

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ


**Руководитель программы
аспирантуры
доцент Д.В. Мардашов**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

**ОСНОВЫ НАУЧНОГО ПОДХОДА К МОДЕЛИРОВАНИЮ
ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Подготовка научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре

Область науки:	2. Технические науки
Группа научных специальностей:	2.8. Недропользование и горные науки
Научная специальность:	2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Направленность (профиль):	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отрасли науки:	Технические
Форма освоения программы аспирантуры:	Очная
Срок освоения программы аспирантуры:	4 года
Составитель:	к.т.н., доцент Мардашов Д.В.

Санкт-Петербург

ВВЕДЕНИЕ

Основная цель современной разработки месторождений углеводородов направлена на наиболее полное извлечение извлекаемых запасов при максимальной экономической рентабельности. Для достижения наиболее полного коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти используются передовые технологии. Одним из ключевых направлений по праву является компьютерное моделирование. Адаптация истории разработки и ее прогноз позволяют оптимально и с наименьшими затратами разрабатывать месторождения углеводородов. Тем не менее, основная проблема при составлении проектных документов обусловлена расхождениями между статической (геологической) и фильтрационной (гидродинамической) моделями.

На практических занятиях по дисциплине «Современные компьютерные технологии моделирования в нефтегазовом деле» изучаются 12 тем.

Вся необходимая информация о содержании, объеме, требованиях к подготовке к практическим занятиям и их защите доводится до сведения студентов на занятиях. Большое значение для усвоения каждой из тем практических занятий имеет выполнение заданий, которые способствуют усвоению и закреплению теоретического материала, а также дают навык практического применения основных теоретических положений.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Геологическое моделирование – это способ представления о геологическом строении объекта, его геометрии, стратиграфии, литологофациальной характеристике пластов-коллекторов, об изменении их эффективных толщин и коллекторских свойств – пористости и проницаемости по площади и разрезу, газонефтенасыщенности отдельных пропластков, гидрогеологической характеристике, величине запасов нефти и газа.

Геологическая модель (ГМ) строится на основе прямой, косвенной и априорной информации. Прямую информацию о строении и свойствах пласта можно получить только по скважинным данным (в первую очередь при исследовании керна), которые охватывают незначительно малую часть залежи. Соответственно представление об остальной части месторождения может быть построено только на предположениях об обстановке осадконакопления по результатам седиментологического анализа керна, а также набора косвенных данных полученных за счет дистанционных методов исследований (сейсмические атрибуты и др.).

Традиционная технология геологического моделирования представляется в виде следующих основных этапов:

1. Сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка данных;
2. Структурное моделирование (создание каркаса);
3. Создание сетки, осреднение и перенос скважинных данных на сетку;
4. Фациально-литологическое моделирование
5. Петрофизическое моделирование
6. Подсчет запасов углеводородов

В зависимости от поставленной задачи возможно исключение каких-либо этапов или их повторение.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

Подготовка исходных данных.

Сбор, анализ и подготовка исходных данных является первым и одним из наиболее важных этапов создания геологической модели. От достоверности и качества используемой информации напрямую зависит конечный результат моделирования.

Обязательный минимальный перечень исходной информации для создания 3D ГМ включает в себя:

1. координаты устьев скважин, альтитуды, данные инклинометрии, они используются для создания траектории скважин в модели;

2. координаты пластопересечений, рассчитанные маркшейдерской службой, они служат для контроля координат пластопересечений, рассчитанных в программном продукте, при загрузке устьевых координат, альтитуды и инклинометрии. В случае отсутствия замеров инклинометрии, эти данные используются для пересчёта траекторий наклонных скважин в траектории вертикальных. А именно, координаты устьев принимают равными координатам пластопересечений, а альтитуды – сумме альтитуд и удлинений на кровлю моделируемого объекта [45];

3. стратиграфические скважинные отбивки, полученные по результатам детальной скважинной корреляции. Они являются основой для создания структурной модели;

4. диаграммы ГИС – в первую очередь используются для проведения детальной корреляции, привязки данных сейсморазведки, электрофациального анализа, атрибутного анализа;

5. РИГИС – включают в себя результаты литологического расчленения, оценку характера насыщения, количественную оценку ФЕС и насыщенности интервалов коллекторов;

6. результаты интерпретации данных сейсморазведки лежат в основе создания моделей литологии, ФЕС, характера насыщения;

7. уравнения петрофизических зависимостей «кern-кern» и «кern-ГИС», граничные значения «коллектор-неколлектор» параметров $K_{по}$ и $K_{пр}$, кривые капиллярного давления – используются при построении моделей ФЕС и насыщения.

Кроме того, дополнительно могут быть привлечены следующие данные:

1. данные сейсморазведки – включают в себя как результаты качественной (структурные карты по основным отражающим горизонтам, поверхности тектонических нарушений), так и количественной (сейсмические атрибуты) интерпретации. Результаты интерпретации используются в качестве косвенной информации при создании структурной модели. Если качество исходных сейсмических данных позволяет провести сейсмофациальный анализ, его результаты привлекаются для создания концептуальной седиментационной модели и литолого-фациальной модели;

2. данные бурения, испытания и промысловые данные позволяют определить скважины, в которых данные о насыщении искажены влиянием разработки, они используются при создании модели характера насыщения и насыщенности;

3. материалы ранее выполненных геологических отчетов, они включают в себя как текстовую часть, так и графические приложения (схемы корреляции, структурные карты стратиграфических границ и границ коллекторов, карты общих ($h_{об}$), эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин, карты ФЕС, поверхностей межфлюидных контактов, литологических границ, тектонических нарушений, категорий запасов и т.д.).

Задание.

Загрузка исходных данных

Исследуемые отложения относятся к отложениям группы АВ, алымской свиты, меловой системы

Пласт Н_above представлен выдержанными по мощности черными аргиллитами.

