

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ФИЗИКО–ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
КАФЕДРА МЕХАНИКИ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ

На правах рукописи

УДК 552.08

Киселев
Евгений Александрович

«Работа совместной скважины для многопластовой залежи»

03.04.02 Физика
(Техническая физика в нефтегазовых технологиях)

Магистерская диссертация
на соискание академической степени магистр

Научный руководитель:
к.ф.–м.н., доцент кафедры ММС
Степанов А.В.

Нормоконтроль:
к.ф.–м.н., доцент кафедры ММС
Степанов А.В.

Тюмень 2016

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
направление «ФИЗИКА»
КАФЕДРА МЕХАНИКИ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ

Допущено к защите в ГЭК
Заведующий кафедрой ММС
 А.Б.Шабаров

« 21 » 06 2016 года

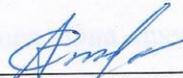
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
«Работа совместной скважины для многопластовой залежи»

Выполнил:
студент 2 курса 39мФ146 гр. ОДО
Киселев Е.А.



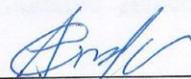
(подпись)

Научный руководитель:
к.ф.-м.н., доцент кафедры ММС
Степанов А.В.



(подпись)

Нормоконтроль пройден:
к.ф.-м.н., доцент кафедры ММС
Степанов А.В.



(подпись)

Тюмень 2016

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

АННОТАЦИЯ

В данной работе рассматриваются вопросы, связанные с проблемами разработки многопластовых месторождений совместно работающими скважинами. Целью работы являлась реализация методики корректного разделения добычи скважинной продукции совместно работающей скважины с использованием гидродинамического моделирования. Большое внимание было уделено выбору представительного участка для моделирования, достоверно отображающего основные тенденции разработки объекта. Полученные результаты подтвердили предположение о слабой выработке пласта АВ₁, характеризующегося ухудшенными ФЕС относительно пласта АВ₂. На основе полученных результатов был сделан вывод о вероятном наличии достаточно большого количества остаточных запасов нефти пласта АВ₁.

В первой главе описываются проблемы, возникающие при разработке многопластовых месторождений совместными скважинами. Основной проблемой является сложность достоверного учета добычи скважин по пластам при вскрытии единым фильтром.

Во второй главе представлены некоторые существующие методики разделения добычи совместных скважин, в том числе описан наиболее распространенный метод kh.

Третья глава посвящена описанию физико–математической модели, положенной в основу гидродинамического симулятора. Она представляет собой систему стандартных уравнений, таких как уравнения неразрывности для каждой фазы, уравнения Дарси и замыкающее уравнение. Далее показан принцип дискретизация уравнений.

В четвертой главе говорится о некоторых моментах гидродинамического моделирования. Далее описывается выбор участка

моделирования, данные использованные в ходе работы и основные результаты.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	4
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. О ПРОБЛЕМАХ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	9
1.1. О выделении эксплуатационного объекта на месторождении.....	9
1.2. Факторы, осложняющие совместную выработку запасов	12
1.3. Проблемы, возникающие при объединении в один объект разработки коллекторов с разными физическими свойствами	13
1.4. Проблемы, возникающие при совместной эксплуатации пластов на едином режиме работы.....	14
1.5. Проблемы, возникающие при объединении в один объект разработки пластов с флюидами, различными по составу и свойствам	15
1.6. Способы решения поставленных задач	15
1.7. Проблемы разработки Покачевского месторождения	17
2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДИКИ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ЖИДКОСТИ И ЗАКАЧКИ	20
2.1. Физические методы.....	20
2.2. Математические методы.....	21
3. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ УРАВНЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В МОДЕЛИ BLACK OIL.....	26
3.1. Общие представления.....	26
3.2. Закон сохранения массы.....	31
3.3. Закон Дарси.....	33
3.4. Модель нелетучей нефти Black Oil	34
3.5. Свойства породы	34
3.6. Начальные условия	35

3.7. Граничные условия	35
3.8. Численные методики, необходимые для решения системы нелинейных уравнений.....	36
4. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ ПО РАЗДЕЛЕНИЮ ДОБЫЧИ СОВМЕСТНО РАБОТАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОСРЕДСТВОМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	50
4.1. Несколько слов о гидродинамическом моделировании.....	50
4.2. Возможности современных гидродинамических симуляторов	53
4.3. Информация об объекте	60
4.4. Краткая характеристика залежей пластов АВ ₁ ³ , АВ ₂ и АВ ₃	62
4.5. Формирование границ исследуемого участка и использованные фактические данные.....	64
4.6. Результаты расчетов	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	87

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность развития методических основ выделения пластов в один объект разработки и прогнозирование технологических показателей с применением цифровых моделей обусловлены результатами промышленного освоения многопластовых месторождений. Анализ результатов зачастую свидетельствует о несоответствии фактических показателей проектным и определяет ряд трудностей, как технического плана, так и технологии в целом. Несмотря на неоспоримые достоинства и стремительное развитие технологического оборудования по одновременно–раздельной добыче и закачке, повсеместного внедрения на месторождениях России нет.

При добыче нефти часто приходится встречаться с проблемой одновременной эксплуатации нескольких нефтеносных горизонтов, имеющих различные характеристики (пластовое давление, проницаемость, пористость, давление насыщения, вязкость нефти, наличие неньютоновских свойств и др.) одной скважиной. К тому же, каждый горизонт иногда содержит несколько пластов с различными характеристиками, требующими индивидуального подхода к их разработке. Даже в пределах одного пласта, отличающегося достаточной геологической однородностью, всегда присутствуют пропластки с различной проницаемостью, разделенные тонкими непроницаемыми прослоями. Фильтрация по таким пропласткам может происходить независимо. Более того, в отдельных пластах могут существовать различные давления и нефти с различными свойствами, что обуславливает необходимость раздельной эксплуатации пластов. Наличие нескольких горизонтов или пластов с различными характеристиками вызывает необходимость разрабатывать их самостоятельными сетками скважин.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений приходится на бурение скважин. В связи с этим всегда возникает проблема объединения тех или иных

пропластков, пластов или горизонтов в один или несколько объектов разработки, которые могли бы эксплуатироваться одной сеткой скважин. Решать эту задачу обычно приходится на первых стадиях разработки, а иногда и на стадии разведки или опытной эксплуатации месторождения, когда информация о геологическом его строении ограничена, вследствие малого числа скважин. В связи с этим в скважинах приходится перфорировать несколько пластов и эксплуатировать их, как говорят, «общим фильтром». Это позволяет экономить значительные средства и материальные ресурсы на бурении скважин. Однако в дальнейшем, на более поздних стадиях разработки по мере поступления дополнительной геологической информации, а также сведений о взаимодействии скважин, участии отдельных прослоев в процессе разработки, выявляется более детальная пластовая обстановка на забое скважин. Иногда некоторые нефтенасыщенные прослой или пласты, вместо того чтобы отдавать жидкость, поглощают ее в результате вскрытия общим фильтром. Такие явления легко обнаруживаются при снятии профилей притоки скважинными дебитомерами. Поглощение происходит вследствие того, что в разных пластах существует разное давление в результате наличия или отсутствия связи их с нагнетательными скважинами. Лишь сильным понижением забойных давлений удастся отбирать жидкость из пласта с пониженным пластовым давлением или из пласта, в котором нефть обладает большим начальным напряжением сдвига. В этом случае депрессии на такие пласты будут различны, а, следовательно, и доля их участия в процессе разработки будет неодинаковой. Обычно это приводит к отставанию выработки запасов нефти из таких пластов, преждевременному обводнению одних, с хорошей проницаемостью, и консервации запасов нефти в других, с плохой проницаемостью или слабым участием в процессе разработки по тем или иным причинам.

Наилучшим выходом из такого положения было бы создание независимых систем разработки со своими сетками скважин на каждый

пласт, и это делается, когда пласты со схожими характеристиками группируются в один объект разработки и эксплуатируются общим фильтром, но это не снимает вопроса о целесообразности совместной эксплуатации или закачки воды в разные пласты через одну скважину.

В отрасли наблюдается постепенный переход к разработке и внедрению интеллектуальных систем управления эксплуатацией нефтяных месторождений, контроля и регулирования добычи нефти и закачки агентов в скважинах, вскрывших многопластовый (многообъектный) продуктивный разрез, т.е. к созданию и внедрению так называемых умных скважин и интеллектуальных нефтепромыслов.

Целью данной работы является реализация методики корректного разделения скважинной продукции реального месторождения с помощью гидродинамического моделирования.

В соответствии с выделенной целью были поставлены следующие задачи:

1. Описание условий, приводящих к необходимости объединения эксплуатационных объектов в единый объект разработки;
2. Обзор проблем, возникающих при совместной разработке многопластовых месторождений;
3. Обзор существующих методов и технологий разделения добычи совместно работающих скважин;
4. Обоснование выбора участка моделирования, создание ГДМ, настройка на историю разработки с учетом промысловых геофизических исследований, проведение расчетов.
5. Анализ полученных расчетных данных и сравнение с наиболее распространенной методикой разделения добычи.

1. О ПРОБЛЕМАХ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. О выделении эксплуатационного объекта на месторождении

При выделении эксплуатационного объекта (ЭО) на месторождениях Западной Сибири в различные периоды времени реализовывалось четыре основных сценария разработки:

- 1 – максимальное объединение пластов в общий ЭО;
- 2 – максимально дробное выделение ЭО;
- 3 – промежуточные варианты выделения ЭО;
- 4 – массовое применение оборудования для одновременно–раздельной закачки (ОРЗ) и частично – одновременно–раздельной добычи (ОРД).

Первая тенденция отчетливо проявилась в Западной Сибири в первое десятилетие (1964–1973 гг.) разработки. Это связано со стремлением сделать процесс освоения первых крупных многопластовых месторождений максимально прибыльным.

Известно, что преимуществами совместной разработки пластов являются:

- быстрое вовлечение в активную разработку больших объемов запасов, содержащихся, в основном, в монолитных высокопроницаемых коллекторах (их, пользуясь известным определением Г.Г. Вахитова, можно отнести к «золотым запасам»)
- обеспечение более высоких дебитов скважин по нефти и жидкости;
- возможность ввода в разработку запасов нефти в зонах малых толщин отдельных пластов на площади их совместного (в плане) залегания с другими пластами;
- высокая экономическая эффективность освоения месторождения.

Известны также и недостатки совместной разработки пластов единым фильтром. К ним относятся:

- «потери» удельного дебита жидкости, приходящегося на единицу вскрытой нефтенасыщенной толщины многопластового разреза;
- консервация запасов нефти в коллекторах с (относительно) ухудшенными характеристиками по сравнению с улучшенными или средними пластами;
- невозможность регулирования разработки отдельных пластов в составе ЭО;
- увеличение темпов обводнения многопластовых добывающих скважин и рост накопленного водонефтяного фактора (ВНФ) за весь период разработки;
- снижение конечного коэффициента нефтеизвлечения по эксплуатационному объекту в целом.

Примерами реализации совместной разработки пластов на первом этапе могут служить месторождения: Быстринское, Западно–Сургутское, Мамонтовское, Правдинское, Самотлорское, Усть–Балыкское, Южно–Сургутское и др. [27].

Второй этап разработки нефтяных месторождений в Западной Сибири (1974–1893 гг.) характеризовался переходом к выделению нескольких самостоятельных объектов разработки, иногда даже чрезмерно мелких или неоправданно дробных (например, на Суторминском, Ермаковском и других месторождениях).

Начиная примерно с 1980 г., в Западной Сибири на некоторых месторождениях начали проектировать также некие «промежуточные» системы разработки многопластовых ЭО, предусматривающие, например, совместный отбор жидкости в добывающих скважинах и отдельную закачку воды (в разные пласты) через самостоятельные нагнетательные скважины (Мамонтовское, Южно–Балыкское, Быстринское, Нивагальское и другие месторождения) [26].

На последнем этапе разработки западносибирских месторождений (примерно с 2005 г.) логичным развитием стал переход к более совершенным

методам разработки, предусматривающим широкое применение современного оборудования для ОРЗ (и частично ОРД) в многопластовых скважинах. Наиболее масштабное применение технология ОРЗ воды в несколько пластов в условиях единой сетки скважин нашла на уникальном Приобском (ЮЛТ) месторождении ООО «Газпром–нефть–Хантос» (г. Ханты–Мансийск).

При обосновании выделения эксплуатационных объектов в технологических проектных документах на разработку месторождений продуктивный разрез обычно разделяют на *базисные, приобщаемые и возвратные* пласты.

При выделении ЭО анализируются:

1. геологические факторы: характер неоднородности пластов продуктивного разреза, глубины залегания пластов, толщины глинистых прослоев, разделяющих пласты в скважинах, величины запасов нефти по пластам, литологические характеристики, коллекторские свойства, проницаемость, эффективная толщина, продуктивность, плотность запасов нефти на единицу площади и другие параметры;

2. технологические факторы: различные сетки размещения скважин и схемы воздействия на пласты, возможности контроля и регулирования процесса выработки запасов по каждому из пластов, допустимые пределы давлений нагнетания в пласты и забойных давлений в добывающих скважинах, дебиты скважин, динамика добычи нефти и закачки воды, накопленные ВНФ, величины достигаемых коэффициентов извлечения нефти (КИН), объемы применения гидроразрыва пласта (ГРП) и методов увеличения нефтеотдачи (МУН), удельные накопленные отборы нефти на одну скважину – за первые 15 лет, 30 лет и весь срок разработки.

3. технические факторы: качество и надежность цементирования скважин, диаметр эксплуатационной колонны, возможности применения приборов контроля за разработкой пластов, способы эксплуатации скважин, эффективность изоляции обводненных пластов, работоспособность и

надежность глубиннонасосного оборудования, осложнения при эксплуатации скважин и др.;

4. экономические факторы: объемы капитальных вложений, величина эксплуатационных затрат, приоритетность вариантов разработки, параметры прибыльности различных вариантов и схем выделения объектов разработки.

1.2. Факторы, осложняющие совместную выработку запасов

Большинство нефтяных месторождений России находятся в достаточно долгой разработке и являются многопластовыми, поэтому в целях поддержания уровней добычи нефти и ранее, и в настоящее время вскрываются и совместно разрабатываются пласты с разными фильтрационно–емкостными свойствами (ФЕС), содержащие нефть разной категории, имеющие коллекторы разных типов, а также пласты с разными условиями залегания. Такое приобщение пластов часто бывает вынужденным и приводит к снижению коэффициента извлечения нефти по каждому пласту. Примеров совместной эксплуатации пластов с сильно отличающимися коллекторскими характеристиками и свойствами насыщающих флюидов можно привести множество.

Большинство многопластовых месторождений России разрабатываются совместным фондом скважин. В ряде случаев это является оправданным способом выработки запасов. Однако, чаще всего, возникает проблема неверного разделения добычи пластового флюида по пластам. Некорректное деление добываемой продукции, в частности нефти, приводит к ошибочной оценке текущих запасов и к подбору в дальнейшем не востребуемых продуктивным пластом геолого–технических мероприятий.

Данная проблема может быть решена, если имеем полный комплекс промыслово–геофизических исследований, отражающих характер притока жидкости к стволу добывающей скважины совместного фонда. Но, к сожалению, на месторождениях с многочисленным фондом стопроцентно охватить все скважины исследованиями удается не всегда. Таким образом,

данная проблема остается актуальной и слабоизученной для многих месторождений, ведущих совместную разработку двух и более пластов

При разработке многопластовых месторождений большое значение приобретает выделение эксплуатационных объектов. В связи с различием отложений по условиям залегания, типу коллекторов, свойствам насыщающих горную породу флюидов необходимо выделять объекты, для которых возможна совместная эксплуатация. При принятии решения о совместной эксплуатации обычно учитывают следующие геолого-промысловые характеристики:

- тип коллектора, его физические свойства;
- режим работы залежи;
- различие составов и свойств насыщающих флюидов;
- взаиморасположение продуктивных пластов по разрезу.

Рассмотрим проблемы, возникающие при объединении различных по вышеперечисленным характеристикам пластов в один объект разработки.

1.3. Проблемы, возникающие при объединении в один объект разработки коллекторов с разными физическими свойствами

Приобщение к терригенным коллекторам карбонатных отложений приводит к отключению последних, совместная обработка призабойной зоны карбонатных и терригенных пластов затрудняет процесс регулирования разработки. Усложнение условий контроля разработки может привести к уменьшению КИН пластов и трудностям в учете добычи продукции отдельных пластов.

При объединении двух и более объектов разработки с целью выработки запасов единой сеткой происходит опережающая выработка более продуктивного пласта. При совместной разработке двух и более пластов, неоднородных по проницаемости, выработка низкопроницаемого коллектора может осуществляться только за счет создания большего градиента давления, чем для высокопроницаемого при всех равных условиях. При создании более

высоких градиентов давления для вовлечения в разработку запасов нефти низкопроницаемых пластов в многопластовой системе коллекторов возрастает скорость движения обводненной нефти и воды в высокопроницаемых заводненных пластах, что приводит к дальнейшему росту обводненности добываемой продукции. Поэтому необходимо создавать различные градиенты на пласты с разной проницаемостью, чтобы исключить формирование остаточных трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых *пластах* [28].

1.4. Проблемы, возникающие при совместной эксплуатации пластов на едином режиме работы

Одной из осложняющих разработку многопластовых объектов проблем является проблема возникновения внутрискважинных межпластовых перетоков. В случае, когда перетекающей жидкостью является нефть, перетоки снижают добывные возможности скважины, так как часть нефти вместо подъема на поверхность перетекает в пласт с низким пластовым давлением. Внедряемая через перфорационную зону добывающей скважины вода приносит определенные изменения в фильтрационно–емкостные свойства коллектора пласта, влияет на относительную фазовую проницаемость нефти в призабойной зоне пласта с низким пластовым давлением. Процесс возникновения внутрискважинного межпластового перетока объясняется эксплуатацией двух разных по коллекторским свойствам пластов единым режимом работы при условии отсутствия заколонных перетоков по стволу скважин (цементное кольцо). Закачка воды в пласты ведется с разной интенсивностью из–за разницы в проницаемости пластов, что создает неодинаковое пластовое давление на контуре питания добывающей скважины. Так как уровень жидкости в стволе добывающей скважины в основном определяется объемом жидкости, поступающей из высокопроницаемого пласта, то забойное давление в стволе добывающей скважины определяется забойным давлением высокопроницаемого пласта.

При продвижении воды по высокопроницаемому пропластку в нем повышаются давление и водонасыщенность. После достижения значения забойного давления большего, чем давление в призабойной зоне пласта (ПЗП) низкопроницаемого пласта, жидкость с повышенным водосодержанием из высокопроницаемого пласта начинает поступать в низкопроницаемый пласт. При повышении давления в ПЗП низкопроницаемого пласта выше забойного давления часть внедрившейся жидкости вытекает из него, ухудшая при этом ФЕС призабойной зоны.

1.5. Проблемы, возникающие при объединении в один объект разработки пластов с флюидами, различными по составу и свойствам

Продукция скважин характеризуется комплексом физико–химических свойств, различных в зависимости от горизонта. Необходимо учитывать, что при совместном извлечении флюидов с различными свойствами могут образовываться новые компоненты, затрудняющие последующие процессы транспорта и подготовки продукции. Например, при смешении различных типов пластовых вод могут появляться осадки растворимых солей. Значительное содержание сероводорода в нефти одного пласта и ионов двухвалентного железа в попутно добываемой воде другого при смешении приводит к образованию сульфида железа и осложнению подготовки нефти, которые объединены в группу техногенных эффектов. Также не стоит забывать, что в зависимости от характеристик и толщины непроницаемой перемычки под воздействием активной разработки между пластами может возникнуть гидродинамическая связь, например по трещинной системе [30].

1.6. Способы решения поставленных задач

Совместная разработка пластов в составе многопластовых объектов единой сеткой скважин допускается лишь при условии обеспечения непрерывного контроля за производительностью отдельных пластов. Периодический мониторинг поведения каждого пласта можно проводить с

помощью промысловых геофизических исследований (ПГИ) после подъема электроцентробежного насоса (ЭЦН). Однако при этом условия исследования могут существенно отличаться от характерных при разработке пласта. Здесь также сложно организовать постоянный контроль за дебитами пластов.

Решение поставленных задач базируется на аналитических и промысловых исследованиях с использованием современных методов обработки исходной информации и их анализа, математическом моделировании фильтрации многофазовой жидкости в неоднородном коллекторе и обобщении их результатов.

Однако, при отборе из нескольких пластов проблемы учета и состояния выработки запасов до настоящего времени решены не полностью, в частности задача оценки эффективности отбора нефти из многопластовой залежи при помощи комбинированных технологий поддержания пластовой энергии, их влияние на режимы и работу единичных скважин в условиях стационарного и нестационарного заводнений, водогазового воздействия (ВГВ) на пласт. В качестве первостепенных задач здесь выделяются вопросы создания методики уточнения разделения добываемой продукции при совместной разработке. Кроме того, исследованность отдельных пластов на приток и определение его гидродинамических характеристик, как правило, в промысловых условиях часто бывают неполными. В соответствии с этим задачи исследования автора включают определение эффективности отбора нефти из многопластовой залежи путем оценки текущих запасов и расчет режимов отбора по каждому пласту от действия изменения пластовой энергии.

Внедрение технологий одновременно–раздельной эксплуатации (ОРЭ) оценивается как эффективное и перспективное направление для разработки многопластовых объектов в России. Эффективность применения технологий ОРЭ в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2011 год характеризуется приростом добычи в 5.8 т/сут на скважину [29].

Выработка запасов нефти нескольких пластов единым стволом добывающей скважины может быть совместной или отдельной. Классическая схема разработки «снизу вверх» дает максимальную добычу и КИН, но при этом длительное время выработки пластов экономически не оправдано. Поэтому вопрос объединения или разобщения эксплуатационных объектов всегда остро стоял перед разработчиками. Симуляторы гидродинамического моделирования позволяют спрогнозировать вероятные ситуации при разработке многопластовой системы и рекомендовать к применению наиболее перспективные направления.

1.7. Проблемы разработки Покачевского месторождения

Покачевское месторождение является одним из крупных и сложно-построенных в Западной Сибири. В разрезе месторождения выделяется 18 продуктивных пластов, а этаж нефтеносности достигает 1000 м.

Несомненно, что при таком количестве нефтенасыщенных горизонтов имеется достаточное количество пластов, представленных низкопродуктивными коллекторами с небольшими нефтенасыщенными толщинами, разработка которых самостоятельной сеткой скважин нерентабельна.

Исходя из этого, разработка таких залежей и участков предполагается возвратным фондом, либо два и более пласта объединяют в один объект для совместной выработки.

Именно таким объектом внимания являются пласты АВ₁, АВ₂, и АВ₃, которые фактически составляют единую гидродинамическую систему, и в районах совместного распространения в большинстве случаев вскрыты совместно.

По состоянию на 01.01.2015 на балансе предприятия по Покачевскому месторождению числится 2398 скважин. Из них, на пластах АВ₁, АВ₂, и АВ₃ в добыче и закачке перебивало 1707 скважин или 71% от всего фонда (таблица 1.1).

Варианты вскрытия по пластам

Пласт	Количество по вскрытию	Всего
AB ₁ +AB ₂	774	1374
AB ₁ +AB ₃	13	1387
AB ₂ +AB ₃	69	1456
AB ₁ +AB ₂ +AB ₃	211	1667
AB ₁ +AB ₂ +AB ₃ + ост. пл.	40	1707

Из числа перебивавших скважин основной объем совместного вскрытия и эксплуатации приходится на пласты AB₁ и AB₂ (774 скважины или 45 % от общего фонда). Количество скважин с уникальным вскрытием по всем трем пластам составляет 384, или 22 %. Еще 33% приходятся на скважины, которые довольно равномерно распределились по оставшимся вариантам вскрытия (эксплуатация скважин только при поддержании пластового давления (ППД), скважины с горизонтальным окончанием, скважины вскрывшие три и более продуктивных пласта и др).

Значительное количество совместных скважин, вскрывших пласты AB₁ и AB₂, было predetermined исторически. Так, по мере разбуривания и ввода месторождения в разработку практически все новые и возвратные скважины, находящиеся в работе на залежах пластов AB₁ и AB₂, эксплуатировались единым фильтром с вскрытием перфорацией всей нефтенасыщенной мощности. В связи с этим, при проектировании обычно принималось решение считать пласты AB₁ и AB₂ единым объектом разработки, с выделением пласта AB₃ в самостоятельный эксплуатационный объект, что в настоящее время негативным образом отразилось на определении структуры и локализации остаточных запасов по всем трем пластам.

Такое решение оставалось и переходило из одного документа в другой, несмотря на то, что пласт AB₁ характеризуется ухудшенными коллекторскими свойствами по сравнению с пластами AB₂ и AB₃, которые имеют сходные геолого–физические характеристики. Кроме того, структура

осадконакопления пласта АВ₁ существенным образом отличается от фациального комплекса, слагающего пласты АВ₂ и АВ₃.

