

На правах рукописи

ШУПИК НАТАЛЬЯ ВЛАДИСЛАВОВНА

**Повышение эффективности
площадных систем заводнения
низкопроницаемых пластов Западной Сибири**

Специальность – 25.00.17 –

«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

Диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель –

доктор технических наук

И. М. Индрупский

Москва – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
Глава 1. ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	10
1.1. Комплекс проблем разработки низкопроницаемых коллекторов..	10
1.2. Эффективность применения ГС с МГРП на месторождениях Западной Сибири.....	11
1.3. Особенности обводнения скважин в площадных системах разработки.....	14
1.4. Оценка показателей эксплуатации рядных и площадных систем воздействия.....	15
1.5. Проблема трансформаций систем поддержания пластового давления в низкопроницаемых коллекторах.....	18
1.6. Влияние капиллярного концевго эффекта на показатели работы скважин с ГРП.....	24
Выводы по Главе 1.....	28
Глава 2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	29
2.1. Существующие подходы к выбору момента начала заводнения...	29
2.2. Особенности площадных систем заводнения низкопроницаемых залежей нефти.....	30
2.3. Оценка эффективности опережающего заводнения при разработке низкопроницаемых отложений.....	33
Выводы по главе 2.....	39
Глава 3. АНАЛИЗ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН РАЗЛИЧНОГО ТИПА В НЕДОНАСЫЩЕННЫХ ЗАЛЕЖАХ	41
3.1. Влияние капиллярного концевго эффекта на технологические показатели работы скважин различного типа в недонасыщенных коллекторах.....	41

3.1.1. Моделирование капиллярных эффектов при работе скважин.....	42
3.1.2. Моделирование технологических режимов работы наклонно- направленной скважины.....	44
3.1.3. Моделирование технологических режимов работы скважин с различными типами заканчивания.....	53
Выводы по параграфу 3.1.....	65
3.2. Исследование влияния нестационарного двухфазного притока на обводнение скважин различного типа.....	66
Выводы по параграфу 3.2.....	79
Выводы по главе 3.....	80
Глава 4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ ВЕРТИКАЛЬНО-ЛАТЕРАЛЬНОГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	82
4.1. Описание объекта и модели.....	82
4.2. Сопоставление латерального и вертикально-латерального заводнения.....	88
4.3. Оценка индивидуального влияния факторов.....	92
Выводы по главе 4.....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	96
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ.....	97
ЛИТЕРАТУРА.....	99

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность тематики исследований

С переходом к активной разработке залежей с низкопроницаемыми, глинизированными, недонасыщенными по нефти коллекторами, такими как залежи в юрских и ачимовских отложениях Западной Сибири, роль повышения темпов добычи нефти в целях достижения рентабельности проектов существенно возросла. Повышение темпов выработки для объектов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами происходит за счет повышения технико-технологического уровня применяемых решений. В первую очередь это подразумевает применение скважин с новыми типами заканчивания, повышающими площадь дренирования и интенсивность притока.

В настоящее время широко распространены наклонно-направленные скважины с гидравлическим разрывом пласта (ГРП), горизонтальные скважины с многостадийными гидравлическими разрывами пласта (ГС с МГРП). Определенное применение имеют разветвленные скважины, разветвленные скважины с МГРП и т.д.

Как правило, новые технологии строительства скважин применяются по отношению к добывающим скважинам. По отношению к нагнетательным скважинам процесс технологического усложнения менее распространен, что негативным образом сказывается на эффективности вытеснения и поддержания пластового давления (ППД). Долгосрочное взаимодействие в системах разработки между нагнетательными и добывающими скважинами осуществляется прежде всего за счет своевременного поддержания энергетического состояния залежей. На данный момент в отрасли идет активный поиск наиболее эффективных подходов в реализации систем поддержания пластового давления при разработке низкопроницаемых пластов.

Применение новых технологий и систем разработки существенно влияет на технологические показатели работы скважин, по сравнению с устоявшимися представлениями об их динамике. Добывающие скважины в недонасыщенных пластах с применением новых технологий заканчивания характеризуются сложной динамикой обводнения, преждевременным появлением воды в продукции, что сложно контролировать, прогнозировать и воспроизводить при гидродинамическом моделировании на основе традиционных представлений об этих процессах.

Неоднородность распространения свойств коллектора приводит к неравномерной выработке пласта в ухудшенных зонах, поэтому для вовлечения в выработку и активизации запасов зон коллектора с ухудшенными свойствами требуется обоснование новых технологических решений.

Таким образом, дальнейшее совершенствование систем заводнения для разработки низкопроницаемых пластов с применением современных типов добывающих и нагнетательных скважин и исследование сопутствующих пластовых процессов является актуальной задачей.

Цель работы

Основной целью данной работы является обоснование решений по повышению эффективности площадных систем разработки низкопроницаемых глинизированных недонасыщенных по нефти терригенных коллекторов Западной Сибири.

Основные задачи работы

1) Провести исследование эффективности поддержания пластового давления в интенсивных площадных системах разработки низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири на основе традиционного и опережающего заводнения.

2) Обоснование методов моделирования и исследование влияния капиллярного концевое эффекта, а также неравномерного распределения притока фаз на нестационарные процессы в недонасыщенных по нефти коллекторах и обводненность продукции при эксплуатации добывающих скважин различного типа, включая горизонтальные скважины с МГРП.

3) Исследовать возможность повышения эффективности поддержания пластового давления за счет реализации вертикально-латерального вытеснения при разработке залежей нефти в неоднородных низкопроницаемых коллекторах Западной Сибири с применением ГРП.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются площадные системы заводнения залежей нефти в низкопроницаемых терригенных недонасыщенных по нефти коллекторах Западной Сибири, а предметом – повышение эффективности разработки недонасыщенных по нефти залежей с низкопроницаемыми терригенными коллекторами пласта с применением скважин различного типа (наклонно-направленных, наклонно-направленных с ГРП, горизонтальных с МГРП).

Методы исследования

Методами исследований являются анализ и обобщение фактической геолого-промысловой информации, анализ литературных данных, численное моделирование процессов разработки месторождений с использованием программных комплексов моделирования многофазной фильтрации. В качестве теоретической базы используются

основные законы и представления физики пласта, подземной гидродинамики и методические подходы концепции эффективного порового пространства.

Основными защищаемыми положениями являются:

1. Целесообразность применения опережающего заводнения в площадных системах разработки для низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири в условиях эксплуатации добывающих скважин с применением ГРП и МГРП при забойных давлениях выше давления насыщения.

2. Зависимость длительной нестационарной динамики обводненности продукции скважин в низкопроницаемых недонасыщенных по нефти коллекторах Западной Сибири от типа заканчивания скважины и технологического режима ее эксплуатации в условиях влияния капиллярного концевго эффекта и неравномерности притока фаз вдоль ствола/трещин ГРП.

3. Возможность одновременного увеличения охвата вытеснением низкопроницаемых зон пласта и эффективности поддержания пластового давления за счет применения вертикально-латерального заводнения в системах разработки неоднородных низкопроницаемых коллекторов на основе скважин с трещинами ГРП различного типа.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследования соответствует паспорту специальности 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», в частности, пункту 2 – «Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа; пункту 5 – «Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов».

Научная новизна

Научная новизна работы состоит в следующем:

1. Для нефтяных залежей в низкопроницаемых пластах, разрабатываемых с применением высокопроизводительных типов добывающих скважин, обоснована

необходимость реализации предварительной закачки воды и обоснования ее оптимальной продолжительности.

2. На основе численных экспериментов с достоверным учетом многофазных эффектов в прискважинной зоне установлено влияние капиллярного концевое эффекта и неравномерности притока к различным интервалам ствола и трещин ГРП на динамику стационарной и нестационарной добычи нефти и воды в скважинах с различным типом заканчивания.

3. Обоснована возможность одновременного увеличения коэффициента охвата и эффективности поддержания пластового давления в неоднородных низкопроницаемых пластах за счет реализации вертикально-латерального заводнения в системах разработки на основе скважин с ГРП и многостадийными ГРП.

Практическая значимость работы

1. На основе численного моделирования количественно оценена степень реализации добычного потенциала наклонно-направленных скважин с ГРП и горизонтальных скважин с МГРП в низкопроницаемых терригенных пластах и обоснована низкая эффективность типовых площадных систем заводнения, применяемых на ряде месторождений в Западной Сибири.

2. Обоснована возможность улучшения динамики технико-экономических показателей разработки низкопроницаемых пластов с применением интенсивных недокомпенсированных систем заводнения за счет реализации опережающей закачки воды в элементах разработки.

3. Обоснована методика численного расчета с учетом капиллярного концевое эффекта нестационарной динамики притока флюидов к скважинам различных типов (наклонно-направленных, наклонно-направленных с ГРП, горизонтальных с МГРП).

4. Установлены особенности динамики обводненности продукции скважин различных типов и ее зависимости от технологических параметров в условиях стационарных и нестационарных режимов эксплуатации с учетом влияния капиллярного концевое эффекта и неравномерного притока фаз вдоль ствола скважины/трещин ГРП.

5. На примере реального объекта получены количественные оценки возможного улучшения динамики показателей разработки и выработки запасов нефти из зон неоднородного пласта с пониженными свойствами с применением вертикально-латерального заводнения за счет трансформации существующей системы разработки на основе наклонно-направленных скважин с ГРП и горизонтальных скважин с МГРП.

Апробация работы

Основные положения и результаты, изложенные в диссертации, докладывались на следующих научных семинарах, российских и международных конференциях.

- VII международная научно-техническая конференция «Современные технологии гидродинамических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений» (13-15 мая 2008 г., г. Томск).
- IV научно-технический семинар «Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче» (19 октября 2009 г., г. Тюмень, «Тюменский Государственный Нефтегазовый Университет»).
- XXI конкурс «ГЭК-2012» Департамента административной и законопроектной работы Министерства энергетики Российской Федерации совместно с Общероссийской Общественной организацией «Национальная система развития научной, творческой и инновационной деятельности молодежи России» «Интеграция» (октябрь 2012 г., г. Москва, НС «Интеграция»).
- Международная конференция «New Geotechnology for the Old Oil Provinces» (25-29 марта 2013, Тюмень, EAGE - European Association of Geoscientists & Engineers),
- Международная конференция West Siberian Petroleum Conference «Innovative Technologies In Oil and Gas Industry» (21-23 мая 2013, Тюмень, Russian Society of Petroleum Engineers - молодежное отделение).
- IV международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (18-19 сентября 2013 г., г. Москва, ОАО ВНИИнефть),
- II Пермский нефтегазовый форум к 85-летию Пермской нефти и 50-летию Научно-исследовательского и проектного института «ПермНИПИнефть» филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (14-16 октября 2014 г., г. Пермь, ВЦ «Пермская ярмарка»),
- Международная конференция Fourth International Geoscience Conference «Deep Subsoil and Science Horizons» (23-27 марта 2015, Тюмень, EAGE - European Association of Geoscientists & Engineers).
- IV конференция пользователей программного обеспечения «Рок Флоу Динамикс», Тюмень, 27 мая 2016 г.
- Международная научно-техническая конференция «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна», посвященная 60-летию Тюменского Индустриального Университета, Тюмень, 24 ноября 2016.

- Заседания Научно-технических и Ученых советов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени (Тюмень, 2015 г.).
- Научных семинарах ИПНГ РАН (2015-2016 гг.).

Публикации

По результатам выполненных исследований опубликовано 9 печатных работ, в том числе 3 без соавторов и 4 статьи, входящие в перечень рекомендованных ВАК РФ периодических изданий.

Структура и объем работы

Работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы из 148 наименований. Общий объем диссертации составляет 114 страниц, включая 64 рисунка, 7 таблиц.

Благодарности

Автор глубоко признательна своему научному руководителю д.т.н. И.М. Индрупскому за постоянную помощь в ходе подготовки диссертации. Особую благодарность автор выражает д.т.н., профессору С.Н. Закирову и д.т.н. Э.С. Закирову за внимание и ценные консультации, имевшие важное значение при работе над диссертацией. Автор также выражает свою благодарность всем сотрудникам лаборатории газонефтеконденсатоотдачи ИПНГ РАН и коллегам по Филиалу ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени Коваленко Р.В., Шнайдеру А.В, Ваганову Л.А.

Автор также признателен сотрудникам компании Rock Flow Dynamics за разработанный инструментарий в гидродинамическом симуляторе tNavigator для анализа притока к трещинам ГРП, использованный в диссертационных исследованиях, и помощь в его применении при анализе полученных результатов.

Глава 1. ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

1.1. Комплекс проблем разработки низкопроницаемых коллекторов

Проблема проектирования и осуществления разработки залежей нефти в низкопроницаемых терригенных коллекторах Западной Сибири является сложной по причине комплекса взаимообусловленных затрудняющих факторов (табл.1).

Табл. 1. Особенности разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами

Проектирование разработки низкопроницаемых неоднородных коллекторов	Классическое проектирование
Недоформированные поля нефтенасыщенности	Сформированные залежи
Низкие фильтрационно-емкостные свойства, высокая неоднородность, прерывистость	Средние и высокие коллекторские свойства, умеренная неоднородность
Возможны эффекты нелинейной фильтрации	Фильтрация по закону Дарси
Значимая доля запасов в переходных зонах	Переходные зоны не играют ключевой роли
Интенсивные технологии (массовое применение скважин с ГРП, ГС с МГРП)	Традиционные технологии

В данной главе рассматриваются основные направления исследований по повышению эффективности проектирования разработки залежей нефти в низкопроницаемых терригенных породах, контроля эксплуатации систем поддержания пластового давления с применением сеток скважин различных типов.

Этим исследованиям посвящены работы множества российских и зарубежных авторов. В литературе отражены основные направления актуальных исследований в области проектирования и разработки низкопроницаемых коллекторов. Они имеют

мультидисциплинарный характер и представлены работами смежных отечественных и зарубежных специалистов – технологов, геофизиков, геологов, гидродинамиков, разработчиков, представителей сервисных, проектных и нефтегазодобывающих организаций [1, 2, 4, 7-17, 19-21, 22-25, 27, 29-49, 51-60, 64-70, 72-74, 78-84, 86-93, 95-96, 99, 100-105, 107-115, 117- 122, 126-131, 136-146, 148-150, 153-157, 159].

В настоящей диссертации исследованию подвергнуты факторы, отмеченные в табл. 1 синим шрифтом. При этом особый акцент делается на проблемы эксплуатации интенсивных систем разработки с применением ГРП и ГС с МГРП, а также эффективность поддержания пластового давления.

Основные проблемы при формировании систем поддержания пластового давления сводятся к необходимости совершенствования планирования размещения скважин, с учетом контроля техногенного трещинообразования и управления преждевременным обводнением дорогостоящих скважин, с целью продления сроков их безводной эксплуатации; вовлечения в процесс выработки неоднородных слоистых и линзовидных коллекторов зон с пониженными свойствами. Наибольшее внимание на данный момент уделяется недостаточной эффективности систем поддержания энергетического состояния пласта при использовании наклонно-направленных скважин с гидроразрывом и горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом.

1.2. Эффективность применения ГС с МГРП на месторождениях Западной Сибири

С приходом эффективных импортных технологий создания горизонтальных скважин с многозонным гидравлическим разрывом пласта произошел массовый переход от ранее запланированной разработки низкопроницаемых нефтяных коллекторов на основе обращенной девятиточечной системы эксплуатации к системе с заменой двух наклонно-направленных добывающих скважин на одну скважину более интенсивного типа – горизонтальную с несколькими (часто четырьмя) трещинами гидравлического разрыва поперек ствола.

Оценки специалистов по эффективности такой трансформации однозначно положительные для начального периода эксплуатации, без учета системных проявлений эксплуатации в среднесрочной перспективе, что отражено в работах [19, 83, 102, 112].

Первые результаты показали эффективность применяемых технологий. Проанализируем кратко накопленный опыт первичной эксплуатации и основные результаты реализации новых технологических решений.

Проведенные исследования доказали, что применение ГРП в горизонтальных скважинах для условий верхнеюрских пластов позволяет повысить экономические показатели разработки, а также увеличить нефтеотдачу за рентабельный период разработки.

Экономическая эффективность бурения горизонтальных скважин с МГРП значительно выше по сравнению с применением ГРП в наклонно-направленных скважинах (рис. 1, 2).

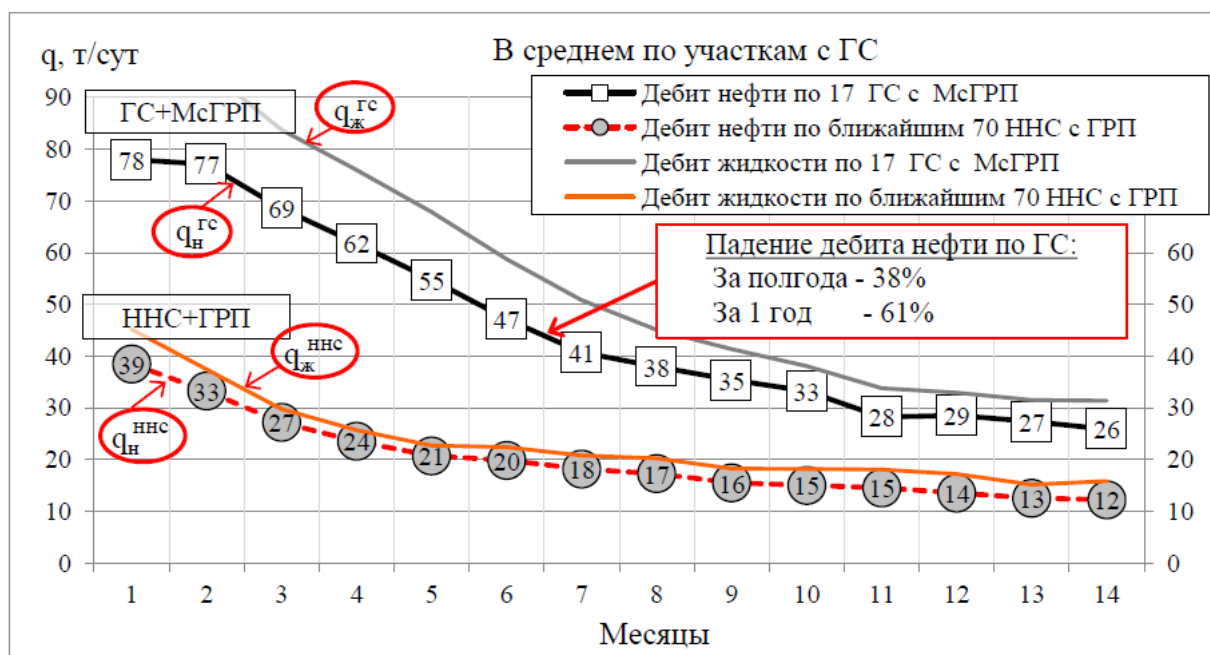


Рис. 1. Сравнение динамик дебитов горизонтальных и наклонно-направленных скважин на Приобском месторождении [113]

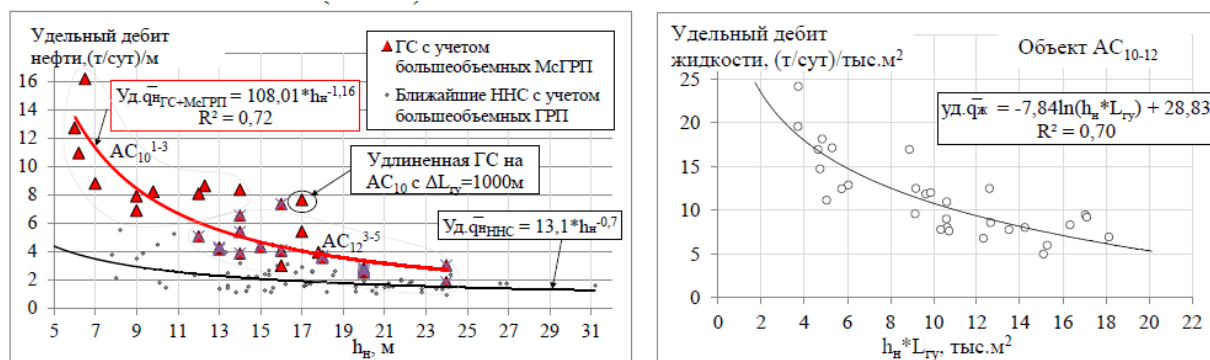


Рис. 2. Зависимость начального удельного дебита горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами от нефтенасыщенной толщины пласта и длины горизонтального участка [112]

Выявлено, что увеличение темпов отборов при бурении горизонтальных скважин требует адекватного усиления системы поддержания пластового давления, что может быть достигнуто путем проведения ГРП или бурения горизонтальных стволов в нагнетательных скважинах [112].