Пласты Н_1, Н_2 и Н_3 сложены переслаивающимися алевролитами, песчаниками и аргиллитами.

Исследуемые отложения пластов Н_2 и Н_3 формировались в прибрежно-морских условиях, коллектора переслаиваются глинистыми пропластками и прерывисты по площади

В начале формирования пласта Н_1 за счет ряда геологических процессов началось резкое прогибание бассейна осадконакопления. Увеличение глубины моря повлекло накопление более мелкодисперсных фракций (увеличение глинистой составляющей). Некоторое изменение структурного плана стало причиной отсутствия отложений пласта Н_1 в сводовой части моделируемой площади (пример скв.2R).

Последующее увеличение глубины моря повлекло накопление глин (пласт Н_above).

На исследуемой площади прослеживаются тектонические нарушения. Изучаемое месторождение разбито тремя разломами.

В качестве исходных данных для построения модели исследуемых отложений, будут использованы:

1. Результаты интерпретации сейсмических данных (точки, описывающие сейсмическую поверхность);
2. Данные по скважинам (координаты устьев, данные инклинометрии, данные ГИС и РИГИС);
3. Отбивки по горизонтам;
4. Данные по разломам.

Необходимо произвести загрузку исходных данных в геологическую модель программного комплекса RMS.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 2

Структурное моделирование. Построение карт свойств.

После загрузки исходных данных и создания рабочего проекта создается структурно-стратиграфический каркас модели. Для этого предварительно выполняется корреляция скважин (проставляются разбивки пластов в скважинах), прослеживаются опорные сейсмические горизонты, создается модель тектонических нарушений. На этой основе в рамках заданных границ участка моделирования и при выбранных горизонтальных размерах ячеек строится каркас, состоящий из горизонтов – стратиграфических границ пластов, посаженных на корреляционные разбивки и увязанных с поверхностями тектонических нарушений.

Основополагающим этапом геологического моделирования является создание структурного каркаса. От корректности описания геометрии ловушки углеводородов зависят и точность подсчета запасов, и экономическая эффективность выбранной стратегии разработки месторождения.

Последовательно процесс структурного моделирования выглядит следующим образом:

1. Создание геологических слоев и горизонтов. Структурный каркас дополняется входными данными для моделирования горизонтов – это могут быть интерпретация, скважинные отбивки или комбинация различных типов информации.

2. Построение модели разломов. По имеющимся данным интерпретации строится модель разломов, в которой каждый разлом представлен поверхностью, и эти поверхности корректным образом соединены друг с другом в области пересечения. Этот процесс может быть осуществлен как во время интерпретации сейсмических данных, так и впоследствии.

Задание

Структурное моделирование

Строго закрепленной последовательности действий при создании структурного каркаса и модели разломов нет. Все зависит от имеющихся данных и представлений о модели, разработчик сам решает, что будет построено в первую очередь: модель разломов или модель горизонтов. Единственное необходимое условие – модели должны быть согласованы между собой.

Построение структурной модели начинается, прежде всего, с построения структурной карты горизонта SEISMIC на основании загрузенных точек сейсмике с помощью панели Horizon mapping. Затем полученная карта корректируется относительно скважинных отбивок.

Далее необходимо рассчитать общие толщины по скважинам и построить карту общих толщин пласта H_1 с помощью панели Isochore mapping.

Выполнив эти подготовительные шаги, следует перейти к созданию модели разломов, а далее к построению модели горизонтов с учетом созданной модели разломов.

Модель разломов и модель горизонтов будут построены с помощью функциональности интегрированного структурного моделирования.

Построение карт свойств

Далее необходимо создать двухуровневую поверхности ВНК с помощью инструментов RMS и получить контуры нефтеносности изучаемых пластов.

Затем необходимо построить карты распределения эффективных толщин, песчаности, эффективных нефтенасыщенных толщин, пористости и насыщенности.

Необходимо произвести подсчет запасов по 2D модели.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 3

Построение трехмерной геологической модели.

В рамках структурного каркаса с учетом закономерностей осадконакопления для каждого пласта выполняется тонкая «нарезка» слоев, создавая таким образом трехмерную сетку (3D-грид). На ячейки сетки вдоль траекторий скважин выполняется перенос (осреднение) результатов интерпретации ГИС – кривых фаций, литологии, пористости, нефтенасыщенности и др. Иногда эта процедура называется ремасштабированием.

По этим скважинным данным, используя результаты интерпретации сейсморазведки в качестве трендовых параметров (если они есть), рассчитываются кубы свойств в ячейках сетки в межскважинном пространстве.

Вначале – дискретный куб фаций (литологии). Затем, с учетом вида распределения и пространственных закономерностей для каждой фации, строятся непрерывные кубы пористости K_p и проницаемости $K_{пр}$.

Непрерывный куб нефтегазонасыщенности $K_{нт}$ рассчитывается исходя из данных о свойствах пород (K_p , $K_{пр}$), пластовых флюидов и закономерностей капиллярно-гравитационного равновесия (модели переходной зоны). Правда, для некоторых типов пород переходная зона может и отсутствовать. Предварительно для каждого пласта строятся поверхности флюидных контактов.

На основе этих кубов ФЕС производится подсчет запасов углеводородов, проектирование скважин, модель передается гидродинамикам для фильтрационных расчетов. С появлением новой информации модель дополняется и корректируется. Другой причиной корректировки геологической модели могут служить замечания гидродинамиков, обоснованные результатами адаптации фильтрационной модели в процессе воспроизведения истории разработки.

Задание

Построение 3D сетки

По имеющимся структурным картам и модели разломов из практического занятия 2 необходимо произвести построение трехмерной сетки. Затем, на построенную сетку необходимо пересчитать данные ГИС и РИГИС.