Результаты седиментологического анализа керна показали, что пласты АВ₂ и АВ₃ сложены прибрежно–континентальными фациями аллювиальных русел, песчаных разливов и пойменных, болотно–озерных обстановок преимущественно глинистого состава.

Отложения пласта АВ₁ в нижней части содержат признаки континентальных обстановок, в средней части – лагуны эстуарного типа и в верхней части – признаки морских условий формирования глинистой пачки.

Таким образом, пласт АВ₁ характеризуется полифациальным генезисом и является переходным звеном между ниже– и вышележащими отложениями.

Несомненно, что в таких геологических условиях существует высокая вероятность того, что низкопродуктивные коллектора пласта АВ₁ при совместном вскрытии с высокопродуктивными отложениями пласта АВ₂ в разработку подключались лишь частично, либо не подключались совсем, хотя зачастую суммарная суточная добыча по отчетности расписывалась равными долями, либо не достаточно корректно относительно продуктивности каждого из пластов.

Таким образом, на сегодняшний день существует предположение, что остаточные запасы по пласту АВ₁ гораздо выше, чем по официальной отчетности, а их локализация вполне может оказаться в предполагаемо выработанной зоне.

В связи с этим возникла необходимость проверки всего совместного фонда и проведения корректного распределения добычи нефти, жидкости и закачки между пластами АВ₁, АВ₂ и АВ₃.

2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДИКИ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ЖИДКОСТИ И ЗАКАЧКИ

Методика определения накопленной с начала разработки текущей (годовой, суточной и т.д.) добычи нефти, газа, воды и жидкости по группам и рядам скважин, по участкам, зонам, блокам и площадям разработки не представляет трудностей. Накопленная и текущая добыча является суммой количеств добытой нефти (газа, воды, жидкости) отдельных скважин, входящих в группы, ряды скважин, участки, зоны, блоки и площади разработки.

Наиболее сложным является распределение добычи нефти (жидкости) между пластами многопластового месторождения при их совместной эксплуатации одной системой скважин [31].

При выполнении этой работы в первую очередь выделяются скважины, в которых работает только один какой-либо пласт. Остальная добыча (из совместных скважин) распределяется в зависимости от принятого метода.

Произведенный анализ известных технологий учета добычи из скважин с совместной эксплуатацией пластов позволил установить их преимущества и недостатки.

2.1. Физические методы

Известный геохимический анализ добываемых нефтей по определенным маркерам имеет ограниченное применение для пластов с близкими свойствами нефтей для оценки отборов пластовых вод.

Методика учета продукции с помощью периодического проведения геофизических исследований не всегда применима из-за необходимости вывода из эксплуатации скважин и высокой стоимости выполняемых работ.

Как известно, при установке расходомеров на кровле каждого из пластов отсутствует надежный канал связи для получения оперативной информации по работе объектов.

Применение двухрядной компоновки позволяет доставлять на поверхность продукцию каждого из пластов по самостоятельному лифту, не смешивая. Ограничением применения таких устройств является их дороговизна и низкая надежность, невозможность их использования для скважин с малыми диаметрами эксплуатационной колонны труб, а также ограничение по глинистой перемычке между разобшаемыми пластами.

Метод разделения пропорционально удельным дебитам. Если распределение добычи основано на определении удельных дебитов нефти и жидкости (дебиты на 1 метр перфорированной толщины пласта), рассчитанных с учетом промысловой информации о раздельной эксплуатации пластов и результатов скважинной дебитометрии. По полученным удельным дебитам нефти и жидкости определяют процентное соотношение отборов по пластам.

Этот способ имеет недостаток, заключающийся в том, что в процессе разработки многопластового месторождения могут быть отклонения в схеме расположения скважин и в системе воздействия. Удельные дебиты нефти, жидкости и их процентное соотношение не являются неизменными во времени и нуждаются почти в ежегодной корректировке.

Кроме вышеуказанных методов существуют еще множество различных способов для разделения добычи, но они практически не применяются в силу своей трудоемкости и невозможного осуществления для месторождений с большим фондом скважин. Например, разделение по контролю за физико-химическими параметрами нефти и воды – коэффициентом светопоглощения нефти, солевым составом воды, содержанием микроэлементов (кобальта, ванадия). по данным термометрии и др.

2.2. Математические методы

Из литературных источников, один из математических методов реализован на основе уравнения Дюпюи для плоскорадиального течения жидкости к стволу скважины. Данный расчет распределения добываемой

продукции с применением математических алгоритмов возможен только при определении следующих данных:

1. $Q_n(t), Q_{ж}(t)$ – динамики изменения дебита нефти и жидкости, м³/сут.;
2. $P_{пл1}(t), P_{пл2}(t)$ – пластового давления по каждому из эксплуатируемых объектов в зоне отбора, Па;
3. $W_1(t)$ – обводненности продукции хотя бы одного из эксплуатируемых объектов, доли ед;
4. $P_{заб1}$ – прямой замер забойного давления по верхнему пласту, $P_{заб2}$ рассчитывается по формуле (2.3), Па;
5. K_1, S_1 – характеристики пласта и призабойной зоны хотя бы по одному из эксплуатируемых объектов (проницаемость и скин-фактор).

Расчеты сводятся к решению системы уравнений притока жидкости к забою скважины, и уравнения, определяющего разность между забойными давлениями каждого из пластов. Известно, что уравнение плоско-радиального течения жидкости Дюпюи по первому пласту можно записать в виде:

$$Q_{ж1} = \frac{2 \cdot \pi}{B_{o1} \cdot (1 - W_1) + (W_1)} \cdot \frac{k_1 \cdot h_1}{\mu_{н1} \cdot (1 - W_1) + \mu_{в1} \cdot W_1} \cdot \frac{P_{пл1} - P_{заб1}}{\ln \frac{R_{k1}}{r_c} - 0.75 + S_1}, \quad (2.1)$$

где $Q_{ж1}$ – дебит жидкости первого пласта, м³/сут;

W_1 – обводненность продукции пласта, доли ед;

$\mu_{н1}$ – вязкость пластовой нефти, мПа·с;

$\mu_{в1}$ – вязкость пластовой воды, мПа·с;

B_{o1} – объемный коэффициент пластовой нефти;

$P_{заб1}$ – забойное давление, Па;

S_1 – скин-фактор пласта;

K_1 – проницаемость пласта, м²;

$P_{пл1}$ – пластовое давление, Па;

R_{k1} – радиус контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м;

h_1 – мощность работающего интервала пласта, м.

Для второго пласта выражение примет вид:

$$Q_{ж2} = \frac{2 \cdot \pi}{B_{o2} \cdot (1 - W_2) + (W_2)} \cdot \frac{k_2 \cdot h_2}{\mu_{н2} \cdot (1 - W_2) + \mu_{г2} \cdot W_2} \cdot \frac{P_{пл2} - P_{заб2}}{\ln \frac{R_{k2}}{r_c} - 0.75 + S_2}, \quad (2.2)$$

Забойное давление по второму пласту можно выразить через уравнение расчета гидравлической разности забойных давлений между пластами:

$$P_{заб2} = P_{заб1} + (\rho_{г2} \cdot g \cdot (H_{верт2} - H_{верт1}) \cdot W_2) + (\rho_{н2} \cdot g \cdot (H_{верт2} - H_{верт1}) \cdot (1 - W_2)) \quad (2.3)$$

где W_2 – обводненность продукции нижележащего объекта, доли ед;

$P_{заб1}$ – забойное давление на верхний пласт, Па;

$(H_{верт2} - H_{верт1})$ – разница между глубинами залегания пластов по вертикали, м;

$\rho_{н1}$ и $\rho_{н2}$ – плотности пластовых нефтей каждого из объектов, кг/м³.

Известно, что дебиты пластовых флюидов определяются соотношениями:

$$Q_{н1} = Q_{ж1} \cdot (1 - W_1) \quad (2.4)$$

$$Q_{н2} = Q_{ж2} \cdot (1 - W_2) \quad (2.5)$$

а также

$$Q_{ж} = Q_{ж1} + Q_{ж2} \quad (2.6)$$

$$Q_{н} = Q_{н1} + Q_{н2} \quad (2.7)$$

где $Q_{ж}$ и $Q_{н}$ – суммарный дебит жидкости и нефти, м³/сут;

$Q_{ж1}$, $Q_{ж2}$ и $Q_{н1}$, $Q_{н2}$ – дебиты жидкости и нефти каждого из эксплуатируемых пластов, м³/сут.

Таким образом, получаем нелинейную систему из двух уравнений с двумя неизвестными (W_2 , S_2)

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{ж} = Q_{ж1} + Q_{ж2} = \frac{2 \cdot \pi}{B_{o1} \cdot (1 - W_1) + (W_1)} \cdot \frac{k_1 \cdot h_1}{\mu_{н1} \cdot (1 - W_1) + \mu_{г1} \cdot W_1} \cdot \frac{P_{пл1} - P_{заб1}}{\ln \frac{R_{k1}}{r_c} - 0.75 + S_1} + \\ \quad + \frac{2 \cdot \pi}{B_{o2} \cdot (1 - W_2) + (W_2)} \cdot \frac{k_2 \cdot h_2}{\mu_{н2} \cdot (1 - W_2) + \mu_{г2} \cdot W_2} \cdot \frac{P_{пл2} - P_{заб2}}{\ln \frac{R_{k2}}{r_c} - 0.75 + S_2} \\ Q_{н} = Q_{н1} + Q_{н2} = Q_{ж1} \cdot (1 - W_1) + Q_{ж2} \cdot (1 - W_2) \end{array} \right. \quad (2.8)$$

Система уравнений решается методом итераций и проверена на сходимость по забойным давлениям, полученным с использованием данного алгоритма, на основе пересчета от динамического забойного давления.

Ограничением применения данного метода является значительный объем необходимой геолого–промысловой информации, которая зачастую отсутствует, особенно по старым месторождениям в их начальный период разработки.

Методика разделения добычи нефти и жидкости на основе уравнения материального баланса также требует подготовки большого объема исходной информации.

$$\begin{aligned}
 N_p \cdot [B_t + B_g \cdot (R_p - R_{si})] + W_p = \\
 = N \cdot \left[(B_t - B_{ti}) + \frac{B_{ti}}{1 - S_{wi}} \cdot (C_f + S_w \cdot C_w) \cdot \Delta p + \frac{mB_{ti}}{B_{ti}} \cdot (B_g + B_{gi}) \right] + \\
 + W_e + W_i + C_i \cdot B_g
 \end{aligned} \tag{2.9}$$

где N_p – количество добытой нефти, тыс.м³;

N – количество нефти, первоначально заключенной в пласте, тыс.м³;

W_p – суммарная добыча воды, тыс.м³;

W_e – суммарный объем поступающей в пласт краевой воды, тыс.м³;

W_i – количество закачанной воды, тыс.м³;

B_t – коэффициент пластового объема нефти с растворенным газом, м³/м³;

B_{ti} – коэффициент пластового объема нефти при начальном пластовом давлении, м³/м³;

B_g – коэффициент пластового объема газа, м³/м³;

B_{gi} – коэффициент пластового объема газа при начальном пластовом давлении, м³/м³;

m – отношение объема начальной газовой шапки к начальному объему нефти в пласте, доли ед;

R_p – суммарный газовый фактор, м³/м³;

R_{si} – начальная растворимость газа, м³/м³;

S_w – текущая водонасыщенность пористой среды, доли ед;

S_{wi} – начальная водонасыщенность пористой среды, доли ед;

C_f – сжимаемость породы, 1/кПа;

C_w – сжимаемость воды, 1/кПа;

Δp – депрессия давления в пласте, кПа;

G_i – суммарное количество нагнетаемого газа, тыс.м³.

Одним из удобных методов оценки добывных возможностей по объектам разработки на многопластовом месторождении является комплексный параметр гидропроводности

$$\eta = k \cdot h, \quad (2.10)$$

где k – средневзвешенная проницаемость;

h – эффективная толщина пласта, м.

Используя этот параметр можно оценить долю участия каждого пласта в общей добыче. Исходя из формулы Дюпюи и зная дебит одного из пластов (Q_1), можно вычислить дебиты и других пластов (Q_i) при вскрытии их единым фильтром.

$$Q_i = Q_1 \frac{k_i h_i}{k_1 h_1} \cdot \frac{P_{nli} - P_{заб}}{P_{n1} - P_{заб}} \quad (2.11)$$

Такой расчетный способ деления продукции по совместным скважинам, исходя из соотношения (2.10), используется наиболее часто, однако данный способ при расчетах допускает определенные неточности (из-за неизвестности фактических параметров), а кроме того в большинстве случаев не учитываются пластовые давления и скин-эффект.

Таким образом, проведя анализ всех методов и методик, взвесив все положительные и отрицательные факторы, а также возможность применения расчетных систем с учетом имеющихся исходных данных, было принято решение использовать методику с применением комплексного параметра проводимости $k \cdot h$.

3. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ УРАВНЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В МОДЕЛИ BLACK OIL

3.1. Общие представления

Изотермическая фильтрация жидкостей и газов в пористых средах описывается уравнениями сохранения массы, закона Дарси в совокупности с уравнениями фазового состояния. Наиболее простой и распространённой моделью является модель нелетучей нефти Black Oil или модель Маскета–Мереса [1].

Для вывода уравнения неразрывности нужно записать уравнение материального баланса для некоторого контрольного объёма, через который фильтруется флюид. Форма объёмного элемента зависит от системы координат, выбранной при постановке задачи. Система координат должна как можно более точно соответствовать геометрии потока. На следующих рисунках показаны основные типы геометрии течения, обычно используемые при моделировании пластов.

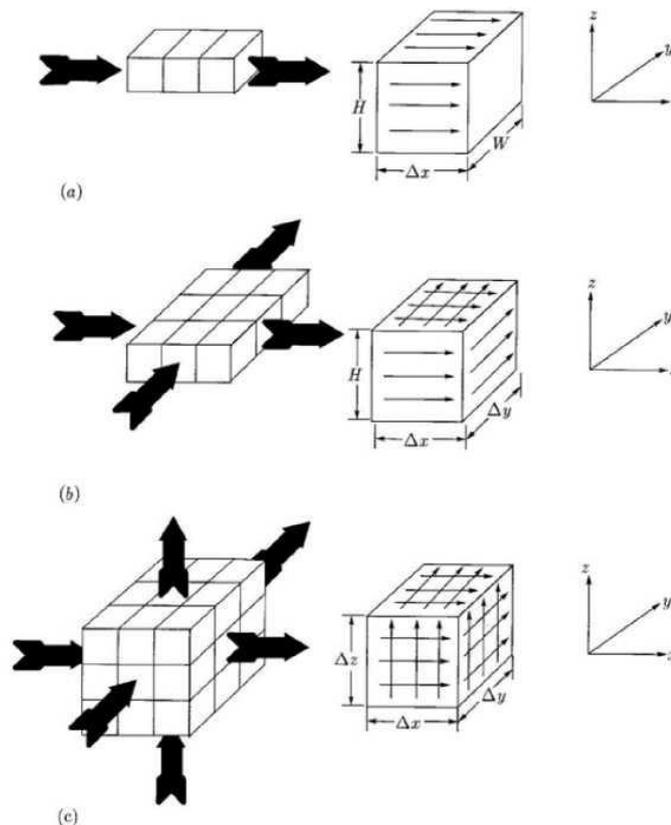


Рисунок 3.1 – Прямоугольная сетка, соответствующая одномерному (а), двумерному (б) и трёхмерному (с) потокам

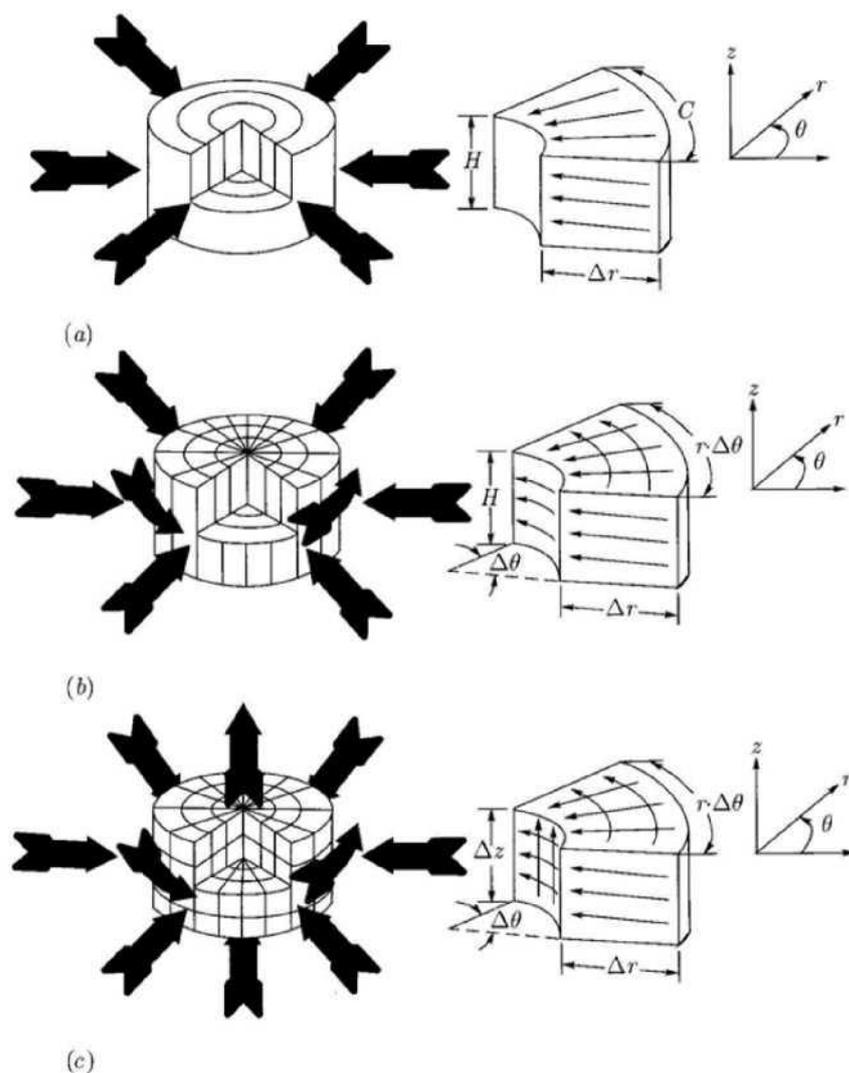


Рисунок 3.2 – Цилиндрическая сетка, соответствующая одномерному (а), двумерному (b) и трёхмерному (c) потокам

Заметим, что потоки, имеющие прямоугольную, цилиндрическую симметрию течения, представляют собой относительно простые и легко реализуемые схемы течения [23].

В настоящее время популярным способом дискретизации является метод неструктурированных сеток [12]. Данный тип сеточной области позволяет точнее описать контур разрабатываемого объекта, а также позволяет учесть различные направления течения.

Основная причина появления трещин в теле горной породы – деформационные явления при изменении напряжений, возникающих в результате воздействия механических нагрузок различной природы, а также тектонических подвижек и процессов осадконакопления. Появление в породе

системы взаимосвязанных трещин может резко изменить фильтрационные свойства продуктивных отложений, т. е. существенно увеличить проницаемость. Экспериментально установлено, что проницаемость трещины определяется из выражения (формулы Буссинеска) [2]:

$$k = \frac{h^2}{12}, \quad (3.1)$$

где k – проницаемость, мкм²;

h – раскрытость трещины, мм.

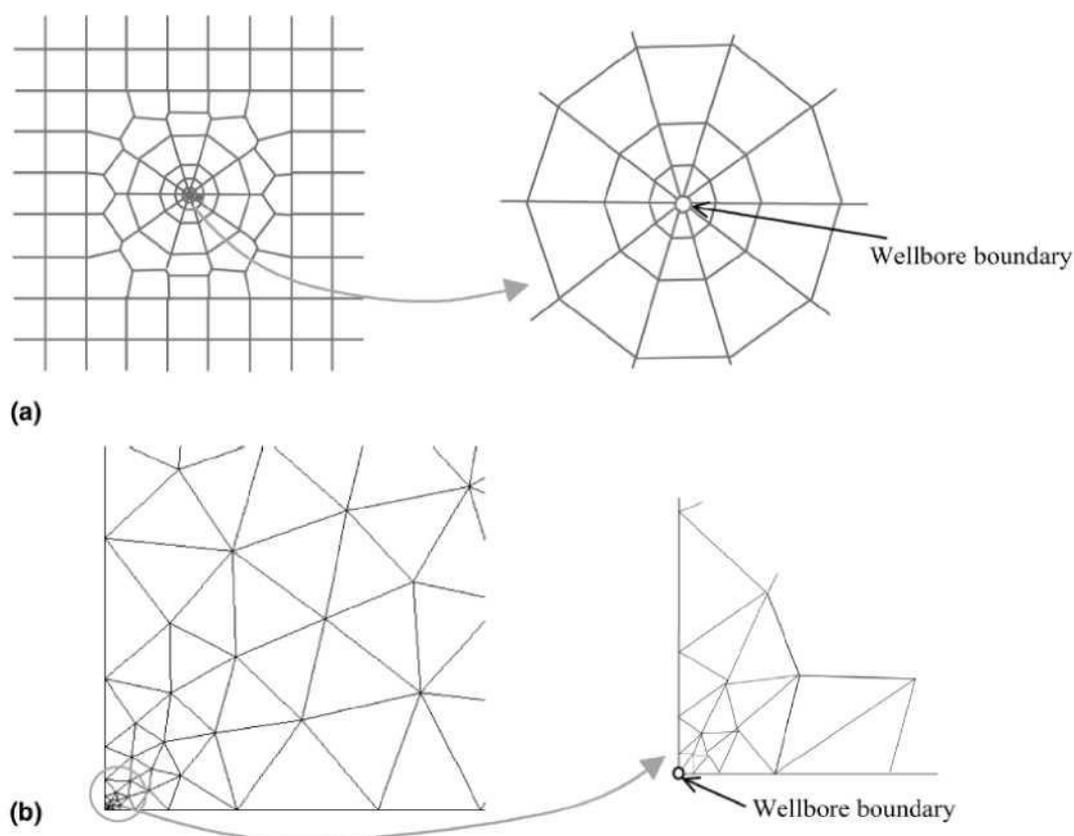


Рисунок 3.3 – Схема моделирования скважины

Различие трещин по размеру, зависимость их параметров от напряжений, которые претерпевает порода при её залегании, делают практически невозможным определение характеристик трещин по керну. Для оценки трещиноватости образцы породы, выбуренные и поднятые на поверхность (керн), являются неинформативными. В лучшем случае, по этим образцам можно судить о характере микротрещин, например, по результатам изучения шлифов под микроскопом.

В трещиновато–пористых коллекторах поровая структура породы пласта достаточно сложна. Наиболее распространённым для описания фильтрации в трещиновато–пористых коллекторах является континуальный подход (условие непрерывности), исходя из которого Г. И. Баренблаттом, Ю. П. Желтовым и И. Н. Кочиной (1960) [11] были сформулированы уравнения течения жидкости.

Подобная система с двойной пористостью обычно идеализируется и сводится к системе, изображённой на рисунке 3.4.

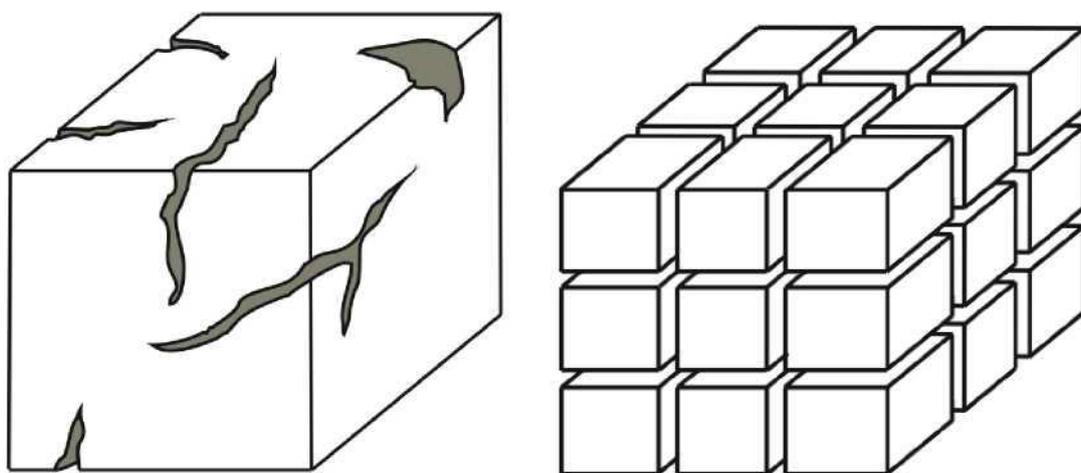


Рисунок 3.4 – Идеализированное представление трещиноватого пласта

В данной постановке обе среды – система трещин и пористых блоков рассматриваются как две сплошные среды, вложенные одна в другую, причем параметры среды и движения флюида определяются в каждой точке пласта. Уравнения сохранения массы и уравнения движения записываются независимо для каждой среды. Переток флюидов из одной среды в другую учитывается введением функции источника–стока в уравнения сохранения массы. Таким образом, уравнения фильтрации имеют вид:

$$\operatorname{div}(\rho^i v^i) + \frac{\partial}{\partial t}(\rho^i m^i) + (-1)^i \cdot q + Q^i = 0, i = 1, 2; \quad (3.2)$$

где ρ – плотность флюида;

v – скорость фильтрации;

m – коэффициент пористости среды;

q – функция перетока флюида;

Q – массовая плотность источника.

