и одинаковой упругоэластичности пластов, а во второй задаче (шесть моделей) пласты значительно отличаются по гидропроводности, пьезопроводности, упругоэластичности и по форме залежей. Во всех тестовых расчетах были получены положительные результаты. В качестве примера на рис. 16 показано сопоставление динамик дебита жидкости, полученных для модели 1 второй тестовой задачи. Отметим, что в рамках тестовых расчетов часто применяемое на практике разделение добычи пропорционально коэффициенту гидропроводности, не позволило получить приемлемого соответствия с «фактическими» данными. Так для тестовой модели 1 (таб. 1), коэффициенты деления накопленной (на последнюю дату расчета) добычи жидкости по моделям Eclipse и CRMML находятся на приемлемом уровне соответствия, а по модели Eclipse и по гидропроводности кардинально отличаются, особенно для 2-го и 3-го пластов.

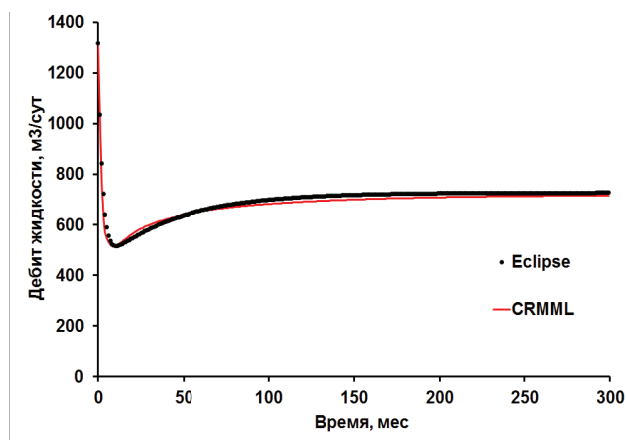


Рис. 16. Динамики дебита жидкости по модели 1, полученные по расчетам в симуляторе Eclipse и по модели CRMML

пласт	ГДМ	CRMML	по гидропроводности
1	67.62%	58.86%	79.34%
2	28.33%	37.42%	8.75%
3	4.05%	3.71%	11.91%

Для расчета коэффициентов деления по фазам использован метод характеристик вытеснения. Параметры характеристики вытеснения определяются как результат решения обратной задачи относительно невязки по суммарной по пластам добыче нефти. В этой задаче применительно к каждому пласту используется полученная по выше описанному методу динамика добычи жидкости.

Апробация разработанного метода была проведена для нескольких реальных месторождений. Во всех случаях были получены результаты, хорошо согласующиеся либо с данными промыслово-геофизических исследований скважин, либо с данными по расчетам на ГДМ, включающих все пласты залежи. В качестве примера на рис. 17 показано сравнение фактических и расчетных динамик суммарной по пластам добычи жидкости и нефти для Усть-Тегусского месторождения. В таб.2 приведено сопоставление коэффициентов разделения добычи по пластам с использованием модели CRMML и по совместной ГДМ.

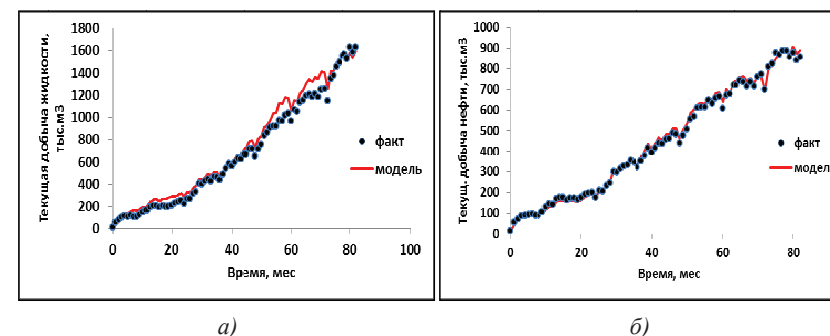


Рис. 17. Фактические и расчетные динамики добычи жидкости (а) и нефти (б)

Таблица 2

	Ю ₂		Ю ₃		Ю ₄	
	жидкость	нефть	жидкость	нефть	жидкость	нефть
ГДМ	87.94%	91.39%	0.59%	0.48%	11.47%	8.13%
CRMML	92.53%	89.84%	1.13%	1.30%	6.34%	8.87%

В параграфе 5.2 представлены разработанный численно-аналитический метод для моделирования работы нефтяной горизонтальной скважины в подгазовой зоне с учетом системы поддержания пластового давления (ППД).