Выполненный анализ геологического строения залежей нефти и результатов промысловых испытаний технологий гидроразрыва пласта на объектах нефтяных месторождений Западной Сибири показал, что многоступенчатый гидроразрыв пласта является эффективным методом интенсификации добычи нефти и способен значительно (до 4 раз) увеличить текущий дебит горизонтальной скважины.

Прирост по накопленной добыче нефти по ГС наблюдается при увеличении количества стадий ГРП, причем эта зависимость нелинейна. Установлено, что при увеличении количества стадий ГРП более четырех скорость прироста добычи нефти резко падает, а внедрение последующих операций дает прирост на уровне 2 % с каждой последующей [85]. Данный вывод, сделанный для объектов пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского и Ватинского месторождений (рис. 3), повторяется и у других авторов для низкопроницаемых коллекторов других отложений.

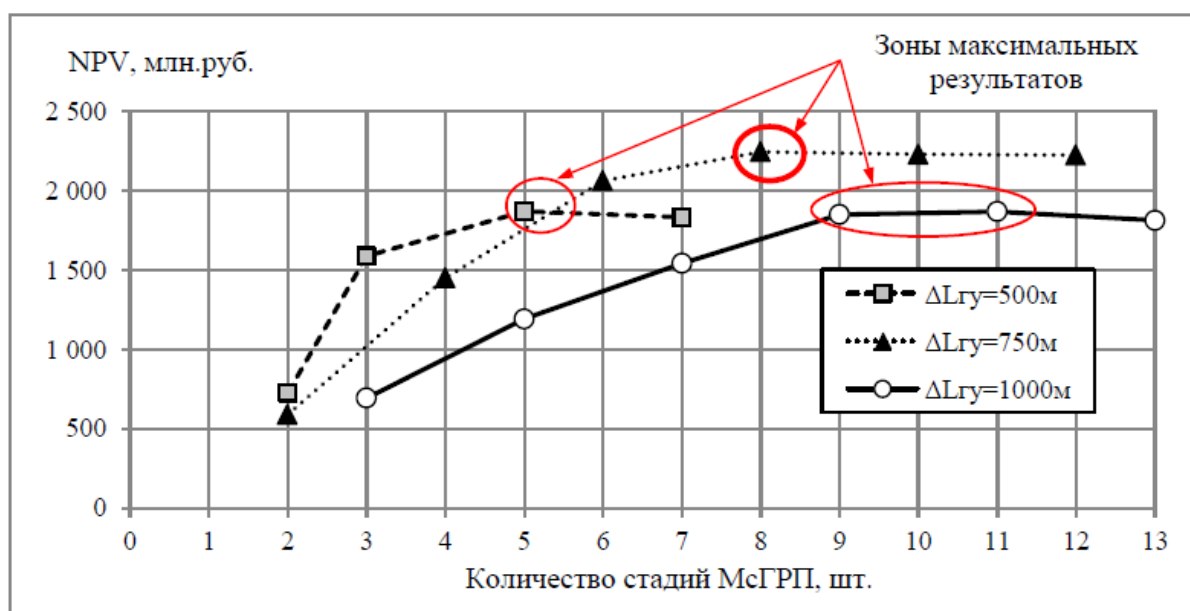


Рис. 3. Зависимость экономической эффективности от длины горизонтального участка скважин ($\Delta L_{гг}$) и количества стадий гидроразрыва

Применение многоступенчатого гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине при её проводке в наиболее продуктивной части пласта имеет преимущества над наклонной, условно горизонтальной скважиной, охватывающей все пропластки.

В результате статистического анализа и обработки промыслового материала внедрения ГРП на Самотлорском, Ватинском, Мыхпайском и Мегионском месторождениях установлено наличие зависимости коэффициента эффективности ГРП от толщины непроницаемого раздела между нефтенасыщенными пропластками, которая ограничивается величиной 3,5...4,0 м [85].

Направление проводки горизонтального участка скважин (без проведения многостадийного гидроразрыва пласта) – вдоль или поперек линии максимального регионального стресса (напряжения), практически не влияет на показатели разработки.

При распространении трещин гидроразрыва пласта вдоль ствола горизонтальной скважины эффект от увеличения количества стадий гидроразрыва снижается, а при перпендикулярном их расположении относительно ствола горизонтальной скважины – сохраняется [112].

1.3. Особенности обводнения скважин в площадных системах разработки

Процессы обводнения в системах разработки на основе скважин различного типа в низкопроницаемых коллекторах Западной Сибири имеют ряд особенностей [123, 124, 126] и изучаются во второй и третьей главах диссертации. Проанализируем по литературным данным ряд существующих проблем, связанных с обводнением скважин различного типа в низкопроницаемых коллекторах.

Большое значение имеет положение трещин ГРП при плотном размещении скважин (200-300м) [74]. Часто обводнение обусловлено продвижением воды по сети техногенно созданных каналов [112], которые в свою очередь могут формироваться по направлению развития региональной трещиноватости и зависеть от направления латеральной неоднородности свойств пласта. При разреженной девятиточечной обращенной системе разработки с использованием добывающих скважин различных типов интенсивности и расстоянием между скважинами около 500 м, а также направлением трещин гидроразрыва вдоль оси максимального регионального стресса, не происходит языкового обводнения по причинам неоднородности (не по трещинам), свойственного неоднородности коллекторов со средними и высокими свойствами между добывающими и нагнетательными скважинами, но фронт вытеснения при этом формируется рядами, что в свою очередь ведет к неравномерности выработки.

Между добывающими и нагнетательными скважинами могут образовываться сквозные трещины, если не ограничивать давление нагнетания, особенно при усилении систем очаговым заводнением. При этом очаговые скважины имеют более высокие показатели приемистости с превышением значений в три раза, а по добывающим скважинам происходит скачкообразный рост обводненности [74].

Авторы [74] рекомендуют при очаговом заводнении отодвигать нагнетательные скважины на большее удаление от добывающих и контролировать давление нагнетания.

Ведется активный поиск высокотехнологичного компромиссного решения между уплотнением сеток скважин и предотвращением языкового обводнения дорогостоящих горизонтальных и разветвленных добывающих скважин с многозонными гидравлическими разрывами [37, 67, 83].

Усиление системы поддержания пластового давления с помощью повышенных нагрузок на вертикальные и наклонно-направленные нагнетательные скважины при использовании специального оборудования [50] не повышает коэффициент охвата заводнением и создает геомеханические предпосылки для языкового обводнения скважин. По этой причине поиск нового технологического решения на основе использования горизонтальных нагнетательных скважин стал одной из задач диссертации [127].

Динамика обводнения скважин в низкопроницаемых коллекторах зависит от режима эксплуатации скважин [123, 124, 141].

Таким образом, языковое обводнение между скважинами может присутствовать или отсутствовать, в зависимости от комплекса причин: взаимного расположения скважин между собой и относительно направлений, связанных с геомеханическими предпосылками развития техногенных трещин в пласте; расстояний между скважинами и технологических режимов эксплуатации скважин; применяемых технологий и эксплуатационных фильтров. Обводнение при наведении каналов трещин в системах разработки низкопроницаемых коллекторов является либо замедленным во времени (между параллельными каналами техногенных трещин), либо стремительным (при сонаправленности и соединении техногенных трещин).

1.4. Оценка показателей эксплуатации рядных и площадных систем воздействия

Ряд авторов отмечает преимущества рядных систем разработки перед площадными в условиях формирования сложных полей скоростей фильтрации, неустойчивости продвижения контуров вытеснения, ухудшенной динамики технологических показателей [12]. При линейном заводнении происходит более равномерная, чем при площадных системах, выработка запасов нефти. По расчетам данных исследователей рядная система обеспечивает более высокую степень нефтеизвлечения при меньших объемах закачиваемой и отбираемой воды.

Рядные системы более устойчивы к отключениям скважин по причине присутствия участков ухудшенных свойств пласта. Это обусловлено в основном двумя особенностями системы: геометрией элемента и характером взаимодействия скважин в элементе. При рядных системах площадь воздействия нагнетательной скважины больше площади, приходящейся на нагнетательную скважину в элементе площадной системы.

Кроме того, в элементе рядной системы заводнения добывающие и нагнетательные скважины не «жестко» взаимосвязаны, и отключение одной из них компенсируется работой других. При площадном заводнении скважина (нагнетательная или добывающая) принадлежит не одному, а нескольким элементам системы, и ее отключение нарушает работу остальных элементов.

При практической реализации нередко допускается существенная переоценка добывных возможностей и отмечается меньшая надежность площадных систем разработки при появлении новых фактических данных (из-за исходного отсутствия достоверной геолого-промысловой информации о строении коллекторов) и недостаточном учете неоднородности объектов на этапе проектирования. Рядные системы разработки обеспечивают больший запас надежности при проектировании.

Исследования по эффективности систем разработки с учетом процессов интенсификации гидроразрывами и техногенного трещинообразования неоднозначно освещены в литературе. Некоторые результаты представлены в работах [10, 26, 62, 92]

Как отмечают авторы [18, 74], для Пермьяковского месторождения первоначально предполагалось, что обеспечить приемлемые темпы выработки запасов позволит 9-точечная обращенная система расположения скважин с расстояниями между ними 500 м (рис. 4). Однако эти ожидания не оправдались, и от площадной системы было решено отказаться в пользу 3-рядной (в 1986г.)

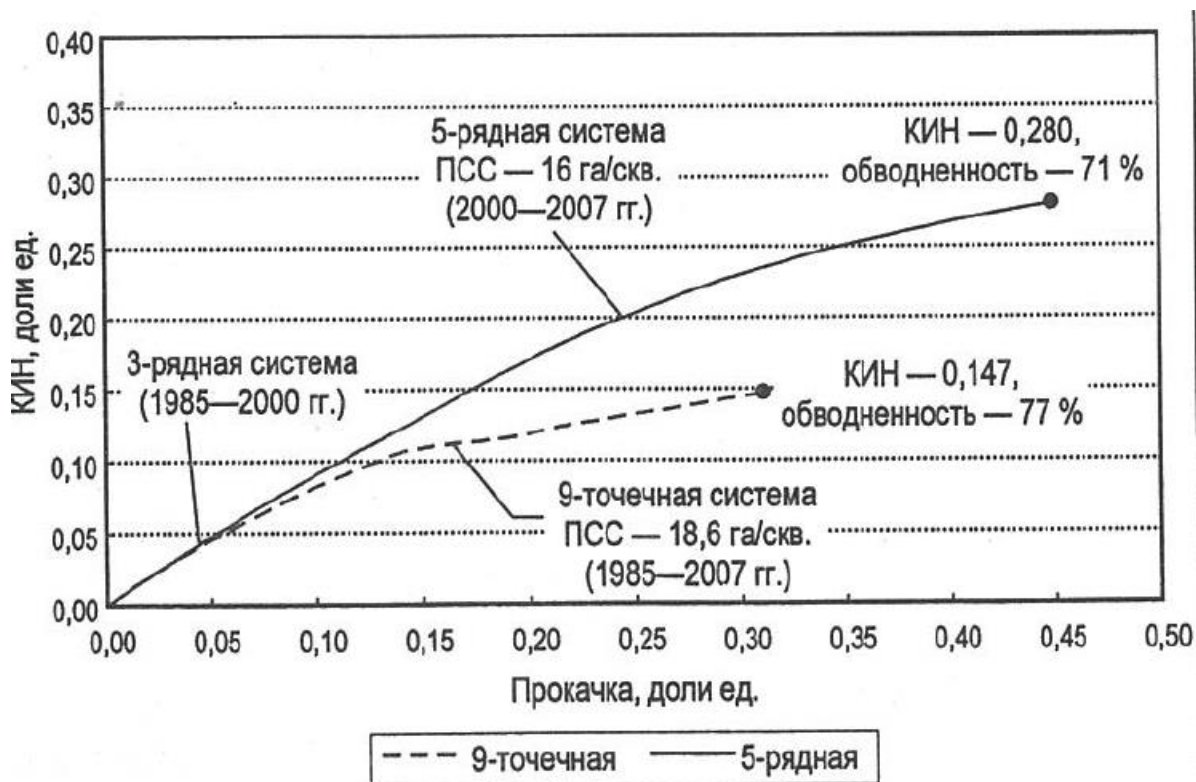


Рис. 4. Характеристики вытеснения для разных систем разработки Пермьяковского месторождения [74]

В работе [62] рассматриваются положительные результаты перехода с площадной девятиточечной системы разработки к однорядной в условиях низкопроницаемого коллектора юрских отложений (рис. 5-6).

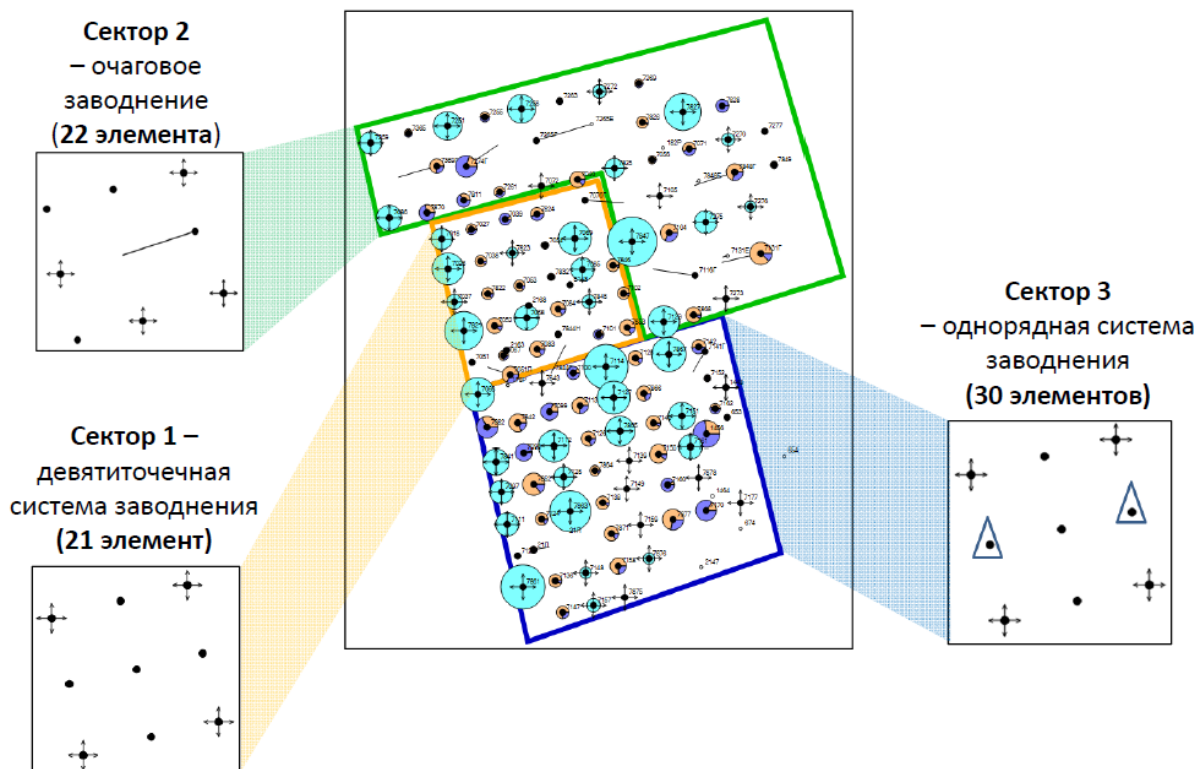


Рис. 5. Секторы заводнения на участке опытно-промышленных работ [62]

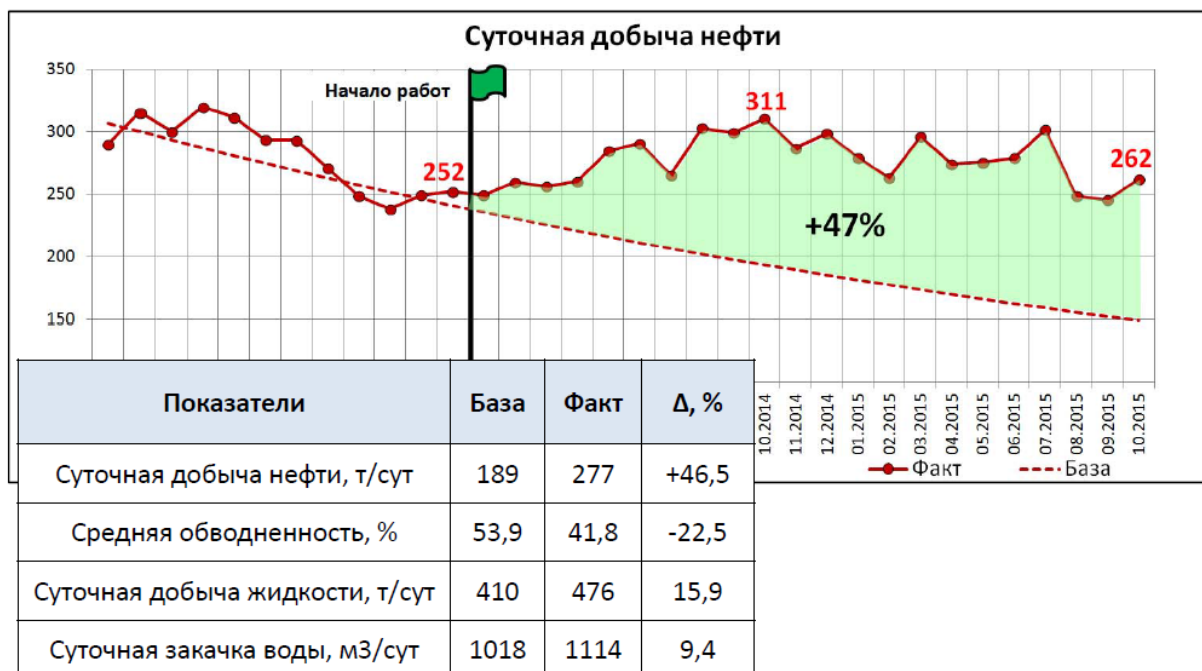


Рис. 6. Эффективность работ по оптимизации системы заводнения при переходе с девятиточечной на однорядную систему разработки [62]

Одних разрезающих рядов для усиления поддержания давления при рядных системах недостаточно [74]. В случае Хохряковского месторождения был выбран вариант трансформации 5-рядной системы в блочно-замкнутую путем формирования поперечных нагнетательных рядов, что не сказалось на динамике роста обводненности и обеспечило эффективное поддержание энергетического состояния пласта.