Индекс i обозначает среду: 1 – трещины, 2 – пористые блоки. Система (3.2) получила название полной. В ряде случаев считается, что движение флюида происходит только в трещинах, что позволяет пренебречь пространственной производной во втором уравнении, т. е.

$$(2 - i) \operatorname{div}(\rho^i v^i) + \frac{\partial}{\partial t}(\rho^i m^i) + (-1)^i \cdot q + (2 - i)Q^i = 0, i = 1, 2; \quad (3.3)$$

Система (3.3) носит название усечённой. Функция q в постановке Г. И. Баренблатта – Ю. П. Желтова прямо пропорциональна разности давлений в порах и трещинах.

Поскольку перепад давления в системе определяется проницаемостью трещин, которая достаточно высока, нефтеотдача матрицы зависит от капиллярной пропитки, либо действия гравитации и увеличения объёма нефти при снижении давления. С другой стороны, несмотря на то, что объём трещин невелик, их проводимость для потока достаточно велика. Следовательно, течение в большей степени происходит по трещинам.

В методах моделирования систем с двойной пористостью, предполагается, что систему трещин можно представить в виде сплошной среды, что не совсем корректно. При этом течение в трещинах описывается уравнением материального баланса, включающим члены, отражающие процесс накопления флюидов в трещинах и массообмен между блоками матрицы и трещинами. Поскольку блоки не связаны между собой, уравнения материального баланса для матричных блоков записываются только с учетом накопления и массопереноса к трещинам.

Поскольку в используемых при моделировании дифференциальных уравнениях предполагается непрерывность свойств (включая пористость и проницаемость), их применение к системам с двойной пористостью не является строгим. Однако осреднение пористости и проницаемости в пределах больших блоков, содержащих несколько трещин, может привести к

неверному результату, поскольку характер фильтрации в трещинах и матрице различен.

В принципе, разработка месторождений – дисциплина достаточно сложная. Углеводороды залегают глубоко под землей, таким образом, ни потрогать, ни увидеть вживую пласт мы не можем. Инженер по разработке месторождений должен понять механизм и спрогнозировать то, чего он не видит. Таким образом, необходимы косвенные методы и методики измерений. В этом отношении гидродинамическая модель – великолепный помощник. Модель позволяет количественно оценить влияние различных процессов на результаты извлечения углеводородов. С её помощью можно проводить расчёты для самых сложных геометрий и процессов, которые трудно, если вообще возможно, анализировать с помощью аналитических моделей. Хотя и модель позволяет решать сложные проблемы исходя из входных данных, однако не в состоянии определить, какие данные нужно ввести.

При составлении системы уравнений, которым подчиняются гидродинамические симуляторы, используют следующие соотношения:

- закон сохранения массы;
- закон переноса массы;
- уравнение состояния.

3.2. Закон сохранения массы

Для трёхмерной фильтрации однородного флюида закон сохранения масс в декартовой системе координат имеет вид [1]:

$$-\left[\frac{\partial(\rho u_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho u_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho u_z)}{\partial z} \right] = \frac{\partial}{\partial t}(m\rho) + \tilde{q}, \quad (3.4)$$

где ρ – плотность жидкости;

u_i – скорость фильтрации вдоль направления $i = x, y, z$;

\tilde{q} – массовая интенсивность внешнего источника или стока;

m – пористость.

В случае многофазной многокомпонентной фильтрации уравнение неразрывности (3.4) преобразуется и записывается следующим способом [11]:

$$\begin{cases} -div\left(\frac{u_o}{B_o}\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left[m\frac{s_o}{B_o}\right] + Q_o, \\ -div\left(\frac{u_g}{B_g} + \frac{Ru_o}{B_o}\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left[m\left(\frac{s_g}{B_g} + \frac{s_o R}{B_o}\right)\right] + Q_g \\ -div\left(\frac{u_w}{B_w}\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left[m\frac{s_w}{B_w}\right] + Q_w; \end{cases} \quad (3.5)$$

где u_i – скорость фильтрации $i = o, g, w$; o – нефть, g – газ, w – вода;

B_i – объёмный коэффициент i -го компонента;

m – пористость;

s_i – насыщенность порового пространства i -м компонентом;

Q_i – объём i -го компонента, отбираемый при стандартных условиях;

R – растворимость газа в нефти.

Так как газовый компонент присутствует как в свободном состоянии Q_{fg} , так и в нефтяной фазе, имеем:

$$Q_g = Q_{fg} + RQ_o \quad (3.6)$$

Объёмный коэффициент B_i показывает, во сколько раз изменяется объём жидкости при выносе её на свободную поверхность [1]:

$$B_l = \frac{V_{lr}}{V_{lo}}, \quad (3.7)$$

где V_{lr} – объём жидкой –ой фазы в пластовых условиях;

V_{lo} – объём жидкой –ой фазы в нормальных условиях.

Объёмный коэффициент газа обычно записывается в виде [1]:

$$B_g = \frac{p_{stc}}{p_g}, \quad (3.9)$$

где p_{stc} – атмосферное давление.

Растворимость газа в нефти R определяет количество газа, растворённого в нефти [1]:

$$R = \frac{V_{dg0}}{V_{o0}}, \quad (3.10)$$

где V_{dg0} – объём дегазированной нефти в нормальных условиях;
 V_{o0} – объём растворенного газа, выделяющегося из нефти.

3.3. Закон Дарси

Закон Дарси показывает линейную зависимость скорости фильтрации u от градиента давления ∇p и имеет вид:

$$u = -\frac{k}{\mu}(\nabla p - \rho g \nabla z), \quad (3.11)$$

где k – тензор абсолютной проницаемости пористой среды;
 μ – вязкость жидкости;
 g – ускорение свободного падения.

Предполагается, что ось z направлена вертикально вниз.

При многофазной фильтрации закон Дарси может считаться справедливым для каждой фазы в отдельности [1]:

$$u_l = -\frac{k_l}{\mu_l}(\nabla p_l - \rho_l g \nabla z), \quad (3.12)$$

где k_l – фазовая проницаемость, также является тензорной функцией;
 l – фаза (нефть, газ, вода).

Фазовая проницаемость определяется выражением:

$$k_l = k \cdot k_{rl}, \quad (3.13)$$

где k_{rl} – относительная фазовая проницаемость.

Относительные фазовые проницаемости зависят от насыщенностей, градиента давления, капиллярных сил, структуры порового пространства и др. Но в большинстве моделей фильтрации предполагается, что относительные фазовые проницаемости зависят только от насыщенностей.

3.4. Модель нелетучей нефти Black Oil

Подстановка закона Дарси (3.12) в уравнения неразрывности для трёхфазной системы (3.6) даёт:

$$\left\{ \begin{array}{l} \operatorname{div} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left[m \frac{s_o}{B_o} \right] + Q_o \\ \operatorname{div} \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} (\nabla p_g - \rho_g g \nabla z) + \frac{R k_o}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left[m \left(\frac{s_g}{B_g} + \frac{s_o R}{B_o} \right) \right] + Q_g \\ \operatorname{div} \left(\frac{k_w}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left[m \frac{s_w}{B_w} \right] + Q_w. \end{array} \right. \quad (3.14)$$

Для замыкания системы уравнений (3.14) используются выражения [1]:

$$\left\{ \begin{array}{l} p_o - p_w = p_{ow}(s_g, s_o, s_w), \\ p_g - p_o = p_{go}(s_g, s_o, s_w), \\ s_g + s_o + s_w = 1; \end{array} \right. \quad (3.15)$$

где p_{ow} , p_{go} – капиллярные давления на границе раздела двух фаз.

3.5. Свойства породы

Для решений уравнений фильтрации необходимы значения пористости, проницаемости, фазовых проницаемостей и капиллярных давлений.

Зависимость пористости от пластового давления может быть задана в виде:

$$m = m_b [1 + c_r (p - p_b)], \quad (3.16)$$

где c_r – коэффициент сжимаемости породы;

m_b – пористость породы при давлении p_b .

В случае трёхфазной фильтрации относительные фазовые проницаемости зависят от насыщенностей:

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{rw} = k_{rw}(s_w), \\ k_{rg} = k_{rg}(s_g), \\ k_{ro} = k_{ro}(s_w, s_g). \end{array} \right. \quad (3.17)$$

При задании капиллярного давления определяется безразмерная функция насыщенности смачивающей фазой – функция Леверетта.

Функция Леверетта $J(s)$ устанавливает связь между капиллярным давлением P_c , проницаемостью и пористостью среды:

$$J(s) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{m}}, \quad (3.18)$$

где σ – коэффициент межфазного натяжения;

θ – краевой угол смачивания.

3.6. Начальные условия

Обычно начальным условием для пласта принимается состояние статического равновесия, при котором скорости всех фаз равны нулю.

Под действием капиллярных и гравитационных сил флюиды разделяются. В переходных зонах распределение насыщенностей определяется из условия капиллярно–гравитационного равновесия:

$$\begin{cases} \frac{\partial(p_o - p_w)}{\partial z} = \frac{\partial p_{ow}}{\partial z} = (p_o - p_w)g, \text{ на границе вода – нефть} \\ \frac{\partial(p_g - p_o)}{\partial z} = \frac{\partial p_{go}}{\partial z} = (p_g - p_o)g, \text{ на границе нефть – газ} \end{cases} \quad (3.19)$$

3.7. Граничные условия

Граничные условия отражают взаимодействие пласта с окружающей областью. Эти условия задаются на внешних границах моделируемой области и на скважинах.

Обычно на границе задаётся:

1. Давление (постоянное или изменяющееся по закону):

$$p_l|_{\Gamma} = p_l^0(\Gamma, t) \quad (3.20)$$

2. Условие непротекания (расход каждой фазы равен нулю):

$$\frac{kk_{rl}}{\mu_l} (\nabla p_l - \rho_l g \nabla z) n|_{\Gamma} = 0 \quad (3.21)$$

3. Расход одной из фаз (обычно нефти):

$$\frac{kk_{rl}}{\mu_l} (\nabla p_l - \rho_l g \nabla z) n|_{\Gamma} = q_l(\Gamma, t) \quad (3.22)$$

4. Расход жидкости (нефть + вода):

$$q_o(\Gamma, t) + q_w(\Gamma, t) = q_{o+w}(\Gamma, t) \quad (3.23)$$

5. Суммарный расход (нефть + вода + газ):

$$q_o(\Gamma, t) + q_w(\Gamma, t) + q_g(\Gamma, t) = q_{o+w+g}(\Gamma, t) \quad (3.24)$$

Здесь n – вектор нормали к границе Γ ; q_l – распределённый расход или нормальная компонента скорости.

3.8. Численные методики, необходимые для решения системы нелинейных уравнений

Теория проектирования процессов разработки нефтяных месторождений развивается уже достаточно долгое время. За это время соответствующие теоретические основы перетерпели коренное изменение. Сегодня уже редко используются нульмерные и одномерные расчётные модели. И вот сегодня весь мир проектные решения по разработке месторождений нефти и газа обосновывает только на трехмерных (3D) многофазных моделях фильтрации [9].

Решение уравнений многофазной или композиционной модели вследствие её сложности может быть только итерационным [13].

Ранее были выведены уравнения, описывающие процесс фильтрации флюидов в пористой среде. Эти уравнения – сложные нелинейные уравнения в частных производных, связывающие изменения во времени давлений и насыщенности в пористой среде. Решение таких уравнений усложняется наличием комплексных граничных условий.

Решить нелинейные уравнения в частных производных аналитическими методами обычно невозможно, кроме самых простых случаев. Результаты таких решений, когда их возможно получить, позволяют определить непрерывное распределение зависимых параметров (давления или насыщенности), как показано на рисунке 3.5.

Численные методы решения этих уравнений – в большинстве случаев единственный способ получить результат. При этом результаты получают в дискретных точках системы, как показано на рисунке 3.6.

Положение таких точек можно выбрать произвольно. Преобразование непрерывных дифференциальных уравнений к дискретному виду выполняется с помощью метода конечных разностей. При этом дискретизируется как пространство, так и время.

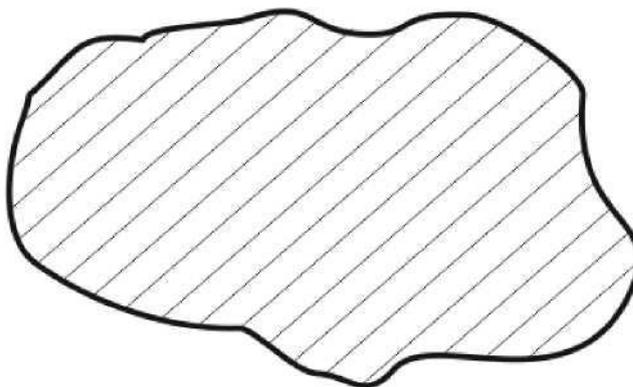


Рисунок 3.5 – Непрерывная система распределения параметров.

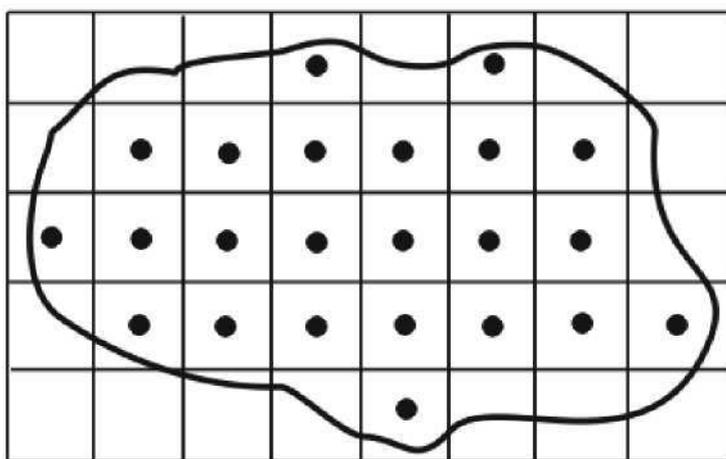


Рисунок 3.6 – Дискретная система распределения параметров.

При решении систем уравнений фильтрации флюидов, используемых при моделировании процесса разработки месторождений, необходимо определить некоторые зависимые параметры в пространстве и времени. Для этого пространственная область разделяется на ряд ячеек, квадратов или блоков путем наложения сетки определенного типа. Такая сетка обычно

имеет прямоугольную форму, хотя это условие не обязательно. На рисунке 3.6 показана двумерная сетка.

Область исследуемого времени также разделяется на ряд временных уровней, на каждом из которых определяются новые значения зависимых параметров. Размеры шагов по времени зависят от особенностей решаемой задачи. В общем случае, чем меньше временной шаг, тем точнее результат. Пример дискретизации времени показан на рисунке 3.7.

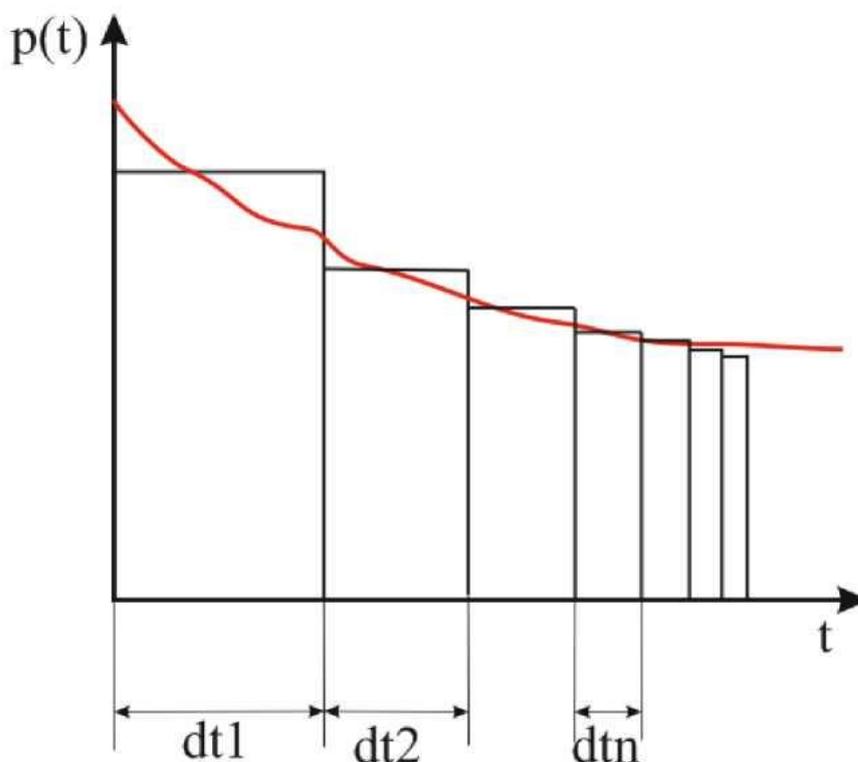


Рисунок 3.7 – Схема дискретизации времени

Конечно–разностные уравнения записываются таким образом, чтобы можно было получить значения зависимых параметров по всей сеточной области.

Уравнения в частных производных заменяют их конечно разностными эквивалентами. Получить конечно–разностные уравнения можно, используя метод разложения функции в ряд Тейлора в заданной точке и решая уравнения относительно искомой производной.

Рассмотрим следующие разложения функции в ряд Тейлора:

$$p(x + \Delta x) = p(x) + \Delta x \cdot p'(x) + \frac{1}{2} \cdot \Delta x^2 \cdot p''(x) + \frac{1}{6} \cdot \Delta x^3 \cdot p'''(x) \quad (3.25)$$

В формуле (3.25) использованы прямые разности – разность вперед.

$$p(x - \Delta x) = p(x) - \Delta x \cdot p'(x) + \frac{1}{2} \cdot \Delta x^2 \cdot p''(x) - \frac{1}{6} \cdot \Delta x^3 \cdot p'''(x) \quad (3.26)$$

В формуле (3.26) использованы обратные разности – разность назад.

Здесь

$$p' = \frac{\partial p}{\partial x'}$$

$$p'' = \frac{\partial^2 p}{\partial x'^2} \text{ и т. д.}$$

Первая производная (рисунок 3.8)

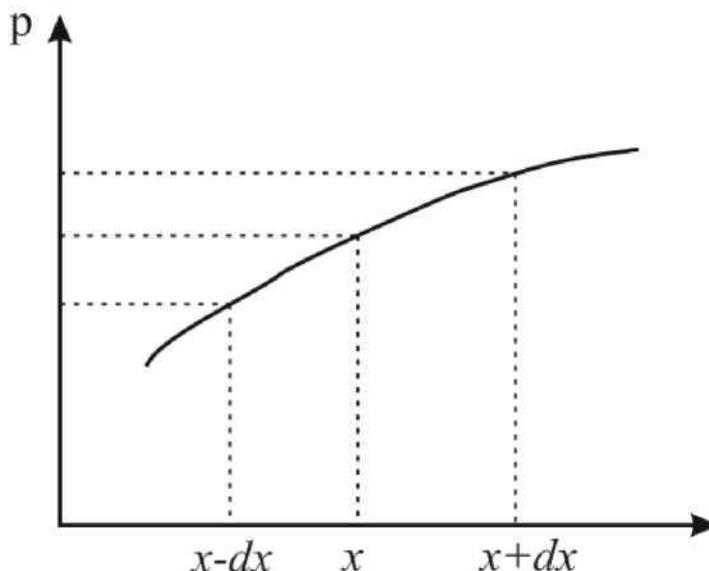


Рисунок 3.8 – Графическое представление производной функции

Уравнение (3.25) или (3.26) можно решить относительно первой или второй производной следующим образом:

$$p'(x) = \frac{p(x + \Delta x) - p(x)}{\Delta x} + O(\Delta x) \quad (3.27)$$

$$p'(x) = \frac{p(x) - p(x - \Delta x)}{\Delta x} + O(\Delta x) \quad (3.28)$$

Первая производная:

– разность вперед:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{p(x + \Delta x) - p(x)}{\Delta x}$$

– разность назад:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{p(x) - p(x - \Delta x)}{\Delta x}$$

В этих уравнениях записаны разности вперед и разности назад относительно первой производной. Можно получить и центральную разность, вычитая из уравнения (3.27) уравнение (3.28):

$$p'(x) = \frac{p(x + \Delta x) - p(x - \Delta x)}{2 \cdot \Delta x} + O(\Delta x^2) \quad (3.29)$$

Заметим, что погрешности O , связанные с этими аппроксимациями, различны; в том случае, если применяют разности вперед и разности назад, погрешность имеет порядок Δx . Если используется центральная разность, порядок погрешности составляет Δx^2 . Погрешности, получаемые вследствие представления уравнения в частных производных в конечно–разностной форме, называют погрешностью усечения.

Сложим уравнения (3.25) и (3.26):

$$p(x + \Delta x) + p(x - \Delta x) = 2 \cdot p(x) + \Delta x^2 \cdot p''(x) + O(\Delta x^4) \quad (3.30)$$

Решая уравнение (3.30) относительно $p''(x)$, имеем

$$p'' = \frac{p(x + \Delta x) - 2 \cdot p(x) + p(x - \Delta x)}{\Delta x^2} + O(\Delta x^2) \quad (3.31)$$

Здесь погрешность второй производной имеет порядок Δx^2 ,

Вывод: для дискретной сетки точек имеем:

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x}, \\ \frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x}, \\ \frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{p_{i+1} - p_{i-1}}{2 \cdot \Delta x}, \\ \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} &= \frac{p_{i+1} - 2 \cdot p_i + p_{i-1}}{\Delta x^2} \end{aligned} \quad (3.32)$$

Новые значения функции можно вычислять индивидуально для каждой точки по координате x (процесс начинается при $x = 0$ и заканчивается при $x = L$ для данного значения времени). Такая схема вычисления новых величин называется *явной*. В этом случае используется последовательное решение одного уравнения с одним неизвестным. В другом случае все новые значения между $x = 0$ и $x = L$ можно вычислить одновременно для заданного уровня времени. Схема одновременного вычисления новых величин называется *неявной*. При такой схеме используется решение $N \times N$ системы совместных линейных уравнений. Рассмотрим более детально эти схемы.

При явной схеме определяется одно неизвестное в каждый момент времени, как показано на рисунке 3.9.

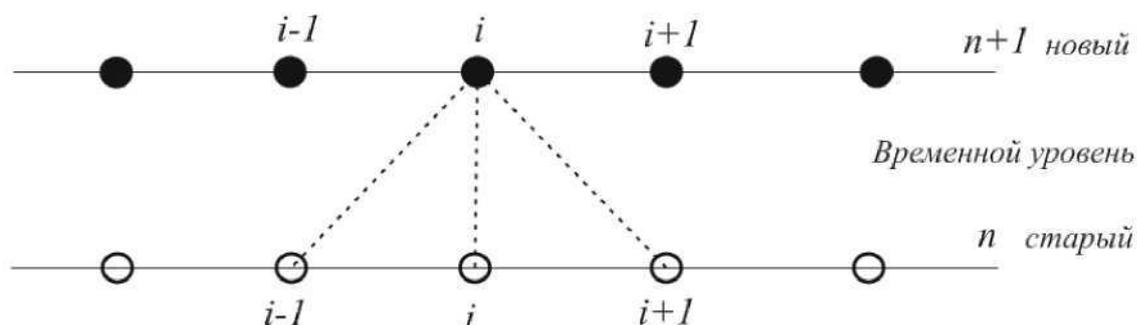


Рисунок 3.9 – Явная схема вычисления значений функций по координате x

Рассмотрим двумерное уравнение

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.33)$$

Дифференциальное уравнение

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\partial p}{\partial t}$$

Конечно–разностное уравнение

$$\frac{p_{i+1}^n - 2 \cdot p_i^n + p_{i-1}^n}{\Delta x^2} = \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t}$$

Его конечно–разностная сумма имеет вид:

$$\frac{p_{i,j+1}^n - 2 \cdot p_{i,j}^n + p_{i,j-1}^n}{\Delta x^2} + \frac{p_{i+1,j}^n - 2 \cdot p_{i,j}^n + p_{i-1,j}^n}{\Delta y^2} = \frac{p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j}^n}{\Delta t}, \quad (3.34)$$

где i, j – координата ячейки в сетке;

n – старый временной уровень;

$n + 1$ – новый временной уровень.

Уравнение (3.34) имеет только одно неизвестное, а именно новое значение давления во время $(n + 1)$. Эта величина входит в производную по времени.