Фациальное моделирование

По осреднённым скважинным данным необходимо с помощью алгоритмов стохастического фациального моделирования необходимо построить фациальный тренд.

Петрофизическое моделирование

По осреднённым скважинным данным и фациальному тренду с помощью инструментов петрофизического стохастического моделирования необходимо построить распределение пористости и проницаемости в трехмерной сетке.

Моделирование насыщенности

По имеющимся петрофизическим моделям необходимо построить кубы водо-, нефти- и водонасыщенности.

Необходимо оценить запасы углеводородов по 3D модели и сравнить с запасами, подсчитанными по 2D модели.

2. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Оценка неопределённости начальных запасов и показателей разработки, связанной с неоднозначностью геологического строения, является основой мультисценарного подхода к управлению разработкой месторождений. В зависимости от размера месторождения и степени его изученности оценка неопределённости на моделях может потребовать значительных временных ресурсов. При этом, для оперативного принятия решений требуется быстрая оценка диапазона возможного изменения начальных и извлекаемых запасов.

Геологические риски определяются естественно-природными условиями поисково-разведочных работ и разработки месторождений и во многом зависят как от геологической изученности и разведанности недр, так и от промышленной освоенности месторождений нефти и газа.

Оценка неопределенности дает возможность геологам распознать и определить количество неопределенностей в их моделях, а также создать равновероятные реализации, где неопределенность принята во внимание. Используя различные инструментари, можно проанализировать равновероятные реализации, что даст наилучшие основания для принятия решений на протяжении всего цикла разработки месторождений.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 4

Контроль величин альтитуд скважин

Контроль величин альтитуд скважин осуществляется несколькими способами.

1. Построением карты альтитуд. Поскольку карта альтитуд является по существу топографической картой, то есть картой современного рельефа, то для условий равнинного рельефа наличие резких изменений альтитуд более 3-4 метров близрасположенных скважин свидетельствует о наличии ошибки в величинах альтитуд скважин.

2. Сравнением альтитуды скважин, устья которых расположены в непосредственной близости друг от друга, например, пробуренных из одного куста. В этом случае наличие изменений альтитуд более 1-2 метров говорит о наличии возможной ошибки в величине альтитуды одной из скважин.

3. Сравнением величин альтитуд скважин, полученных из разных источников:

- отчетов по подсчету запасов (таблицы и подсчетные планы);
- заголовков таблиц ГИС и РИГИС;
- маркшейдерской информации;
- измерений альтитуд в процессе выполнения сейсморазведки ЗД.

Задание.

Продолжайте работу с проектом из практического занятия 1-3.

Необходимо построить карту альтитуд скважин 14, 21, 23, 2R, 3R и сделать вывод по данной карте.

При значительном отличии альтитуд одной скважины относительно других, необходимо адаптировать альтитуду данной скважины, согласно различным имеющимся источникам.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 5

Контроль местоположения и абсолютных отметок пластопересечений

Контроль местоположения и абсолютных отметок пластопересечений делается сравнением рассчитанных в пакете моделирования координат пластопересечений с данными маркшейдера, промысловой геофизики (таблицы обработки инклинометрии), подсчетными планами. Расхождение в величинах абсолютных отметок пластопересечений не должно превышать 0,5 метра.

Задание.

Продолжайте работу с проектом из практического занятий 1-4.

Провести сравнительный анализ координат пластопересечений структурного каркаса и данных бурения скважин 14, 21, 23, 2R, 3R следующими методами:

- Построить набор корреляционных схем по стратиграфическим разбивкам для данных скважин.
- Построить гистограмму расхождений отметок исходных разбивок и разбивок, полученных как пересечения траекторий скважин с горизонтами структурного каркаса
- Визуализировать в трехмерном окне исходных стратиграфических разбивок и горизонтов структурного каркаса, особое внимание уделяя при этом приразломным зонам
- Построить кросс-плот, на которых отображаются исходные разбивки в скважинах и разбивки, полученные как пересечение траектории скважин с горизонтами структурного каркаса;

При значительном различии стратиграфических отбивок (более 0.5 м) провести адаптацию структурного каркаса на отбивки по данным бурения.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6

Контроль качества построения 3D сетки, стратиграфического расчленения разреза, построения поверхностей структурного каркаса и флюидных контактов, качества осреднения скважинных данных на сетку, построения куба литологии, построения кубов флюида, пористости, проницаемости, насыщения.

Оценка качества параметрической модели осуществляется на основании:

- карт эффективных толщин, эффективной емкости и проницаемости, полученных из 3D модели;
- сравнения гистограмм распределения параметров по модели, по скважинам и по ремаштабированным до размера ячейки скважинным данным по каждой фации; гистограммы распределения не должны изменяться;
- сравнения запасов по модели (объем коллектора, поровый объем, нефтенасыщенный объем) с запасами, полученными детерминистическими методами на основании осредненных значений по пластам;
- визуального анализа вертикальных и горизонтальных срезов моделей, проходящих через скважины и соответствия значений в модели и по скважинам.

В случае использования стохастических алгоритмов, возможно получение набора равновероятностных реализаций. На основании этой совокупности моделей строятся вероятностные кривые величин запасов углеводородов. Выбор моделей осуществляется по критериям пессимистического, наиболее вероятного и оптимистического вариантов (P_{10} , P_{50} , P_{90}). Контроль качества и выбор модели осуществляется с использованием метода «трубок тока» и других способов.

Задание.

Продолжайте работу с проектом из практического занятия 1-5.