1.5. Проблема трансформаций систем пластового давления в низкопроницаемых коллекторах

Примеры реализуемых систем разработки низкопроницаемых коллекторов представлены рядом месторождений по организациям-недропользователям: Роснефть-Юганскнефтегаз – Приразломное; Газпромнефть-ноябрьскнефтегаз – Вынгапуровское, Приобское; Татнефть – Яуркинское; Сургутнефтегаз – Родниковое, Русскинское, Савуйское [99], ЛУКОЙЛ – Урьевское, Тевлинское. Обзор новых применяемых технологических решений и объемов бурения в низкопроницаемых пластах представлен в работах ряда авторов [19, 22, 68, 84, 85, 112].

Развитие новых технологий строительства и эксплуатации скважин определяет и необходимость развития теоретических основ анализа и проектирования разработки на основе компьютерного моделирования [39 - 49, 107, 125 - 134, 151, 153].

Массовые трансформации недропользователями систем разработки в сторону усиления поддержания пластового давления являются повсеместными при разработке низкопроницаемых коллекторов и представлены в литературе по месторождениям Татарстана [12], Хохряковскому и Ершовому [102], Пермьяковскому [18], Кошильскому [74], Урьевскому [50, 62], Поточному [97, 98], Приобскому [106] и другим [116].

Трансформации систем ППД могут быть двух типов: для первично сформированных сеток скважин, а также вызванные необходимостью оптимизации после уплотняющего бурения добывающих скважин.

Несвоевременность ввода скважин для ППД и потеря синхронности взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами ведет к невосполнимым потерям в добыче нефти даже после усиления закачки.

Многие исследователи сходятся в том, что при эксплуатационном взаимодействии нагнетательных и добывающих скважин формируется так называемая мертвая зона низких градиентов давления и утрачивается связь между продвижением фронта вытеснения и динамикой извлечения флюидов в низкопроницаемых коллекторах (рис. 7). Формирование мертвой зоны отсутствия взаимодействия приводит к взаимозатуханию приемистостей и дебитов скважин.



Рис. 7. Формирование "мертвой" зоны потери взаимодействия между нагнетательной и добывающей скважинами при несоответствии плотности сетки скважин проницаемости пласта (иллюстрация автора)

По-видимому, существуют некоторые оптимальные расстояния взаимодействия для различных геолого-технологических условий, при уменьшении которых могут формироваться прорывы вытесняющего агента по трещинам, а при увеличении теряется связь между скважинами и формируется мертвая зона низких градиентов давления [97, 98]. В работе [97] говорится об эффективности системы заводнения на объекте в ачимовской толще Поточного месторождения и указывается (по мнению автора диссертации, заниженная) ширина мертвой зоны. В частности, на наш взгляд, не корректно проводить оценки зон дренирования для данных типов объектов по формуле Дюпюи. Достижение проектных показателей коэффициента извлечения нефти (КИН) тоже нельзя считать однозначным критерием эффективности заводнения. На чертеже профиля давлений (рис. 8) черным прямоугольником показана обозначенная авторами статьи зона низких градиентов давления. По мнению автора диссертации, зона потери взаимодействия скважин шире и заключена в рамках красного прямоугольника. Поэтому представляется необходимой корректировка выводов [97] об эффективности системы заводнения, что послужило предметом исследований в данной диссертации и публикациях автора [98]. В качестве реалистичных сценариев рассматриваются возможности повышения коэффициента охвата Кохв через увеличение плотности сетки на базе уже пробуренного фонда (трансформация системы ППД), либо модификация сетки на еще неразбуренных участках.



Рис. 8. Распределение давления между добывающей и нагнетательной скважинами при расстоянии свыше 500 м в низкопроницаемом коллекторе (по данным [97], пояснения в тексте)

По оценкам других исследователей радиус зоны дренирования скважин для пласта АС₁₂ Приобского месторождения составляет около 85 метров [106]. Профиль давлений с обозначением зоны схематически представлен на рис. 9.

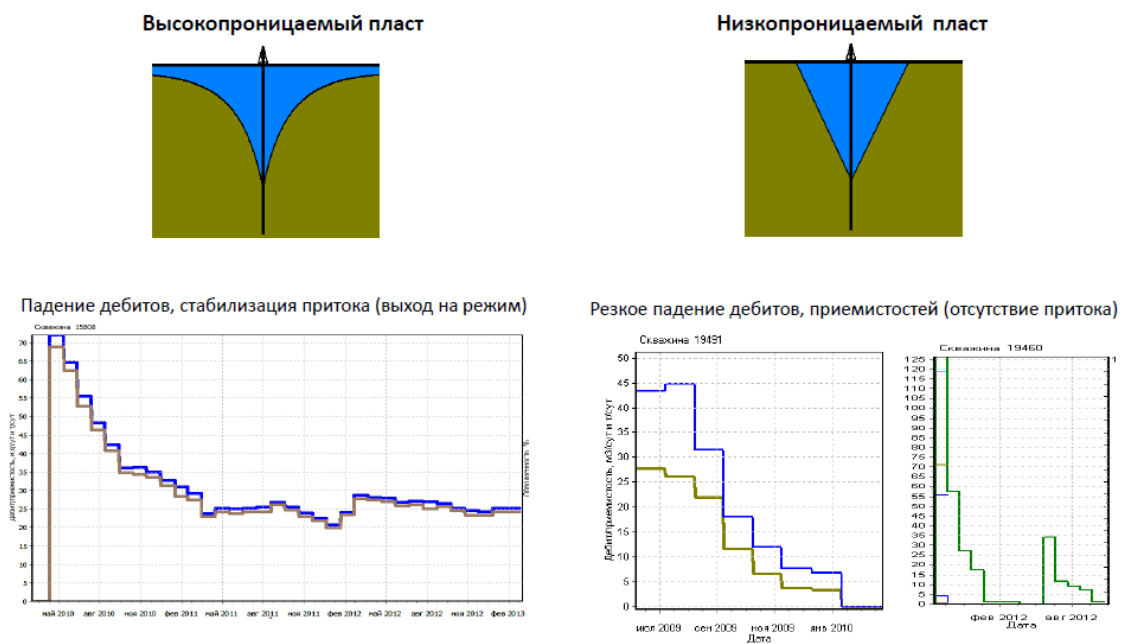


Рис. 9. Различия в зонах дренирования для высоко- и низкопроницаемых пластов [106]

По результатам интерпретации долговременных исследований с применением установленных на погружном насосном оборудовании термоманометрических систем (ТМС) радиус зон дренирования скважин может составлять ~85 м, что является причиной низких уровней отборов/закачки на скважину, неэффективности ППД. Для повышения эффективности системы ППД необходимо сближение добывающих и нагнетательных рядов в низкопроницаемых коллекторах.

Наблюдения авторов [102] показывают тесную взаимосвязь КИН с плотностью сетки скважин (ПСС), поскольку для низкопроницаемых объектов требуются меньшие расстояния между скважинами для возникновения взаимодействия (рис. 10).

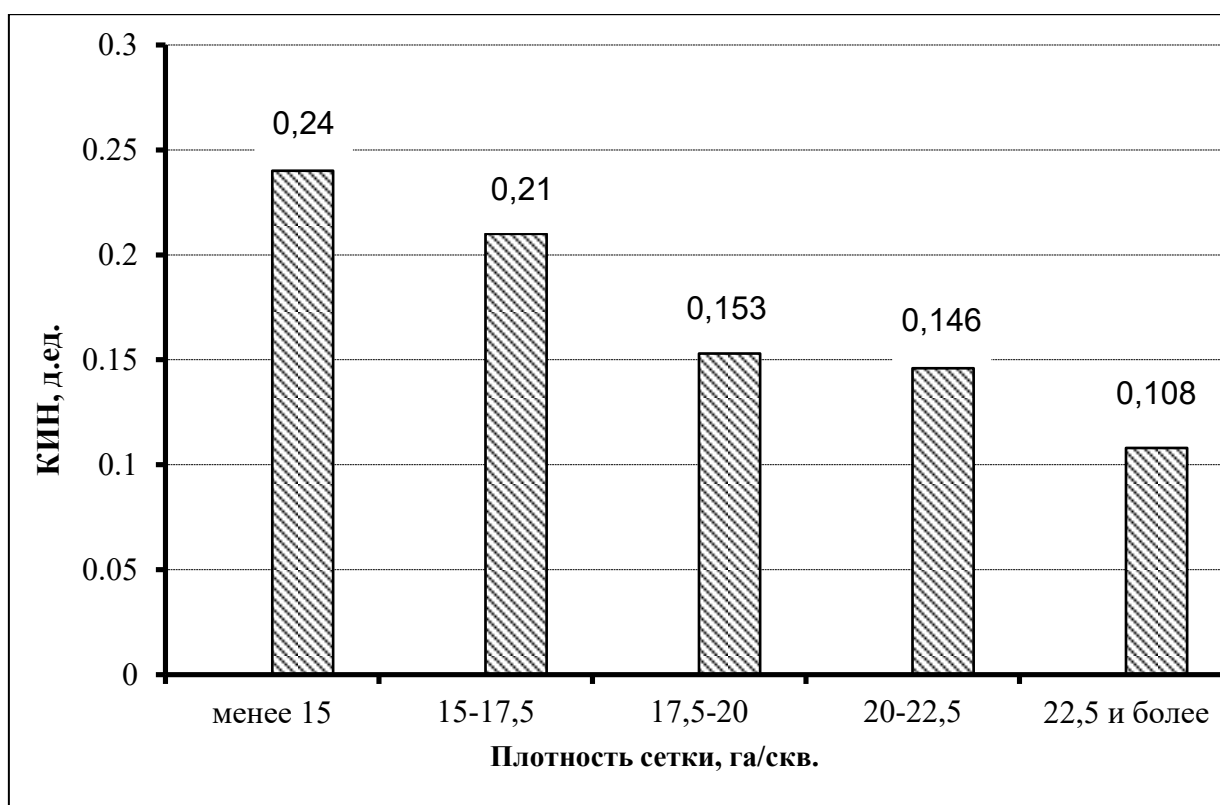


Рис. 10. Зависимость текущего значения коэффициента нефтеотдачи по всем блокам Хохряковской залежи от плотности сетки скважин [102]

Кроме этого, при анализе зависимостей текущего коэффициента нефтеотдачи от обводненности отдельно по каждому блоку был выявлен факт, что лучшие характеристики вытеснения присущи блокам, в которых накопленная компенсация находилась в интервале от 120 до 140 %. На рис. 11 приведены графики зависимости текущего коэффициента нефтеизвлечения от обводненности по четырем группам блоков Хохряковского месторождения.

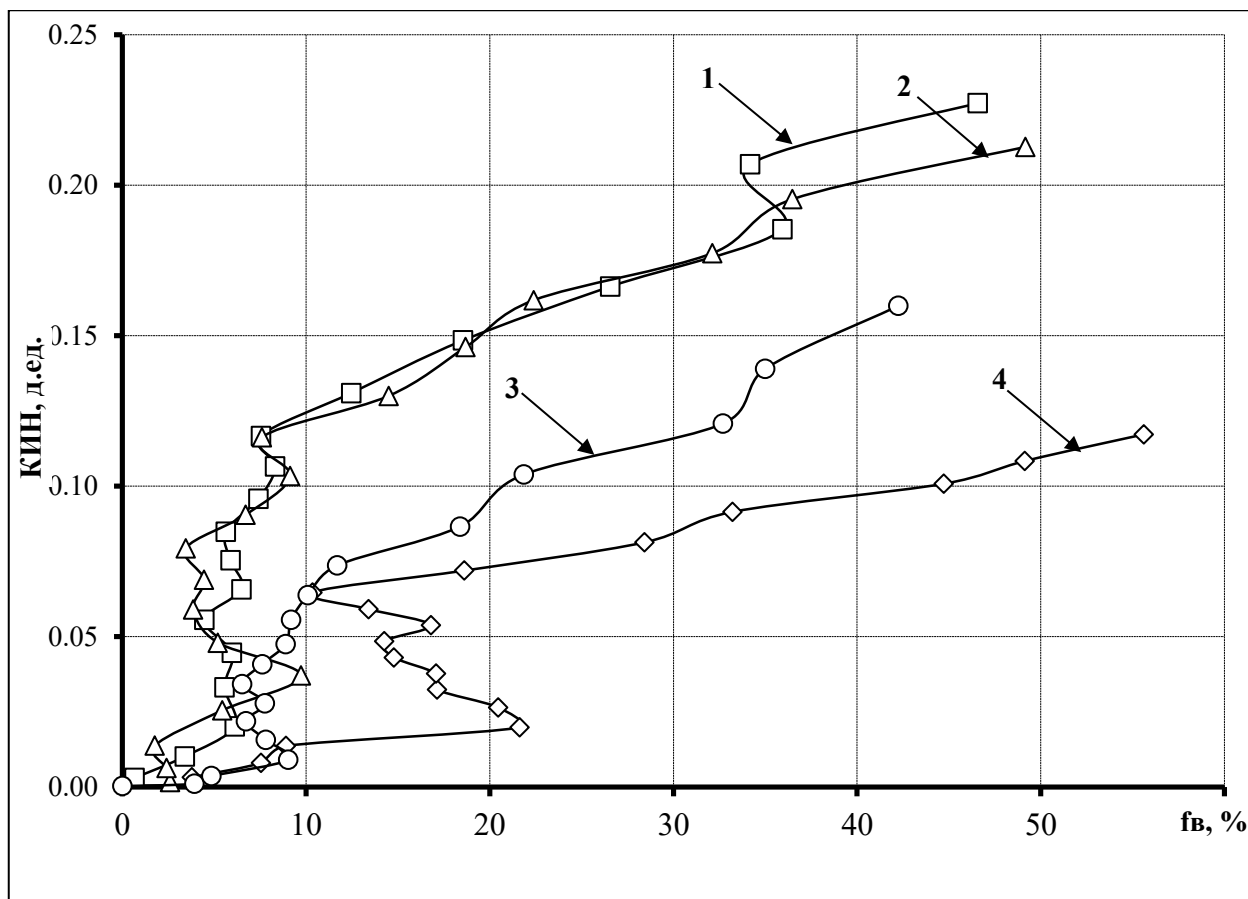


Рис. 11. Зависимости текущего коэффициента нефтеизвлечения от обводненности по четырем группам блоков. Кривые: 4 – компенсация менее 100 %; 1 – компенсация от 100 до 125 %; 2 - компенсация от 125 % до 150 %; 3 – компенсация более 150 % [103]

Как видно из рисунка, наилучшая характеристика вытеснения отмечается по блокам с накопленной компенсацией, изменяющейся в интервале от 100 до 140 %.

Установлено, что эффективная плотность сетки скважин составляет 16 га/скв. Проанализировано влияние компенсации отбора жидкости закачкой воды на текущие показатели разработки. Оптимальным значением компенсации отбора жидкости закачкой воды является 120-140 %.

Протяженность зоны активного перекрытия площадей дренирования добывающих и нагнетательных скважин для низкопроницаемых коллекторов особенно важна. Если активная зона фронта воздействия от закачки в нагнетательных скважинах не достигает активной зоны дренирования добывающими скважинами, то закачка и отборы будут затухать по причине формирования мертвой зоны со слабой передачей взаимодействия от нагнетательной к добывающей скважине.

На рис. 12 схематично представлен теоретический принцип соответствия типов нагнетательных и добывающих скважин, обоснованный более 10 лет назад в книгах Закирова С.Н. с соавторами [41]. Реализуемая на практике идея о том, что скважины

новых типов не нуждаются в специальной системе ППД вплоть до полного ее отсутствия, не оправдал себя. К тому же, эксплуатация в таких случаях нередко ведет к разгазированию нефти с дополнительными негативными последствиями для текущей динамики добычи и конечной нефтеотдачи.

Общей идеей, заявляемой в публикациях разных авторов, но не реализуемой на практике, является организация вытеснения по принципу “метлы”, а не “иглы”. Для этого вместо интенсификации заводнения за счет чрезмерной нагрузки на вертикальные и наклонно-направленные нагнетательные скважины и нерентабельного увеличения их количества необходимо повышение охвата вытеснением, чего сложно достичь с помощью скважин классического типа.

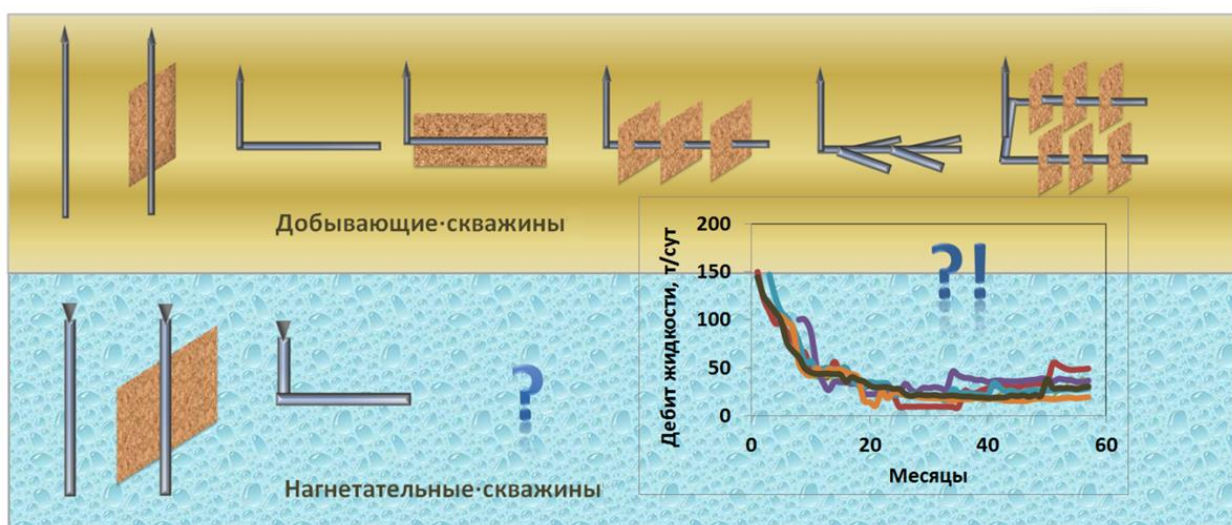


Рис. 12. Принцип соответствия типов нагнетательных и добывающих скважин при формировании систем разработки (иллюстрация автора к идеям работ [41, 43])

Авторами работ [69, 85, 112] рассмотрены подробно объекты разработки с площадными системами на основе ГС с МГРП и отмечены высокие входные технологические показатели работы скважин. В целом, всеми авторами отмечается перспективность данных технологий с точки зрения стартового временного этапа работы скважин. Между тем на данный момент выявился ряд сложностей с реализацией поддержания энергетического состояния элементов разработки со скважинами интенсивного типа, что коррелирует с теоретическими выводами, обоснованными в книгах [41, 44], в том числе для ГС и многозабойных скважин.

Одна из причин недостаточной интенсивности систем ППД состоит в том, что при использовании скважин с новыми типами заканчивания возникают сложности в традиционных расчетах соотношения добывающих и нагнетательных скважин, когда соотносят нагнетательные и добывающие скважины различных типов. Корректный

подсчет данного параметра должен быть проведен с учетом соотношения для одного типа скважин.