Для получения нового значения давления уравнение (3.30) можно привести к явному виду, используя в нем соседние величины давления:

$$p_{i,j}^{n+1} = p_{i,j}^n + \Delta t \cdot \left(\frac{p_{i,j+1}^n - 2 \cdot p_{i,j}^n + p_{i,j-1}^n}{\Delta x^2} + \frac{p_{i+1,j}^n - 2 \cdot p_{i,j}^n + p_{i-1,j}^n}{\Delta y^2} \right) \quad (3.35)$$

Так как каждая величина в правой части известна, получаем одно уравнение с одним неизвестным. Значения давлений в новый момент времени можно получить, перебирая все (i, j) точки модели некоторым систематическим способом. Рисунок 3.10 иллюстрирует расположение ячеек в двумерной сетке.

Уравнение (3.35) можно упростить следующим образом:

$$p_{i,j}^{n+1} = p_{i,j}^n + \alpha \cdot (p_{i,j+1}^n - 2 \cdot p_{i,j}^n + p_{i,j-1}^n) + \beta \cdot (p_{i+1,j}^n - 2 \cdot p_{i,j}^n + p_{i-1,j}^n), \quad (3.36)$$

где

$$\alpha = \frac{\Delta t}{\Delta x^2}$$

$$\beta = \frac{\Delta t}{\Delta y^2}$$

Преимущества и недостатки явной схемы. Явные схемы редко используют при моделировании процесса разработки месторождений, так как в них налагаются строгие ограничения на величины временных шагов. Программы для вычислительных машин, в которых используются явные схемы, составить достаточно просто, но время вычислений по этим программам очень велико.

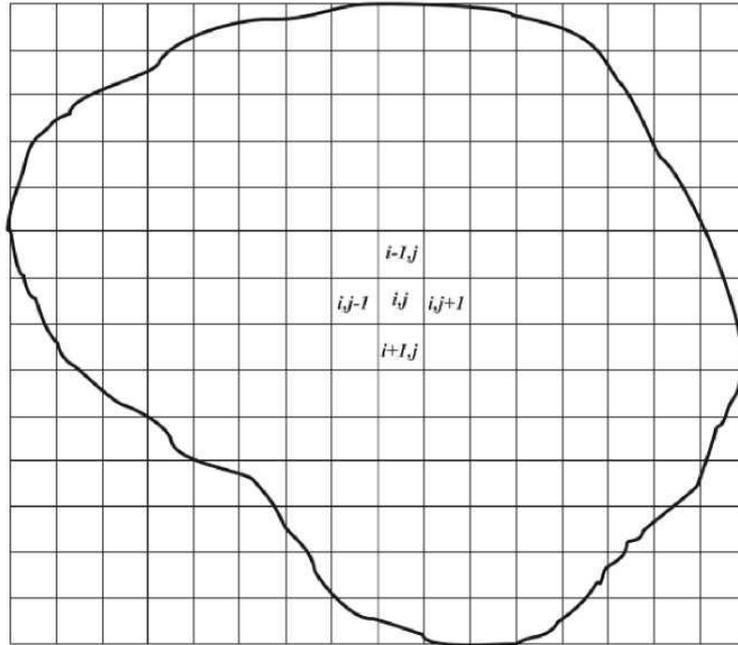


Рисунок 3.10 – Расположение ячеек на двумерной области

При использовании неявной схемы все неизвестные величины определяют одновременно (рис. 3.11).

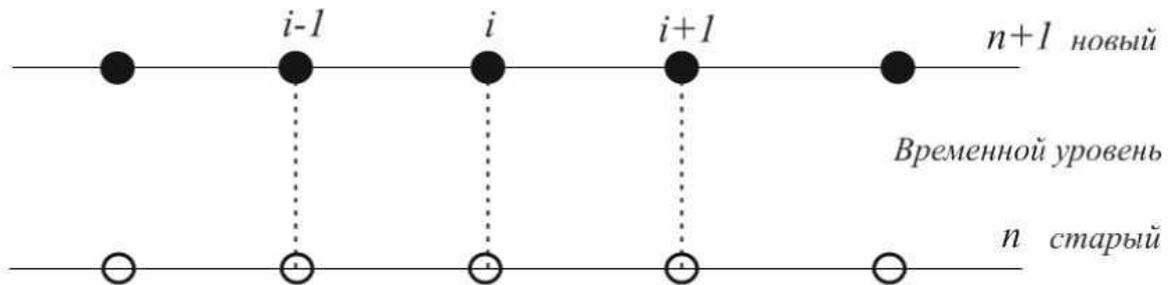


Рисунок 3.11 – неявная одномерная схема вычислений значений функции

Рассмотрим следующее уравнение в частных производных

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.37)$$

Дифференциальное уравнение

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\partial p}{\partial t}$$

Конечно-разностное уравнение

$$\frac{p_{i+1}^{n+1} - 2 \cdot p_{i-1}^{n+1} + p_{i-1}^{n+1}}{\Delta x^2} = \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t} \quad (3.38)$$

Конечно–разностный аналог уравнения (3.38) получаем в следующем виде

$$\frac{p_{i+1}^n - 2 \cdot p_i^n + p_{i-1}^n}{\Delta x^2} = \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t}$$

Это уравнение имеет только одно неизвестное p_i^{n+1} . Однако можно записать уравнение (3.38) для трех неизвестных p_i :

$$\frac{p_{i-1}^{n+1} - 2 \cdot p_i^{n+1} + p_{i+1}^{n+1}}{\Delta x^2} = \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t} \quad (3.39)$$

Уравнение (3.39) содержит члены, соответствующие всем неизвестным значениям давления на новом временном уровне (рисунок 3.12).

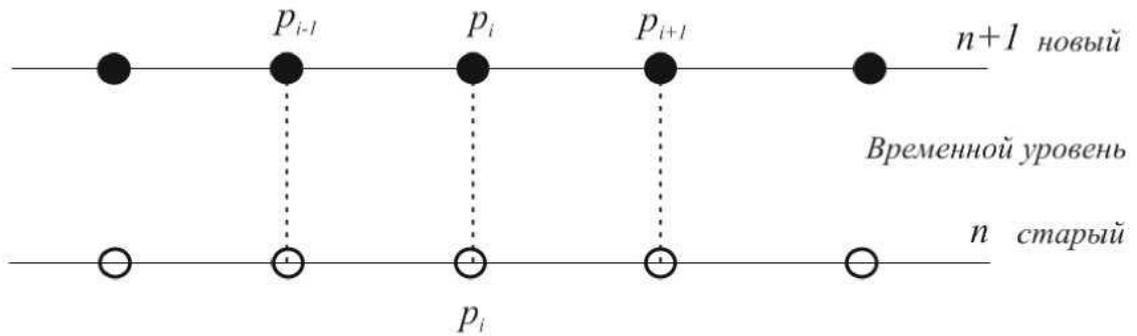


Рисунок 3.12 – Неявная схема решения

Упрощая его, получим

$$p_{i-1}^{n+1} - 2 \cdot p_i^{n+1} + p_{i+1}^{n+1} = \frac{\Delta x^2}{\Delta t} \cdot (p_i^{n+1} - p_i^n) \quad (3.40)$$

Группируя подобные члены, имеем

$$p_{i-1}^{n+1} - \left(2 + \frac{\Delta x^2}{\Delta t}\right) \cdot p_i^{n+1} + p_{i+1}^{n+1} = \frac{\Delta x^2}{\Delta t} \cdot p_i^n \quad (3.41)$$

В результате получим одно уравнение с тремя неизвестными, в которых точка i связана с точками $(i + 1)$, $(i - 1)$. Уравнение (3.41) в общем виде записывается следующим образом:

$$a_i \cdot p_{i-1} + b_i \cdot p_i + c_i \cdot p_{i+1} = d_i, \quad (3.42)$$

где коэффициенты a_i , b_i и c_i учитывают геометрию системы и её физические свойства, а в d_i объединены известные члены.

Записав уравнение (3.42) для N ячеек линейной сетки и объединив уравнения для каждой ячейки, получим N уравнений с N неизвестными.

Ячейки с индексами 0 и $(n + 1)$ – фиктивные, в модели они заменяются соответствующими граничными условиями.

До сих пор рассматривалась простая одномерная модель. Для двумерной модели принцип составления схем такой же, как и для одномерной, но результаты будут несколько иными.

Рассмотрим следующее уравнение в частных производных для двумерной модели

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{\partial p}{\partial t}$$

Это уравнение описывает изменение давлений.

Используем полную неявную конечно–разностную схему для сетки, показанной на рисунке 3.10.

Получим следующее уравнение:

$$\frac{p_{i,j-1}^{n+1} - 2 \cdot p_{i,j}^{n+1} + p_{i,j+1}^{n+1}}{\Delta x^2} + \frac{p_{i+1,j}^{n+1} - 2 \cdot p_{i,j}^{n+1} + p_{i-1,j}^{n+1}}{\Delta y^2} = \frac{p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j}^n}{\Delta t} \quad (3.43)$$

Заметим, что все давления записаны для нового временного уровня и поэтому неизвестны. В уравнении имеется 5 неизвестных.

Для простоты примем $\Delta x = \Delta y$. Тогда, группируя члены и упрощая левую часть уравнения (3.43), получим:

$$p_{i,j-1}^{n+1} + p_{i+1,j}^{n+1} - 4 \cdot p_{i,j}^{n+1} + p_{i-1,j}^{n+1} + p_{i,j+1}^{n+1} = \frac{\Delta x^2}{\Delta t} \cdot (p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j}^n) \quad (3.44)$$

Уравнение (3.44) сводится к виду

$$p_{i,j-1}^{n+1} + p_{i+1,j}^{n+1} - \left(4 + \frac{\Delta x^2}{\Delta t}\right) \cdot p_{i,j}^{n+1} + p_{i-1,j}^{n+1} + p_{i,j+1}^{n+1} = -\frac{\Delta x^2}{\Delta t} \cdot p_{i,j}^n \quad (3.45)$$

В общем виде уравнение (3.45) запишется следующим образом:

$$e_i \cdot p_{i,j-1}^{n+1} + a_i \cdot p_{i+1,j}^{n+1} - b_i \cdot p_{i,j}^{n+1} + c_i \cdot p_{i-1,j}^{n+1} + f_i \cdot p_{i,j+1}^{n+1} = d_i, \quad (3.46)$$

где коэффициенты e_i , a_i , b_i , c_i , f_i подобны тем, что были определены для одномерной сетки.

Записывая уравнения этого типа для всех N ячеек модели, имеем N уравнений с N неизвестными. В результате получаем пятидиагональную матрицу.

Эффективного алгоритма для решения такой системы в общем виде нет. Далее будут описаны специальные алгоритмы для двумерной сетки. Эти алгоритмы составляются для уменьшения объёма вычислений при определении вектора решений p .

Неявные схемы безусловно устойчивы для всех значений $\frac{\Delta t}{\Delta x^2}$.

Составив уравнения для одновременной фильтрации всех фаз флюида, разрешим их относительно следующих неизвестных параметров:

- 1) давления нефти;
- 2) давления газа;
- 3) давления воды;
- 4) нефтенасыщенности;
- 5) водонасыщенности;
- 6) газонасыщенности.

С помощью этих переменных можно определить следующие величины:

- 1) дебит нефти;
- 2) дебит газа;
- 3) дебит воды;

Результаты решения уравнений в некоторой степени зависят от особенностей моделируемой системы, т. е. от того, моделируется площадная схема разработки месторождения или процесс образования конуса обводнения, разрабатывается пласт одной или несколькими скважинами и т.д.

Известны два способа решения уравнений фильтрации, применяемых при моделировании (блок–схема на рисунке 3.13).

Этот метод, при котором используется явная разностная схема для расчёта насыщенности (метод, неявный по давлениям, явный по насыщенностям) и другой метод, при котором используется неявная

разностная схема как для расчёта давления, так и для определения насыщенностей (метод, неявный по давлениям, явный по насыщенностям). Эти методы различаются конечноразностными уравнениями и степенью сложности.



Рисунок 3.13 – Способы численного решения уравнений

По методу IMPES уравнения фильтрации отдельных флюидов объединяются в одно уравнение, описывающее распределение давлений. Затем уравнение для давлений решается по неявной схеме. Далее по явной схеме для каждой точки вычисляется распределение насыщенностей.

Расчёт технологических показателей основан на решении системы нелинейных уравнений при помощи метода Ньютона. Далее система линейных уравнений решается либо прямыми, либо итерационными методами. Обозначим решаемую систему линейных уравнений в виде:

$$A \cdot \bar{x} = \bar{b} \quad (3.47)$$

Методы решения системы линейных уравнений состоит в следующем. Осуществляется «красно–черное» упорядочивание неизвестных. Следуя работе [144], производится разбиение переменных на черные и красные. Это выполняется следующим образом:

а) все переменные называются изначально «черными», и только первую переменную называют «красной»;

б) вводится рекуррентное определение цвета переменной, позволяющее придать цвета всем переменным. А именно, если переменная связана только с «черными» переменными, то она – «красная».

Под связью понимается наличие в строке матрицы системы линейных уравнений ненулевых элементов в соответствующих столбцах. Рассмотрим прямоугольный элемент пласта, разбитый на несколько сеточных блоков. Ячейки элемента пласта последовательно нумеруются и выполняется «красночерное» разбиение (рис. 3.14). Количество ячеек может достигать как нескольких тысяч так нескольких миллионов, что обусловлено размерами того или иного месторождения углеводородов.

После данного преобразования окончательно получим следующую матрицу коэффициентов системы линейных уравнений (рис. 3.15).

9	А	В	С
5	6	7	8
1	2	3	4

а)

ч	к	ч	к
к	ч	к	ч
ч	к	ч	к

б)

Рисунок 3.14 – Последовательность упорядочивания блоков

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	A	B	C
1	x						x	x	x			
2		x						x		x		
3			x				x		x		x	
4				x				x	x	x		x
5					x				x		x	x
6						x				x		x
7	x		x				x					
8	x	x		x				x				
9	x		x	x	x				x			
A		x		x		x				x		
B			x		x						x	
C				x	x	x						x

Рисунок 3.15 – Матрица коэффициентов

Таким образом, все переменные, отвечающие сеточным блокам разностной сетки, делятся примерно пополам на «красные» и «чёрные». Поскольку сам метод красно–чёрного упорядочивания приводит к необходимости решения системы уравнений только для чёрных неизвестных, а их общее число может составлять около половины неизвестных, то можно вести речь о том, что метод красно–чёрного упорядочивания позволяет сводить матрицу системы к четверти от исходной при половинном числе неизвестных.

4. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ ПО РАЗДЕЛЕНИЮ ДОБЫЧИ СОВМЕСТНО РАБОТАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОСРЕДСТВОМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

4.1. Несколько слов о гидродинамическом моделировании

В настоящее время гидродинамическое моделирование является одним из основных инструментов для принятия решений. Основная цель изучения пласта – предсказание его состояния и определение путей увеличения конечной нефтеотдачи. В классической теории разработки рассматривают осреднённые объекты (балансовая модель), для которых невозможно полностью учесть изменения параметров пласта и флюидов во времени и в пространстве. При моделировании с помощью вычислительных машин и качественных лабораторных исследований можно более детально исследовать пласт путём разбиения его на блоки (иногда на несколько тысяч) и применения к каждому из них основных уравнений фильтрации. Программы для цифровых вычислительных машин, с помощью которых выполняют необходимые расчёты при таких исследованиях, называются машинными моделями. Благодаря успехам, достигнутым с начала 50-ых годов в области вычислительной техники и математического обеспечения, в настоящее время стало возможным создание проверенных на практике программ для моделирования некоторых очень сложных процессов, протекающих при осуществлении различных проектов разработки. Технология моделирования пластов постоянно совершенствуется, предлагаются новые модели для все более и более сложных процессов разработки.

Моделирование нефтяных пластов – инструмент, позволяющий специалисту глубже изучить механизм нефтеотдачи. При правильном его использовании можно получить ценнейшие результаты, но вместе с тем моделирование не может заменить инженерную деятельность, очень важную при проведении всех промысловых исследований (Коутс, 1969; Стэгс и

Хербек, 1971). К тому же не для всех пластов требуются сложные модели, во многих случаях на поставленные вопросы можно получить ответ при обычных промысловых исследованиях или исследованиях на очень простых машинных моделях. Машинные модели с большой лёгкостью генерируют числа. Однако в большинстве случаев правильно проинтерпретировать эти числа могут только лица, хорошо понимающие математическую, численную и машинную модели [11].

Развитие моделирования нефтяных месторождений происходило параллельно развитию вычислительной техники за последние 30 лет. Специалисты и раньше старались использовать математические методы для изучения механики нефтяного пласта, процесса нефтедобычи и выбора способа эффективной разработки месторождений. В настоящее время в результате применения методов моделирования вычислительная машина стала таким же обычным инструментом в расчётах, какими двадцать лет назад были логарифмическая линейка и арифмометр. Ниже мы исследуем некоторые способы, ранее используемые при оценке процесса разработки пласта, и покажем, каким образом недостатки каждого из этих способов были устранены с помощью новых методов моделирования. Некоторые из этих методов все еще применяют на практике, так как они достаточно просты и дают достоверные результаты. Характерный пример – использование уравнения материального баланса [13].

Разработка месторождений углеводородов представляет собой комплексную проблему, для успешного решения которой требуется привлечение знаний и опыта, накопленных в различных областях науки и инженерной практики. Применение комплексного мультидисциплинарного подхода стало особенно актуальным на современном этапе, характеризующемся с одной стороны, существенным ухудшением структуры запасов нефти газа, а с другой – созданием принципиально новых технологий в области исследования и моделирования геологического строения пласта, бурения и заканчивания скважин, использованием новых

быстродействующих компьютеров для проведения сложных вычислений, геологического и гидродинамического моделирования.

В настоящее время нефтегазовая промышленность играет ключевую роль в экономике нашей страны. Таким образом, благосостояние государства целиком зависит от эффективности разработки месторождений полезных ископаемых.

Одним из основных инструментов для обоснованного принятия стратегических и тактических решений при разработке месторождений углеводородов является моделирование процессов извлечения нефти и газа. Каждое месторождение уникально, неправильное применение тех или иных методов воздействия на пласт может привести к неоправимым последствиям для разработки. Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений связано как с совершенствованием техники, так и технологий разработки. Несомненно, каждая технология воздействия на продуктивный пласт до практической реализации должна быть обоснована с помощью математических расчётов на основе качественных исходных данных, полученных в ходе промысловых и лабораторных исследований.

С помощью модели получают множество выходных данных, которые специалист использует для решения различных задач. Программу моделирования можно применять для изучения характеристик пластов, содержащих одиночные скважины, группы скважин или несколько скважин, взаимодействующих как единый комплекс. Модели также широко применяют для изучения механики движения флюидов в пористой среде. Различные направления применения моделирования показаны на рисунке 4.1.

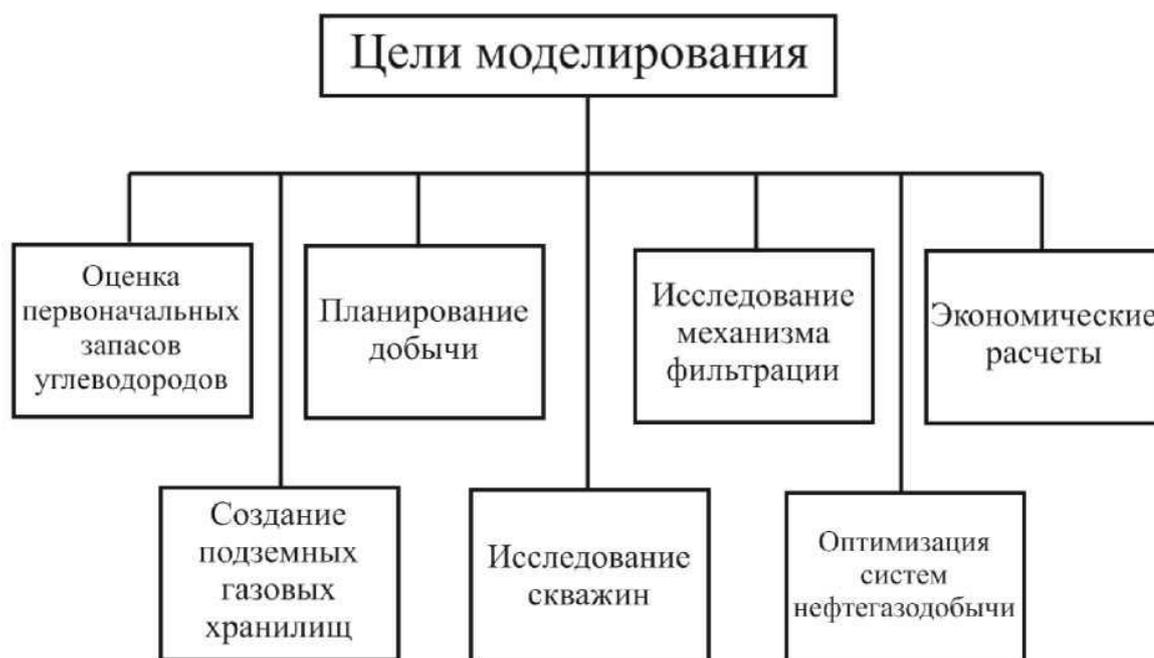


Рисунок 4.1 – Схема различных направлений применения моделирования

С помощью современного математического моделирования в виде постоянно–действующих геолого–технологических моделей (ПДГТМ) появляется возможность в динамике отслеживать технологические показатели разработки месторождения углеводородов. Для каждого вида месторождения и предполагаемого метода воздействия на пласт предусмотрена та или иная математическая модель, позволяющая спрогнозировать несколько вариантов разработки и выбрать наиболее эффективный вариант, опираясь также и на экономические показатели.

4.2. Возможности современных гидродинамических симуляторов

С ростом производительности персональных компьютеров возрастает роль численных моделей пластовых систем. Сегодня имеется достаточно большое количество программных средств в основном западных компаний: ROXAR, Schlumberger, CMG, KAPPA. В последние годы активно развивается отечественный симулятор tNavigator компании RFD. Вышеперечисленные программные продукты основаны на численном решении систем нелинейных

уравнений при оценке запасов и прогнозировании показателей, основанные на следующих исходных данных:

- структурные карты кровли и подошвы пласта;
- карты эффективных толщин;
- геофизические исследования скважин и интерпретация данных исследований;
- координаты устья и забоя скважин;
- инклинометрия скважин;
- 2D-, ЭБ-сейсмика;
- гидродинамические исследования скважин как на стационарных, так и на нестационарных режимах фильтрации;
- гидропрослушивание скважин;
- трассерные исследования;
- термометрия скважин.

Таким образом, сегодня цифровые модели позволяют следующее:

- уточнять геологическое строение пласта и постоянно уточнять стратегию разработки месторождения на каждом этапе изучения залежи;
- успешно решать обратные задачи для нахождения и уточнения неизвестных данных;
- составлять проектные документы для защиты на ТКР и ЦКР [20].

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

- модели двух- и трёхфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей (модель нелетучей нефти);
- модель многокомпонентной фильтрации (композиционная модель);
- модель неизотермической фильтрации;
- модели физико-химических методов воздействия на пласт;
- модели фильтрации в среде с двойной пористостью и с двойной проницаемостью для моделирования процессов в трещиновато-поровых

коллекторах.

На разных стадиях моделирования пласта используются специальные опции, такие как:

- масштабирование сеток при переходе от геологической модели к гидродинамической (осреднения данных геологической модели при построении и оцифровке более грубой сетки для моделирования фильтрации);
- построение сеток различных типов (блочной–центрированной, с распределенными узлами, с геометрией угловой точки, прямоугольной, цилиндрической, криволинейной, полигонов Вороного, гибкой, с локальным измельчением);
- выбор методов аппроксимации и решения уравнений (явный или неявный, прямой или итерационный, упорядочение и решение систем линейных уравнений, контроль за сходимостью);
- инициализация (моделирование начального равновесного распределения флюидов в пласте);
- расчёт эффективных фазовых проницаемостей и капиллярного давления;
- контроль за работой скважин (задание дебитов, забойных давлений, ограничений для групп скважин).

Описанные математические модели позволяют моделировать следующие основные задачи при нагнетании рабочих агентов:

- закачка холодной воды в пласт;
- закачка сухого газа (метан) в пласт;
- закачка горячей воды и пара в пласт;
- закачка кислот, щелочей, ПАВ, мицеллярных растворов в пласт;
- закачка бактерий в пласт;
- закачка воздуха при внутрислоевом горении;
- закачка растворителей.

Также позволяют моделировать следующие механизмы:

- электромагнитный прогрев;

– виброволновое воздействие.

Практическое использование моделирования чрезвычайно велико и его результаты необходимы при подготовке проектной документации на осуществление недропользования. Требование по созданию фильтрационных моделей является обязательным при защите проекта в ФБУ ГКЗ.

Геолого–фильтрационная модель – это объёмная абстракция месторождения, представленная набором исходных данных в виде кубов числовых значений, позволяющая анализировать и прогнозировать технологические показатели разработки.