В основе разработанного метода моделирования лежит численно-аналитическая модель Numerical-Analytical Model of Gas Cone (NAMGC), которая реализована в виде компьютерной программы *Sterkh*, ее описание дается в приложении 1.

Модель NAMGC состоит в совместном использовании упрощенной численной модели газового конуса GORM¹ и аналитической модели CRM, описанной в параграфе 5.1. При этом GORM используется как самостоятельный инструмент для расчета показателей работы скважины и как вспомогательный инструмент для вычисления изменения во времени параметра «тау», используемого в формуле для дебита нефти в виде CRM. Схема взаимодействия моделей показана на рис. 18. Из рисунка видно, что в качестве граничного условия на скважине для модели GORM используется дебит газа, на основании которого идет вычисление дебита нефти и определяется изменение во времени коэффициента продуктивности скважины J и упругоэластичности зоны дренирования c_t , т.е. тех величин, которые определяют параметр «тау».

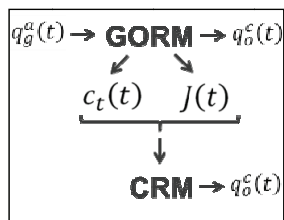


Рис. 18. Схема взаимодействия моделей GORM и CRM

¹ Mjaavatten, A., et al: "A Model for Gas Coning and Rate-Dependent Gas/Oil Ratio in an Oil-Rim Reservoir," paper SPE 102390, presented at the 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 3- 6 October.

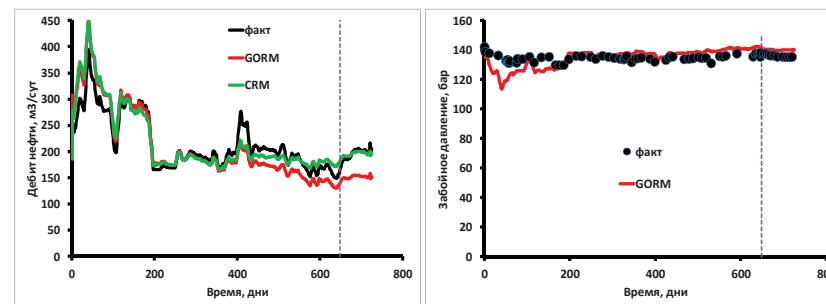


Рис. 19. Фактические и расчетные динамики дебита нефти (а) и забойного давления (б). Пунктирная линия — граница истории и прогноза

Значительное место в параграфе занимает описание исследования решения с использованием модели NAMGC. В частности исследовано влияние типа функции распределения УП на качество решения: установлено, что приемлемое качество адаптации достигается только при использовании равномерного распределения при формулировке правила формирования начального набора значений для УП.

Проведено ретроспективное тестирование разработанного метода с использованием реальных промысловых данных. Пример результата такого тестирования показан на рис. 19. Как видно, обе модели позволяют с приемлемым качеством воспроизвести динамики дебита нефти и забойного давления на тестовом (прогнозном) интервале времени. Всего было сделано 14 ретроспективных тестов (разные скважины и разные интервалы настройки модели и прогноза на ней) с оценкой качества воспроизведения дебита нефти, накопленной добычи нефти и забойного давления. Критерием успешности было выбрано не превышение 25% погрешности между расчетными и фактическими данными. Положительный результат был достигнут для 70% скважин. В ходе тестов обнаружено, что для части скважин лучшее качество обеспечивает модель GORM, а для другой части — модель CRM. Данное обстоятельство может быть объяснено с позиции значимости системы ППД в работе конкретных скважин.

Разработанный метод применен для прогнозирования работы скважин как с позиции регулирования отбора газа, так и с позиции регулирования темпов закачки. В частности установлено, что для увеличения дебита нефти более выгодно усиление закачки, нежели уменьшение забойного давления на добывающей скважине при сохранении темпов закачки.