1.6. Влияние капиллярного концевго эффекта на показатели работы скважин с ГРП

Из теоретических исследований и из экспериментов на керне известен так называемый капиллярный концевой эффект, или, как еще его называют, эффект капиллярного зацебления фаз [5]. Его причиной является физическое требование непрерывности давлений в фазах как внутри пористой среды, так и на контакте пористой среды со свободным объемом. Как следствие непрерывности давлений в фазах, непрерывной должна быть и величина капиллярного давления во всей области существования двух фаз. Величина капиллярного давления в свободном объеме (по сравнению с пористой средой) равна нулю. Поэтому смачивающая фаза может выходить из пористой среды только тогда, когда капиллярное давление в пористой среде вблизи выхода снижается до нулевого значения. Это соответствует максимальной насыщенности смачивающей фазой, или остаточной насыщенности несмачивающей фазой. Соответственно, вблизи выхода из пористой среды формируется зона постепенного повышения насыщенности смачивающей фазой до ее максимального значения.

Аналогичный эффект наблюдается на контакте двух участков пористой среды с разными капиллярными характеристиками. Однако в этом случае насыщенность смачивающей фазой изменяется вблизи границы не до максимального значения, а до значения, при котором достигается равенство значений капиллярного давления.

Характерный размер зоны влияния капиллярного концевго эффекта зависит от соотношения различных параметров, таких как скорость фильтрации, капиллярное давление, процент воды в потоке фаз, начальной водонасыщенности, перепада давления на границах сред, контрастности свойств сред, их общей протяженности и количества переходных межсредовых зон [75, 77].

На рис. 13 по данным [89] представлена типичная для цилиндрического ствола скважины зависимость скорости фильтрации в пласте от расстояния до оси скважины. Вследствие резкого роста скорости фильтрации (и градиента давления) вблизи ствола, зона влияния капиллярного концевго эффекта для скважин без ГРП обычно локализована в пределах первых десятков сантиметров и не оказывает заметного влияния на приток фаз. Поэтому при расчете работы скважин концевым эффектом допустимо пренебрегать.

На рис. 14 по данным [89] показаны расчетные профили распределения водонасыщенности по длине составной модели из 3 образцов керна при достижении стационарного состояния при двухфазной (нефть-вода) фильтрации. Скачки

насыщенности на контакте образцов связаны с различием их ФЕС и капиллярных характеристик, рост водонасыщенности у выходного торца модели – с концевым эффектом на границе пористой среды со свободным объемом. Видно, что с ростом доли воды (смачивающей фазы) в общем фильтрационном потоке размер зоны концевого эффекта уменьшается. Видно также, что во многих случаях влияние концевого эффекта можно не учитывать, если использовать составные керновые модели, а измерение параметров фильтрации осуществлять на центральном образце керна. Этот известный факт, основанный на расчетных и лабораторных данных [61, 152], широко используется в практике лабораторных измерений. Вместе с тем, в работе [54] было показано, что при малой доле воды в фильтрационном потоке и соблюдении пластовых скоростей фильтрации зона влияния концевого эффекта распространяется на всю длину составной модели и существенно сказывается на результатах лабораторных измерений, в частности, значений относительной проницаемости для воды.

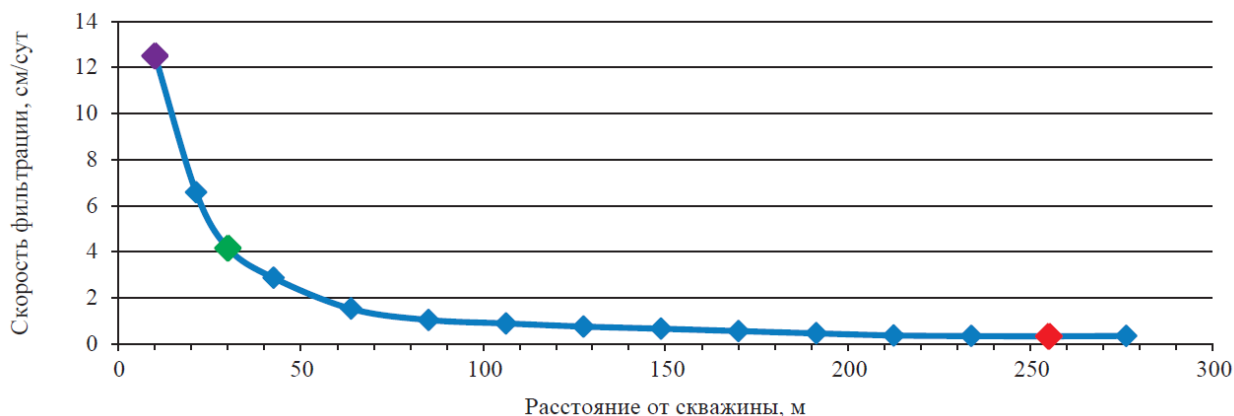


Рис. 13. Зависимость скорости фильтрации флюида от удаления от скважины. Фиолетовый, зеленый и красный маркеры – скорости в лабораторных и вычислительных экспериментах [89]

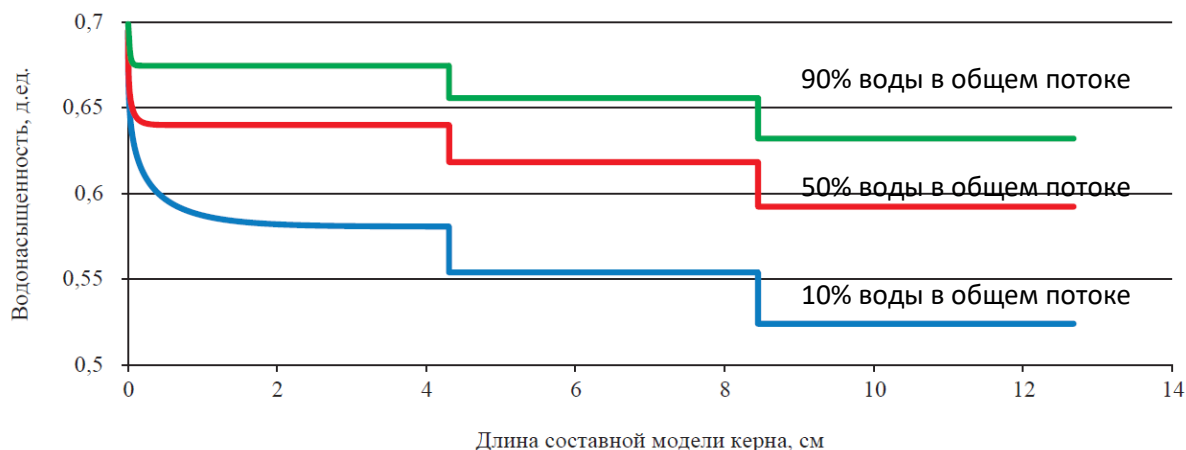


Рис. 14. Распределение водонасыщенности по длине составной модели пласта при суммарной скорости фильтрации флюидов ~ 4,17 см/сут: синяя линия соответствует 10 % воды в общем потоке; красная – 50 %; зеленая – 90 %. Общий расход – 0,02 см³/мин

С точки зрения промышленных процессов капиллярный концевой эффект выражается в следующем. Вода не вытекает из гидрофильного пласта, а накапливается в околоскважинной области или на контактах пропластков с различными свойствами, формируя на границе сред капиллярно-стабилизированные зоны, пока насыщенность смачивающей фазой не достигнет требуемого значения. В момент достижения значения s , соответствующего капиллярному давлению в соседней области (зоне пласта или стволе скважины), вода прорывается из пласта (участка) с сохранением на выходе этого значения насыщенности.

Поскольку для цилиндрических стволов скважин влияние концевого эффекта на границе с пластом несущественно, ряд исследований были посвящены изучению роли капиллярных концевых эффектов на границе участков пласта с различными свойствами. Исследовались процессы вытеснения в неоднородных пористых средах различного типа: слоистых, линзовидных, трещиновато-пористых.

Для математического исследования капиллярных явлений при двухфазной фильтрации чаще всего применяется модель Рапопорта-Лиса, которая позволяет рассчитать формирование стабилизированных зон как за счет концевого эффекта, так и на фронте вытеснения [13, 118].

Математические основы моделирования разработки нефтяных месторождений при заводнении были заложены результатами, полученными в рамках модели Баклея-Леверетта. Эта модель не учитывает влияние капиллярных сил при фильтрации, на промысловые показатели скважин, граничные условия на скважинах. На современном этапе развития методов моделирования, в том числе при разработке низкопроницаемых пластов и при наличии изначально свободной воды в пласте, используют более общие модели многофазной фильтрации, например, модель Маскета-Леверетта [57, 144]. Она позволяет учитывать влияние капиллярных сил на процессы фильтрации при корректном задании замыкающих соотношений (кривых капиллярного давления) и граничных условий.

Исследования по учету капиллярных эффектов в моделях многофазной фильтрации продолжаются. В частности, это относится к разработке алгоритмов моделирования процессов вытеснения на основе метода линий/трубок тока и таких пакетов моделирования, как 3DSL / CapSL. В методе линий тока специальные подходы требуются для учета капиллярных эффектов как в уравнении давления, так и в уравнении насыщенности. Обзор проблемы учета неоднородности коллектора, гравитации, капиллярного давления и свойств флюидов различными исследователями в рамках метода линий тока приведен в работах [14, 63].

Несмотря на длительную историю вопроса, исследования капиллярных эффектов при разработке месторождений по-прежнему находятся в активной стадии применительно как к пластовым процессам, так и к лабораторным исследованиям [6, 75-77, 89, 91]. Исследованы проявления концевой эффекта на контактах участков пласта с различными характеристиками, в том числе при разработке полимиктовых линзовидных и слоистых коллекторов с гетерогенной смачиваемостью и контрастной проницаемостью.

Таким образом, капиллярный концевой эффект или эффект капиллярного защемления изначально был обнаружен в лабораторных опытах с керном. По мере его теоретического изучения он стал обобщенно пониматься как эффект, возникающий при переходе двухфазной смеси флюидов между средами с различными свойствами. Примерами таких переходов могут служить торцы моделей керна, границы пласт-скважина, пласт-трещина, зона/слой фильтрационно-емкостных свойств 1 – зона/слой фильтрационно-емкостных свойств 2.

В случае закачки горячих агентов предложено численное исследование влияния граничных условий на скважинах для неизотермических фильтрационных процессов [83].

В отличие от предыдущих публикаций, в данной работе исследуется значимость влияния капиллярного концевой эффекта на показатели работы скважин при формировании значительных зон дренирования с большой площадью соприкосновения пористой среды с техногенной трещинной средой на скважине в случае наклонно-направленных скважин с гидроразрывом пласта и горизонтальных скважин с несколькими гидравлическими разрывами. На возможность существенного влияния капиллярного концевой эффекта указывает следующие факторы. В горизонтальных скважинах с многостадийным ГРП является особо значимым и продолжительным период нестационарного притока при запуске в эксплуатацию и сменах режимов. Указанные типы скважин в Западной Сибири обычно применяются в пластах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, повышенной глинистостью, что обуславливает высокие значения капиллярного давления. Также в них обычно изначально наблюдается условно-подвижная вода в объеме до 10% эффективной пористости у кровли коллектора и 20% у подошвы, то есть пласты недонасыщены нефтью на 10-20% объема эффективной пористости. А при типичной длине полукрыла трещины около 100 метров в горизонтальных скважинах общая протяженность только основных трещин при восьмизонном гидравлическом разрыве может составить около полутора километров.

Таким образом, характерное для низкопроницаемых нефтяных залежей Западной Сибири сочетание геолого-физических и технологических факторов может создавать условия для формирования значительных по объему зон влияния концевой эффекта,

влияние которых на показатели работы скважин и подлежит исследованию. Физический механизм влияния заключается в том, что вода может скапливаться в прискважинной/притрещинной области, а по достижении определенного соотношения параметров, например, при форсировании отборов выходить в продукцию скважины. Для оценки таких эффектов важное значение имеет моделирование граничных условий на скважинах и трещинах.

Выводы по главе 1

Использование скважин с интенсивным типом заканчивания позволяет обеспечить рентабельную добычу нефти из неоднородных низкопроницаемых коллекторов в начальный период эксплуатации. Однако проблема организации эффективных систем разработки и обеспечения необходимого уровня ППД в низкопроницаемых коллекторах остается нерешенной.

Анализ литературных данных, представленный в первой главе, показывает, что для решения данной задачи могут быть использованы следующие подходы:

- сближение добывающих и нагнетательных рядов на низкопроницаемых коллекторах при рядных системах эксплуатации с учетом направлений формирования системы техногенной трещиноватости и режимов эксплуатации скважин;
- уменьшение расстояния между скважинами в площадных системах разработки до некоторого расстояния, обеспечивающего взаимосвязь между нагнетательными и добывающими скважинами без перекрытия зон формирования трещин гидроразрыва и техногенных трещин в нагнетательных скважинах;
- повышение интенсивности нагнетания не за счет увеличения давления нагнетания и одновременно геомеханической нагрузки на прискважинные зоны нагнетательных скважин, а за счет увеличения их контакта с пластом;
- применение рядных систем ППД, более жестких и устойчивых при сложном типе коллектора, менее чувствительных к выветриванию скважин;
- своевременное дополнение уплотняющего бурения в низкопроницаемых пластах усилением закачки, поскольку задержка закачки во времени приводит к потерям добычи;
- реализация системы ППД на основе использования скважин высокого типа интенсивности с обеспечением соответствия зон дренирования добывающих и нагнетательных скважин по времени и объему распространения.

Глава 2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО ЗАВОДНЕНИЯ

2.1. Существующие подходы к выбору момента начала заводнения

Целесообразная продолжительность отработки нагнетательных скважин редко подлежит специальному исследованию и обычно определяется совокупностью организационных факторов и результатами наблюдения за дебитами скважин по конкретному или аналогичным объектам разработки. В отдельных работах задержку ввода нагнетательных скважин под закачку предлагают обосновывать на базе упрощённых технико-экономических расчетов [108].

Автор книги [11, 71, 158] обращает внимание на особенности заводнения низкопроницаемых залежей. По его мнению, в соответствующих случаях поддержание пластового давления закачкой воды следует начинать одновременно с добычей нефти. То есть заводнение в каждом элементе пласта должно начинаться при вводе его в разработку.

В патенте [94] и книге [44] применительно к низкопроницаемым залежам нефти с высоким газосодержанием обоснована наиболее привлекательная, с точки зрения технологических и технико-экономических показателей, стратегия ввода нагнетательных скважин под закачку. Такой стратегией является опережающее заводнение, при котором закачка воды в очередном элементе разработки начинается с опережением по отношению к добыче нефти. Оптимальный период предварительной закачки воды зависит от параметров объекта и системы разработки и обычно исчисляется несколькими месяцами.

В качестве основных причин целесообразности реализации опережающего заводнения авторы [44, 94] выделяют:

- медленную передачу воздействия от нагнетательных к добывающим скважинам в условиях низкопроницаемого коллектора;
- преимущественную эксплуатацию добывающих скважин при забойных давлениях ниже давления насыщения нефти для обеспечения рентабельной продуктивности;
- быстрый рост зоны разгазирования пластовой нефти, вызванный интенсивными фазовыми переходами при снижении давления ниже давления насыщения, при недостаточно эффективной передаче давления от зоны нагнетания к зоне отбора;

- как следствие действия перечисленных факторов – резкое снижение дебита по нефти и кратный рост содержания газа в добываемой продукции при традиционной схеме ввода нагнетательных скважин под закачку.

Опережающее заводнение в таких условиях позволяет повысить начальные и текущие дебиты добывающих скважин, обеспечить более высокие накопленные показатели добычи нефти уже к концу первых 0,5-1 года разработки и сократить требования к пиковой пропускной способности системы сбора и утилизации добываемого газа.

2.2. Особенности площадных систем заводнения низкопроницаемых залежей нефти

В данной главе работы оценивается целесообразность реализации опережающего заводнения также применительно к низкопроницаемым залежам, на примере юрских отложений Западной Сибири. Однако, в отличие от [44, 94] – для случаев пластовых нефтей с традиционными свойствами. И при эксплуатации скважин с забойными давлениями выше давления насыщения. То есть, в отсутствие фазовых переходов.

Вернемся еще раз к некоторым вопросам, затронутым в первой главе. Известно, что условие компенсации пластовых объемов добываемого флюида закачиваемыми объемами воды обеспечивает постоянство пластового давления. Как следствие, сохраняются относительно стабильные дебиты добывающих скважин по нефти, а по мере их обводнения – по жидкости. Однако при заводнении низкопроницаемых коллекторов данное условие часто не выполняется по следующим причинам.

- Недостаточно эффективная передача воздействия от зоны нагнетания к зоне отбора приводит к снижению пластового давления в области дренирования, даже при формальном соблюдении условия компенсации.

- Ситуация усугубляется применением для разработки низкопроницаемых пластов интенсивных систем добычи нефти на основе скважин с трещинами ГРП значительной протяженности, горизонтальных скважин с многозонными ГРП (несколько трещин из разных точек ствола) и т.д.

Стремление недропользователей к экономии капитальных вложений обычно отражается на нагнетательных скважинах, которые при этом характеризуются менее интенсивным заканчиванием. Практически всегда они выполняются только в варианте вертикальных и наклонно-направленных, часто без создания закрепляемых трещин ГРП.

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин также чаще всего выбирается на уровне, значительно превышающем 1:1. Кроме того, низкопроницаемые

западносибирские отложения характеризуются низкими значениями фазовой проницаемости для нагнетаемой воды, снижением приемистости вследствие разбухания глинистых минералов коллектора и т.д.

- Приведенные особенности реальных систем заводнения контрастируют с выводами, полученными в книге [41]. А именно, о необходимости адекватной, по отношению к добыче, интенсивности системы ППД при площадном заводнении. В частности, из [41] следует, что в большинстве случаев на одну добывающую скважину должна приходиться одна нагнетательная скважина с тем же типом заканчивания.

Таким образом, именно для низкопроницаемых коллекторов заводнение часто реализуется в условиях недостаточно эффективного поддержания пластового давления. Эту особенность иллюстрирует рис. 15. Здесь, для одной из типовых ситуаций, показаны полученные автором расчетные профили пластового давления от добывающей к нагнетательной скважине при расстоянии 500 м между ними. Скважины эксплуатируются с заданными забойными давлениями.

Профили давления на рис. 15 приведены на 3 даты – дату ввода элемента разработки, через 2 месяца и через 3 года. Здесь добывающие и нагнетательные скважины вводятся одновременно. Видно, во-первых, что негативная ситуация с ППД быстро себя проявляет после ввода скважин в эксплуатацию. Во-вторых, имеет место дальнейшее ее ухудшение.

Рис. 16 иллюстрирует влияние проблемности ППД в низкопроницаемых пластах на динамику дебитов добывающих скважин. Здесь, при сохранении иных параметров, сопоставлены динамики изменения дебита добывающей скважины по жидкости в площадном элементе разработки при одновременном вводе добывающих и нагнетательных скважин. При этом добывающая скважина характеризуется горизонтальным заканчиванием с ГРП. Расчеты выполнены для типичного по неоднородности пласта со средними проницаемостями 50, 25 и 5 мД. Добывающая скважина эксплуатируется при постоянном забойном давлении.