Необходимо загрузить в имеющуюся геологическую модель данные по новым скважинам 8R, 9R, 45, 49 (координаты устьев, данные инклинометрии, данные ГИС и РИГИС);

Провести контроль качества и адаптацию геологической модели согласно новым данным:

- Перестроить карты стратиграфических слоев
- Обновить структурный каркас согласно новым координатам пластопересечений
- Произвести фациальное моделирование, построить новый фациальный тренд
- Пересчитать кубы пористости, проницаемости согласно новым данным РИГИС
- Построить новые кубы насыщенности
- Пересчитать запасы на трехмерной модели

На каждом этапе необходимо проводить сравнение старых и новых результатов расчета согласно обновленным исходным данным. Сделать выводы по полученной информации.

3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ (ФИЛЬТРАЦИОННОЕ) МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гидродинамическая модель представляет собой приближенное описание поведения изучаемого объекта с помощью математических символов. Процесс такого моделирования можно условно подразделить на четыре взаимосвязанных этапа:

1. формулирование в математических терминах законов, описывающих поведение объекта;

2. решение прямой задачи, т. е. получение путем исследования модели выходных данных для дальнейшего сопоставления с результатами наблюдений за объектом моделирования;

3. адаптация модели по результатам наблюдения, решение обратных задач, т. е. определение характеристик модели, которые оставались неопределенными;

4. анализ модели, ее модернизация по мере накопления новой информации об изучаемом объекте, постепенный переход к новой более совершенной модели.

Создание гидродинамической модели начинается после построения геологической модели и проведения необходимого анализа геолого-промысловой информации и данных геофизического контроля об объекте разработки.

Задачи гидродинамического моделирования:

- прогнозирование технологических показателей разработки;
- контроль за разработкой месторождения;
- выбор технологии, обеспечивающей повышение эффективности разработки залежи;
- оценка эффективности внедряемых технологий повышения нефтеотдачи;
- оценка добычных возможностей месторождения.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 7

Подготовка исходных данных, необходимых для создания гидродинамической модели нефтегазового месторождения.

Для построения гидродинамической модели требуются следующие группы данных:

1. Геометрия пласта.
2. Свойства породы.
3. Свойства флюидов.
4. Зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярных давлений от насыщенности.
5. Начальное давление в пласте и начальное распределение насыщенностей.
6. Данные о расположении и работе скважин.
7. История и план добычи по скважинам.

Источники исходных данных:

- геологической модель;
- промысловые исследования и испытания;
- лабораторные исследования.

Созданная ранее трехмерная геологическая модель обычно импортируется в гидродинамическую модель. В зависимости от размерности геологической модели, как правило, происходит уменьшение количества ячеек в гидродинамической модели, как минимум, в несколько раз.

Обычно пористость, горизонтальная проницаемость и начальная нефтенасыщенность соответствуют таковым, рассчитанным в геологической модели. Т. е., в ячейках, через которые проходят скважины, они соответствуют параметрам по ГИС. В остальных ячейках модели – трехмерная интерполяция в пределах пласта. Для учета анизотропии проницаемость по вертикали (в Западной Сибири) принята в 10 раз меньше горизонтальной проницаемости.

Задание.

Произведите загрузку исходных данных в модель в программном комплексе Temprest.

Дату начала моделирования установите 01.01.2000.

В модели присутствуют нефть, газ и вода.

Свойства пластовых вод представлены в таблице 3.1. Основные свойства нефти и газа представлены в таблице 3.2. PVT свойства для нефти и газа представлены в таблицах 3.3 и 3.4. соответственно. ОФП в системах нефть-вода и газ-нефть представлены в таблицах 3.5 и 3.6. соответственно.

Таблица 3.1.

Свойства пластовых вод

Свойство	Значение
Плотность в стандартных условиях, кг/м ³	1014
Плотность при приведенном давлении, кг/м ³	1035
Приведенное давление, бар	300
Сжимаемость, 1/бар	$4.3 \cdot 10^{-5}$
Вязкость, сП	0.4

Таблица 3.2.

Основные свойства нефти и газа

Свойство	Значение
Плотность нефти, кг/м ³	844
Плотность газа, кг/м ³	0.73
Молекулярный вес, г/моль	200
Пластовая температура, °С	85.5

Таблица 3.3.

PVT свойства для нефти:

Давление насыщения, бар	Объемный коэффициент, т,м ³ /м ³	Вязкость, сП	Газосодержание, 10 ³ м ³ /м ³	Сжимаемость
10.0	1.0618	1.140	0.0058	0.000154
50.0	1.1903	0.780	0.0454	0.000201
100.0	1.3136	0.580	0.0882	0.000236
150.0	1.4311	0.450	0.1314	0.000264
171.9	1.4851	0.400	0.1517	0.000275
200.0	1.5543	0.370	0.1765	0.00029
250.0	1.6774	0.330	0.2206	0.000315
300.0	1.8006	0.300	0.2647	0.00034
350.0	1.9056	0.280	0.3000	0.000365
400.0	1.9890	0.270	0.3300	0.000391

Таблица 3.4.

PVT свойства для газа

Давление, бар	Объемный коэффициент, м ³ /10 ³ м ³	Вязкость, сП
10.0	120.5852	0.01190
50.0	22.4216	0.01321
100.0	10.6450	0.01517
150.0	6.9516	0.01827
171.9	6.0712	0.02003
200.0	5.2182	0.02229
250.0	4.1745	0.02630
300.0	3.4788	0.03031
350.0	2.7830	0.03432
400.0	2.0873	0.03833

Таблица 3.5.

Таблица ОФП в системе нефть-вода

Водонасыщенность	Kwat	Koil	Капилл. давление
0.334	0.000	1.000	14.000
0.400	0.005	0.850	9.202
0.450	0.009	0.709	5.845
0.500	0.019	0.507	3.268
0.550	0.042	0.268	2.160
0.600	0.066	0.094	1.408
0.650	0.104	0.019	1.033
0.700	0.154	0.005	0.751
0.780	1.000	0.000	0.469
1.000	1.000	0.000	0.000

Таблица 3.6.