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

В **приложении 1** описан разработанный комплекс программ. В **приложении 2** приведены свидетельства о регистрации программ для ЭВМ. В **приложении 3** приведены акты внедрения и справка об использовании результатов диссертационной работы.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Разработаны три численных метода расчета функций относительных фазовых проницаемостей для двухфазной несжимаемой жидкости. Методы основаны на:

- микромоделировании четочного двухфазного вязкого течения в системе непересекающихся осесимметричных капиллярных поровых каналов посредством решения системы уравнений Навье-Стокса. По результатам исследований обоснована функция межфазного взаимодействия;
- микромоделировании стационарного двухфазного течения к кластеру капиллярных каналов посредством решения обобщенного уравнения Бернулли с учетом обоснованной функции межфазного взаимодействия;
- использовании промысловых данных — взаимосвязи между динамиками дебита жидкости и обводненности скважины, выражаемыми, соответственно, через взаимосвязь между функциями подвижности жидкости и фракционного потока.

2. Разработан численный метод идентификации поля проницаемости пласта в межскважинном пространстве. Метод использует карты пластового давления, конечно-разностную аппроксимацию уравнений фильтрации для определения при решении вариационной задачи поля проводимости, из которого находится поле проницаемости.

3. Разработаны два численных метода, позволяющие при использовании расчетных конечно-разностных сеток с крупными ячейками уточнять структуру многофазного течения в ячейке с добывающей скважиной и более точно рассчитывать обводненность скважины. Методы основываются на расчете линий тока в скважинной ячейке и на использовании теоретически обоснованной корректирующей функции.

4. Создана программа *WellTuner*, предназначенная для детального моделирования притока к вертикальной нефтяной скважине в условиях ее обводнения. С использованием данной программы с позиции влияния капиллярных и деформационных процессов в многофазной пластовой системе объяснена сложная немонотонная динамика обводнения реальных скважин.

5. На основе решения уравнения материального баланса и характеристик вытеснения разработан метод разделения добычи/закачки по пластам при их одновременной эксплуатации совместным фондом скважин. В методе учитываются свойства и энергетика пластов, изменение количества скважин во времени. Метод реализован в виде компьютерной программы *RecoveryDevisioin*. Предложен способ стабилизации решения обратной задачи путем формулировки весовых коэффициентов целевой функции с использованием теории нечетких множеств.

6. Разработан численно-аналитический метод моделирования работы нефтяной горизонтальной скважины в условиях образования газового конуса и поддержания пластового давления. Метод реализован в виде компьютерной программы *Sterkh*, позволяющей проводить оперативный расчет технологического режима работы нефтяных скважин подгазовых зон.

7. Программы *WellTuner*, *RecoveryDevisioin* и *Sterkh* составляют комплекс программ, позволяющих решать обратные задачи идентификации свойств системы «пласт-скважина». Комплекс программ используется для решения практических задач разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

(статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ)

1. Оценка возможностей гидродинамических симуляторов имитировать разработку месторождений высоковязкой нефти / Л.А. Гайдуков, С.В. Степанов, Н.Н. Иванцов, А.В. Степанов, А.А. Гринченко // Нефтепромысловое дело. -2016. Ч2. Пены и эмульсии. №1. С.37-44.

2. Степанов, С.В. Усовершенствованный аналитический метод разделения добычи и закачки по пластам при их одновременной совместной разработке / С.В. Степанов, В.В. Васильев, А.Е. Алтунин // Нефтяное хозяйство. -2015. №11. С.27 -31.

3. Оценка возможностей гидродинамических симуляторов имитировать разработку месторождений высоковязкой нефти / Н.Н. Иванцов, С.В. Степанов, А.В. Степанов, И.С. Бухалов // Нефтепромысловое дело.-2015.-№6. -Ч.1. Конусообразование. С.52-58.