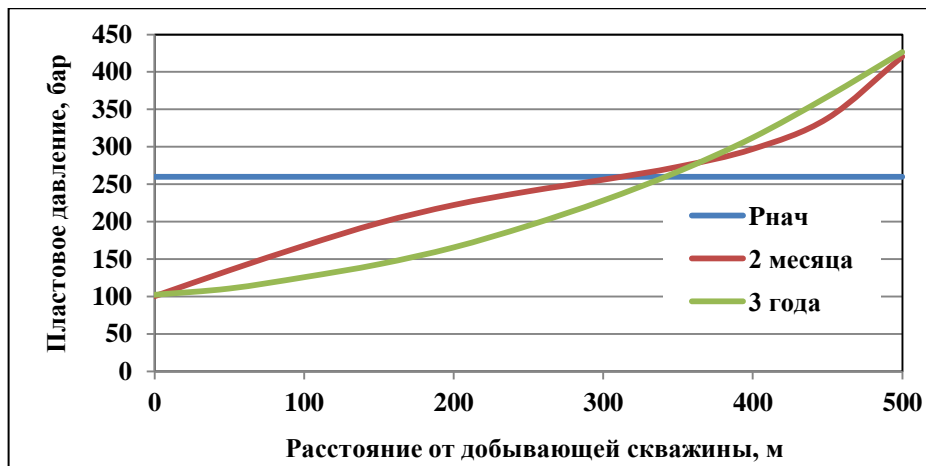


Рис. 15. Профили пластового давления на 3 даты для системы заводнения низкопроницаемого пласта при расстоянии между скважинами 500 м

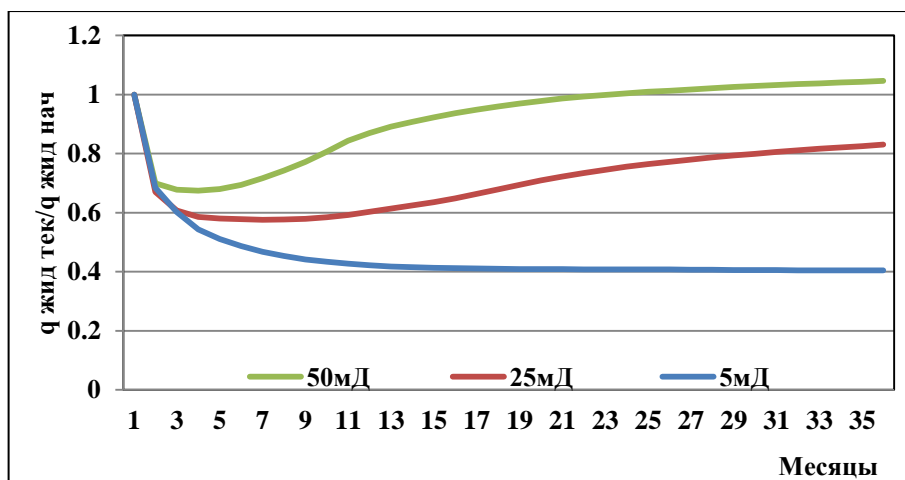


Рис. 16. Динамики дебита добывающей скважины по жидкости для пластов различной проницаемости

Согласно рис. 16, при проницаемости 50 мД дебит в течение полугода снижается, но затем система ППД обеспечивает его рост до начального уровня. Аналогичная тенденция сохраняется и при проницаемости 25 мД. Однако за 3 года дебит восстанавливается только до 0,83 от начального. В случае же пласта со средней проницаемостью 5 мД дебит по выполаживающейся зависимости снижается до 0,4 от начального. Эти результаты подтверждают выводы [41], что при площадной системе заводнения стабилизированный уровень добычи определяется не потенциальной продуктивностью скважин, а возможностями системы ППД.

Отсюда видна актуальность проблемы повышения эффективности ППД для низкопроницаемых пластов, что обуславливает необходимость пересмотра подходов к формированию систем ППД в таких залежах с учетом важных принципов, изложенных в [41, 44]. Вместе с тем, даже в рамках далеких от оптимальных систем разработки возможно некоторое повышение эффективности ППД без существенного роста затрат на его подготовку и реализацию.

2.3. Оценка эффективности опережающего заводнения при разработке низкопроницаемых отложений

В связи с проблемой повышения эффективности ППД в низкопроницаемых пластах при интенсивных системах разработки автором оценена результативность реализации опережающего заводнения, как низкочатратной (без дополнительных капитальных вложений) меры. Расчет выполнен с использованием коммерческого программного комплекса моделирования многофазной фильтрации Roxar Tempest More, в рамках модели двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей в трехмерной постановке с учетом гравитации, сжимаемости флюидов и коллектора. Математическая формулировка модели является частным случаем модели нелетучей нефти (black oil) и аналогична формулировке, рассмотренной в главе 3. Исходные данные для двухфазной модели приняты по аналогии с залежью нефти в юрских отложениях одного из месторождений Западной Сибири. Основные параметры пласта и флюидов представлены в табл. 1. Эффективная проницаемость пласта снижается от кровли к подошве с 4,7 до 0,47 мД.

Реализуемая недропользователем схема размещения скважин на участке сформирована на основе классической 9-точечной схемы, в которой две добывающие наклонно–направленные скважины (ННС) заменены одной горизонтальной скважиной (ГС) со сдвигом (рис. 17). Расстояние между рядами и между ННС – по 500 м. Длина горизонтального участка скважин – 500 м. Траектория ГС в пределах продуктивного пласта – пологопадающая от кровли до подошвы. Все скважины стимулированы трещинами ГРП с полудлиной около 100 м, причем по длине ГС сформировано 4 поперечные трещины в разных точках ствола.

Обсуждение особенностей и недостатков рассматриваемой площадной системы не является целью настоящего раздела. По этой же причине детально не моделируется влияние наличия трещин ГРП на темпы обводнения продукции добывающих скважин. Для целей данного раздела учитывается только их влияние на продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин.

Размеры участка моделирования – 3000х3000х10 м, размер ячейки сеточной области – 50х50х0.38 м. Моделируемые технологические режимы работы скважин следующие. На добывающих скважинах забойное давление задано из условия его снижения не ниже давления насыщения нефти – 103 бар (1 бар=0.1 МПа). На

нагнетательных скважинах задано забойное давление 440 бар, что соответствует технологическому ограничению на устьевое давление 180 бар.

В рассматриваемом случае, с учетом результатов работ [44, 94], вариант опережающего заводнения (ОЗ, вариант 1) предполагает ввод нагнетательных скважин на квартал ранее ввода добывающих скважин в элементе разработки. Исследуемые для сопоставления альтернативные варианты 2 и 3 соответствуют одновременному началу добычи и закачки в элементе (СЗ) и началу закачки после трехмесячной отработки нагнетательных скважин (ЗЗ), см. табл. 2.

С целью сопоставимости по срокам и объемам капитальных затрат, варианты формируются следующим образом. Во всех вариантах в начальный момент времени вводится одинаковое количество скважин, равное числу нагнетательных скважин на участке (9 ННС, с учетом симметрии элемента разработки). Для варианта ОЗ вводимые скважины – нагнетательные, и они с самого начала и до конца расчета осуществляют закачку воды. В варианте СЗ вводимые скважины тоже нагнетательные, но они 3 месяца находятся в отработке на нефть. В варианте ЗЗ вводимые скважины – добывающие.

Табл. 2. Основные параметры пласта и флюидов

Параметр	Значение
Пластовая температура, °С	96
Начальное пластовое давление, бар (10^{-1} МПа)	260
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	835
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	759
Среднее давление насыщения, бар	103
Газосодержание, м ³ /т	84
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,205
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1015
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	986
Эффективная проницаемость, мД (средняя/мин.-макс.)	2,585 / 0,47-4,7
Средняя эффективная пористость, %	10,1
Средняя начальная нефтенасыщенность (в долях эффективной пористости), %	100 (ЧНЗ)
Коэффициент вытеснения, д. ед.	0,44

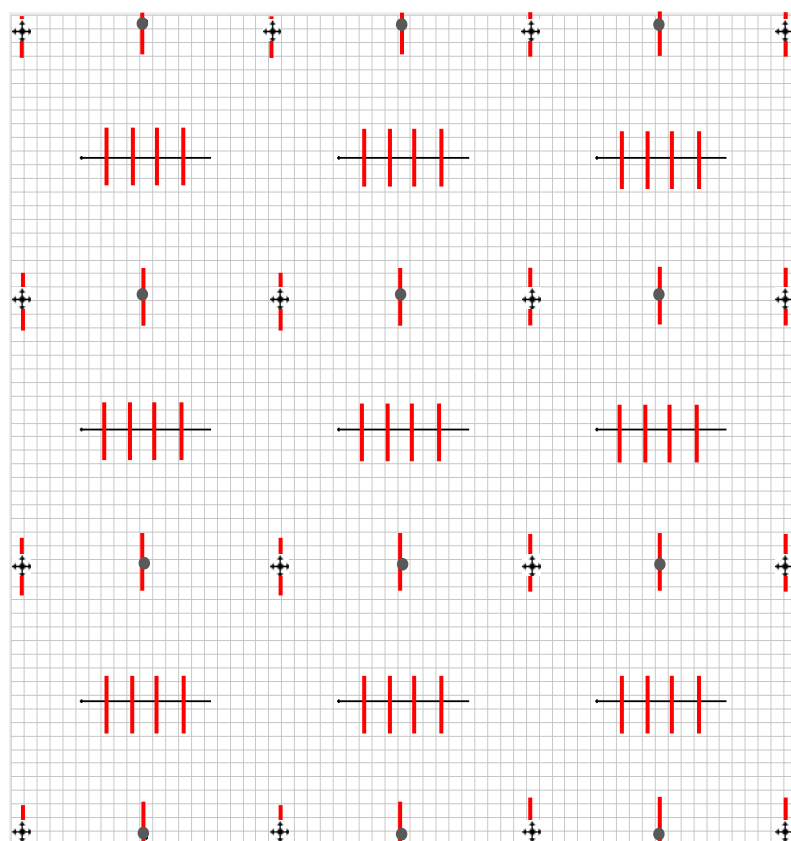


Рис. 17. Схема размещения добывающих и нагнетательных скважин на моделируемом участке

Табл. 3. Сопоставление временных параметров начала заводнения элемента разработки в исследуемых вариантах

Варианты	Скважины		1 Квартал	2 Квартал	3 Квартал
1 ОЗ (3 МЕС.)	Ввод		9 ННС НАГ	9 ННС ДОБ 9 ГС ДОБ	
	Состояние	нагнетательные	Нагнетание	Нагнетание	Нагнетание
добывающие				Добыча	Добыча
2 СЗ (3 МЕС. ОТР)	Ввод		9 ННС НАГ (3 МЕС. ОТР.)	9 ННС ДОБ 9 ГС ДОБ	
	Состояние	нагнетательные	Отработка	Нагнетание	Нагнетание
добывающие				Добыча	Добыча
3 ЗЗ	Ввод		9 ННС ДОБ.	9 ННС НАГ (ОТР.) 9 ГС ДОБ	
	Состояние	нагнетательные		Отработка	Нагнетание
добывающие			Добыча	Добыча	Добыча
4 ОЗ (6 МЕС.)	Ввод		9 ННС НАГ		9 ННС ДОБ 9 ГС ДОБ
	Состояние	нагнетательные	Нагнетание	Нагнетание	Нагнетание
добывающие				Добыча	Добыча
5 СЗ (6 МЕС. ОТР.)	Ввод		9 ННС НАГ (6 МЕС. ОТР.)		9 ННС ДОБ 9 ГС ДОБ
	Состояние	нагнетательные	Отработка	Отработка	Нагнетание
добывающие					Добыча

Через 3 месяца с начала расчета вводятся остальные скважины участка. Для вариантов ОЗ и СЗ все новые скважины – добывающие. Одновременно в варианте СЗ прежние (нагнетательные) скважины переводятся под закачку воды. В варианте ЗЗ новые скважины включают остальные добывающие и нагнетательные, причем нагнетательные вводятся на 3 месяца в отработку на нефть, и только затем переводятся под закачку воды.

В дополнение к описанным, для оценки влияния периода предварительной закачки воды рассчитаны варианты 4 (ОЗ) и 5 (СЗ). Они аналогичны вариантам 1 и 2 с той разницей, что период с начала расчета до ввода добывающих скважин составляет не 3, а 6 месяцев.

Некоторые результаты расчетов по вариантам 1-5 представлены на рис. 18–21.

Из рис. 18 очевиден положительный эффект упреждающей закачки воды на начальную динамику дебитов добывающих скважин. Так, средний входной дебит по нефти (в целом по ННС и ГС с ГРП) составляет при реализации ОЗ в течение 3 месяцев – 153 т/сут, в течение 6 месяцев – 173 т/сут. При этом в вариантах СЗ и ЗЗ он изменяется в пределах 92–119 т/сут. Это является результатом накопления запаса упругой энергии за счет ОЗ, обеспечивающего высокие уровни пластового давления в зоне отбора и, соответственно, повышенные депрессии в начальный период добычи нефти. В зависимости от длительности периода ОЗ, истощение этого запаса происходит в течение 1,5-2 лет. За пределами этого периода динамики дебитов по всем вариантам выравниваются и стабилизируются на уровнях, соответствующих возможностям имеющейся системы ППД с точки зрения степени компенсации отборов жидкости. Динамики среднего пластового давления на рис. 19 подтверждают приведенные соображения.

Двухгорбые динамики дебита нефти по вариантам СЗ и ЗЗ определяются фактором постепенного ввода скважин в добычу нефти (добывающих и отработываемых нагнетательных). Вместе с тем, интересна кривая на рис. 18 для варианта 3. А именно, большое запоздание с началом закачки воды приводит к наибольшему падению дебитов скважин – ниже уровня возможностей системы ППД. В дальнейшем закачка воды начинает давать эффект, и имеет место некоторый рост дебитов до единого, для всех вариантов, уровня.

С точки зрения оценки экономической эффективности вариантов наиболее интересны графики на рис. 20. Они показывают, что даже с учетом запоздания в начале добычи, варианты с ОЗ обгоняют по накопленному объему добытой нефти аналогичные варианты СЗ и ЗЗ уже через 1-1,5 года с даты ввода первых скважин на участке.

Следовательно, при идентичных сроках и объемах бурения, эти варианты окажутся предпочтительными в плане экономики.