Таблица ОФП в системе нефть-газ

Газонасыщенность	Kgas	Koil	Капилл. давление
0.000	0.000	1.000	0
0.100	0.003	0.614	0
0.150	0.011	0.465	0
0.200	0.027	0.343	0
0.250	0.053	0.244	0
0.300	0.091	0.166	0
0.350	0.145	0.107	0
0.400	0.217	0.064	0
0.450	0.308	0.034	0
0.500	0.423	0.015	0
0.550	0.563	0.005	0
0.600	0.731	0.001	0
0.666	1.000	0.000	0

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 8

Построение гидродинамической модели нефтегазового месторождения.

При создании гидродинамической модели обычно принимаются следующие условия и допущения:

- фильтрация флюидов трехмерная, двухфазная: нелетучая нефть с растворенным газом и минерализованная вода;

- расчет полей давления и насыщенности осуществляется по схеме разностного решения уравнений материального баланса совместно с уравнениями движения для каждой из фаз (закон Дарси, фильтрационная модель Баклея-Левверетта);

- водонапорная область модели задана путем охвата расчетной областью площади водонасыщенной законтурной области, при этом на удаленных гранях расчетной сетки выполняются условия непротекания;

- уровень ВНК принят горизонтальным;

- скелет пласта считается упруго-деформируемым;

- физико-химические свойства нефти зависят от пластового давления и заданы в табличном виде;

- начальное пластовое давление соответствует гидростатическому;

- гравитационные и капиллярные силы учитываются явным образом;

- скважины проходят через центр расчетного блока вертикально;

- значения коллекторских свойств (пористости, проницаемости, песчанности) в ячейках, через которые проходят скважины, рассчитаны по каротажным диаграммам. Для остальных ячеек заданы путем трехмерной интерполяции в пределах каждого пласта.

Развитый пакет программ включает в себя несколько моделей фильтрации, которые можно использовать по выбору в зависимости от моделируемого объекта и процесса:

- модели двух- и трехфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей (модель нелетучей нефти),
- модель многокомпонентной фильтрации (композиционная модель),
- модель неизотермической фильтрации,
- модели физико-химических методов воздействия на пласт (полимерного заводнения, закачки поверхностно-активных веществ, углекислого газа и т. п.),
- модели фильтрации в среде с двойной пористостью и с двойной проницаемостью для моделирования процессов в трещиновато-поровых коллекторах.

Широкие возможности для комплексного анализа различных факторов, доступность, способность быстро обрабатывать большие объемы информации делают гидродинамическое моделирование незаменимым средством для изучения и управления процессами, происходящими в нефтяных и газовых пластах.

Показатели работы скважин постоянно регистрируются и вносятся в специальную базу данных, которая используется при моделировании. Записывается тип скважины (добывающая или нагнетательная), состояние (работает или не работает), дебит или расход каждой фазы, забойное и пластовое давление. Часть этих данных учитывается при моделировании в качестве граничных условий, а остальные служат для проверки адекватности построенной модели. Обычно изменяющиеся во времени граничные условия задаются с определенным шагом (например, один год), тогда перед вводом в модель эти показатели осредняются по времени.

Задание.

Продолжайте работу с проектом из практического занятия 7.

Задание сетки и массивов свойств

Геологическая модель находится в директории Geology. Она содержит:

- сетку (Grid.txt);
- массив пористости (Poro.txt);
- файл с разломами (Faults.txt).

Подключите эти файлы к модели.

- Заполните остальные массивы, исходя из того, что:
- Зависимость проницаемости от пористости:
 $K_X = 2.12 * \exp(17.57 * \text{PORO})$.
- Проницаемость по Y равна проницаемости по X.
- Анизотропия 0,1.
- Сжимаемость породы $1 * 10^{-5}$ 1/бар.
- Давление, при котором задана пористость, 194 бара.
- Глубина, на которую пересчитываются забойные давления - 1784 м.
- Разломы F4 и F6 непроницаемы.

Задание начального состояния пласта

Инициализация равновесная.

Водонефтяной контакт на глубине 1784 м, газовой шапки нет.

Начальное давление – 194 бара на глубине 1784 м.

Зависимость давления насыщения от глубины представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7.

Зависимость давления насыщения от глубины

Глубина, м	Psat, бар
1573	35
1673	41
1773	49
1784	50
1873	41
1973	35
2007	33

Задайте водонапорный горизонт (аквайфер Картера-Трейси) на глубине 2100 м. Высота аквайфера равна 400 м, радиус – 6 км, проницаемость и пористость соответственно 30 мД и 0,2, сжимаемость – 0,00005, вязкость воды – 0,4. Аквайфер должен находиться в равновесии с начальным пластовым давлением.

Задание скважин

Подгрузите в модель данные по скважинам из директории Wells.

Траектории скважин находятся в файле well3.txt.

Перфорации в файле Perfor.txt.

Данные истории в файле History.txt.

События по добывающим и нагнетательным скважинам соответственно в файлах Event_prod.txt и Event_inj.txt.

Задайте выдачу данных для постпроцессора: технологических показателей по скважинам каждый месяц, массивов – раз в 3 месяца (RATE, ARRA). Необходимо вывести данные по перфорациям скважин (опция CRAT).

Задайте выдачу дополнительных массивов (STOR):

Индексы ячеек, подсоединяемых к водонапорному горизонту.

Подвижность нефти и воды (Kr/visc).

Задайте дату окончания расчета 1 января 2009 г., запустите расчет и проанализируйте результаты.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 9

Адаптация модели нефтегазового месторождения на промыслово-технологические показатели.