4. Бембель, Г.С. Математическое моделирование четочного двухфазного течения в системе капиллярных каналов / Г.С. Бембель, С.В. Степанов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности.-2015.-№6.- С.30 — 38.
5. Степанов С.В., Глумов Д.Н. Оценка влияния различных подходов к обоснованию начального распределения флюидов и их подвижности на результаты гидродинамического моделирования // Нефтяное хозяйство, 12-2013, С. 112-116.
6. Расчетный метод получения относительных фазовых проницаемостей на основе решения обобщенных уравнений Бернулли для системы поровых каналов / С.В. Степанов, С.В. Соколов, А.Е. Алтунин, Н.А. Черемисин, А.Б. Шабаров // Нефтепромысловое дело.2013.№8. -С.40-46.
7. Сопровождение разработки подгазовой зоны с использованием различных видов гидродинамического моделирования на примере Верхнеконского месторождения / С.В. Степанов, В.А. Гринченко, А.В. Степанов, Д.А. Анурьев, И.А. Долгов // Научно-технический вестник ОАО НК Роснефть. -2013.№4.- С.38-45.
8. Степанов, С.В. Численно-аналитический подход к решению задачи оперативного прогнозирования работы нефтяной скважины в условиях образования газового конуса / С.В. Степанов, А.В. Степанов, С.В. Елецкий // Нефтепромысловое дело. -2013. -№2. -С.53-58.
9. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Степанов С.В. Использование материального баланса и теории нечетких множеств для решения задачи разделения добычи при одновременной разработке нескольких пластов // Нефтяное хозяйство, 05-2012, С.56-60.
10. Степанов, С.В. Обоснование предела прочности слабоконсолидированных коллекторов на основе анализа промысловой информации / С.В. Степанов, Н.Н. Иванцов Н.Н // Нефтяное хозяйство. -2011.- №11.- С 60-64.
11. Майер, В. П. Использование линий тока при численном моделировании добывающей скважины / В.П. Майер, С.В. Степанов // Математическое моделирование.- 2009.-№21:2.- С.79–84.
12. Степанов, С.В. Оценка качества гидродинамического моделирования на основе решения задачи адаптации в прискважинной окрестности / С.В. Степанов, В.В. Васильев // Нефтяное хозяйство.-2009.-№1.- С.61-63.
13. Степанов, С.В. Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводненности скважины / С.В. Степанов // Нефтяное хозяйство.-2008.-№8.- С.72-74.
14. Степанов, С.В. Влияние переходной зоны и скорости вытеснения на динамику обводнения скважины/ С.В. Степанов, П.А. Ефимов // Нефтяное хозяйство.-2006.-№7.- С.84-86.
15. Шабаров, А.Б. Метод автоматической настройки эксплуатационной скважины на историю добычи / А.Б. Шабаров, С.В. Степанов // Вестник ТюмГУ.-2007.- №5.С.187-192.

16. Степанов, С.В. Использование данных разработки месторождений нефти для получения кривых фазовых проницаемостей/ С.В. Степанов // Нефтяное хозяйство.2006. -№4.-С.67-69.

17. Степанов, С.В. Математическое моделирование скважины с учетом структуры насыщения расчетной ячейки / С.В. Степанов // Нефтяное хозяйство.-2006.-№4.С.52-55.

18. Степанов, С. В. Адаптация гидродинамической модели нефтяной залежи на основе решения вариационных задач / С.В. Степанов // Математическое моделирование.-2005.-№17:12.- С.110–118.

19. Степанов, С.В. Численное исследование распределения нефти и оценка ее запасов в неоднородных пластах / С.В. Степанов, А.Б. Шабаров А. Б. // Математическое моделирование.- 2003.-№15:9.- С.88–98.

20. Степанов, С.В. Зависимость положения ВНК от свойств флюидов в однородном коллекторе / С.В. Степанов, А.Б. Шабаров А. Б. // Вестник ТюмГУ.- 2000.- №3.- С.18-22.

(прочие статьи, материалы конференций, тезисы докладов)

21. Степанов, С.В. Об одном подходе к разработке программного комплекса для проектирования технологических процессов добычи нефти / С.В. Степанов, А.А. Захаров, А.В. Бойко // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть-газ, энергетика. -2015. -Т1.№2(2). -С.173-184.

22. Степанов, С.В. Численное моделирование четочного течения нефти и воды в системе капилляров / С.В. Степанов, Г.С. Бембель // Тезисы докладов 8-й научно-практической конференции Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений.- 07-09.04.2015, г. Уфа. - С.30.

23. Иванов, А.В. Исследование влияния дискретизации расчетной сетки на результат численного решения в случае двухфазной плоскорадиальной фильтрации / А.В. Иванов, С.В. Степанов // Тезисы докладов 5-й научно-практической конференции Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений.-17-19.04.2015, г. Уфа. - С.13.

24. Оценка возможностей современных симуляторов имитировать пластовые процессы, протекающие при разработке месторождений высоковязкой нефти / Н.Н. Иванцов, С.В. Степанов, А.В. Степанов, И.С. Бухалов, С.В. Елецкий // Тезисы докладов 14-й научно-практической конференции Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.- 23-25.09.2014, г. Анапа — С.19.