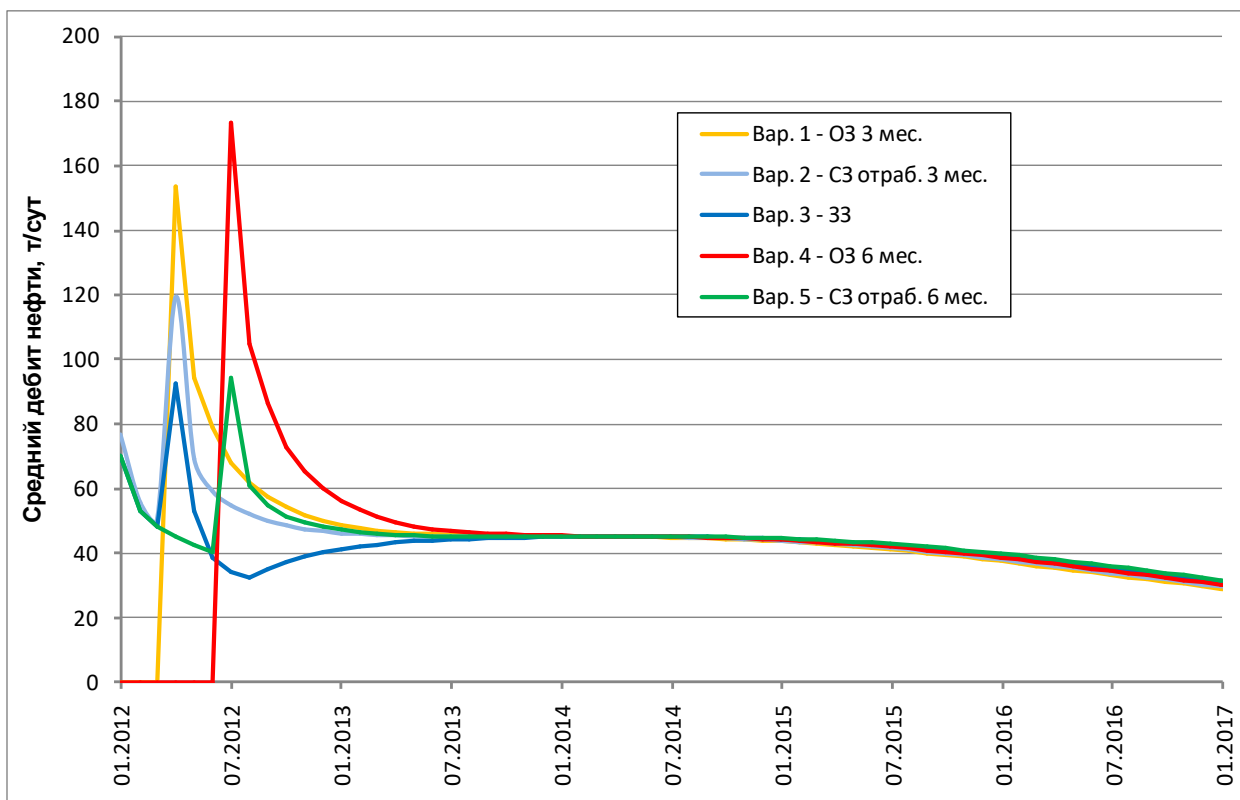


Рис. 18. Динамики среднего дебита скважин по нефти для пяти вариантов

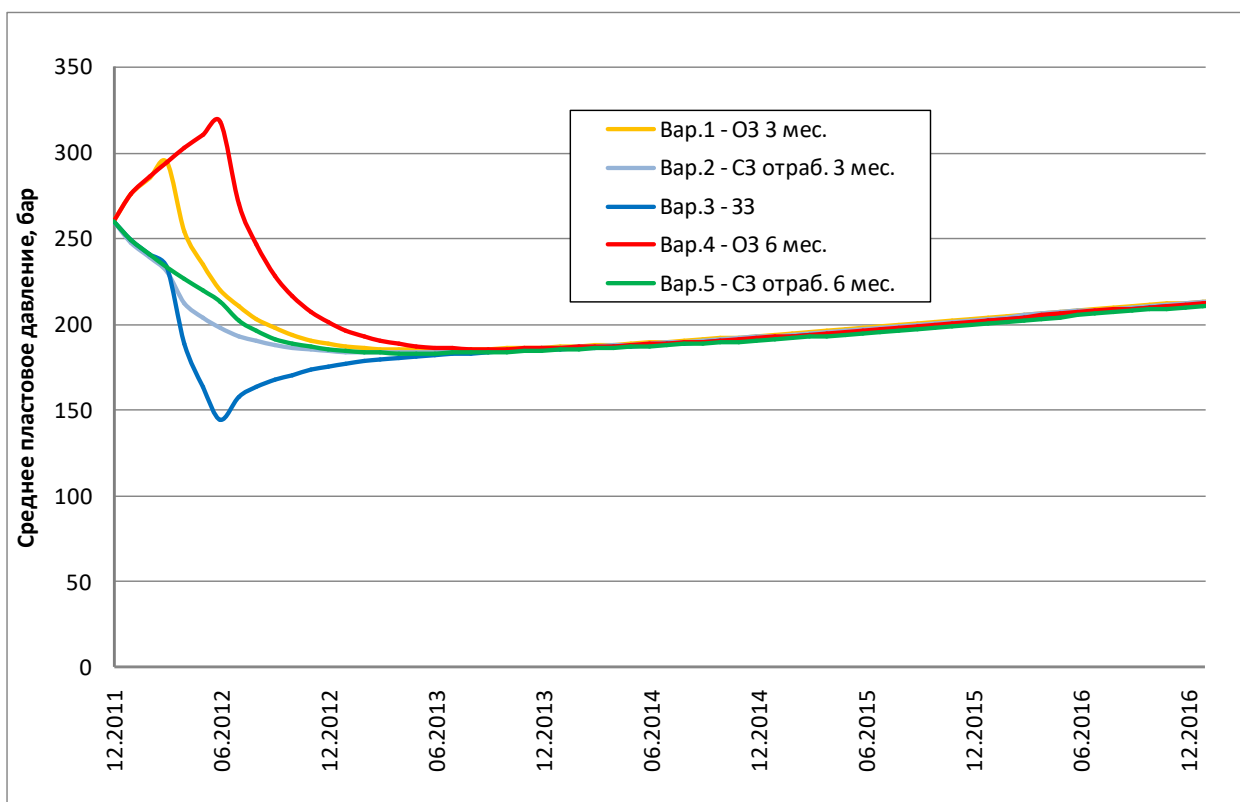


Рис. 19. Динамики среднего пластового давления по участку для пяти вариантов

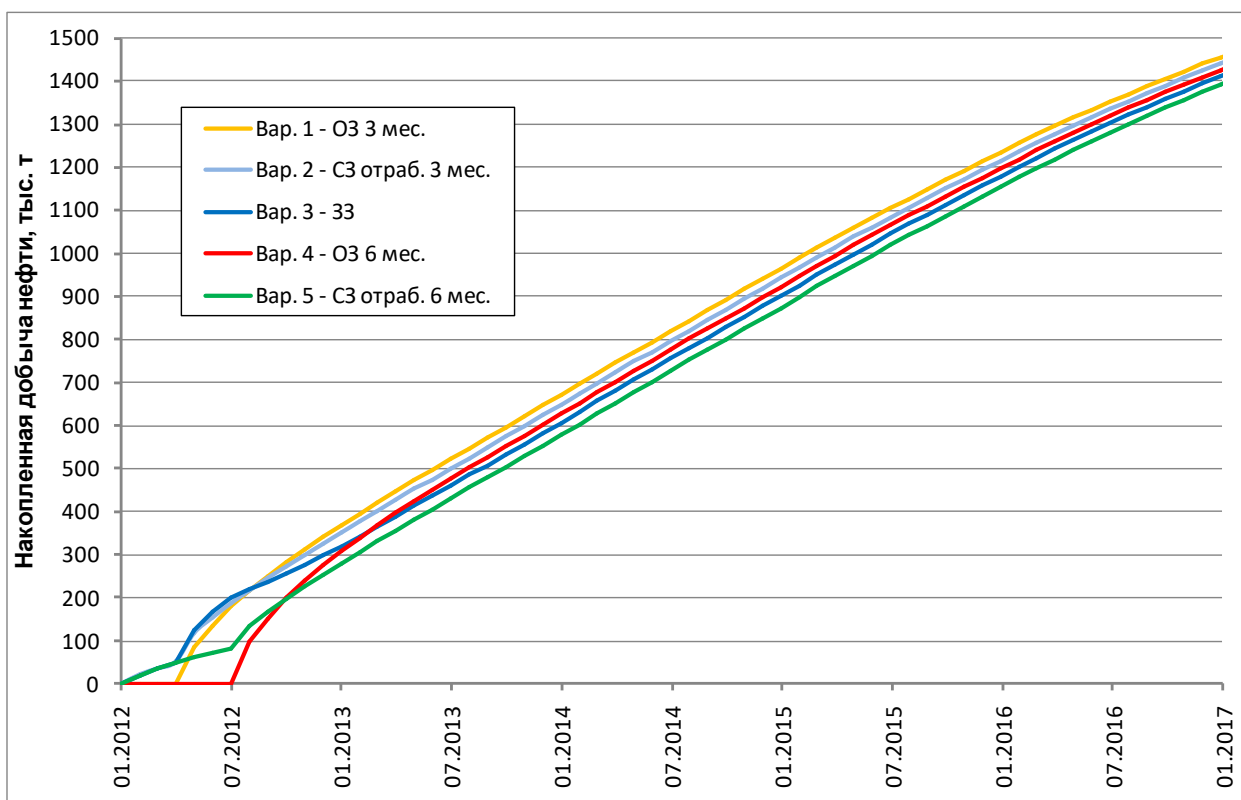


Рис. 20. Динамики накопленной добычи нефти по пяти вариантам

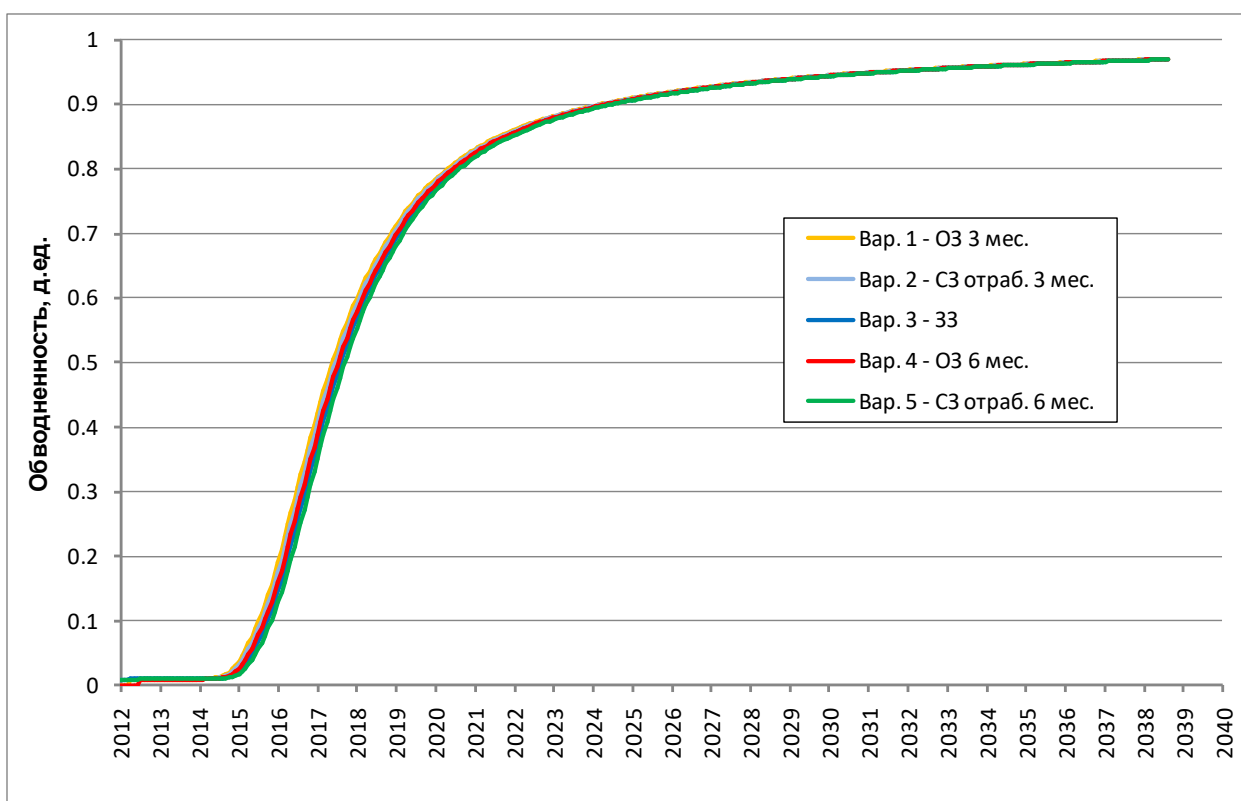


Рис. 21. Динамики обводненности продукции для пяти вариантов

В количественном выражении накопленная добыча нефти по варианту 1 (ОЗ 3 месяца) через 1,5 года с ввода первых скважин (на 1.07.2012) превышает накопленную добычу по варианту 2 (СЗ с отработкой 3 месяца) на 21,4 тыс. т, или на 4,3%. По

сравнению с вариантом 3 (ЗЗ) прирост добычи от реализации ОЗ составляет на ту же дату уже 44,5 тыс. т, или 9,3%.

Аналогичным образом прирост накопленной добычи нефти за период 1,5 года с ввода первых скважин при реализации варианта 4 (ОЗ в течение 6 месяцев) составляет 29,7 тыс. т, или 6,8% по сравнению с аналогичным вариантом 5 (СЗ с отработкой 6 месяцев). В то же время, для рассматриваемых параметров участка предпочтительной является продолжительность ОЗ 3 месяца – вариант 1. Именно вариант 1 демонстрирует наилучшую динамику накопленной добычи нефти среди всех рассмотренных вариантов. Таким образом, подтверждается вывод [44, 94] о необходимости обоснования оптимального периода упреждающей закачки воды по результатам 3D моделирования и специализированных промысловых испытаний [94].

Рис. 19 дополнительно демонстрирует, что упреждающая закачка воды не оказывает негативного влияния на динамику обводнения скважин за весь период разработки. Хотя отдельные варианты, в определенный период времени, немного отличаются друг от друга по текущей величине обводненности – в пределах 5%. Тем не менее, не просматривается однозначная связь с более ранним началом заводнения. Объяснение этой особенности связано с отсутствием зоны пониженного давления вблизи добывающих скважин в период ОЗ. Как следствие, закачиваемая вода более равномерно перераспределяется по пласту, и не создаются условия для более ускоренного ее поступления в добывающие скважины. Подтверждением являются и показатели накопленной добычи нефти на конец прогнозного 20-летнего периода: по варианту 1 (ОЗ 3 месяца) соответствующая величина остается наибольшей среди всех вариантов, хотя в процентном выражении выигрыш незначителен.

Выводы по главе 2

1. Реализуемые на многих месторождениях Западной Сибири интенсивные площадные системы разработки низкопроницаемых юрских отложений далеки от реализации своего потенциала вследствие недостаточной эффективности системы ППД. В таких условиях средне- и долгосрочная динамика дебитов добывающих скважин, особенно скважин с горизонтальным окончанием и/или ГРП, определяется не их продуктивностью, а возможностями компенсации нагнетательными скважинами отбираемых из пласта объемов флюидов.

2. Для типичных условий и систем разработки низкопроницаемых юрских залежей Западной Сибири опережающее заводнение является низкочувствительным и эффективным

способом краткосрочного улучшения технико-экономических показателей проекта без ухудшения долгосрочной динамики разработки.

3. В отличие от предшествующих исследований, полученные результаты показывают целесообразность реализации опережающего заводнения не только для залежей нефти с высоким газосодержанием, но и для более общего класса низкопроницаемых залежей.

Глава 3. АНАЛИЗ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН РАЗЛИЧНОГО ТИПА В НЕДОНАСЫЩЕННЫХ ЗАЛЕЖАХ

3.1. Влияние капиллярного концевой эффекта на технологические показатели работы скважин различного типа в недонасыщенных коллекторах

Проведение массовых математических экспериментов в коммерческих программах-симуляторах (программах моделирования многофазной фильтрации) обеспечивает возможность обоснования новых технологий извлечения нефти и газа, регулирования процессов разработки с учетом геолого-физических особенностей конкретных залежей углеводородов и без существенной схематизации пластовых процессов. Вместе с тем, в процессе мониторинга разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами инженеры-разработчики как в России, так и за рубежом нередко сталкиваются с ограничениями общепринятых подходов к моделированию. В частности, эта ситуация характерна и для залежей в низкопроницаемых неоднородных терригенных коллекторах Западной Сибири. В результате ряд эффектов, сопровождающих эксплуатацию реальных скважин, не удается адекватно описать в рамках применяемых моделей, что ограничивает возможность их применения для детального описания пластовых процессов.

Одним из таких явлений оказывается капиллярный концевой эффект при работе скважин различного типа в условиях низкопроницаемого неоднородного пласта. В разделе 1.6 отмечалось, что его учет, согласно классическим представлениям, считается значимым только для процессов на лабораторном масштабе при исследовании кернового материала и на контакте зон пласта с контрастными свойствами. Рядом исследователей показана его важность для описания фильтрационных процессов в линзовидных и слоистых коллекторах, характерных для сложного терригенного разреза ачимовских толщ и глубокозалегающих юрских отложений Западной Сибири.

На ряде эксплуатируемых объектов указанного типа наблюдается существенная начальная обводненность скважин в зонах недонасыщения, причем ее характерная величина и динамика зависят от типа скважины – наклонно-направленная скважина (ННС), ННС с трещиной гидроразрыва (ННС с ГРП) или горизонтальная с многостадийным ГРП (ГС с МГРП), но не связаны с обводнением подошвенной или

закачиваемой водой. Представляет интерес моделирование и теоретическое исследование указанного явления с учетом капиллярного концевой эффекта для оценки его влияния на технологические параметры работы скважин различного типа.

3.1.1. Моделирование капиллярных эффектов при работе скважин

В последние годы в активную разработку вводится все больше залежей с низкопроницаемыми коллекторами и значительными запасами нефти в зонах непередельного насыщения. При размещении скважин в таких зонах обычное предположение о несущественном влиянии капиллярных эффектов на приток пластовых флюидов оказывается неприменимым, так как величины капиллярных давлений могут достигать единиц атмосфер при значительных их пространственных градиентах [54].

Одним из важных капиллярных явлений при фильтрации в пористых средах является капиллярный концевой эффект. Степень влияния концевой эффекта существенно зависит от скорости вытеснения и резко возрастает с уменьшением доли воды в суммарном расходе фаз. Поэтому можно ожидать, что в зоне недонасыщения концевой эффект должен сказываться и на притоке нефти и воды из пласта в ствол скважины.

Современные коммерческие симуляторы разработки месторождений нефти и газа, основанные на моделях многофазной фильтрации, позволяют явным образом учитывать капиллярные эффекты на границах сеточных блоков через учет различия давлений в фильтрующихся фазах. Использование опции гистерезиса капиллярного давления дает возможность различать процессы дренирования, влияющие на формирование начального насыщения залежей, и пропитки, играющие ключевую роль при их разработке.

В то же время, реализация работы скважин в программах-симуляторах имеет специфические особенности. Интенсивность притока в скважину или закачки в пласт компонентов рассчитывается с использованием так называемых формул притока, типичный вид которых можно представить следующим выражением [47, 151]:

$$Q_i^l = \sum_{\alpha} T_{wi} M_{i,\alpha}^l (P_i - P_{w,i}), \quad (3.1)$$

где Q_i^l – интенсивность притока/закачки (стока/источника) компонента l в ячейке i , вскрытой скважиной; T_{wi} – коэффициент сообщаемости "скважина-пласт" в ячейке i , зависящий от проницаемости блока, его геометрии и параметров вскрытия скважиной; $M_{i,\alpha}^l$ – подвижность компонента l в потоке фазы α в ячейке i , пропорциональная относительной фазовой проницаемости (ОФП) фазы α и ее плотности (или обратно

пропорциональная ее объемному коэффициенту), концентрации компонента l в фазе α и обратно пропорциональная вязкости фазы α ; P_i – пластовое давление в сеточном блоке i , $P_{w,i}$ – давление на стенке скважины в блоке i .

Применение формул типа (3.1) основано на предположении, что описание притока к скважине с радиусом, много меньшим характерных размеров блока вычислительной сетки (типично десятки или сотни метров по горизонтальным осям), может быть выполнено на характерном временном масштабе процессов разработки в квазистационарном допущении. Т.е., формула (3.1) базируется на обобщении известного стационарного решения Дюпюи. При этом радиус условного контура, на котором давление в ячейке со скважиной в рамках численной схемы согласуется с давлением по квазистационарному решению, рассчитывается на основе широко известного метода Писмена [47] или его аналогов.

Специфика записи формулы притока в виде (3.1) состоит в том, что давление в сеточном блоке P_i считается одинаковым для всех фаз – обычно равным давлению в нефтяной фазе, принимаемому в качестве одной из основных переменных при решении системы уравнений многофазной фильтрации. То есть, капиллярное давление в формуле (3.1) не учитывается. Как следствие, отсутствует возможность непосредственного учета влияния капиллярных явлений, например, капиллярного концевго эффекта на приток к скважине.

В данном разделе предлагается способ учета капиллярных эффектов при моделировании притока к скважине с использованием стандартных программ-симуляторов. А также исследуется их влияние на режимы работы скважин различного типа в недонасыщенных по нефти зонах низкопроницаемых пластов.

Далее последовательно приводятся:

- особенности метода моделирования и описание технических характеристик и специфики параметризации серии созданных гидродинамических моделей;
- сравнительная характеристика расчетных вариантов;
- результаты исследования влияния капиллярного концевго эффекта на обводненность скважин различного типа и откликов на сопоставимые динамические изменения технологических режимов;
- результаты исследования влияния зоны проникновения фильтрата технологических жидкостей, гистерезиса капиллярного давления и наличия прослоев с ухудшенными свойствами в разрезе пласта на технологические показатели работы скважин различного типа;
- общие выводы.

3.1.2. Моделирование технологических режимов работы наклонно-направленной скважины

Описание моделей

Для расчета притока к наклонно-направленной скважине с учетом капиллярных эффектов использованы секторные модели типа “black oil” (нелетучей нефти), реализованные в пакете гидродинамического моделирования (симуляторе) RFD tNavigator.

Стандартная трехфазная трехкомпонентная изотермическая модель нелетучей нефти (black-oil) в симуляторах представлена системой дифференциальных уравнений следующего вида [47, 57, 151].

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi N_c) = \operatorname{div} \sum_{P=O,W,G} x_{c,P} \xi_P \left(k \frac{k_{rP}}{\mu_P} (\nabla P - \gamma_P \nabla D) \right) + q_c, \quad c = 1, \dots, n_c \quad (3.2)$$

$$p_O - p_G = P_{cOG},$$

$$p_O - p_W = P_{cOW},$$

$$S_W + S_O + S_G = 1.$$

Здесь используется форма записи уравнений и обозначения, принятые в техническом описании к пакету tNavigator [151]:

- $N_c = N_c(t, x, y, z)$ (неизвестная функция) – $c=1, \dots, n_c$ молярная плотность компонента.