Если моделируемый объект уже разрабатывался в течение некоторого времени, то после описания свойств пласта и вмещающих флюидов проводится воспроизведение истории разработки. Фильтрационная модель корректируется итеративным способом до тех пор, пока она не окажется в состоянии воспроизвести фактическое распределение давления и многофазное течение флюидов. Адаптация модели заключается в настройке ее параметров (пористости, проницаемости, фазовых проницаемостей и т. д.) до совпадения расчетных и фактических промысловых данных. Фильтрационная модель должна отображать физическую работу пласта, фильтрационные потоки, распределения насыщенности, давления и продуктивности скважин.

При адаптации истории разработки необходимо проводить комплексный анализ имеющейся информации: промысловые исследования по скважинам (тесты на приток, анализ результатов ГДИ, ПГИ, инструментальные замеры дебитов и забойных давлений).

Последовательность выполнения работ по адаптации фильтрационной модели состоит в следующем:

- верификация исходных данных, ранжирование полученной информации на точную и надежную, а также менее достоверную;
- определение допустимых отклонений;
- адаптация пластовых давлений;
- адаптация газового фактора и обводненности; - адаптация забойных давлений.

В процессе адаптации фильтрационной модели уточняются следующие параметры:

- распределение пористости;
- распределение абсолютной проницаемости;
- анизотропия проницаемости (вертикальная и горизонтальная);
- относительные фазовые проницаемости;
- продуктивность (скин-фактор);
- проводимость разломов, наличие барьеров;
- сжимаемость породы и флюидов;
- параметры водоносного горизонта.

Рекомендуется уточнять параметры, имеющие наибольшую неопределенность и оказывающие наиболее сильное влияние на результат. Поэтому адаптацию модели как правило начинают с анализа чувствительности модели к изменению основных параметров и установления диапазонов их неопределенности.

В процессе проведения работ по адаптации фильтрационной модели проводят несколько итераций (их число зависит от получения приемлемого результата). После каждой итерации проводят анализ расчетных и фактических показателей разработки, из которого следует необходимость (или ее отсутствие) изменения того или иного параметра модели или отдельных составляющих.

Для новых неразрабатываемых залежей адаптация модели проводится на показатели исследований и испытаний, проведенных в разведочных и поисковых скважинах (опробование, ГДИ). При этом все параметры работы должны как можно ближе соответствовать акту ГДИ или испытания (коэффициенты продуктивности, скин-фактор, депрессия и т.д.).

На данном этапе адаптации осуществляется настройка объемов отборов и закачки в целом по моделируемому объекту. В процессе работ контролируется не только сходимость

интегральных показателей отбора и закачки, но и динамика пластового давления, для чего используются прямые инструментальные замеры по скважинам.

Настройку по пластовым давлениям осуществляют уточнением следующих параметров:

- параметров водоносного горизонта;
- коэффициентов сжимаемости породы и флюидов;
- абсолютной проницаемости в каждом из трех направлений;
- порового объема (необходимо уточнение исходной геологической модели).

При наличии межпластовых (заколонных) перетоков по результатам ПГИ определяют объем «чужой» воды для последующего учета в модели, например, путем задания фиктивного водоносного пласта или неучета лишней воды в фактическом дебите жидкости.

В случае «перекompенсации» отборов закачиваемой водой по фактическим данным, не подтверждающейся динамикой пластового давления (когда закачиваемая вода не доходит до целевого пласта, а движется по заколонному пространству), устанавливают ограничения по устьевым (забойным) давлениям на скважинах или вводят «фиктивный» пласт для «поглощения» излишков воды.

Результаты интегральной настройки отборов и закачки обычно сравнивают с моделью материального баланса на конечную дату.

Задание.

1. Проанализируйте добычу нефти и жидкости, закачку воды в целом по пласту.

2. Задайте выдачу выходных файлов в директорию Results1. Чтобы понизить добычу нефти и увеличить закачку, поднимите фазовую по воде при остаточной нефтенасыщенности (примерно до 0,5). Сделайте расчет и посмотрите, что изменилось.

Для последующих изменений записывайте результаты в директории Results2, Results3 и т.д., и сравнивайте результат с предыдущим расчетом. Если результат окажется хуже, вернитесь к предыдущему расчету, убрав изменения.

3. Найдите скважины с недобором по жидкости и закачке и устраните недобор. Для этого увеличьте проницаемость (MODI).

4. В Summary Calculator постройте вектор расхождения накопленной добычи нефти по скважине: $(WOPT - WOPTH) / WOPTH$. Найдите скважины, для которых это расхождение на конец истории больше 10%. Исправьте это, введя дополнительные таблицы фазовых в районе этих скважин. Используйте массив ROCK в секции GRID, чтобы связать ячейки сетки с таблицами ФОФП. (Другой способ – увеличить или уменьшить значения массивов XKRW, XKRO.)

5. Настройте забойное давление по скважине PROD_11 (скин-фактором или множителем сообщаемости).

6. Сделайте расчет. Постройте куб подвижной насыщенности нефти 1.01.2009 и найдите невыработанные участки.

4. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом, что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%.

Методами повышения нефтеотдачи называют такие методы воздействия на пласт, применение которых обеспечивает прирост нефтеотдачи по сравнению с базовыми технологиями. Но следует учитывать, что конечная нефтеотдача пластов при любых известных методах воздействия на них редко превышает 70-80%.

Эффективность применяемых химических методов увеличения нефтеотдачи пластов при прочих равных условиях колеблется в широких пределах. Поэтому достижение намечаемых объемов добычи нефти на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, предусматривает проведение значительного объема работ по интенсификации добычи.

При построении более сложных моделей фильтрации для методов увеличения нефтеотдачи (МУН), описания трещиновато-пористого коллектора и учета компонентного состава флюидов необходимо применение соответствующих моделей и дополнительных исходных данных.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 10

Моделирование термических методов увеличения нефтеотдачи.