Последовательность создания геолого–фильтрационной модели состоит в следующем:

- создание цифровой интегрированной базы геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации;
- создание цифровой геологической модели месторождения;
- создание многомерных изотермических и неизотермических трёхфазных и композиционных гидродинамических математических моделей;
- создание цифровых технологий просмотра результатов расчёта созданной модели.

Целью цифровой модели является прогнозирование технологических показателей на основе следующих данных:

- фильтрационно–емкостные параметры (пористость, проницаемость);
- фильтрационные параметры (относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления, данные PVT);
- данные по скважинам (интервалы перфорации, радиус скважины, забойное давление, дебит).

Фильтрационная модель представляет собой систему нелинейных уравнений, для решения которой используются сложные численные методы. Численная модель должна учитывать следующие факторы:

- неоднородность коллектора;
- многофазность и многокомпонентность фильтрационных потоков;

- капиллярные и гравитационные силы (многомерная фильтрация);
- последовательный порядок разбуривания, систему размещения и режимы работы нагнетательных и добывающих скважин.

Отдельную нишу использования модели является процесс адаптации. Под адаптацией понимается воспроизведение предшествующего периода разработки, т. е. результаты, полученные на модели, должны согласоваться с фактической динамикой разбуривания, добычи углеводородов, закачки рабочих агентов, пластовых и забойных давлений, обводнённости продукции. Таким образом, возможно уточнение принятой цифровой геологической модели и фильтрационных параметров, которые ранее были неизвестны. Как правило, адаптацию модели производят по следующим параметрам:

- фильтрационно–ёмкостные свойства;
- относительные фазовые проницаемости;
- энергетическая характеристика объекта;
- уточнение геометрических характеристик месторождения (залежи).

Для того, чтобы более качественно адаптировать геолого-фильтрационную модель, необходимы следующие исходные данные:

- результаты интерпретации данных геохимических исследований, геофизических данных;
- данные 3D– или детализационной 2Э–сейсморазведки;
- измерения на кернах фазовых проницаемостей, капиллярных давлений, остаточной нефтенасыщенности, коэффициентов вытеснения нефти;
- результаты литологических исследований керна, шлифов, палеонтологические исследования;
- данные инклинометрии скважин;
- контроль за разработкой (дебитометрия, термометрия, влагометрия);
- результаты гидродинамических исследований скважин;
- данные о конструкциях скважин;
- сведения о компонентном составе флюидов;

- лабораторные исследования PVT свойств.

При создании постоянно действующих геолого–технологических моделей следует руководствоваться:

- Законами Российской Федерации;
- Указами Президента России;
- Постановлениями Правительства Российской Федерации по вопросам развития отраслей народного хозяйства, лицензирования, продажи нефти и др.;
- Правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений;
- Руководством составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153–39–007–96);
- Приказами Минтопэнерго РФ и решениями Коллегии;
- Классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов;
- Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ;
- действующими ГОСТами, ОСТами, инструкциями, руководствами, методиками, положениями, нормами и нормативами технологического проектирования и др. в области подсчета и утверждения запасов нефти и газа, разработки месторождений, охраны недр и окружающей среды;
- Методическими указаниями по созданию постоянно действующих геолого–технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений Часть 1. Геологические модели. Часть 2. Гидродинамические модели [16, 17].

К настоящему времени разработано большое количество программ для фильтрационного моделирования. Наибольшее распространение получили программы трёхфазной фильтрации, известные как программы нелетучей нефти (black oil model). В этих программах рассматриваются три фильтрующиеся фазы: вода, нефть, газ – без учёта их реального компонентного состава.

К любой геолого–фильтрационной модели предъявляются общие требования:

1. Адекватность процессу фильтрации в пласте. Учёт всех необходимых факторов. Универсальность модели.

2. Большая размерность пространственной сетки, аппроксимирующей реальное месторождение.

3. Простота и удобство пользования моделью. Сервисная визуализация входных и выходных данных.

4. Приемлемое время при расчёте вариантов на компьютере.

5. Использование модели, как для прогнозных расчётов, так и для коррекции геологической модели пласта при воспроизведении истории разработки и адаптации модели.

6. Расчёт экономических показателей разработки на основе данных, полученных с помощью фильтрационной модели.

7. Расчёты по прогнозу технологических показателей разработки должны проводиться с использованием фильтрационных программ, надёжность которых подтверждена предварительным тестированием с помощью первого и седьмого тестов SPE – Society of Petroleum Engineers [25, 26]. От качества моделирующей программы сильно зависит достоверность адаптации модели по истории разработки, точность расчётов уровней добычи нефти, обводнённости продукции скважин, коэффициентов извлечения нефти и других технологических показателей.

Появление в последнее время современных программ гидродинамического моделирования, высокопроизводительных компьютеров с тактовой частотой свыше трёх гигагерц и параллельных кластерных вычислительных систем позволяет создавать и эффективно рассчитывать фильтрационные модели, насчитывающие несколько миллионов ячеек, тем самым, сводя к минимуму процедуру осреднения при преобразовании параметров геологической модели в параметры фильтрационной сеточной модели.

Объём части пласта, из которой отбирается керновый материал, подвергаемый лабораторным исследованиям, находится в диапазоне от 0,00004 до 0,00016 %, а по геофизическим данным от 0,022 до 0,088 % от объёма пласта. Все данные имеют различные погрешности в диапазоне от 5 до 20 %, поэтому интегральную погрешность данных, получаемых из геолого–математической модели, можно оценить в 20 % (приемлемая погрешность определения балансовых запасов углеводородов).

Точность данных второго типа определяется, прежде всего, результатами гидродинамических испытаний скважин, охваченный объём пласта колеблется от 33 до 100 %. Поэтому данные этого типа являются более достоверными и приемлемая погрешность оценивается в интервале 10–20 % (гидропроводность, пьезопроводность, скин–фактор).

Наиболее точно определяются данные третьего типа в лабораторных условиях.

Это данные определения вязкости пластовых флюидов (погрешности до 2–3 %), фазового равновесия (до 10 %), относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давлений (10 %) и т. д. В то же время, некоторые из этих данных охватывают очень небольшую часть продуктивного пласта, поэтому интегральная погрешность оценивается в 10–20 %.

В итоге общая интегральная погрешность входных данных для построения фильтрационной модели составляет не менее 15–20 %.

Этим обстоятельством определяется необходимость проведения исследовательских работ по уточнению коллекторских и других параметров модели объекта разработки с использованием фактических данных по отборам и закачке флюидов в скважинах.

4.3. Информация об объекте

Покачевское месторождение открыто в 1970 году, в 1977 году введено в промышленную разработку. По запасам месторождение относится к

категории крупных. Геологические запасы категории В+С1 составляют 484299 тыс. т, извлекаемые 198333 тыс. т. Утвержденный КИН – 0,410.

На сегодняшний день в разработке находятся 16 эксплуатационных объектов: АВ₁, АВ₂₋₃, АВ₄, АВ₅, АВ₆, АВ₇, АВ₈, БВ₀, БВ₁, БВ₂, БВ₃, БВ₅, БВ₆, БВ₈, Ач, ЮВ₁ и 20 элементов разработки.

С начала разработки из продуктивных пластов месторождения отобрано

159656 тыс. т. нефти или 80.5 % от начальных извлекаемых запасов нефти категории В+С1. Коэффициент извлечения нефти достиг значения 0,330, при утвержденном – 0,410 д.ед.

Текущая добыча нефти находится на уровне 2000 тыс.т. обеспеченность запасами составляет 20 лет.

Проектный фонд по месторождению составляет 2866 скважин, сегодня на балансе предприятия по Покачевскому месторождению числится 2398 ед. Разбуренность месторождения составляет 84 %.

Основными объектами как по запасам, так и по отборам нефти, являются объекты АВ₁, АВ₂₋₃, АВ₅, БВ₆, БВ₈ и ЮВ₁, накопленная добыча нефти которых составляет 95% от добычи по месторождению.

В данной работе объектом внимания являются пласты АВ₁, АВ₂ и АВ₃.

Все залежи совпадают в плане и перекрываются пластом АВ₁, который имеет максимальную площадь распространения. Суммарные геологические запасы по ним составляют 229262 тыс. т или 47 % от общих запасов по месторождению. Залежи пластов АВ₂, и АВ₃ разбурены полностью, а пласт АВ₁ на 78 %.

От общей добычи нефти по месторождению текущие показатели по пластам составляют 60 % а накопленные 40 %. Общий фонд, перебивавший в добыче и закачке, составляет 1707 скважин или 71 % от всего фонда.

4.4. Краткая характеристика залежей пластов АВ₁³, АВ₂ и АВ₃

Как уже было сказано выше, исторически, пласты АВ₁ и АВ₂ представляли собой единый объект разработки, а пласт АВ₃ выделялся в самостоятельный эксплуатационный объект.

Однако, в силу того, что пласты АВ₁ и АВ₂ характеризуются абсолютно различными геолого–физическими характеристиками и структурой осадконакопления, одним из решений последнего проектного документа было разукрупнение объекта разработки АВ_{1–2} с выделением пласта АВ₁ в самостоятельный объект. Кроме того, в связи с тем, что пласты АВ₂ и АВ₃ имеют одинаковые ФЕС и порядка 70 % слияния по площади, было принято решение объединения их в единый объект разработки АВ_{2–3}.

Пласт АВ₁³ представлен глинистыми песчаниками, а также плотными алевролитами и аргиллитами. Пласт, в целом, имеет однотипное строение, характеризуется увеличением глинистости вверх по разрезу, что присуще отложениям, формировавшимся в условиях морской трансгрессии. Средние параметры: нефтенасыщенная толщина – 3,5 м; нефтенасыщенность – 0,44 доли ед.; пористость – 19,7 %; проницаемость – $22 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт АВ₂ представлен фациями русловых отмелей и песчаных частей внутренней поймы равнинной интенсивно–меандрирующей реки. В южной и центральной частях залежи хорошо прослеживаются два русловых пояса. Здесь можно наблюдать развитие песчаных тел, постепенно переходящих в отложения береговых валов, песков разливов и глинистых отложений внутренней поймы. Средние параметры: нефтенасыщенная толщина – 4,9 м; нефтенасыщенность – 0,54 доли ед.; пористость – 20,8 %; проницаемость – $126 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт АВ₃ представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Формирование пласта в условиях ограниченно–меандрирующей реки привело к образованию в южной и западной части залежи мощного песчаного тела, имеющего в поперечном сечении линзообразно–вогнутую

форму. В краевых частях пойменной долины песчаное тело постепенно расщепляется на несколько прослоев, которые уменьшаются в мощности и замещаются глинистыми разностями. Средние параметры: нефтенасыщенная толщина – 4,7 м; нефтенасыщенность – 0,53 доли ед.; пористость – 21,9 %; проницаемость – $179 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Согласно отчетности, основной объем добычи 47885 тыс.т. (74 %) приходится на пласт АВ₂, накопленная добыча нефти по пласту АВ₁ составляет 10718 тыс. т (17 %), и самые минимальные отборы приходятся на пласт АВ₃ – 5709 тыс. т (9 %). Согласно данному распределению, пласт АВ₂ выработан на 93 %, отборы по пластам АВ₁ и АВ₃ находятся примерно на одном уровне 45 % и 50 %, соответственно. При этом текущая обводненность по пластам распределилась следующим образом: по АВ₂ – 94,6 %, по АВ₁ – 91,4 % и по АВ₃ – 97,3 %.

Рассматривая данные показатели видно, что по пластам АВ₁ и АВ₃ текущая обводненность в значительной степени не соответствует накопленным отборам, а также выработке запасов. Одним из факторов, который в этом играет немаловажную роль, является правильное распределение добычи нефти и жидкости между пластами.

Необходимо отметить, что за время совместной разработки пластов АВ₁ и АВ₂ практически все скважины эксплуатировались единым фильтром со вскрытием перфорацией всей нефтенасыщенной мощности разреза.

От общего совместного фонда, который составляет 1160 скважин 774 ед (67 %) приходится на пласты АВ₁ и АВ₂. На рисунках 4.2, 4.3 приведены карты–схемы самостоятельного и совместного вскрытия пластов АВ₁, АВ₂ и АВ₃.

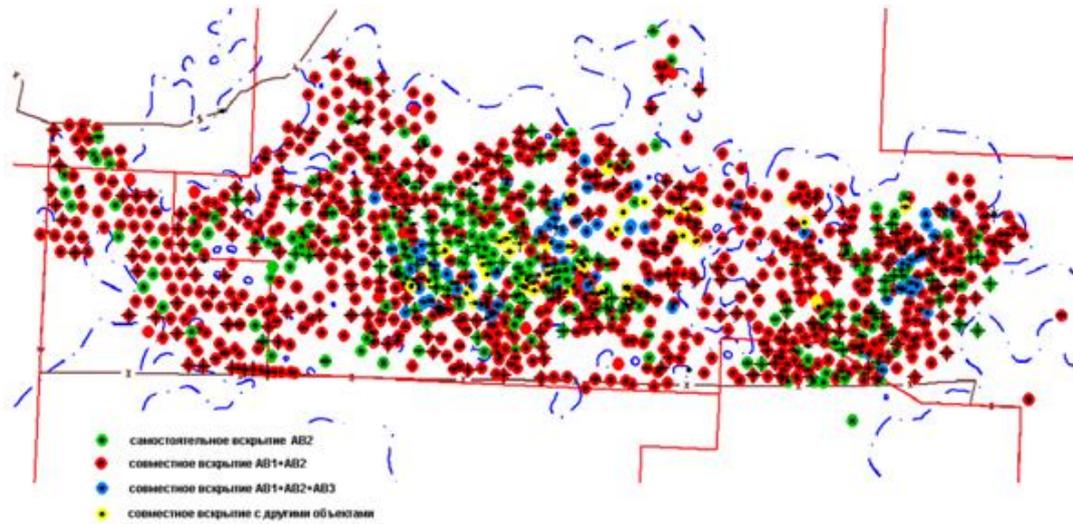


Рисунок 4.2 – Карта–схема вскрытия пластов АВ₁, АВ₂ и АВ₃

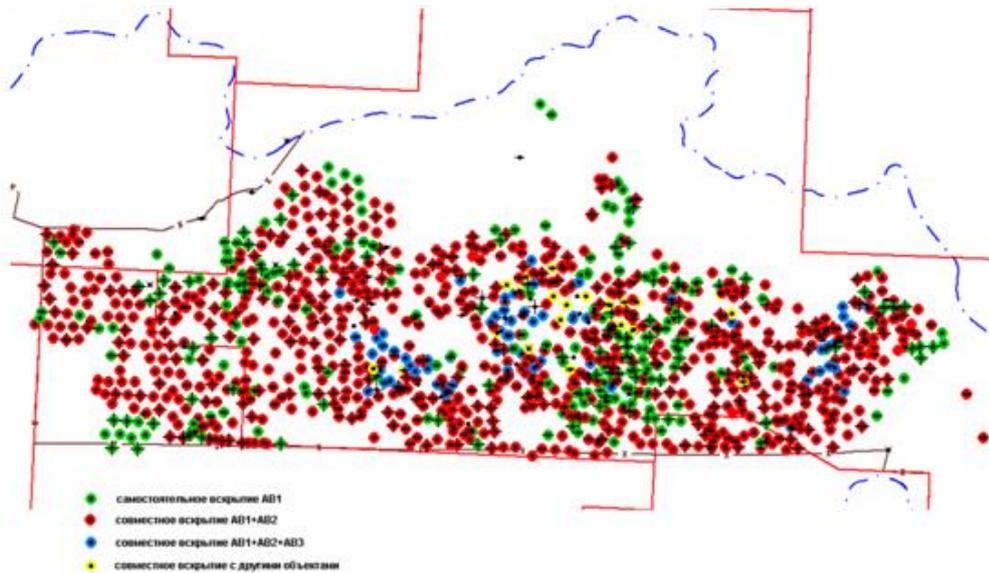


Рисунок 4.3 – Карта–схема вскрытия пластов АВ₁, АВ₂ и АВ₃

Таким образом, в связи с различными ФЕС пластов, значительным объемом совместных скважин АВ₁ и АВ₂, а так же разукрупнением объекта АВ₁₋₂ и объединением пластов АВ₂ и АВ₃ в единый объект разработки, появилась необходимость определения «истинной» добычи нефти и жидкости скважин по пластам для характеристики выработки участка.

4.5. Формирование границ исследуемого участка и использованные фактические данные

Так как выбранный объект обладает очень большим фондом скважин и длительной историей разработки, что требует больших затрат времени на

проведение расчетов, для решения задачи корректного разделения добычи с помощью гидродинамического моделирования был выбран представительный участок, учитывающий основные свойства всего объекта и содержащий добывающую скважину, работающую на 2 пласта. Границы участка определялись условием нахождения по периметру нагнетательных скважин для формирования граничных условий поддержаний пластового давления и нивелирования влияния процессов за пределами выбранного участка.

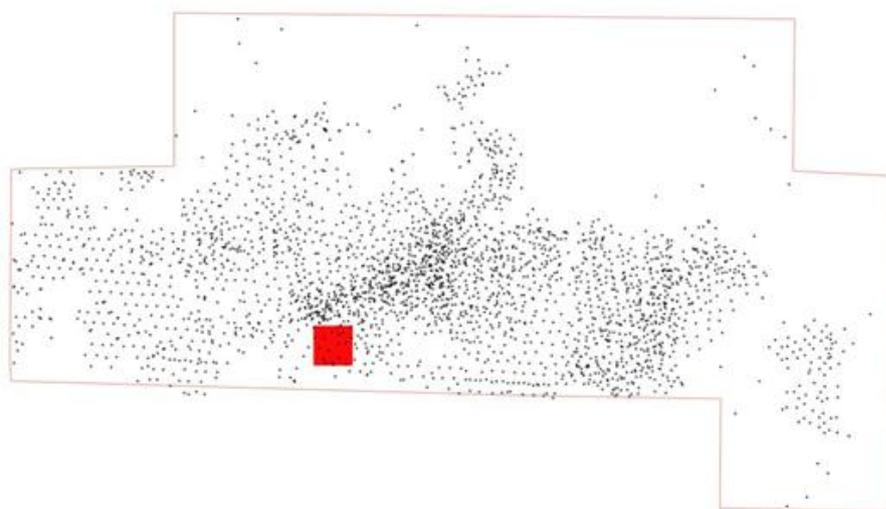


Рисунок 4.4 – Расположение выбранного участка

Как видно из рисунка 4.4, разбуренность с севера и востока от выбранного участка много плотнее чем с запада и юга, что делает необходимым условие по наличию нагнетательных скважин на границе участка с севера и востока, в то время как влияние разработки с запада и юга минимально т.к. участок находится на периферии объекта.

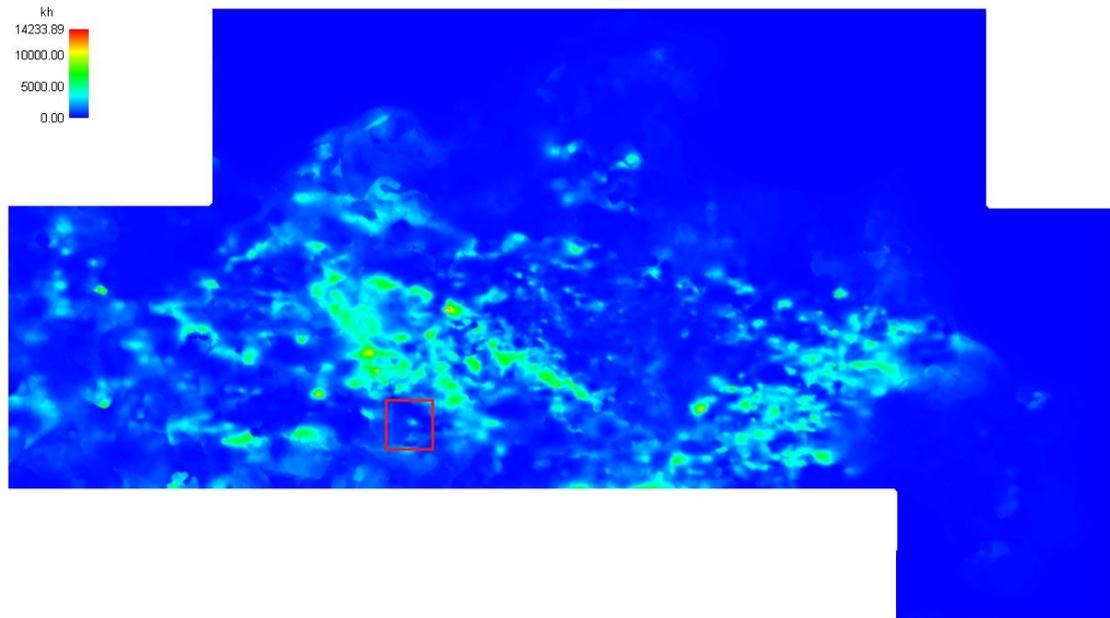


Рисунок 4.5 – Карта параметра $k \cdot h$ полноразмерной модели месторождения

При выборе участка была построена карта параметра $k \cdot h$, чтобы убедиться, что данный участок не находится в зоне экстремальных значений проницаемости и/или нефтенасыщенных толщин. Исходя из построенной карты мы видим, что выбранный участок находится в зоне умеренных значений $k \cdot h$, в середине участка наблюдается небольшой «всплеск» значения параметра, который был сглажен осреднением параметра проницаемости по всему участку.

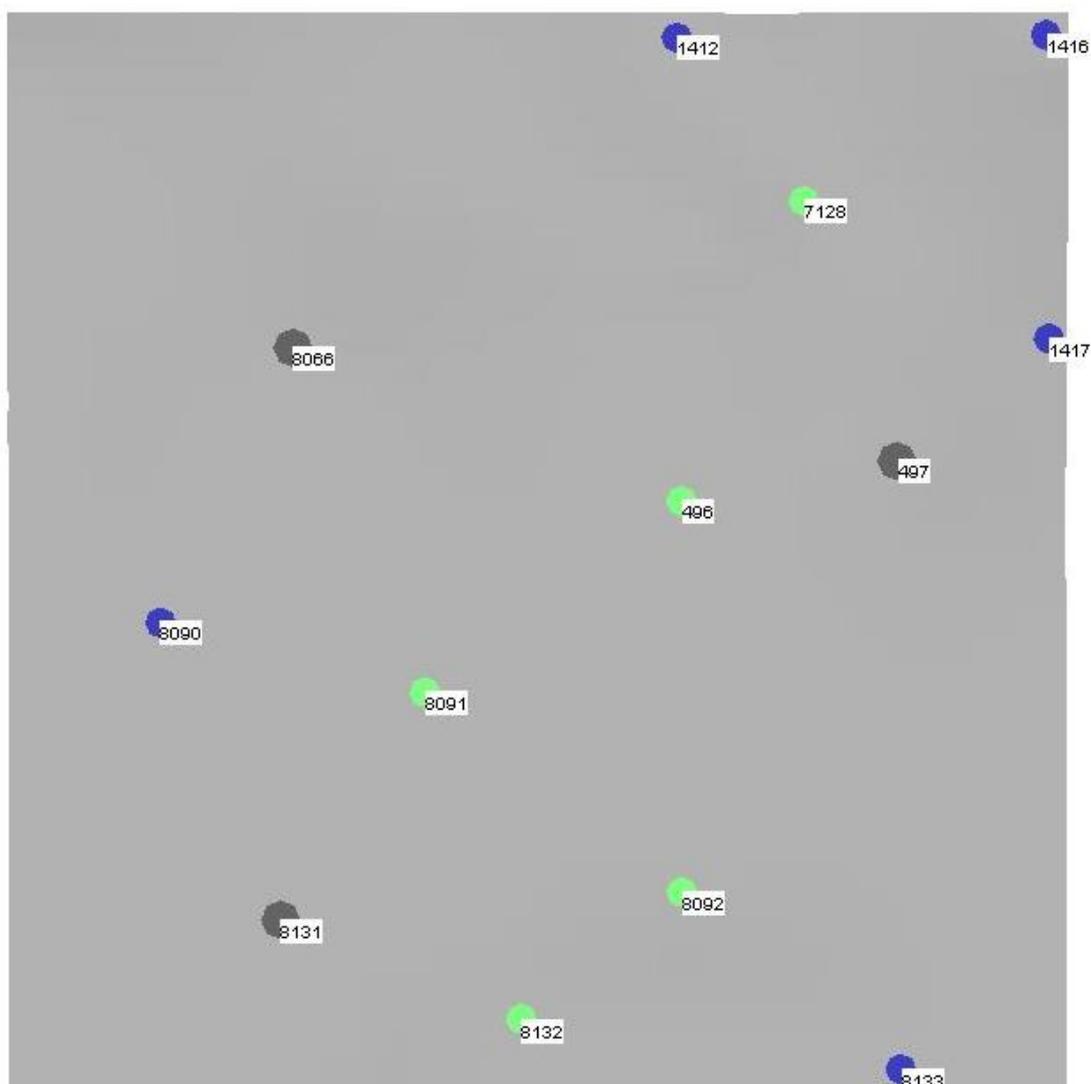


Рисунок 4.6 – Схема выбранного участка

Выбранной для исследования скважиной оказалась скважина 496, находящаяся в центре выбранного участка и окруженная по периметру нагнетательными скважинами 1412, 1416, 1417, 8090, 8133. Скважина 496 запущена в работу в декабре 1991 года и изначально работала на пласт АВ₂, в ноябре 1996 года произошло приобщение пласта АВ₁₋₃ и в декабре 1996 года скважина начала работать совместно на 2 пласта – АВ₁₋₃ и АВ₂.