Для модели black oil компонентами являются вода, нефть и газ:

$$N_W = \xi_{W,SC} \frac{S_W}{B_W}; \quad N_o = \xi_{O,SC} \left(\frac{S_O}{B_O} + R_{O,G} \frac{S_G}{B_G} \right); \quad N_G = \xi_{G,SC} \left(\frac{S_G}{B_G} + R_{G,O} \frac{S_O}{B_O} \right) \quad (3.3)$$

$S_P = S_P(t, x, y, z)$ (неизвестная функция) – насыщенность P -ой фазы, $P=O, G, W$ (нефть, газ, вода),

$R_{G,O} = R_{G,O}(p_o)$ – растворимость газа (газосодержание) в нефтяной фазе (известная функция),

$R_{O,G} = R_{O,G}(p_o)$ – содержание нефти (конденсата) в газе (известная функция),

$B_P = B_P(p_P)$ – объемный коэффициент фазы (известная функция),

$\phi = \phi(p_W, p_O, p_G, x, y, z)$ – пористость (известная функция),

$p_W = p_W(t, x, y, z)$ – (неизвестная функция) давление водной фазы,

$p_O = p_O(t, x, y, z)$ – (неизвестная функция) давление нефтяной фазы,

$p_G = p_G(t, x, y, z)$ – (неизвестная функция) давление газовой фазы,

$x_{c,P} = x_{c,P}(p, N)$ – (известная функция) молярная доля компонента c в фазе P ,

$\xi_P = \xi_P(p, N)$ – молярная плотность фазы (известная функция),
 $k = k(p_w, p_o, p_g, x, y, z)$ – тензор абсолютной проницаемости (известная функция),
 $k_{rP} = k_{rP}(S_w, S_g)$ – относительная фазовая проницаемость (известная функция),
 $\mu_P = \mu_P(P_P)$ – вязкость фазы (известная функция),
 $\gamma_P = \rho_P g$ – вертикальный градиент гравитационного потенциала (известная зависимость),
 $D = D(x, y, z)$ – глубина (отсчет сверху вниз) (известная координатная функция),
 $\rho_P = \rho_P(P_P)$ – массовая плотность фазы (известная функция),
 $P_{cOG} = P_{cOG}(S_g)$ – капиллярное давление в системе нефть-газ (известная функция),
 $P_{cOW} = P_{cOW}(S_w)$ – капиллярное давление в системе вода-нефть (известная функция),
 $q_c = q_c(p, N, t, x, y, z)$ – источник компонента с (массовая интенсивность потока в/из скважины) (известная функция),
 $g = const$ – (известная постоянная величина) гравитационное ускорение.

Молярная плотность фазы зависит от коэффициента объемного расширения (объемного коэффициента) B_p . Для воды она рассчитывается как

$$\xi_W = \frac{\xi_{W,SC}}{B_W} \quad (3.4)$$

Здесь $B_w = B_w(p_w)$ – коэффициент объемного расширения для воды, функция, вводимая пользователем. Для воды пользователь определяет коэффициент объемного расширения при опорном давлении, сжимаемость определяется как:

$$c_W = -\frac{1}{B_W} \frac{\partial B_W}{\partial p} \quad (3.5)$$

Для нефтяной и газовой фаз молярная плотность рассчитывается как

$$\xi_O = \frac{R_{G,O} \xi_{G,SC} + \xi_{O,SC}}{B_O}, \quad \xi_G = \frac{R_{O,G} \xi_{O,SC} + \xi_{G,SC}}{B_G} \quad (3.6)$$

Здесь $\xi_{P,SC}$ – молярная плотность фазы P в стандартных условиях.

Массовая плотность фазы ρ_P – функция, вводимая пользователем. Обычно пользователь определяет $\rho_{P,SC}$ – массовую плотность фазы в поверхностных условиях, а расчет ρ_P осуществляется через $\rho_{P,SC}$ и B_p . Обычно задают следующие величины

$\rho_{O,SC}$ – плотность нефти в поверхностных условиях,

$\rho_{G,SC}$ – плотность газа в поверхностных условиях,

$\rho_{W,SC}$ – плотность воды в поверхностных условиях.

Тогда в качестве $\rho_P(p_P)$ используются следующие функции:

$$\begin{aligned}
\rho_w &= \frac{\rho_{w,sc}}{B_w} \\
\rho_o &= \frac{R_{G,o}\rho_{G,sc} + \rho_{o,sc}}{B_o} \\
\rho_g &= \frac{R_{O,g}\rho_{O,sc} + \rho_{g,sc}}{B_g}
\end{aligned}
\tag{3.7}$$

В качестве граничных условий используются условия непротекания для всех фаз/компонентов на внешних границах области моделирования. Скважины не рассматриваются в качестве границ области, а их действие учитывается на основе источников/стоков. Начальные условия задаются в виде распределений давлений в фазах, насыщенностей фаз и газосодержания/содержания конденсата, которые пересчитываются в начальные распределения молярных плотностей компонентов.

Таким образом, модель позволяет описывать трехфазную фильтрацию нефти, газа и воды в рамках обобщенного закона Дарси с учетом взаимной растворимости углеводородных фаз, неоднородности свойств пласта и их зависимости от давления, насыщенности и концентраций. Для данной работы важно, что капиллярные эффекты учитываются за счет явного задания разности давлений в фазах через капиллярное давление как функцию насыщенностей. Таким образом, корректное задание разных функций капиллярного давления для зон пласта с различающимися свойствами позволяет учитывать концевые эффекты на границах между ними. Для учета концевых эффектов на границах пласт-скважина и пласт-трещина ГРП дополнительно требуется задание корректного граничного условия на стенках скважины/трещины.

Многовариантные расчеты проведены параллельно в коммерческих симуляторах Tempest More фирмы Roxar и в tNavigator фирмы RFD. Основные параметры пласта приняты по аналогии с некоторыми типичными низкопроницаемыми терригенными объектами в Западной Сибири.

Расчетная область в плане представляет собой квадрат со стороной три километра, толщина пласта – шесть метров. Тип сетки – ортогональный, 340×340×25 ячеек. Шаг сетки по вертикали постоянный. По латерали сетка имеет неравномерный шаг, пропорционально возрастающий от центра по обеим горизонтальным осям до максимального значения 50 м. При этом центральная ячейка имеет размеры 0.156×0.156 м, что по периметру соответствует кругу радиусом 0.1 м, и играет роль псевдоскважины. То есть, соответствующий столбик ячеек модели рассматривается в качестве ствола скважины со специальным заданием значений свойств “пласта” в ячейках. В случае рассмотрения скважин, стимулированных гидравлическим разрывом пласта (ГРП), трещина также моделируется заданием специальных свойств для заданного интервала центрального ряда ячеек, соответствующего по протяженности трещине.

Моделирование работы скважины осуществляется следующим образом. Стандартными средствами симулятора задается скважина и интервал перфорации, вскрывающий столбик ячеек псевдоскважины. При этом заданная скважина имеет заведомо завышенный коэффициент сообщаемости (очень большое значение T_{wi} в формуле (3.1)) со вскрытыми ячейками и играет только роль источника/стока. Взаимодействие с пластом происходит через псевдоскважину. Степень сообщаемости псевдоскважины с пластом (аналог скин-эффекта) регулируется проницаемостью ячеек псевдоскважины по горизонтали, а распределение давления по “стволу” – их вертикальной проницаемостью. В качестве забойного давления принимается давление в выбранной ячейке псевдоскважины. В случае скважины с ГРП свойства ячеек, моделирующих трещину, задаются из условия получения эквивалентного порового объема и гидропроводности вдоль и поперек трещины с учетом типичных параметров трещины и соотношения ее раскрытости с шириной соответствующих ячеек модели.

Основные параметры пласта и пластовых флюидов представлены в табл. 1.

Ключевой особенностью использованных моделей является возможность моделирования капиллярных эффектов на границе “пласт-скважина”. Для этого таблицы капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей (ОФП) заданы различными для двух регионов.

Первый регион соответствует ячейкам коллектора и характеризуется параметрами, принятыми по аналогии с некоторыми низкопроницаемыми недонасыщенными залежами Западной Сибири. Учитывается гистерезис капиллярного давления. Кривые ОФП и капиллярного давления для первого региона показаны на рис. 29-30.

Второй регион отвечает псевдоскважине и трещине ГРП. В данном регионе капиллярное давление считается пренебрежимо малым по сравнению с коллектором и принимается нулевым, а функции ОФП – линейно зависящими от соответствующих насыщенностей (рис. 31). Таким образом, на границе первого и второго региона возникает скачок капиллярных свойств, характерный для контакта “пласт-скважина”, но не учитываемых при стандартном моделировании работы скважин в программах-симуляторах.

При построении куба начальной нефтенасыщенности использован так называемый физический подход, основанный на условиях капиллярно-гравитационного равновесия. Уровень водонефтяного контакта (зеркала свободной воды) задан ниже подошвы модели таким образом, что начальная нефтенасыщенность (в долях эффективной пористости) у кровли резервуара составила около 0.9 д. ед. При этом у подошвы она равняется 0.84 д.ед.

То есть, весь рассматриваемый элемент залежи имитирует собой недонасыщенный по нефти коллектор.

Вид фильтрационной модели представлен на рис..22-24.

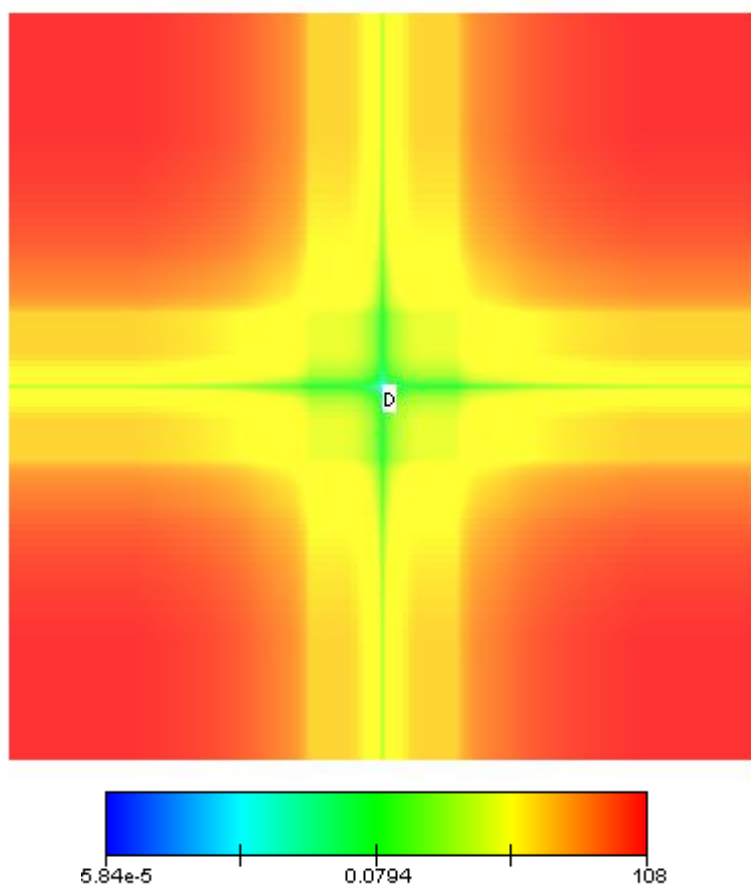


Рис. 22. Порový объем ячеек модели (характеристика пропорционального измельчения объемов ячеек пласта по направлению к псевдоскважине), м^3

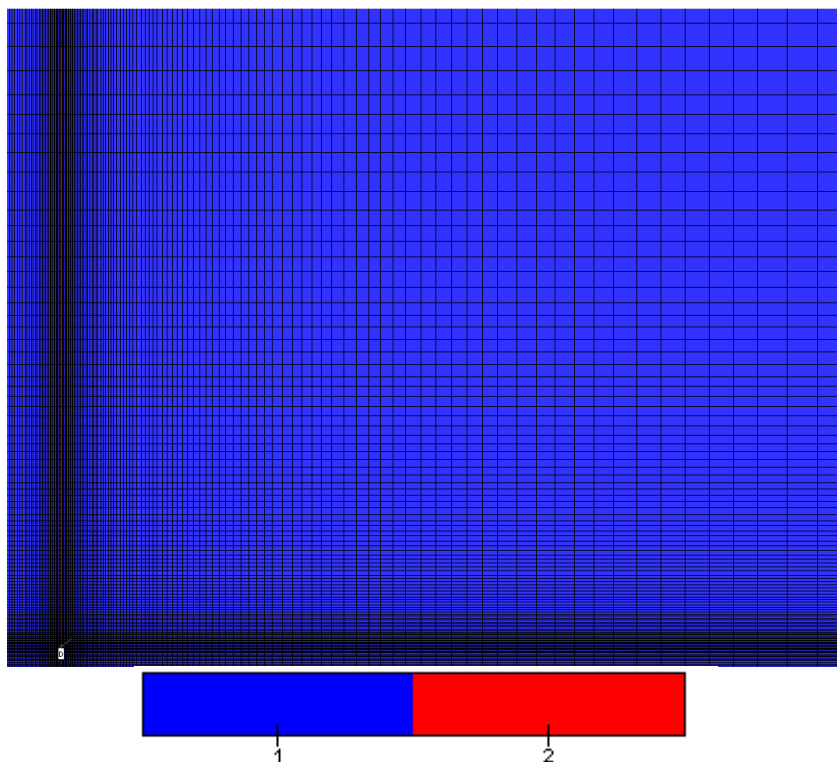


Рис. 23. Расположение регионов ОФП и капиллярного давления (вид сверху, показана часть модели для скважины с ГРП)

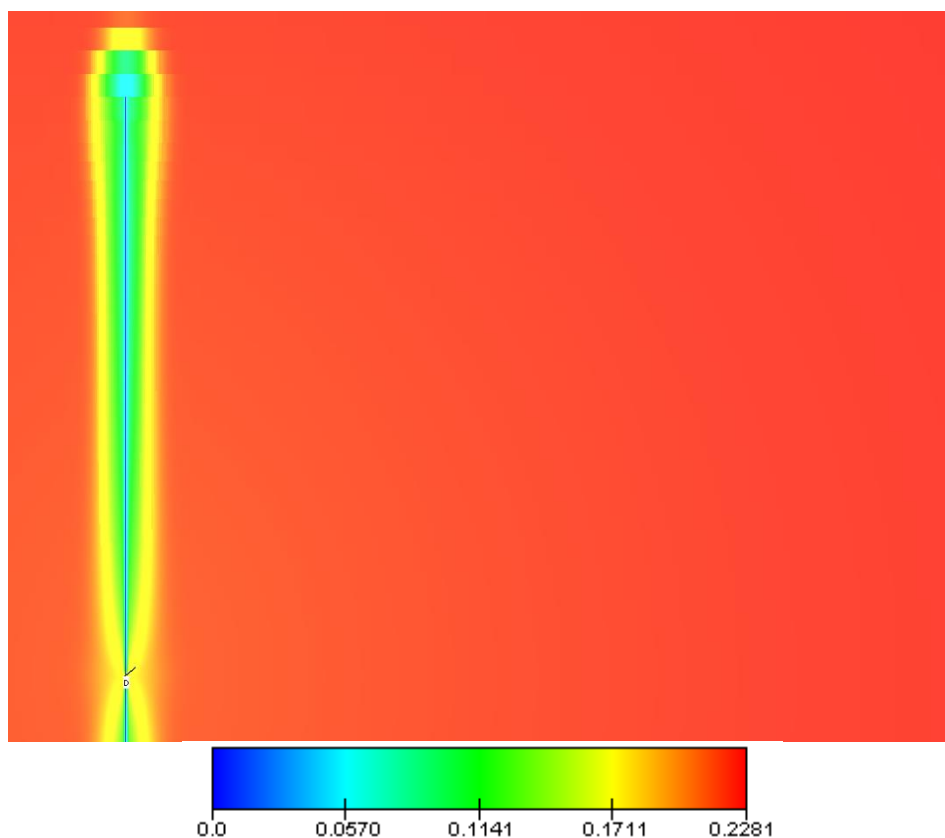


Рис. 24. Распределение текущих значений капиллярного давления (бар) вблизи псевдоскважины на один из моментов моделирования (вид сверху, показана часть модели для скважины с ГРП)

Моделирование технологических режимов работы скважины

Описанная модель использована для расчета показателей работы скважин в недонасыщенных залежах при их запуске на различных технологических режимах (депрессиях), а также при последовательной смене технологических режимов. Продолжительность расчетов составляет один год.

Варианты различаются следующими особенностями:

- тип заканчивания: вертикальная/наклонно-направленная скважина (ВС/ННС) или ВС/ННС с ГРП (ствол скважины во всех случаях считается вертикальным в пределах продуктивного пласта);
- забойное давление: постоянное (160, 130 или 90 бар (1 бар = 0.1 МПа)), постоянное с начальной интенсивной отработкой (отработка 90 бар с переходом на 160 или 130 бар через 3 дня), два длительных режима с начальной интенсивной отработкой (отработка 90 бар с переходом на 160 бар через 3 дня, затем на 130 или 90 бар через 6 месяцев);
- дополнительно рассмотрены варианты с моделированием проникновения в пласт фильтрата технологических жидкостей.

Последний пункт реализован следующим образом. Процесс проникновения фильтрата технологических растворов при первичном и вторичном вскрытии, а также при проведении ГРП имитировался предварительной закачкой в пласт воды перед запуском скважины для добычи нефти. При этом задавалось забойное давление 299 бар, соответствующее гидростатическому давлению столба типичной технологической жидкости плотностью 1020 кг/м^3 на глубине 2950 м. Период проникновения для скважины без ГРП принят равным 3 дня, с ГРП – 9 дней. Далее скважина запускается в добычу с технологическими ограничениями по выбранному варианту. Для удобства сопоставления результатов расчетов, графики по всем вариантам приведены к одной дате запуска скважины.

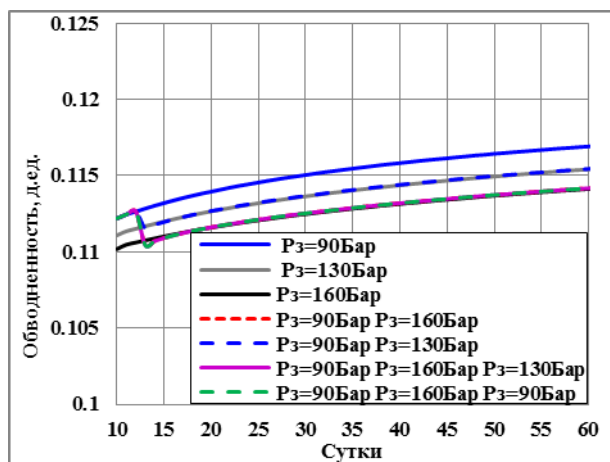
По результатам моделирования оценено влияние депрессии и типа скважины на начальную обводненность с учетом капиллярных эффектов. Описан процесс изменения давления и водонасыщенности в призабойной зоне скважины, который обуславливает высвобождение и выход в продукцию скважины на нестационарном режиме “рыхлосвязанной” воды, удерживаемой капиллярными силами.

Технологические показатели рассчитаны по 28 вариантам (табл. 4). Показана динамика дебитов жидкости скважин с ГРП и без ГРП, с зоной проникновения и без зоны

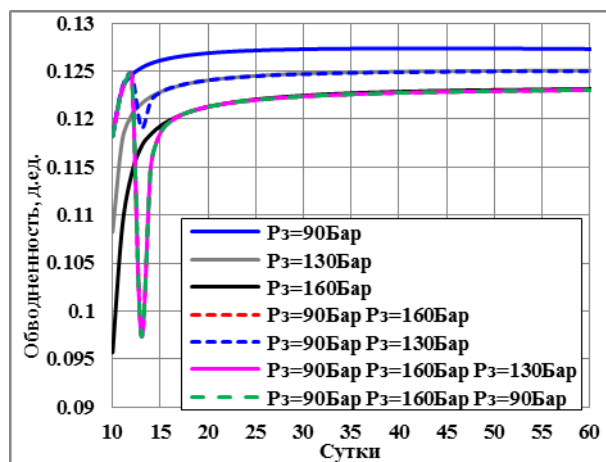
проникновения технологической жидкости. Демонстрируется поведение обводненности скважин различного типа при различной входной депрессии, при динамических изменениях депрессии как на нестационарном, так и на псевдостационарном режимах. Некоторые характерные графики приведены на рис. 25-27.