В наше время существует актуальная проблема разработки месторождений тяжелой нефти, поскольку запасы легкой нефти постепенно истощаются. Для поддержания темпов добычи углеводородов в мире стали не только вовлекать в разработку новые месторождения, но и разрабатывать так называемые забалансовые запасы, которые раньше разрабатывать не удавалось. К таким запасам относится и высоковязкая нефть. Однако разрабатывать такие месторождения достаточно сложно, тяжелая нефть малоподвижна. Для решения этой проблемы в основном применяют тепловые методы воздействия на тяжелую нефть для снижения вязкости, увеличения подвижности и, следовательно, облегчения добычи и увеличения дебита

Наиболее эффективным методом разработки залежей высоковязких нефтей и интенсификации их добычи является пароциклическое воздействие на пласты.

Основной принцип способа заключается в снижении вязкости природных битумов до уровня добываемых традиционными методами нефтей.

На основании расчетов делается вывод о применимости рассматриваемой модели для качественного и количественного прогнозирования разработки реальных месторождений.

Необходимые исходные данные для термодинамической модели:

- Зависимость вязкости нефти от температуры
- Фазовые переходы «пар-вода»
- Теплопроводность породы
- Потери тепла в кровлю и подошву
- Зависимость ОФП от температуры

Задание.

В проект из практических занятий 7-9 добавьте термодинамическую модель.

Все нагнетательные скважины с 1.01.2009 закачивают в пласт пар. Используйте события для того, чтобы задать закачку. Задайте температуру для скважин, закачивающих в пласт воду 100 °С.

Теплопроводность, удельную теплоемкость и температурное расширение флюидов и породы задайте по умолчанию;

Зависимость вязкости нефти от температуры представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Зависимость вязкости нефти от температуры

Температура, °С	Вязкость нефти, сПз
50	1,2
85	0,8
120	0,2
200	0,1
300	0,08

Пар закачивается в скважины при температуре 140 °С, качество пара 0,7, давление и энтальпия задаются по умолчанию (событие STEAM).

В скважины закачивается 1000 м³ пара в день. (событие SIT)

Произведите расчет с новыми исходными данными.

Каким образом изменяется распределение пластовой температуры во время разработки? Как изменяется вязкость пластовой нефти? На сколько изменилась накопленная добыча нефти по скважинам? Как изменился показатель обводненности на прилегающих скважинах? На сколько изменился КИН?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 11

Моделирование механических методов увеличения нефтеотдачи.

Моделирование ГРП должно проводиться с использованием программных продуктов по гидродинамическому моделированию, что позволяет учесть интерференцию скважин.

Моделирование ГРП на возмущающей скважине при проведении мини гидроразрыва обычно сводится к заданию отрицательного SKIN-фактора. Величина SKIN-фактора задается или по данным ГДИС, или на основе промыслового опыта увеличения продуктивности скважин. На месторождениях Западной Сибири использование гидроразрыва соответствует заданию отрицательного SKIN-фактора от -3 до -5. При этом приведенный (расчетный) радиус скважины становится равны порядка 10 м. Действительно, попытка задать большую величину SKIN-фактора противоречит физическому смыслу: знаменатель в формуле Дюпюи становится отрицательным.

Моделирование при массивном ГРП требует знания длины и направленности трещины, т.е. задания области повышенной проводимости. Реальные размеры трещины не всегда могут быть реализованы в программных продуктах из-за плохой сходимости численных алгоритмов, поэтому иногда моделируют проводимость трещины, а не раскрытость и истинную проницаемость.

Симулятор гидроразрыва пласта предназначен для решения ряда прикладных задач, связанных с моделированием распространения трещины гидроразрыва в пласте с учетом геологического строения пласта, геомеханических свойств слагающих пород, динамики течения жидкости разрыва и транспорта проппанта. Программное обеспечение для моделирования гидроразрыва пласта применяется в

нефтегазовой отрасли в процессах планирования, контроля и анализа применения технологии ГРП.

Основной функционал симуляторов ГРП:

- Формирование планового или анализ фактического дизайна операции ГРП:

- построение геомеханической и фильтрационной модели пласта с учетом данных ГИС
- формирование поэтапного плана закачки: расход закачки, объемы жидкости разрыва, концентрации проппанта и хим.реагентов
- расчет технологического режима проведения ГРП (устьеовое давление, забойное давление, гидравлика в стволе скважины)
- расчет и визуализация динамики геометрических размеров трещины гидроразрыва в процессе производства ГРП
- расчет и визуализация течения проппанта в трещине гидроразрыва в процессе производства ГРП
- расчет и визуализация закрепленной геометрии трещины гидроразрыва после закрытия трещины на проппант
- расчет фильтрационно-емкостных свойств закрепленной трещины гидроразрыва и прироста продуктивности скважины от ГРП
- Анализ тестовых закачек перед основной операцией ГРП (миниГРП, тесты со ступенчатым изменением расхода закачки, анализ кривой падения после закачки для оценки пластового давления)
- Импорт и визуализация фактических параметров операции ГРП
 - База данных свойств жидкостей разрыва и проппантов
 - Расчет технико-экономической эффективности операции ГРП

Задание.

В проект из практических занятий 7-9 произведите для скважины PROD1 моделирование трещины ГРП (рис. 4.1.).

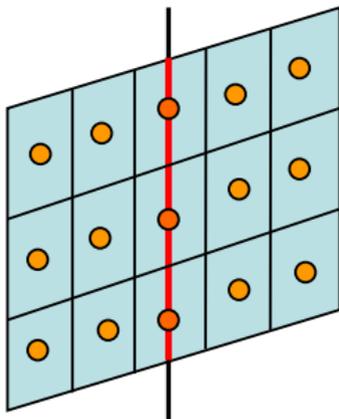


Рис. 4.1. Модель трещины ГРП в симуляторе Tempest

Исходные данные для моделирования представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2.