Промысловая информация по скважине 496

Дата	Пласт	Добыча нефти, т		Добыча жидкости, т		Дебит		Обводненность, %
		за период	накоп.	за период	накоп.	нефт и	жидкости	
1991	AB2	35	35	35	35	7,00	7,00	0,00
1992	AB2	2 690	2 725	6 623	6 658	7,37	18,15	59,38
1993	AB2	1 573	4 298	5 472	12 130	4,31	14,99	71,25
1994	AB2	1 445	5 743	4 125	16 255	3,96	11,30	64,97
1995	AB2	1 719	7 462	3 929	20 184	4,71	10,76	56,25
1,1996	AB2	152	7 614	424	20 608	4,9	13,68	64,15
2,1996	AB2	156	7 770	428	21 036	5,38	14,76	63,55
3,1996	AB2	125	7 895	889	21 925	4,03	28,68	85,94
4,1996	AB2	242	8 137	315	22 240	8,07	10,5	23,17
5,1996	AB2	226	8 363	296	22 536	8,07	10,57	23,65
6,1996	AB2	397	8 760	521	23 057	13,69	17,97	23,8
7,1996	AB2	267	9 027	325	23 382	8,61	10,48	17,85
8,1996	AB2	270	9 297	378	23 760	8,71	12,19	28,57
9,1996	AB2	422	9 719	587	24 347	15,63	21,74	28,11
10,1996	AB2	324	10 043	457	24 804	10,45	14,74	29,1
11,1996	AB2	286	10 329	398	25 202	13	18,09	28,14
12,1996	AB2	974	11 303	1 355	26 557	32,47	45,17	28,12
1996	AB2	3 841	11 303	6 373	26 557	10,97	18,21	39,73
1997	AB2	4 807	16 110	7 270	33 827	15,16	22,93	33,88
1998	AB2	5 514	21 624	9 850	43 677	16,08	28,72	44,02
1999	AB2	4 167	25 791	7 979	51 656	13,89	26,60	47,78
2000	AB2	1 948	27 739	2 843	54 499	6,76	9,87	31,48
2001	AB2	789	28 528	1 297	55 796	2,24	3,67	39,17
2002	AB2	456	28 984	890	56 686	1,32	2,58	48,76
2003	AB2	1 327	30 311	1 628	58 314	4,45	5,46	18,49
2004	AB2	794	31 105	1 236	59 550	2,38	3,7	35,76
2004	AB1/3	207	207	310	310	1,14	1,71	33,23
2005	AB2	842	31 947	3 905	63 455	2,73	12,68	78,44
2005	AB1/3	361	568	1 676	1 986	1,17	5,44	78,46
2006	AB2	1 569	33 516	21 580	85 035	4,42	60,79	92,73
2006	AB1/3	672	1 240	9 248	11 234	1,89	26,05	92,73
2007	AB2	962	34 478	20 875	105 910	2,68	58,15	95,39
2007	AB1/3	414	1 654	8 948	20 182	1,15	24,92	95,37
2008	AB2	1 356	35 834	17 145	123 055	4,12	52,11	92,09
2008	AB1/3	582	2 236	7 349	27 531	1,77	22,34	92,08

Как видно из таблицы с данными добычи скважины 496, официальная отчетность не учитывает факт приобщения пласта АВ₁₋₃ в 1996 году и вся добыча записана на пласт АВ₂, по неизвестным причинам вся добыча до 2004

года записывается на пласт АВ₂, в то время как по отчетности добыча жидкости и нефти за декабрь 1996 года увеличивается более чем в 3 раза, что сразу же указывает на некорректность учета скважинной продукции по пластам и ведет к неверной локализации и оценке остаточных запасов и в конечном итоге является риском для добывающей компании при планировании дальнейших работ на месторождении.

Важным при решения данной задачи было наличие для исследуемой скважины данных по промысловым геофизическим исследованиям скважины на профиль притока.

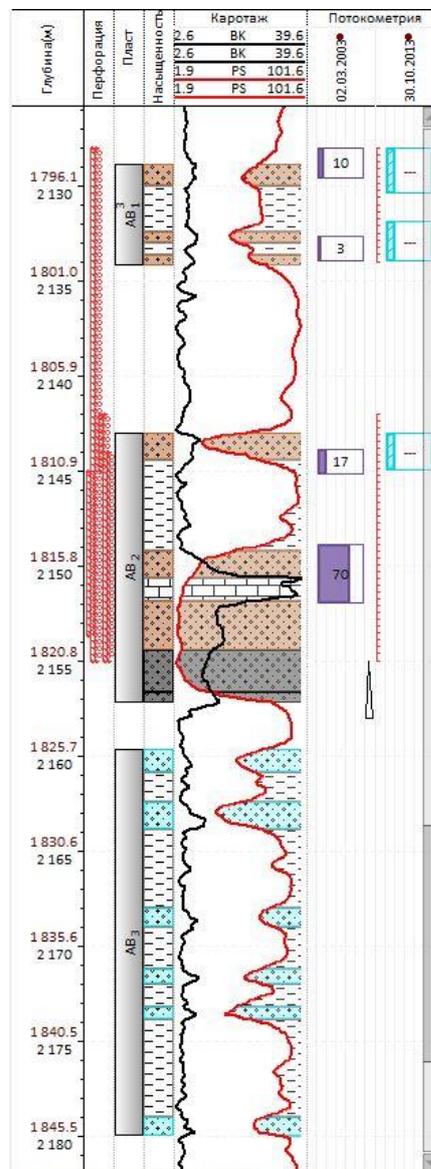


Рисунок 4.7 – каротажная диаграмма для скважины 496 с информацией по профилю притока

Данные ПГИ с определением профиля притока

Дата	Тип	Интервал		Н	Характер притока	% суммарного дебита/расхода
		начало	окончание			
02.03.2003	Приток	2128	2129,6	1,6	нефть + вода	10
	Приток	2132,6	2134	1,4	нефть + вода	3
	Приток	2143,8	2145,2	1,4	нефть + вода	17
	Приток	2148,8	2152	3,2	нефть + вода	70
	Заколонные циркуляции (приток)	2155	2158	3	нет данных	

По данным ПГИ в январе 2003 года 87 % продукции скважины обеспечивал пласт АВ₂ и оставшиеся 13 % АВ₁₋₃, чего в официальной отчетности также не наблюдается.

Таблица 4.3

Результаты интерпретации геофизических исследований скважин

Пласт	Глубины, отн.		Глубины пропластка, отн.		Н эфф м	Насыщенность	К пр мД	К н д.е.
	кровля	подошва	кровля	подошва				
АВ _{1/3}	2128,8	2134,2	2128,8	2130	1,2	нефть	3,1	0,433
			2130	2132,4	2,4	нет данных		
			2132,4	2133	0,6	нефть	17,7	
			2133	2133,6	0,6	нет данных		
			2133,6	2134,2	0,6	нефть	3,4	
АВ ₂	2143	2157,2	2143	2144,4	1,4	нефть	71,6	0,36
			2144,4	2149,2	4,8	нет данных		
			2149,2	2150,6	1,4	нефть	142,7	0,671
			2150,6	2151,8	1,2	нет данных		
			2151,8	2154,4	2,6	нефть	528,2	0,573
		2154,4	2156,6	2,2	состав флюида не ясен	528,2	0,454	
		2156,6	2157,2	0,6	состав флюида не ясен	30		
АВ ₃	2159,6	2180	2159,6	2160,8	1,2	вода	5,1	0,267
			2160,8	2162,4	1,6	нет данных		
			2162,4	2163,8	1,4	вода	22,5	0,369
			2163,8	2168	4,2	нет данных		
			2168	2169	1	вода	1,4	
			2169	2171,2	2,2	нет данных		
			2171,2	2172	0,8	вода	4,2	0,313
			2172	2173,2	1,2	нет данных		
		2173,2	2173,8	0,6	вода	30		
		2173,8	2179	5,2	нет данных			
		2179	2180	1	вода	1,4	0,227	

При создании геологической основы неясный приток флюида в интервале 2154.4–2156.6 был интерпретирован как подстилающая вода. Также из данных результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) видно, что ниже пласта АВ₂ находится водоносный пласт АВ₃ что создает большой риск обводнения при проведении ГРП.

Таблица 4.4

Геолого–физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласты		
	АВ ₁ ³	АВ ₂	АВ ₃
Средняя глубина кровли, м	1834– 2105	1845– 2118	1861– 2132
Тип залежи	Пластово–сводовые		
Тип коллектора	Терригенный, поровый		
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	398507	269794	60041
Средняя общая толщина, м	9,5	15,7	20,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,53	4,86	4,68
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	1,00	3,30	5,90
Коэффициент пористости, д. ед.	0,200	0,210	0,219
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, д.ед.	0,44	0,55	0,51
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, д.ед.	0,39	0,52	0,53
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0,44	0,54	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ² по керну	49,5	110,4	117,9
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ² по ГДИ			
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ² по ГИС	21,9	126,2	178,8
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,36	0,40	0,52
Расчлененность, ед.	3	4	5
Начальная пластовая температура, °С	68	69	70
Начальное пластовое давление, МПа	17,3	18	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,6	1,46	
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,781	0,788	

Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,857	0,857	
Абсолютная отметка ВНК, м	1812–1826		
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,126	1,126	
Содержание серы в нефти, %	0,72	0,75	0,92
Содержание парафина в нефти, %	3,69	3,45	3,52
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,2	8,6	
Газовый фактор, м ³ /т	50	50	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,42	0,42	
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,987	0,988	
Сжимаемость, 1/МПа*10 ⁻⁴			
нефти	9,8	10,2	12,3
воды	4,3		
породы	3,0		
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,440	0,504	0,498

Данные геофизические характеристики (ГФХ) были использованы при моделировании в качестве входных данных модели, в таких секциях, как РVТ–свойства и для равновесной инициализации модели.

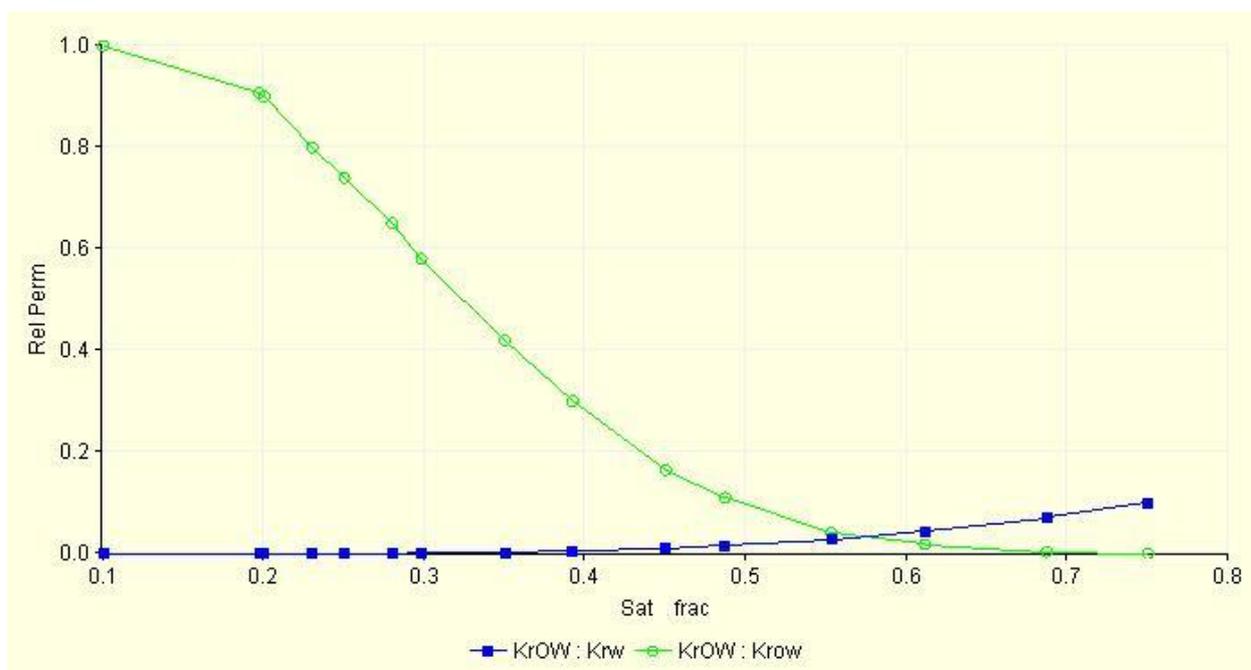


Рисунок 4.8 – относительные фазовые проницаемости по пласту АВ₁₋₃, принятые в модели

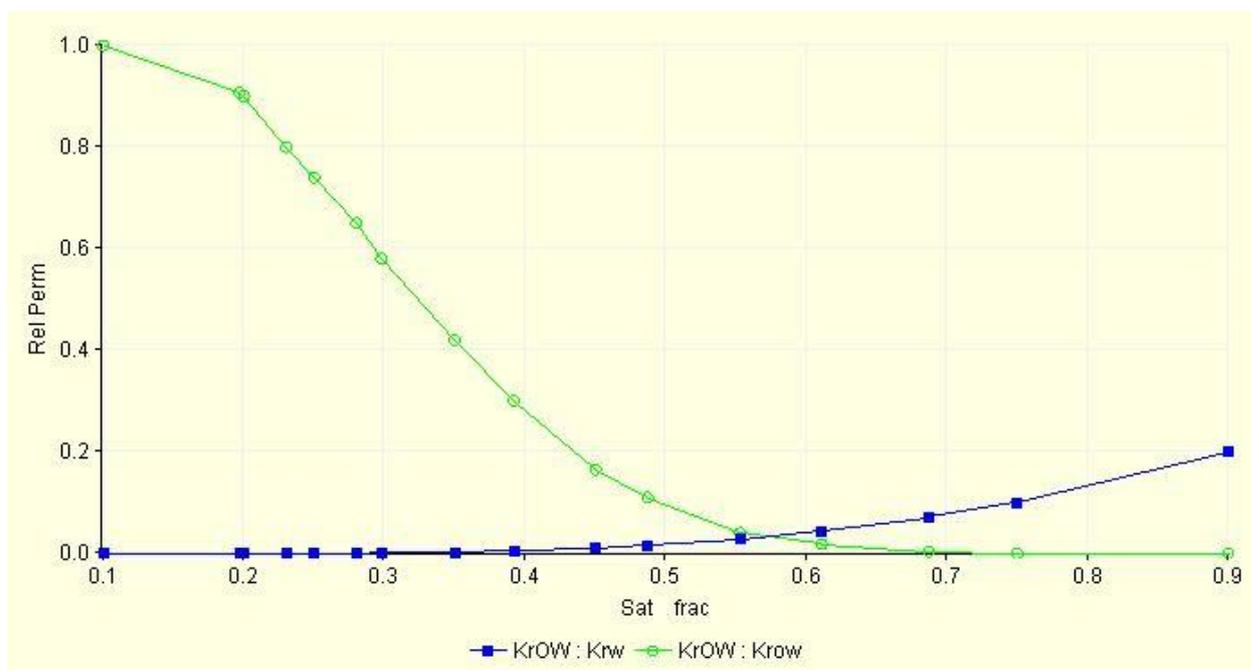


Рисунок 4.9 – относительные фазовые проницаемости по пласту АВ₂, принятые в модели

Относительные фазовые проницаемости, принятые в модели являются осредненными по совокупности результатов лабораторных экспериментов на керне.

Таблица 4.5

Данные инструментальных замеров пластового давления по скважине 496

Скважина	Пласт	Дата начала исследования	Дата обработки данных	Метод исследования	Источник расчетных данных	Пластовое давление
496	АВ ₂	07.07.2009	08.07.2009	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	153
496	АВ ₂	05.10.2004	06.10.2004	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	143
496	АВ ₂	20.08.2004	21.08.2004	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	155
496	АВ ₂	18.05.2004	19.05.2004	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	154
496	АВ ₂	14.10.2003	15.10.2003	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	117
496	АВ ₂	11.03.2003	12.03.2003	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	130
496	АВ ₂	10.03.2003	11.03.2003	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	125
496	АВ ₂	10.03.2003	11.03.2003	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	129
496	АВ ₂	12.02.2003	13.02.2003	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	154
496	АВ ₂	16.01.2003	17.01.2003	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	164
496	АВ ₂	31.10.2002	01.11.2002	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	147
496	АВ ₂	02.05.2002	03.05.2002	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	146
496	АВ ₂	02.04.2002	03.04.2002	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	148
496	АВ ₂	02.02.2002	03.02.2002	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	148
496	АВ ₂	04.12.2001	05.12.2001	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	165
496	АВ ₂	02.12.2001	03.12.2001	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	147
496	АВ ₂	15.05.2001	16.05.2001	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	138
496	АВ ₂	10.05.2001	11.05.2001	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	127

Продолжение таблицы 4.5

496	AB ₂	31.03.2000	01.04.2000	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	157
496	AB ₂	18.02.2000	19.02.2000	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	127
496	AB ₂	17.10.1999	18.10.1999	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	138
496	AB ₂	19.09.1999	20.09.1999	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	136
496	AB ₂	19.08.1999	20.08.1999	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	151
496	AB ₂	09.07.1999	10.07.1999	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	143
496	AB ₂	02.06.1999	03.06.1999	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	148
496	AB ₂	24.10.1997	25.10.1997	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	163
496	AB ₂	11.12.1996	30.12.1996	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	139,1
496	AB ₂	15.11.1996	25.11.1996	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	138,4
496	AB ₂	15.10.1996	30.10.1996	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	130,2
496	AB ₂	10.09.1996	30.09.1996	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	122,5
496	AB ₂	27.04.1996	28.04.1996	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	147
496	AB ₂	18.08.1995	21.08.1995	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	167,9
496	AB ₂	23.05.1995	24.05.1995	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	167,4
496	AB ₂	04.08.1994	05.08.1994	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	186,3
496	AB ₂	14.04.1994	19.04.1994	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	175,9
496	AB ₂	14.05.1993	15.05.1993	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	157,6
496	AB ₂	03.11.1992	13.11.1992	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	183
496	AB ₂	15.10.1992	30.10.1992	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	166
496	AB ₂	14.09.1992	29.09.1992	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	168,9
496	AB ₂	21.08.1992	29.08.1992	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	140,8
496	AB ₁	28.06.2007	29.06.2007	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	162
496	AB ₁	05.04.2006	06.04.2006	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	118
496	AB ₁	11.08.2005	12.08.2005	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	152
496	AB ₁	09.08.2005	10.08.2005	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	147
496	AB ₁	12.07.2005	13.07.2005	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	130
496	AB ₁	11.07.2005	12.07.2005	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	129
496	AB ₁	05.10.2004	06.10.2004	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	143
496	AB ₁	20.08.2004	21.08.2004	Замер стат. ур.	Глубину ВНК	155

Особое внимание было уделено пластовому давлению, необходимо было, чтобы расчетное пластовое давление соответствовало фактическим данным замеров.

Для упрощения модели и исключения экстремальных значений параметров коллектора, все параметры были осреднены по пластам. После осреднения значения проницаемости составили: AB₁₋₃ – 17,6 мД, AB₂ – 132,7 мД, AB₃ – 101,7 мД; значения пористости: AB₁₋₃ – 0,189, AB₂ – 0,212, AB₃ – 0,204; значения остаточной нефтенасыщенности: AB₁₋₃ – 0,215, AB₂ – 0,249, AB₃ – 0,237; значения остаточной водонасыщенности: AB₁₋₃ – 0,474, AB₂ – 0,343, AB₃ – 0,38.

4.6. Результаты расчетов

Для проведения расчетов был выбран гидродинамический симулятор Tempest версии 7.2 от компании Roxar. Использовалась модель двухфазной изотермической фильтрации нелетучей нефти (**Black Oil**). Ключевым моментом данной работы являлось создание «концептуальной» модели, что подразумевало отсутствие ручной настройки скважин, для получения «чистых» результатов расчетов гидродинамического симулятора, не зашумленных влиянием изменений параметров модели.

В ходе расчетов, для корректного учета граничных условий, для нагнетательных скважин, находящихся в углах и на гранях модели были применены понижающие коэффициенты для объемов закачиваемого агента, 0,25 и 0,5 соответственно. Также были учтены данные по нарушениям технического состояния скважин, негерметичности колонн и заколонные циркуляции были смоделированы дополнительными перфорациями в соответствующие интервалы пласта, в случаях, когда интервал негерметичности оказывался за пределами модели перфорации проводились в специально для этого созданный фиктивный водоносный слой, отделенный от пласта АВЗ пятью метрами неколектора во избежание гидродинамической связи моделируемого участка с фиктивным слоем. Эффект ГРП моделировался изменением скин-фактора. Дата начала моделирования – 01.01.1991, дата конца моделирования – 01.01.2009, что соответствует времени работы скважины № 496.

По проведенным расчетам были получены следующие результаты:

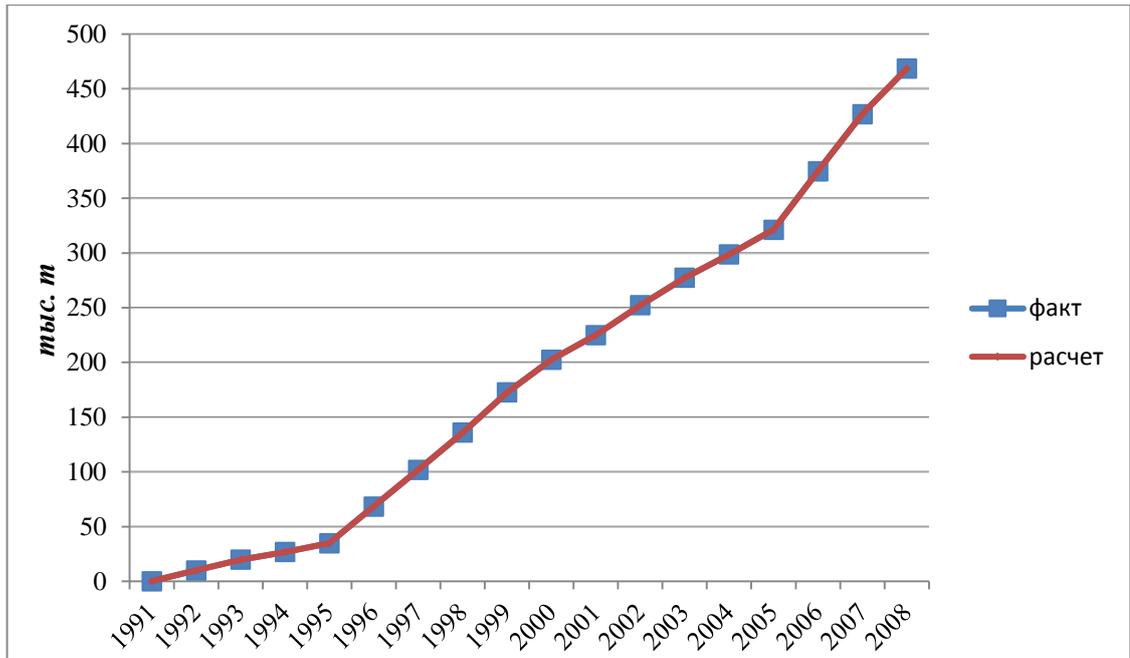


Рисунок 4.10– Сопоставление расчетного и фактического показателей накопленной добычи жидкости по участку.

Графики накопленной добычи жидкости абсолютно совпадают, т.к. в качестве управляющего параметра на скважинах было задано ориентирование на историческую добычу жидкости. Таким образом, недостатка энергетики на участке моделирования нет, поскольку скважины добыли весь исторический объем жидкости.