25. Степанов, С.В. Численное и аналитическое моделирование работы нефтяных скважин подгазовой зоны / С.В. Степанов // Тезисы докладов 5-й научно-практической конференции Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений.-17-19.04.2012, г.Уфа.

26. Computational Method for Relative Permeability Curves based on the Bernoulli Generalized Porous Media Equations / А.Е. Altunin, S.V. Sokolov, N.A. Cheremisin, S.V. Stepanov, A.B. Shabarov // ECMOR XIII.г.Биарриц, Франция, 2012.СD-версия.

СВИДЕТЕЛЬСТВА О РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

27. Ivantsov, N. Study of Sharp Drop in Production Rates of Horizontal Wells in Unconsolidated Rock of Heavy Oil Reservoir / N. Ivantsov, S. Stepanov // SPE 157869.- SPE Heavy Oil Conference, Canada.- 2012.

28. Анализ чувствительности гидродинамической модели неоднородного пласта к масштабированию относительных фазовых проницаемостей / А.С. Гавришь, Н.Н. Иванцов, С.В. Соколов, С.В. Степанов // Тезисы докладов 4-й научно-практической конференции Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти.- 26-28.04.2011, г.Уфа.

29. Моделирование относительных фазовых проницаемостей с учетом кривых капиллярного давления / Г.С. Бембель, А.А. Кислицын, Д.А. Максимов, С.В. Степанов, А.Б. Шабаров, Д.В. Яковлев // Сборник материалов 1-го Российского нефтяного конгресса, Москва.- 2011.- С.122-127.

30. Stepanov, S. Bottomhole formation zone modeling using analytical and numerical approach / S. Stepanov // ECMOR XII.-г.Оксфорд, Великобритания, 2010.- CD-версия.

31. Stepanov, S. Reservoir Simulation Quality Assessment Based on History Matching in Well Bore Zone / S. Stepanov, V. Vasilyev // ECMOR XI.-г.Берген, Норвегия, 8-11.09.2008.- CD-версия.

32. Степанов, С.В. Некоторые проблемы корректности численной фильтрационной модели / С.В. Степанов // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений Сургутского региона. Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. М.: Нефтяное хозяйство.-2006.-№7.- С.204215.

33. Степанов, С.В. Некоторые причины расхождения фактических и расчетных показателей разработки месторождений / С.В. Степанов // Материалы научно-практической конференции Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области. — 2005.- Т2.- С.169-176.

34. Степанов, С.В. Вариационная задача оценки запасов нефти в сложнопостроенных коллекторах / С.В. Степанов, А.Б. Шабаров // Материалы 1-й конф. молодых специалистов нефтяной и геологоразведочной отраслей ХМАО. — М.: ВНИИОЭНГ.- 2001.- С.177-180.

35. Степанов, С.В. Влияние неоднородности пластов и свойств флюидов на конфигурацию залежей нефти. Вариационная задача оценки запасов нефти в сложно построенных коллекторах / С.В. Степанов, А.Б. Шабаров // Сб. докл. научн. конф. — г.Тюмень.- 2000.- С.36-39.

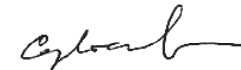
36. Shabarov, A.V. Oil Reserves Prediction in Terms of Three-Dimensional Models of Mechanics of Multiphase System / A.V. Shabarov, S.V. Stepanov // Ufa, Bashkortostan, Russia, Proceedings of International Conference on Multiphase Systems.- 2000.- PP.347-350.

1. Программа расчета технологического режима нефтяных горизонтальных скважин в условиях образования газового конуса «Sterkh». №2013661153 от 29.11.2013.

2. Программа расчета коэффициентов деления добычи и закачки по пластам при их одновременной совместной разработке «RecoveryDevision». №2015612827 от 26.02.2015.

3. Программа расчета технологических показателей вертикальной скважины «WellTuner». №2015612893 от 26.02.2015.

Соискатель



Степанов С.В.

Подписано в печать 23.06.2016. Тираж 120 экз.
Объем 2,0 уч. изд. л. Формат 60x84/16. Заказ 577.

Издательство Тюменского государственного университета
625000, г. Тюмень, ул. Семакова, 10
Тел./факс (3452) 46-27-32
E-mail: izdatelstvo@utmn.ru