Исходные данные для моделирования трещины ГРП

Азимут падения трещины, град.	70
Угол падения трещины, град.	90
Полудлина трещины, м	130
Раскрытость трещины, мм	5

Необходимо определить:

Насколько изменился коэффициент продуктивности скважины.

Насколько изменилось время безводного режима для скважины.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 12

Моделирование химических методов увеличения нефтеотдачи.

Полимерное заводнение заключается в добавлении полимера в воду для уменьшения ее подвижности. Получаемое увеличение вязкости, а также уменьшение проницаемости по водной фазе, которое происходит при использовании некоторых полимеров, является причиной более низкого отношения подвижностей. Это уменьшение отношения подвижностей повышает эффективность заводнения за счет более высокого коэффициента охвата по объему и меньшей нефтенасыщенности в отмытой зоне. Как правило, полимерное заводнение бывает экономически выгодным только в тех случаях, когда отношение подвижностей при обычном заводнении высоко, неоднородность пласта большая или отмечается сочетание этих двух факторов.

К имеющимся уравнениям сохранения массы (для воды, нефти и газа) добавляет еще одно, учитывающее характеристики полимера. В качестве исходных данных используются результаты исследований, которые задаются в гидродинамическом симуляторе при помощи соответствующих ключевых слов:

- данные о свойствах полимера, а именно молярная масса полимера и функция уменьшения проницаемости по воде в присутствии адсорбированного полимера (PMISC);
- опция уменьшения вязкости полимера при увеличении скорости фильтрации (PSHE);
- зависимость вязкости воды от концентрации полимера (PPRO).

Модель полимеров позволяет учитывать закачку полимеров, включая эффекты изменения вязкости воды, в зависимости от концентрации полимера, адсорбцию полимера и изменение его свойств в зависимости от скорости течения.

Задание.

В проект из практических занятий 7-9 добавьте полимерную модель.

В скважины New1INJ и New2INJ с 1.01.2011 по 1.01.2012 закачайте полимер.

Свойства полимера представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.3.

Зависимость вязкости воды от концентрации полимера

Концентрация полимера, кг/м³	Вязкость воды, сПз
0,00	0,4
0,05	0,9
0,10	2,0
0,20	5,0
0,30	15,0

Полимер породой не абсорбируется;

Вязкость раствора полимера не зависит от скорости потока;

Начальная концентрация полимера в пласте равна 0;

Зависимость вязкости воды от концентрации полимера:

В скважину New1INJ полимер закачивается с концентрацией 0,15 кг/м³, в New2INJ – 0,25 кг/м³.

Рассчитайте вариант 1 на 20 лет. Сравните добычу нефти с базовым вариантом. На сколько изменилась накопленная добыча нефти по скважинам, расположенным рядом со скважинами New1INJ и New2INJ? Как изменился показатель обводненности на прилегающих скважинах? На сколько изменился КИН?

РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основная литература

1. Алтунин А.Е. Технологические расчеты при управлении процессами нефтегазодобычи в условиях неопределенности [Электронный ресурс] / А.Е. Алтунин, М.В. Семухин, О.Н. Кузяков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 187 с.

<https://e.lanbook.com/reader/book/91824/#2>

2. Шпаков П.С. Математическая обработка результатов измерений [Электронный ресурс]: учебное пособие / П.С. Шпаков, Ю.Л. Юнаков. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 410 с.

http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=435837#

3. Петраков Д.Г. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс]: Учебник / Д.Г. Петраков, Д.В. Мардашов, А.В. Максютин / Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». СПб, 2016. – 526 с.

<http://www.bibliocomplectator.ru/book/&id=71703;>

http://irbis.spmi.ru/jirbis2/components/com_irbis/pdf_view/

4. Кучумов Р.Р. Программно-информационное обеспечение расчетов показателей разработки нефтегазовых месторождений с горизонтальными скважинами [Электронный ресурс] / Р.Р. Кучумов, Р.Я. Кучумов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 252 с.

<https://e.lanbook.com/reader/book/28306/#2>

5. Поротов Г.С. Математические методы моделирования в геологии [Текст]: учебник / Г.С. Поротов. – СПб.: СПГИ, 2006. – 223 с.

Дополнительная литература

1. Зеливянская О.Е. Математическое моделирование: [Электронный ресурс]: лабораторный практикум. – Ставрополь: СКФУ, 2016. – 144 с.

http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=467014#

2. Иванов И.А. Решение задач разработки нефтяных месторождений с применением программных комплексов ECLIPSE и Petrel: [Электронный ресурс]: учебное пособие / И.А. Иванов, Е.Н. Иванов. – Томск: Томский политехнический университет, 2015. – 75 с.

http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=442096

3. Квеско Б.Б. Подземная гидромеханика [Электронный ресурс]: учебное пособие / Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпов. – Томск: Томский политехнический университет, 2012. – 168 с.

<https://e.lanbook.com/reader/book/10309/#2>

4. Арбузов В.Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях [Электронный ресурс]: практикум. / В.Н. Арбузов, Е.В. Курганов; Томский политехнический университет. – Томск: изд-во томского политехнического университета, 2015. – 68 с.

<https://e.lanbook.com/reader/book/82862/#2>

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	2
1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	3
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1.....	4
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 2.....	7
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 3.....	9
2. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 4.....	12
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 5.....	13
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6.....	14
3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ (ФИЛЬТРАЦИОННОЕ) МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	16
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 7.....	17
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 8.....	20
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 9.....	25
4. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	29
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 10.....	30
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 11.....	32
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 12.....	35
РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	37