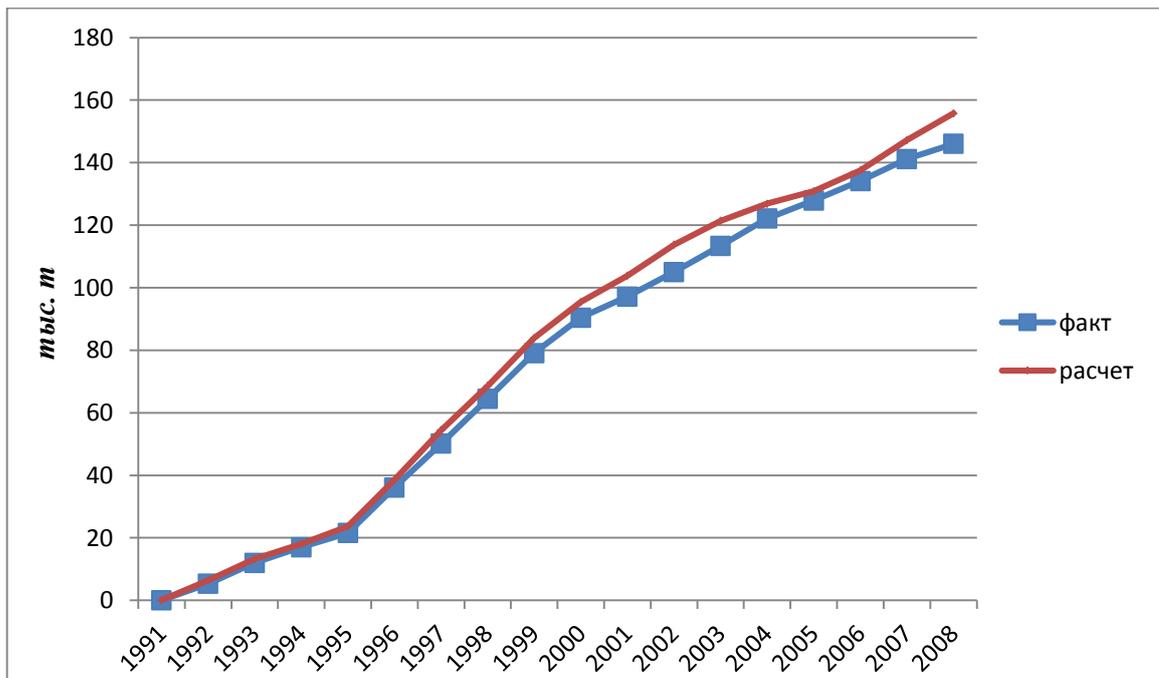


Рисунок 4.11 – Сопоставление расчетного и фактического показателей добычи нефти по участку.

График расчетной накопленной добычи нефти достаточно хорошо повторяет историческую динамику добычи нефти, что свидетельствует об адекватности модели. Расчетная накопленная добыча нефти на последнюю дату 01.01.2009 составила 156 тыс. т, отклонение от фактического значения 146 тыс. т составило 6,8 %, что является приемлемым результатом с учетом неадаптированности модели.

Для дополнительной оценки адекватности модели была сравнена динамика выработки по пластам АВ₁ и АВ₂ секторной модели с полной моделью объекта. Сравнялся временной интервал с 1991 по 2009 год.

Таблица 4.6

Сопоставление выработки подвижных запасов нефти полноразмерной и секторной моделей

		Полноразмерная модель		Секторная модель	
Год	Пласт	Запасы подвижные, тыс. т.	Выработка, %	Запасы подвижные, тыс. т.	Выработка, %
1991	АВ ₁₋₃	49243		275	
	АВ ₂	49568		199	
2009	АВ ₁₋₃	36587	25,70%	202	26,5
	АВ ₂	25423	48,70%	116	41,7

Исходя из сравнения выработки подвижных запасов нефти, можно сделать вывод о том, что секторная модель воспроизводит тенденции добычи нефти полноразмерной модели, что доказывает ее применимость в исследовании общих закономерностей работы объекта.

Анализируя полученные данные расчетов общих показателей секторной модели был сделан вывод об ее адекватности фактическим промысловым данным и непротиворечивости общим тенденциям работы полноразмерной модели.

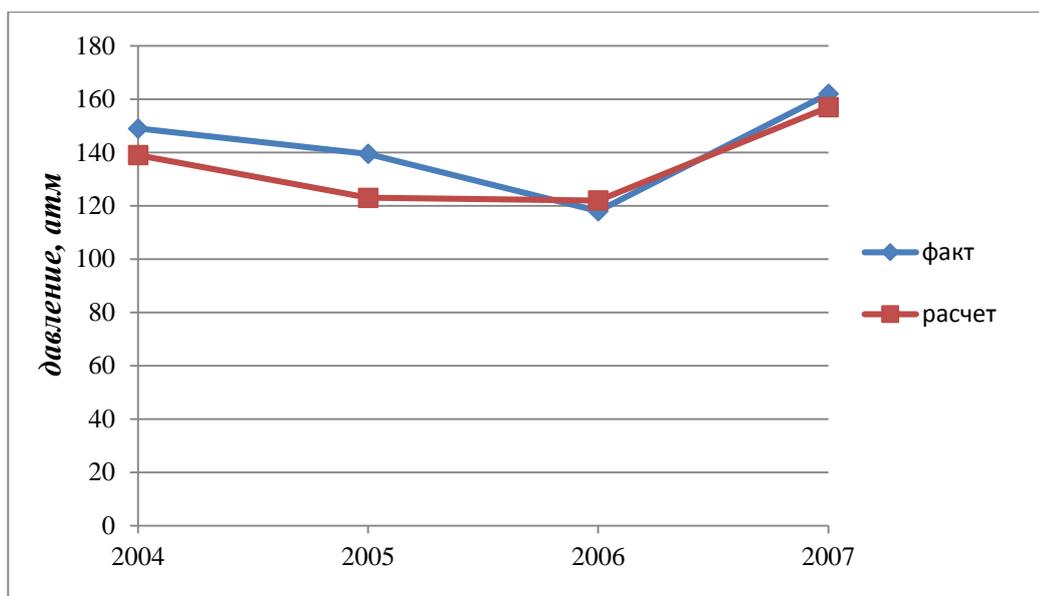


Рисунок 4.12 – Сопоставление фактического и расчетного пластового давления по пласту АВ₁₋₃ скважины № 496

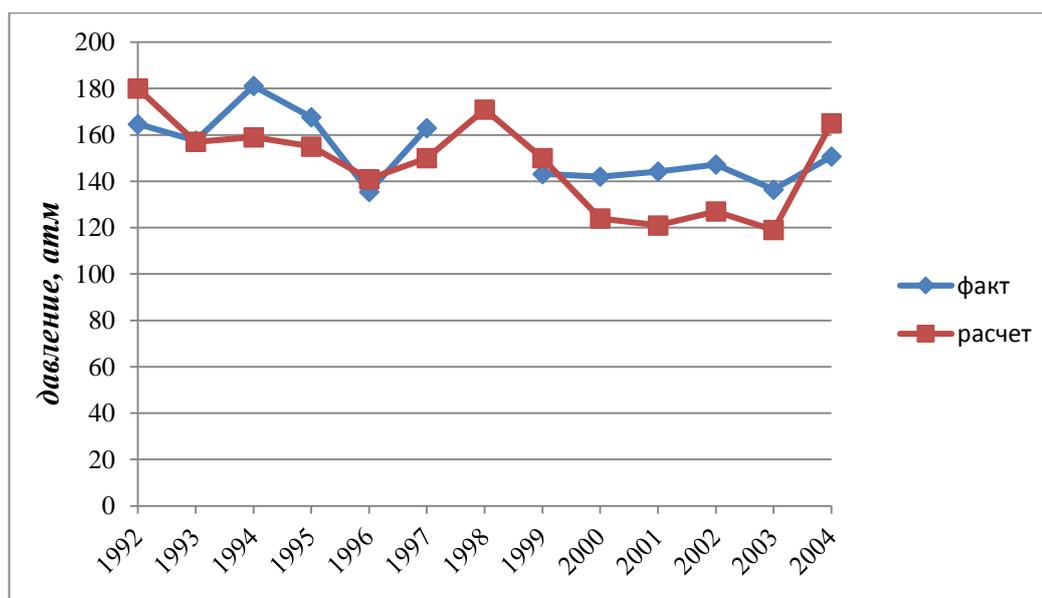


Рисунок 4.13 – Сопоставление фактического и расчетного пластового давления по пласту АВ₂ скважины № 496

Пластовые давления сравнивались только на тех временных отрезках, на которых были проведены инструментальные замеры давления, так по пласту АВ₁₋₃ замеры проводились только в 2004–2007 годах, по пласту АВ₂ существуют замеры на период с 1992 по 2004 года, в 1998 году замеров проведено не было, поэтому этот период на графике «выпадает».

Расчетные и фактические пластовые давления сходятся с удовлетворительной степенью точности, для удобства сравнения данные фактических замеров были осреднены по годам. Расчет повторяет основные тренды изменения фактического давления, что означает корректность учета граничных условий модели и достоверность воспроизведения фильтрационных потоков. Максимальное отклонение за период составило минус 23 атм., или минус 16 % в 2001 году и находится в пределах возможных отклонений по действующему регламенту настройки гидродинамических моделей.

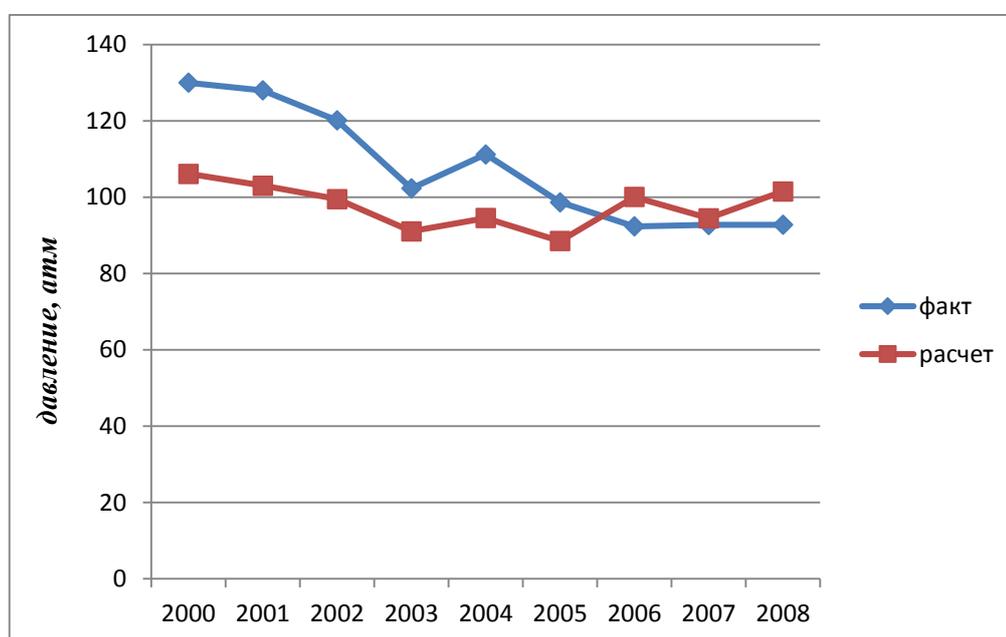


Рисунок 4.14 – Сопоставление расчетных и фактических забойных давлений скважины № 496

Замеры забойного давления скважины № 496 проводились только с 2000 года, поэтому график приводится только на этом временном интервале. Расчетное забойное давление приемлемо соотносится с фактическими данными. Максимальное отклонение составило минус 25 атм., или минус 19,5 % в 2001 году, что укладывается в нормы по допустимому отклонению в 25 %.

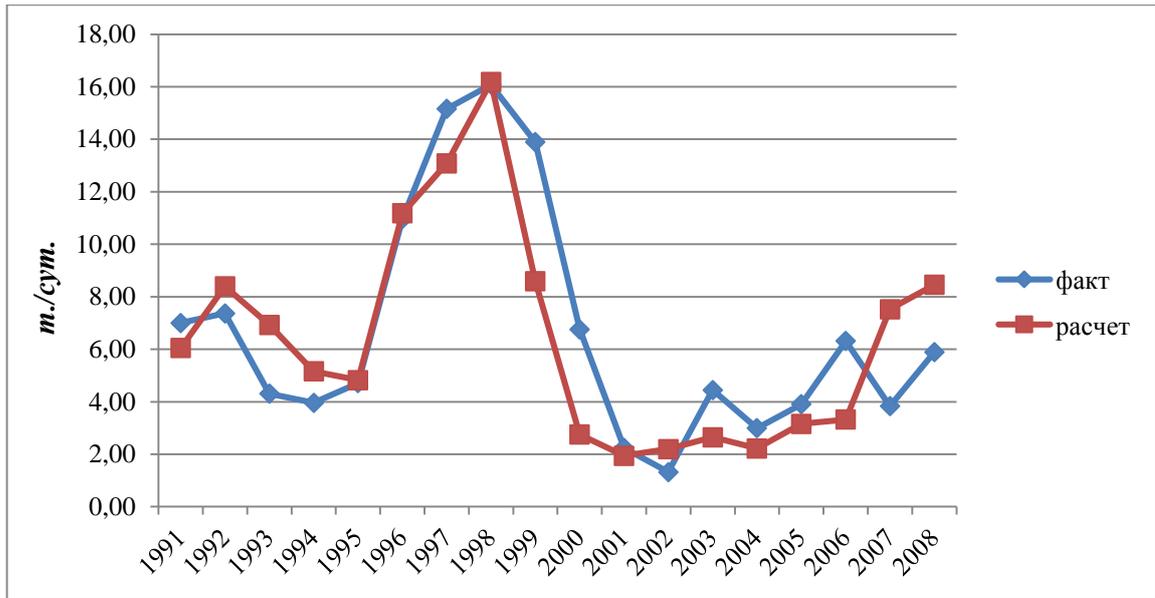


Рисунок 4.15 – Сопоставление расчетного и фактического дебита нефти по скважине № 496

График расчетного дебита нефти хорошо повторяет фактическую динамику добычи.

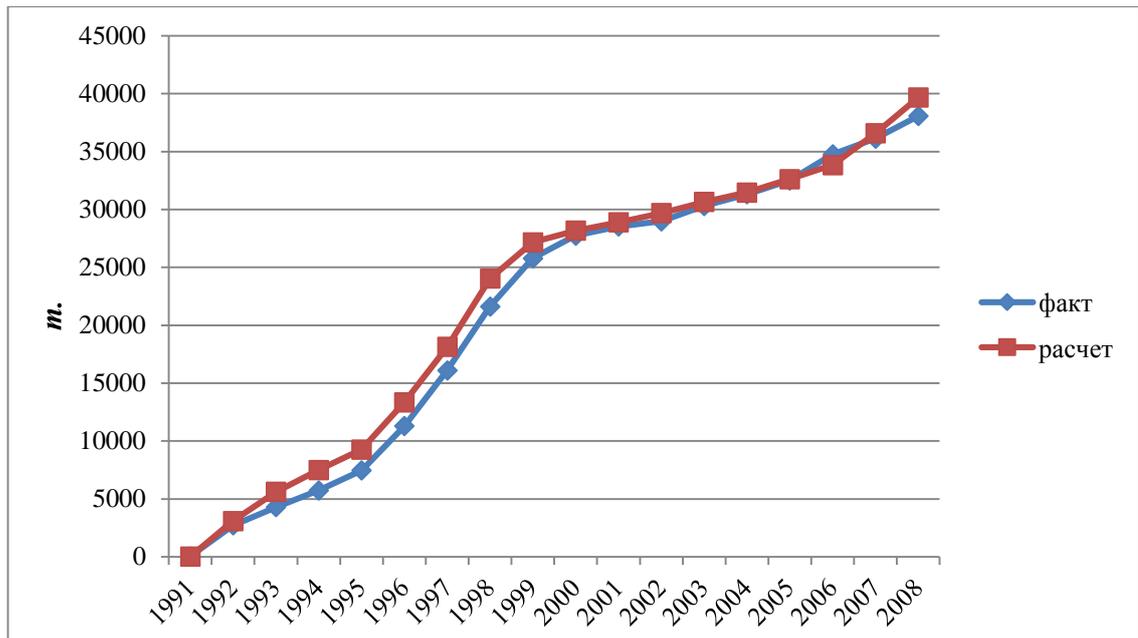


Рисунок 4.16 – Сопоставление расчетной и фактической накопленной добычи нефти по скважине № 496

Расчетное значение накопленной добычи нефти составило 39676 т, что несколько больше фактического значения в 38070т, отклонение составило 4,2 % и является приемлемым.

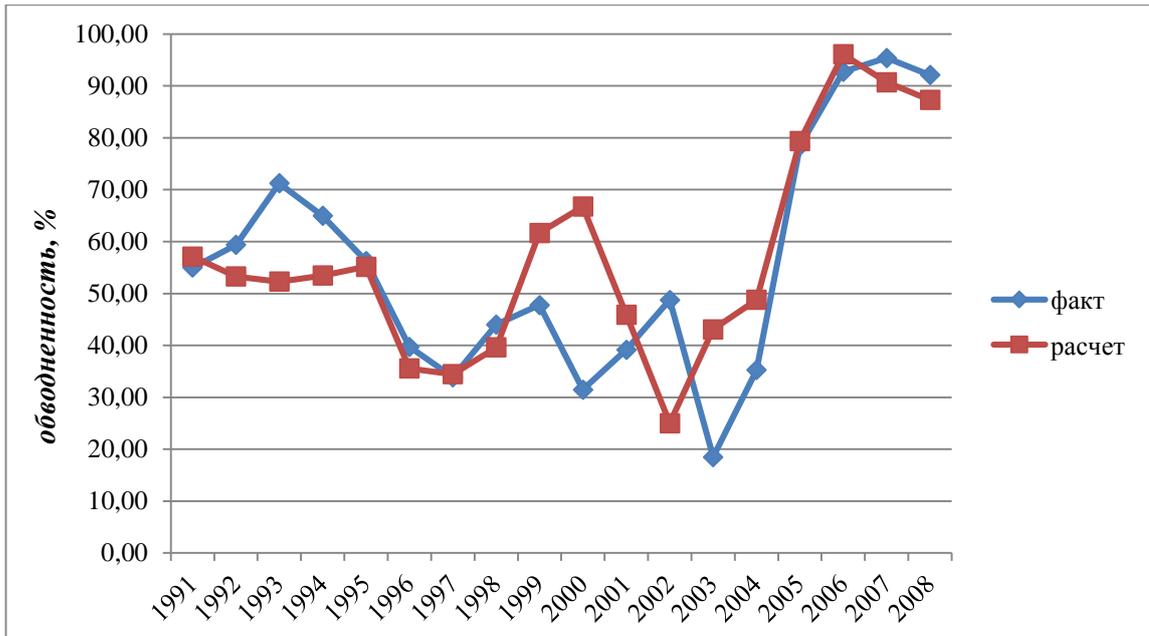
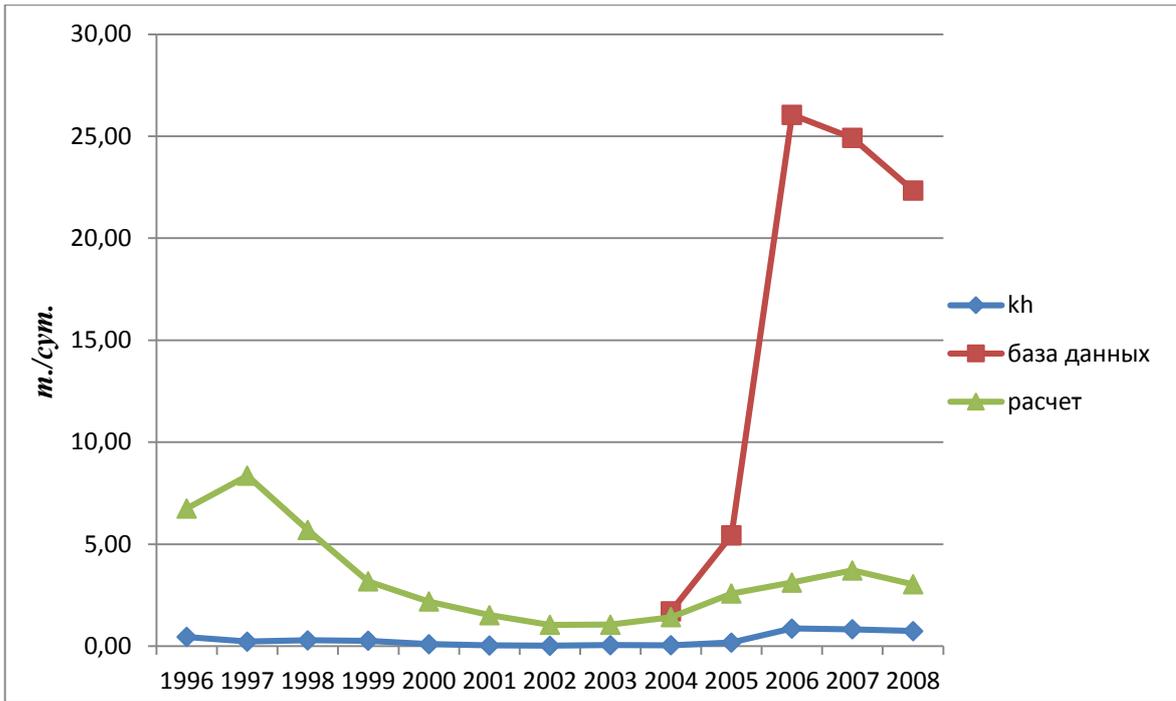
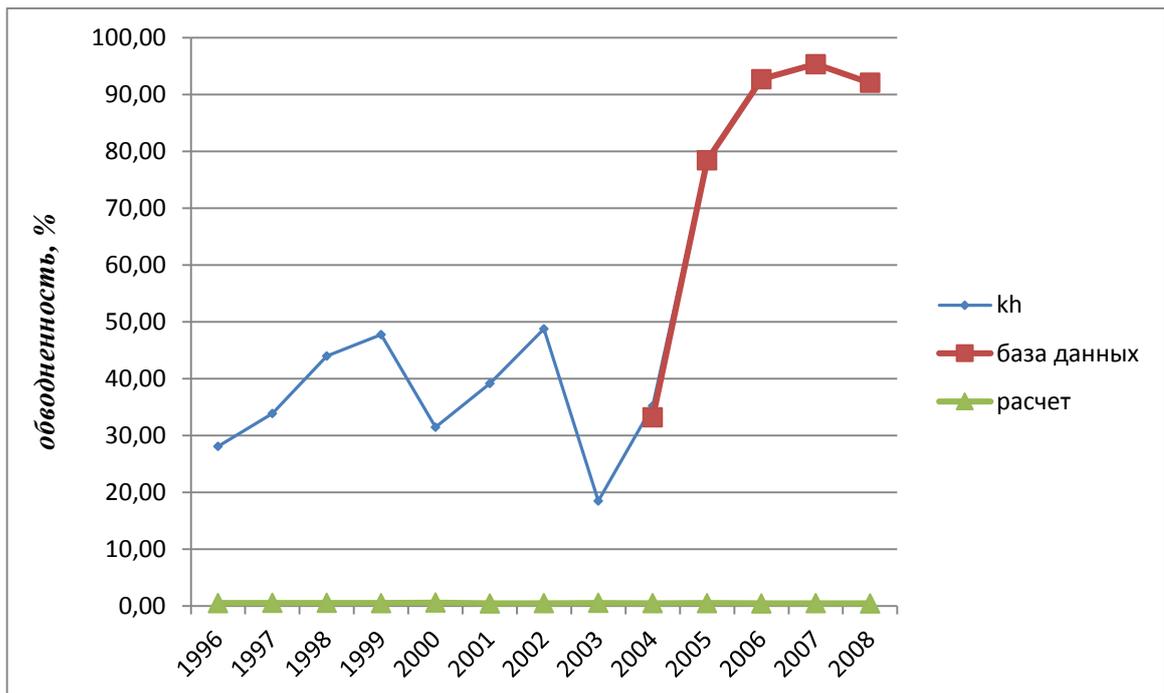
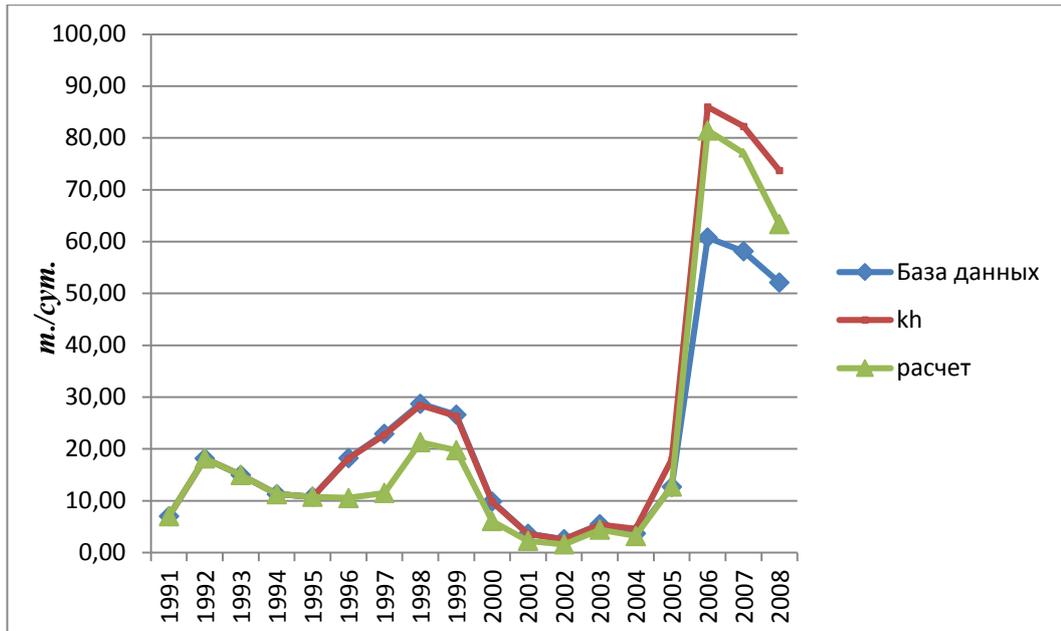
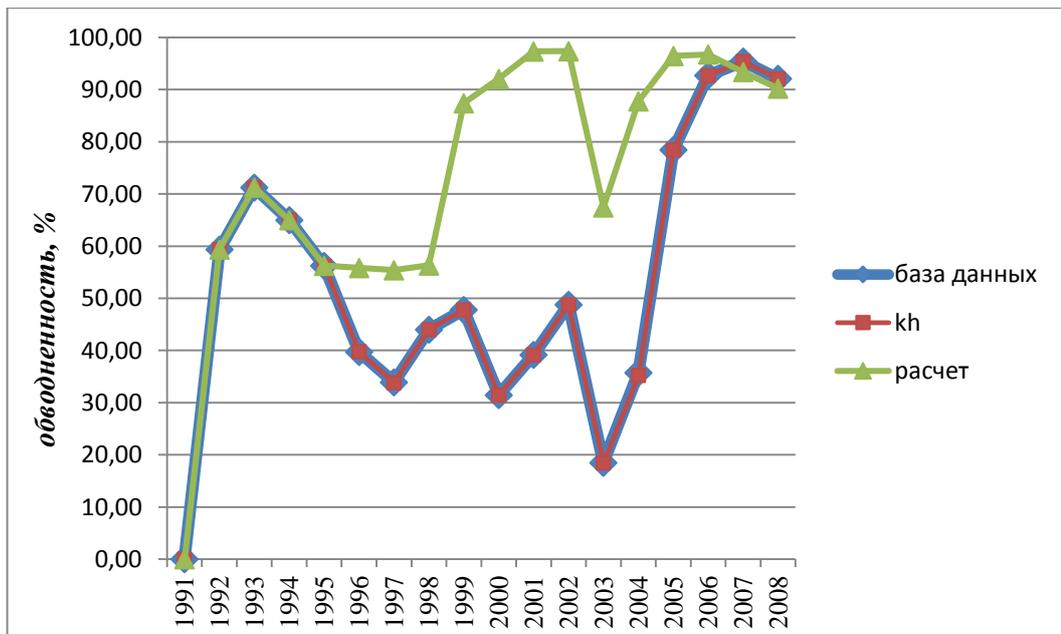


Рисунок 4.17 – Динамика расчетной и фактической обводненности по скважине № 496

Расчет в целом неплохо воспроизводит фактическую динамику обводненности продукции скважины.

Графики сопоставления текущей и накопленной добычи жидкости приводить необходимости нет, т.к. из графика сопоставления расчетной и фактической накопленной добычи жидкости видно, что расчетная накопленная добыча жидкости на участке полностью соответствует исторической по всем скважинам, в том числе и для скважины № 496, графики забойных давлений, дебита и накопленной добычи нефти исчерпывающе доказывают адекватное воспроизведение промысловой информации по данной скважине.

Рисунок 4.18 – Дебит жидкости пластов АВ₁₋₃Рисунок 4.19 – Обводненность пластов АВ₁₋₃

Рисунок 4.20 – Дебит жидкости пласта АВ₂Рисунок 4.21 – Обводненность пласта АВ₂

Результаты расчетов показателей работы скважины показали, что пласт АВ₂ работает гораздо активнее пласта АВ₁₋₃ вследствие более высокой проницаемости, а также вследствие работы нагнетательных скважин, из-за чего происходит резкое обводнение пласта, что не противоречит исходным данным. Трассерные исследования на месторождении показали наличие большого количества каналов фильтрации, имеющих техногенную природу с аномально высокими скоростями. Также свидетельствует о его обводнении

наличие контактной воды, в интервале которой была зафиксирована заколонная циркуляция, обеспечивающая дополнительный приток воды с пласта и если проведенное в начале 2003 года ГРП относительно немного увеличило приток к скважине, при этом значительно снизив обводненность, то повторное ГРП в 2005 год очевидно привело к прорыву воды с пласта АВ₃ вызвав резкое обводнение скважинной продукции и многократно увеличив приток к скважине. В пользу высокой обводненности пласта АВ₂ говорит также и то, что поскольку он обладает повышенной проницаемостью по сравнению с пластом АВ₁₋₃, то он обладает большим количеством свободной воды и меньшим подвижной нефти, в сравнении с АВ₁₋₃, фильтрационные характеристики которого существенно хуже, но который находится выше пласта АВ₁₋₃ и отделен толщиной неколектора порядка 10 метров от АВ₂ и соответственно от обводнения. По результатам расчетов пласт АВ₁₋₃ дает относительно небольшой приток к скважине, при этом приток состоит из практически чистой нефти и обводненность несмотря на достаточно длительный срок эксплуатации не изменилась, что так же не противоречит исходным данным, т.к. дебит с этого пласта невысок.

Результаты деления добычи по самому распространенному методу kh в данном случае оказались совершенно несостоятельны ввиду очень низкой доли добычи с АВ₁₋₃, и полного совпадения обводненностей обоих пластов. Повсеместное применение метода kh приводит в подавляющем большинстве случаев к совершенно неверным результатам.

Использованный метод разделения добычи является одним из возможных способов и важен как элемент дополнительной информации о динамике разработки пластов. С одной стороны это согласуется с методом kh , с другой стороны являясь довольно простым, не требует построения подробных фильтрационных моделей при сохранении приемлемой точности. Для объектов со сложной структурой желательно строить дополнительные секторные модели, разных участков месторождения, что повышает надежность результатов, не требуя значительных ресурсов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В исследовательской работе была решена задача корректного разделения продукции совместной работающей скважины многопластового месторождения с использованием гидродинамического симулятора.

К сожалению, гидродинамическое моделирование не может дать ответы на все вопросы, возникшие в ходе разработки месторождения, а лишь служит дополнительным инструментом, который позволяет выйти на механизм работы месторождения.

Ясно, что месторождение можно разработать только один раз, поэтому любая ошибка в этом процессе неисправима. Однако, применяя метод моделирования, можно выполнить эту процедуру несколько раз и изучить различные варианты. При использовании моделирования в качестве средства управления достигается более эффективное использование пластовой энергии, что приводит к увеличению конечной нефтеотдачи и к более экономичной разработке месторождения.

Значительным преимуществом моделирования является то, что использование этого метода позволяет объединить все данные, присущие пласту, в одну компактную систему, исследование которой без этого метода невозможно.

Было сделано предположение о том, что выработка пласта AB_2 происходила опережающими темпами вследствие улучшенных по сравнению с AB_{1-3} фильтрационно–емкостных характеристик пласта. Расчеты подтвердили это предположение, однако показали что с пласта AB_{1-3} было добыто значительно больше нефти, чем указано в промысловой базе, что объясняется этими самыми ухудшенными ФЕС и отсутствием контактной воды в пласте, а так же меньшим влиянием техногенных факторов, поскольку основное внимание разработки было направлено на пласт AB_2 . Пласт AB_{1-3} , характеризующийся небольшим притоком к скважине низкообводненной продукции подтверждает предположение о наличии незатронутых

разработкой запасов нефти, которые можно извлечь с помощью, например, возвратного фонда скважин с нижележащих объектов, также может себя оправдать проведение геолого–технических мероприятий по зарезке боковых стволов уже пробуренных скважин в участки неплотной разбуренности залежи, с проведением мероприятий по интенсификации добычи на пласт АВ₁₋₃, в то время как пласт АВ₂ значительно выработан и оставшиеся запасы вероятно обводнены нижележащими водами и неудачными ГРП.

Использованный метод позволил подтвердить предположения о более интенсивной выработке запасов пласта АВ₂ по сравнению с АВ₁₋₃, с большой долей уверенности можно утверждать, что значительная часть запасов пласта АВ₁₋₃ остается законсервированной вследствие неравномерной выработки, это подтверждают результаты сопоставления выработки запасов по пластам на секторной и полноразмерной моделях. Также данный метод показал неприменимость использования метода kh разделения добычи, особенно для скважин с проведенными на них гидроразрывами пласта, которые в настоящее время проводятся на абсолютном большинстве скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари; пер. с англ. А. В. Королева, В. П. Костнера; под ред. М.М. Максимова. – 2-е изд., стереотип. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
2. Подземная гидромеханика / С. Б. Каплан [и др.]. – 2-е изд., исправ. – Ижевск: Изд-во Института компьютерных исследований, 2006. – 488 с.
3. Гладков, Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учеб. пособие / Е.А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.
4. Голд–Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиновидных коллекторов / Т.Д. Голд–Рахт; пер. с англ. Н.А. Бардиной [и др.]; под ред. А.Г. Ковалева. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
5. Дейк, Л.П. Практический инжиниринг резервуаров / Л.П. Дейк. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с.
6. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. для студентов вузов, обучающихся по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений» / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
7. Закиров, С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Внешторгиздат, 1998. – 628 с.
8. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: справ. пособие / С.Н. Закиров [и др.]. – М.: Недра, 1988. – 334 с.
9. Закиров, Э.С. Трёхмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. / Э.С. Закиров; под общ. ред. Н.А. Ерёмкина. – М.: Грааль, 2001. – 302 с.
10. Закон «О недрах» // Сборник законодательства Российской

Федерации. №10, 1995.

11. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.

12. Карлсон, М.Р. Практическое моделирование нефтегазовых пластов / М.Р. Карлсон. – Издательство «ИКИ», 2012. – 944 с.

13. Кричлоу, Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования / Г.Б. Кричлоу. – М.: Недра, 1979. – 303 с.

14. Лебединец, Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами: монография / Н.П. Лебединец. – М.: Наука, 1997. – 398 с.

15. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого–технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений // Геологические модели. – Т. 1. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 162 с.

16. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого–технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений // Фильтрационные модели. – Т. 2. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 224 с.

17. Положение о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 39–0147035–215–86 / Миннефтепром. – М., 1986.

18. Правила разработки нефтяных и газовых месторождений / Министерство нефтяной промышленности СССР. – М., 1987. – 65 с.

19. Регламент по созданию постоянно действующих геолого–технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. – М., 2000. (РД 153–39.0–047–00).

20. Регламент проведения авторских надзоров за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых

месторождений: РД 39–9–490–80. – М., 1980.

21. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153–39–007–96). Минтопэнерго РФ. – М., 1996.

22. Эртекин, Т. Основы прикладного моделирования пластов / Т. Эртекин, Дж. Абу–Кассем, Г. Кинг. – Издательство «ИКИ», 2012. – 1060 с.

23. Karimi–Fard M., Durlofsky L.J., Aziz K., An Efficient Discrete–Fracture Model Applicable for General–Purpose Reservoir Simulators, June 2004 SPE Journal.

24. Long Nghiem, David A. Collins, Ravi Sharma. Seventh SPE Comparative Solution Project: Modelling of Horizontal Wells In Reservoir Simulation // Paper SPE 21221 presented at the SPE Symposium on Reservoir Simulation. – Anaheim, California, February 17–20, 1991.

25. Odeh A.S. Comparison of Solutions to a Three–Dimensional Black–Oil Reservoir Simulation Problem // JPT. – Vol. 33. – January 1981. – P. 13025.

26. Аржиловский, А.В. Научные аспекты совместной разработки пластов и технологий ОРЭ (ОРЗ) [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17: защищена 20.09.2012: утв. 10.01.2013 / Аржиловский Андрей Владимирович. – Уфа, 2012. – 151 с. – Библиогр.: с. 143–151.

27. Максимов, В.П. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири / В.П. Максимов. М.: Недра, 1987. – С. 53–60.

28. Шаисламов, Ш.Г. Об одновременной эксплуатации нескольких пластов (пропластков) одной скважиной [Текст] / Ш.Г. Шаисламов, Р.А. Янтурин, А.Ш. Янтурин, В.В. Лаптев // Бурение и нефть. – 2007. – № 10. – С. 21–23.

29. Янин, А.Н. Оценка влияния массового применения ОРЗ на нефтеотдачу многопластового низкопроницаемого объекта [Текст] / А.Н. Янин, А.В. Барышников, О.А. Кофанов, Я.А. Трухан // Бурение и нефть. – 2011. – № 5. – С. 46–49.

30. Попов, А.Ю. О некоторых технологических особенностях разработки совместно эксплуатируемых пластов, вскрытых единым фильтром [Текст] / А.Ю. Попов // НТЖ «Нефтепромысловое дело». – 2012. – № 5. – С. 21–23.

31. Магзянов, И.А. К вопросу разделения добычи нефти в скважинах совместного фонда [Текст] / И.А. Магзянов // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XIII Всеросс. научн.–практ. конф. в рамках XIII Российского энергетического форума. – Уфа, Изд-во «ИПТЭР», 2013. – С. 32–34.

Отчет о проверке [Вернуться в кабинет](#)

Уважаемый пользователь!

Обращаем ваше внимание, что система Антиплагиат отвечает на вопрос, является ли тот или иной фрагмент текста заимствованным или нет. Ответ на вопрос, является ли заимствованный фрагмент именно плагиатом, а не законной цитатой, система оставляет на ваше усмотрение. Также важно отметить, что система находит источник заимствования, но не определяет, является ли он первоисточником.

Информация о документе:

Имя исходного файла: Киселев.docx
 Имя компании: ТюмГУ
 Тип документа: Прочее
 Имя документа: Киселев.docx
 Дата проверки: 23.06.2016 10:07
 Модули поиска: Диссертации и авторефераты РГБ, Интернет (Антиплагиат), Научные статьи Elibrary, Коллекция юридических документов, ТюмГУ

Текстовые

статистики:

Индекс читаемости: сложный
 Неизвестные слова: в пределах нормы
 Макс. длина слова: в пределах нормы
 Большие слова: в пределах нормы

Тип отчета: [Улучшенный](#) [О типах отчетов](#)

<input checked="" type="checkbox"/>	Источник	Ссылка на источник	Коллекция/модуль поиска	Доля в отчете	Доля в тексте
<input checked="" type="checkbox"/>	[1] Магзянов, Ильшат Аск...	http://dlib.rsl.ru/rsl01007000000/rsl01007499000/rsl01007499...	Диссертации и авторефераты РГБ	9.26%	9.26%
<input checked="" type="checkbox"/>	[2] >> (1/4)	http://www.dissovet.ipiter.ru/Documents/MAGZYANOV/Dissert_MAG...	Интернет (Антиплагиат)	0.12%	6.21%
<input checked="" type="checkbox"/>	[3] Дуркин, Сергей Михай...	http://dlib.rsl.ru/rsl01007000000/rsl01007525000/rsl01007525...	Диссертации и авторефераты РГБ	5.73%	5.83%
<input checked="" type="checkbox"/>	[4] РД 153-39.0-047-00 -...	http://snipov.net/c_4684_snip_115118.html	Интернет (Антиплагиат)	3.87%	4.79%
<input checked="" type="checkbox"/>	[5] >>	http://www.dissovet.ipiter.ru/Documents/MAGZYANOV/Avtoreferat...	Интернет (Антиплагиат)	1.59%	3.87%
<input checked="" type="checkbox"/>	[6] Разработка и исследо...	http://disus.ru/r-zemlya/402394-1-razrabotka-issledovanie-me...	Интернет (Антиплагиат)	3.73%	3.73%
<input checked="" type="checkbox"/>	[7] каневская математиче...	http://inethub.olvi.net.ua/ftp/library/somelibrary/techno/dv...	Интернет (Антиплагиат)	3.46%	3.57%
<input checked="" type="checkbox"/>	[8] Барышников, Андрей В...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005426000/rsl01005426...	Диссертации и авторефераты РГБ	2.81%	3.55%
<input checked="" type="checkbox"/>	[9] Диссертация (1/5)	http://www.ugtu.net/sites/default/files/dissertaciya_durkin_...	Интернет (Антиплагиат)	0.05%	3.26%
<input checked="" type="checkbox"/>	[10] Разработка и исследо...	http://earthpapers.net/razrabotka-i-issledovanie-metodov-upr...	Интернет (Антиплагиат)	0.01%	3.26%
<input checked="" type="checkbox"/>	[11] Аржиловский, Андрей ...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005524000/rsl01005524...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	3.24%
<input checked="" type="checkbox"/>	[12] Герасименко, Сергей ...	http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006755000/rsl01006755...	Диссертации и авторефераты РГБ	1.35%	3.2%
<input checked="" type="checkbox"/>	[13] Билет № Основные осо...	http://litcey.ru/geografiva/50979/index.html	Интернет (Антиплагиат)	2.91%	2.91%
<input checked="" type="checkbox"/>	[14] Тагирова, Клара Фоат...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004296000/rsl01004296...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.79%	2.56%
<input checked="" type="checkbox"/>	[15] Ффебоженко, Виктор Ал...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003402000/rsl01003402...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.07%	2.45%
<input checked="" type="checkbox"/>	[16] РЕГЛАМЕНТ МИНТОПЭНЕР...	http://lawsector.ru/data/dok20/txb20094.htm#3	Интернет (Антиплагиат)	0.02%	2.36%
<input checked="" type="checkbox"/>	[17] Некоммерческий фонд ...	http://do.gendocs.ru/docs/index-147174.html	Интернет (Антиплагиат)	1.39%	2.35%
<input checked="" type="checkbox"/>	[18] Мулявин, Семен Федор...	http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006805000/rsl01006805...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.1%	2.26%
<input checked="" type="checkbox"/>	[19] Михеев, Павел Серге...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003307000/rsl01003307...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.07%	2.17%
<input checked="" type="checkbox"/>	[20] Опыт, актуальные про...	http://elibrary.ru/item.asp?id=24161683	Научные статьи Elibrary	0.02%	2.05%
<input checked="" type="checkbox"/>	[21] ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=22813717	Научные статьи Elibrary	0.01%	2.05%
<input checked="" type="checkbox"/>	[22] Сорокин, Александр В...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004131000/rsl01004131...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.04%	1.97%
<input checked="" type="checkbox"/>	[23] >> (2/4)	http://www.dissovet.ipiter.ru/Documents/MAGZYANOV/Dissert_MAG...	Интернет (Антиплагиат)	0.02%	1.96%
<input checked="" type="checkbox"/>	[24] Методическое пособие...	http://elibrary.ru/item.asp?id=22959381	Научные статьи Elibrary	1.89%	1.89%
<input checked="" type="checkbox"/>	[25] РЕГЛАМЕНТ МИНТОПЭНЕР...	http://lawsector.ru/data/dok20/txb20094.htm#2	Интернет (Антиплагиат)	0%	1.76%
			Диссертации и		

✓	[26] Адыяа Пурав диссертв...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003397000/rsl01003397...	авторефераты РГБ	0%	1.68%
✓	[27] Диссертация (3/5)	http://www.ugtu.net/sites/default/files/dissertaciya_durkin...	Интернет (Антиплагиат)	0.04%	1.59%
✓	[28] Отбора нефти из мног...	http://disus.ru/dissertatsii/424160-1-otbora-nefti-mnogoplas...	Интернет (Антиплагиат)	0%	1.5%
✓	[29] Кононов, Юрий Михайл...	http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006707000/rsl01006707...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	1.48%
✓	[30] Закиров, Эрнест Сумб...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002279000/rsl01002279...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	1.42%
✓	[31] РД 153-39.0-110-01 М...	http://docs.cntd.ru/document/1200039442#2	Интернет (Антиплагиат)	0.89%	1.38%
✓	[32] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	http://www.dobi.oglib.ru/bgl/513/261.html	Интернет (Антиплагиат)	1.21%	1.21%
✓	[33] Богданович, Татьяна ...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002625000/rsl01002625...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	1.16%
✓	[34] Юшков, Антон Юрьевич...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002332000/rsl01002332...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.44%	1.12%
✓	[35] Бочков, Андрей Серге...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004970000/rsl01004970...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.4%	1.12%
✓	[36] Назаров, Андрей Влад...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005092000/rsl01005092...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	1.1%
✓	[37] РД 153-39.0-047-00: ...	http://standartgost.ru/g/%D0%A0%D0%94_153-39.0-047-00#4	Интернет (Антиплагиат)	0%	1.04%
✓	[38] >> (4/4)	http://www.dissovet.ipiter.ru/Documents/MAGZYANOV/Dissert_MAG...	Интернет (Антиплагиат)	0.03%	0.95%
✓	[39] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	http://www.dobi.oglib.ru/bgl/513/280.html	Интернет (Антиплагиат)	0.87%	0.87%
✓	[40] ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИР...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23527838	Научные статьи Elibrary	0%	0.87%
✓	[41] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	http://dobi.oglib.ru/bgl/6548/202.html	Интернет (Антиплагиат)	0.27%	0.86%
✓	[42] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/7291187	Коллекция юридических документов	0.78%	0.84%
✓	[43] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/7633904	Коллекция юридических документов	0%	0.84%
✓	[44] Абилайров, Даурен Т...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005403000/rsl01005403...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.83%
✓	[45] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/10452462	Коллекция юридических документов	0%	0.8%
✓	[46] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/10451980	Коллекция юридических документов	0%	0.78%
✓	[47] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/9003613	Коллекция юридических документов	0%	0.72%
✓	[48] Некоторые аспекты ме...	http://elibrary.ru/item.asp?id=11765166	Научные статьи Elibrary	0%	0.71%
✓	[49] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/3580712	Коллекция юридических документов	0.13%	0.7%
✓	[50] Северинов, Эдуард Вл...	http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000252000/rsl01000252...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.65%
✓	[51] Заббаров, Руслан Габ...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004382000/rsl01004382...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.59%
✓	[52] Сборник научных труд...	http://elibrary.ru/item.asp?id=22643954	Научные статьи Elibrary	0.08%	0.59%
✓	[53] МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23736705	Научные статьи Elibrary	0%	0.55%
✓	[54] ПРИКАЗ МИНИСТЕРСТВА ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=16443437	Научные статьи Elibrary	0.05%	0.54%
✓	[55] Потеря части подвижн...	http://elibrary.ru/item.asp?id=9956441	Научные статьи Elibrary	0%	0.51%
✓	[56] ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ПОК...	http://elibrary.ru/item.asp?id=12143752	Научные статьи Elibrary	0%	0.47%
✓	[57] Анализ чувствительно...	http://elibrary.ru/item.asp?id=13287453	Научные статьи Elibrary	0%	0.47%
✓	[58] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/4592709	Коллекция юридических документов	0.12%	0.46%
✓	[59] Создание системы опт...	http://elibrary.ru/item.asp?id=17879105	Научные статьи Elibrary	0.05%	0.43%
✓	[60] Системный подход к в...	http://elibrary.ru/item.asp?id=15178464	Научные статьи Elibrary	0.01%	0.42%
✓	[61] АНАЛИТИЧЕСКАЯ МЕТОДИ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=11570736	Научные статьи Elibrary	0.02%	0.42%
✓	[62] ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАЧ ГЕО...	http://elibrary.ru/item.asp?id=16757464	Научные статьи Elibrary	0.01%	0.33%
✓	[63] Геолого-промысловое ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=11664035	Научные статьи Elibrary	0%	0.3%
✓	[64] ВКР.doc		ТюмГУ	0.02%	0.27%
✓	[65] ОСОБЕННОСТИ АДМИНИСТ...		ТюмГУ	0%	0.27%
✓	[66] Расходы федерального...		ТюмГУ	0%	0.27%
✓	[67] ОСОБЕННОСТИ ПРАВОВОГ...		ТюмГУ	0%	0.27%
✓	[68] Правовое регулирован...		ТюмГУ	0%	0.27%
✓	[69] диплом титова.docx		ТюмГУ	0%	0.27%
✓	[70] БАНКОВСКАЯ СИСТЕМА Р...		ТюмГУ	0%	0.27%
✓	[71] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/5968465	Коллекция юридических	0%	0.21%

			документов		
✓	[72] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/7614099	Коллекция юридических документов	0%	0.21%
✓	[73] Международный менедж...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23555215	Научные статьи Elibrary	0%	0.2%
✓	[74] Проблемы геологии и ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23424550	Научные статьи Elibrary	0.17%	0.17%
✓	[75] МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕН...	http://online.lexpro.ru/document/108439	Коллекция юридических документов	0%	0.12%
✓	[76] Одновременно-раздель...	http://elibrary.ru/item.asp?id=12970553	Научные статьи Elibrary	0%	0.11%
✓	[77] Регуляризация оценок...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23712022	Научные статьи Elibrary	0%	0.09%
✓	[78] О РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРО...	http://online.lexpro.ru/document/20417256	Коллекция юридических документов	0%	0.08%
✓	[79] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/10009685	Коллекция юридических документов	0.06%	0.06%
✓	[80] КОММЕНТАРИЙ К ЗАКОНУ...	http://online.lexpro.ru/document/5673	Коллекция юридических документов	0%	0.05%

Пересчитать Другия действия Печать

Оригинальные блоки: 55.03%
 Заимствованные блоки: 43.87%
 Заимствование из "Белых" источников: 1.1%
 Итоговая оценка оригинальности: **56.13%**