Табл. 4. Спецификация вариантов

Рз, бар	Наклонно-направленная скважина			
	без ГРП		ГРП	
	без проникновения	с проникновением	без проникновения	с проникновением
160	1	2	3	4
130	5	6	7	8
90	9	10	11	12
90 160	13	14	15	16
90 130	17	18	19	20
90 160 130	21	22	23	24
90 160 90	25	26	27	28



а)



б)

Рис. 25. Влияние депрессии на динамику обводненности наклонно-направленной скважины без ГРП (а) и с ГРП (б)

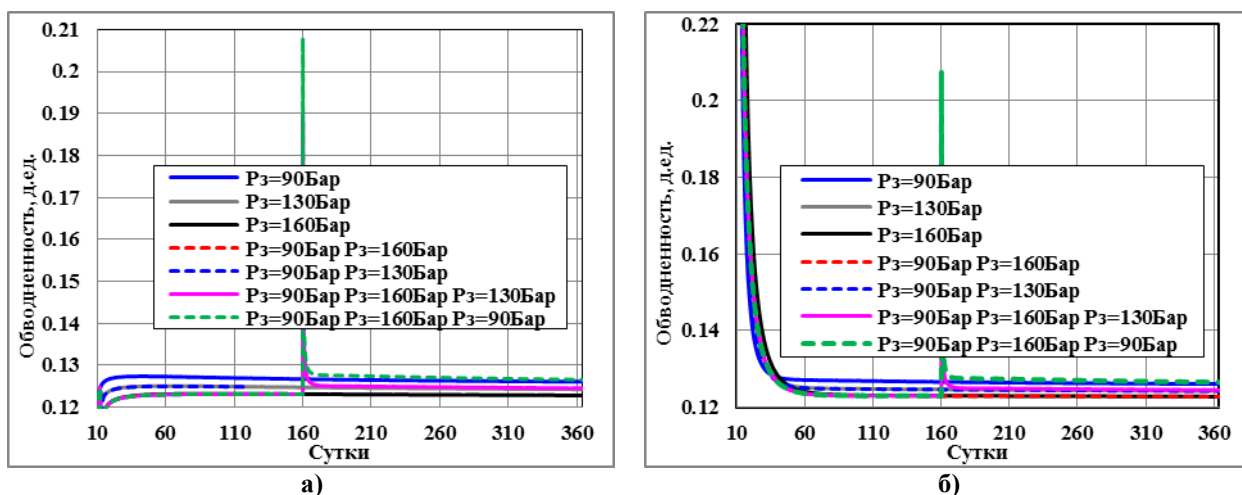


Рис. 26. Влияние смены депрессии на динамику обводненности наклонно-направленной скважины с ГРП без (а) и с (б) наличием зоны проникновения технологической жидкости

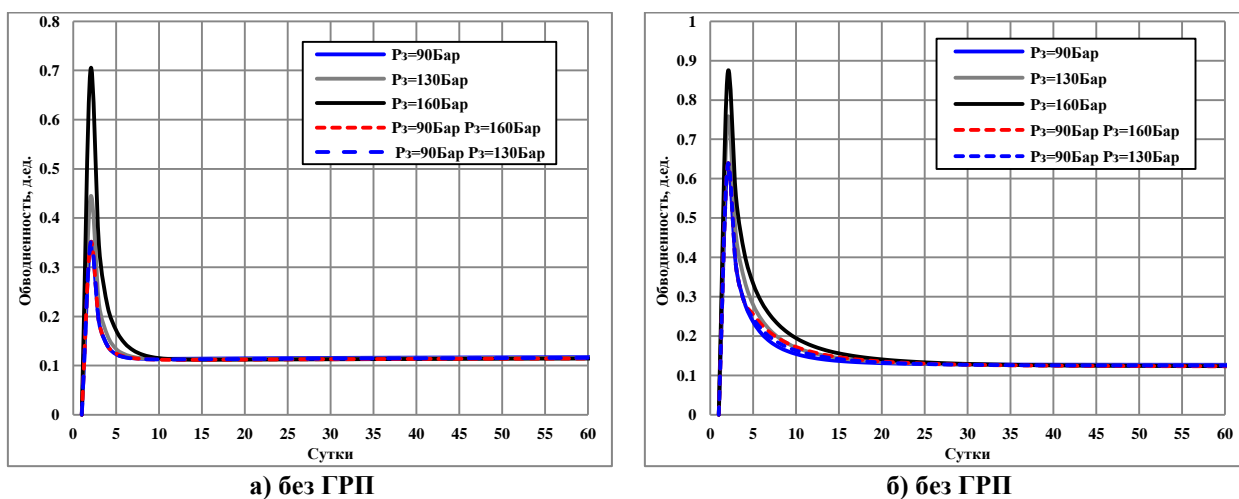


Рис. 27. Влияние депрессии на динамику обводненности наклонно-направленной скважины с учетом зоны проникновения технологической жидкости

В результате расчетов для реальных данных установлено влияние конечного эффекта на специфические особенности динамики обводненности продукции при нестационарном притоке (запуск скважины, смена режима) при различной начальной водонасыщенности, а также при наличии зоны проникновения фильтрата технологических растворов. В рассмотренных случаях стационарные значения обводненности продукции на разных режимах близки, однако продолжительность нестационарных режимов может быть значительной и достигать до 1 и более месяцев вследствие формирования и переформирования капиллярно-стабилизированной зоны вблизи скважины. Рис. 25-27 показывают, что наблюдаемые для реальных скважин кратковременные пики обводненности при увеличении депрессии могут объясняться высвобождением части воды из капиллярно-стабилизированной зоны при ее переформировании. Данную

особенность из-за неучета концевго эффекта обычно соотносят с выносом накопившейся на забое воды из ствола скважины.

3.1.3. Моделирование технологических режимов работы скважин с различными типами заканчивания

Описание метода моделирования и параметры моделей

В данной части выполненных исследований использован подход, аналогичный описанному в пункте 3.1.2, но для большего числа вариантов по типу моделируемых скважин. В частности, значительный интерес представляют возможные отличия в динамике нестационарного двухфазного притока к ГС с МГРП по сравнению с традиционными типами скважин (ННС и ННС с ГРП), в том числе с учетом слоистой неоднородности коллектора. Расчеты данного пункта выполнены на коммерческом гидродинамическом симуляторе tNavigator компании Rock Flow Dynamics. Предварительно выполнено сопоставление с результатами расчетов на ранее использованном симуляторе Roxar Tempest More, которые при корректной настройке значений параметров численного расчета “по умолчанию” оказались близкими.

Для проведенных численных экспериментов были использованы три типа расчетных областей (моделей), соответствующих трем рассматриваемым типам скважин: ННС, ННС с ГРП (характерны для рассматриваемых объектов) и ГС с МГРП – наиболее интенсивный тип по темпам извлечения продукции и площади дренирования. Для ГС с МГРП для моделирования выбран случай трех поперечных трещин, отражающий основные особенности данного типа скважин, хотя в настоящее время имеется немало скважин в Западной Сибири с реализацией 4-5 стадий (трещин) МГРП и единичные случаи реализации около 10 стадий МГРП, а за рубежом и по несколько десятков. Также аналогично могут моделироваться варианты разветвленных скважин с многозонными гидроразрывами.

Как и в п. 3.1.2, для расчета притока к скважине с учетом капиллярных эффектов использованы секторные численные модели типа “black oil” (нелетучей нефти).

Расчетная область в плане представляет собой квадрат со стороной от 1 до 3 км (в разных вариантах), толщина пласта – шесть метров. Тип сетки – ортогональный. Шаг сетки по вертикали постоянный и составляет 24 см. По латерали сетка имеет неравномерный шаг, пропорционально возрастающий от центра по обеим горизонтальным осям до максимального значения 50 м (так называемая сетка тартан (рис. 32), ее рисунок напоминает ткань шотландку; данный вид сетки позволяет моделировать

трещины ГРП явно без погрешностей и проблем со сходимостью, свойственных использованию локальных измельчений). При этом центральная ячейка имеет размеры 0.156×0.156 м, что по периметру соответствует окружности радиусом 0.1 м, и играет роль псевдоскважины. То есть, соответствующий столбик ячеек модели рассматривается в качестве ствола скважины со специальным заданием значений свойств “пласта” в ячейках. В случае рассмотрения ННС с ГРП трещина также моделируется заданием специальных свойств для заданного интервала центрального ряда тонких ячеек, соответствующего по протяженности трещине.

Для ГС с МГРП сетка в целом строится аналогично, с той разницей, что сгущение сетки осуществляется как в районе горизонтального ствола, так и каждой из поперечных трещин ГРП. Ствол горизонтальной скважины расположен в двенадцатом слое, что соответствует середине толщины пласта, его длина ствола составляет 260 метров, расстояние между поперечными трещинами 80 метров, параметры каждой трещины аналогичны случаю наклонно-направленной скважины с ГРП. Каркас расчетной сетки показан на рис. 28 а, 32.

Как и в п. 3.1.2, моделирование работы скважины осуществляется следующим образом. Стандартными средствами симулятора задается скважина и интервал перфорации, вскрывающий столбик ячеек псевдоскважины (для ГС с МГРП – “строку” ячеек). При этом обычная скважина имеет заведомо завышенный коэффициент сообщаемости со вскрытыми ячейками и играет только роль источника/стока. Взаимодействие с пластом происходит через псевдоскважину. Степень сообщаемости псевдоскважины с пластом (аналог скин-эффекта) регулируется проницаемостью ячеек псевдоскважины в направлении, перпендикулярном “стволу”, а распределение давления по “стволу” – их проницаемостью вдоль “ствола”. В качестве забойного давления принимается давление в выбранной ячейке псевдоскважины. В случае ННС с ГРП или ГС с МГРП свойства ячеек, моделирующих трещину, задаются из условия получения эквивалентного порового объема и гидропроводности вдоль и поперек трещины с учетом типичных параметров трещины и соотношения ее раскрытости с шириной соответствующих ячеек модели.

Основные параметры коллектора и пластовых флюидов для случая однородного по разрезу пласта представлены в табл. 5. Отдельно исследовалось влияние наличия в разрезе пропластков с ухудшенными, по сравнению с основным массивом, фильтрационно-емкостными свойствами (рис. 28 б).

Ключевой особенностью использованных моделей является возможность моделирования капиллярных эффектов на границе “пласт-скважина”. Для этого таблицы

капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей (ОФП) заданы различными для двух регионов (для трех в случае слоистого пласта).

Первый регион соответствует ячейкам основного массива коллектора и характеризуется параметрами, принятыми по аналогии с некоторыми низкопроницаемыми недонасыщенными залежами Западной Сибири. Учитывается гистерезис капиллярного давления.

Второй регион присутствует в расчетах для случая слоисто-неоднородного пласта и определяет свойства ухудшенных (сильно глинизированных) прослоев. Для них заданы следующие значения параметров: эффективная пористость – 0,09 д. ед., проницаемость – 0,5 миллидарси. Кривая капиллярного давления масштабирована, по сравнению с основным массивом, пропорционально квадратному корню из значения проницаемости.

Кривые ОФП и капиллярного давления для первого и второго регионов показаны на рис. 29-30 (нормировка в эффективном поровом пространстве – ЭПП [44], т.е. насыщенности нормированы на эффективный поровый объем, значения фазовых проницаемостей – на проницаемость по нефти в присутствии остаточной воды).

Третий регион отвечает псевдоскважине и трещинам ГРП. В данном регионе капиллярное давление считается пренебрежимо малым по сравнению с коллектором и принимается нулевым, а функции ОФП – линейно зависящими от соответствующих насыщенностей (рис. 31). Таким образом, на границе первого и второго региона возникает скачок капиллярных свойств (рис.. 33-34), характерный для контакта “пласт-скважина”, но не учитываемый при стандартном моделировании работы скважин в программах-симуляторах.

При построении куба начальной нефтенасыщенности использован так называемый физический подход (рис. 35), основанный на условиях капиллярно-гравитационного равновесия. Уровень водонефтяного контакта (зеркала свободной воды) задан ниже подошвы модели таким образом, что начальная нефтенасыщенность (в долях эффективной пористости) у кровли резервуара составила около 0,9 д. ед. При этом у подошвы она равняется 0,84 д. ед. То есть, весь рассматриваемый элемент залежи имитирует собой недонасыщенный по нефти коллектор. В случае слоистого пласта, пропластки с ухудшенными свойствами характеризуются пониженной нефтенасыщенностью по сравнению с основным коллектором за счет более высокого капиллярного давления – см. рис. 28 б.

Табл. 5. – Основные параметры пласта и флюидов

Параметр	Значение
Пластовая температура, °С	96
Глубина пласта от устья скважины, м	2950
Начальное пластовое давление, бар (10^{-1} МПа)	260
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	839
Начальная плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	759
Среднее давление насыщения нефти газом, бар	103
Газосодержание, м ³ /т	84
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,205
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1015
Начальная плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	986
Эффективная проницаемость, миллидарси ($0,987 \cdot 10^{-15}$ м ²)	4,7
Средняя эффективная пористость, %	10,1
Средняя начальная нефтенасыщенность в долях эффективной пористости (средняя/мин.-макс.), %	88/84-90
Остаточная нефтенасыщенность в долях открытой/эффективной пористости, %	37,8/65,3
Полудлина трещины ГРП, м	87
Фактическая раскрытость (ширина) трещины, м	0,004

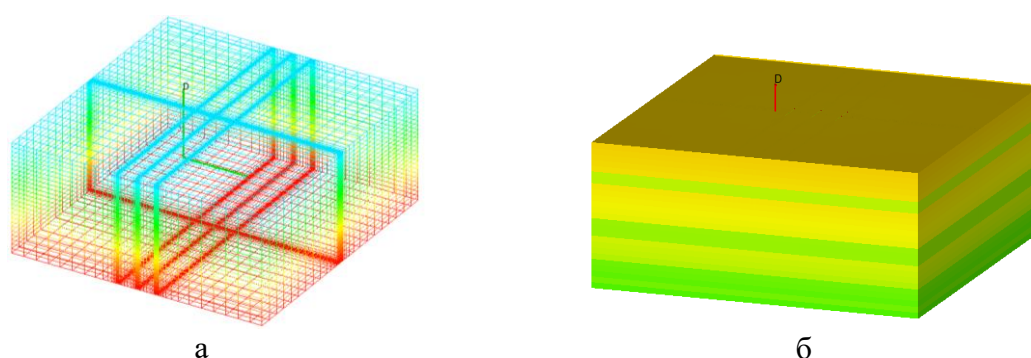


Рис. 28. Каркас расчетной сетки для ГС с тремя поперечными трещинами ГРП (а) и объемный вид распределения начальной нефтенасыщенности в модели слоистого пласта (б)

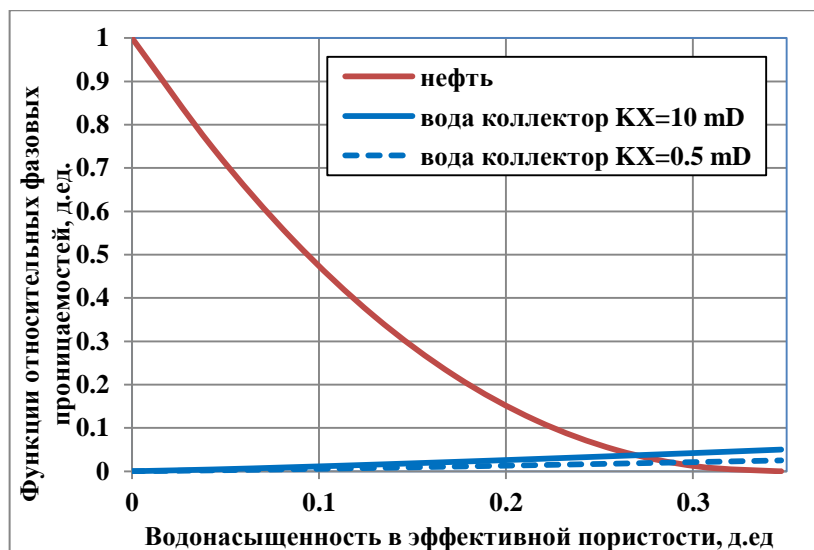


Рис. 29. Функции относительных фазовых проницаемостей для коллектора и низкопроницаемых прослоев (нормировка в ЭПП)

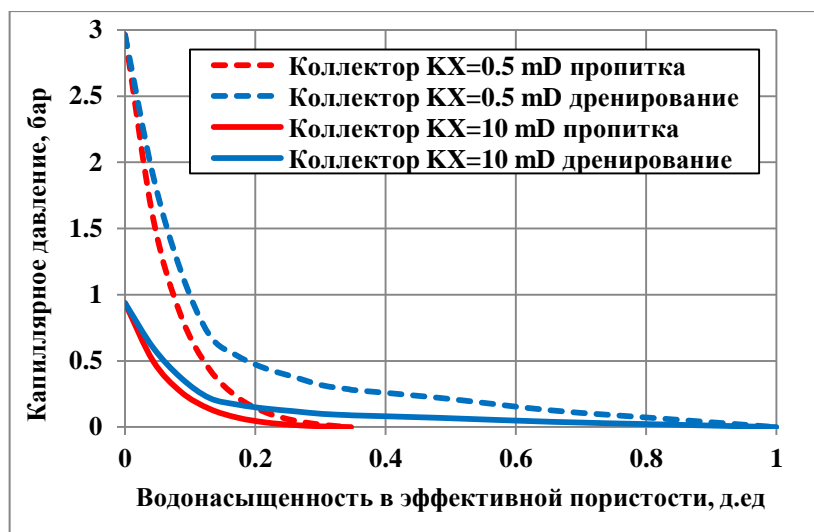


Рис. 30. Функции капиллярного давления с учетом гистерезиса для слоев с различными свойствами (нормировка в ЭПП)

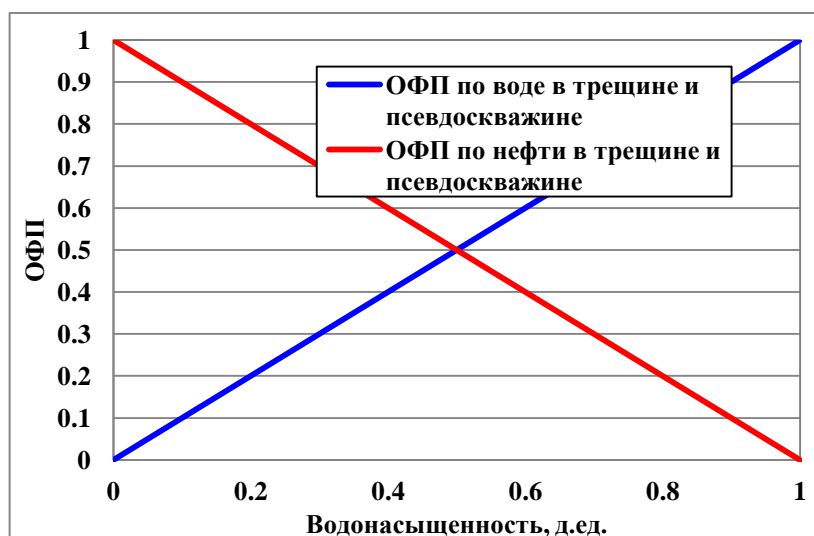


Рис. 31. Функции относительных фазовых проницаемостей для регионов сетки, моделирующих трещины и ствол скважины

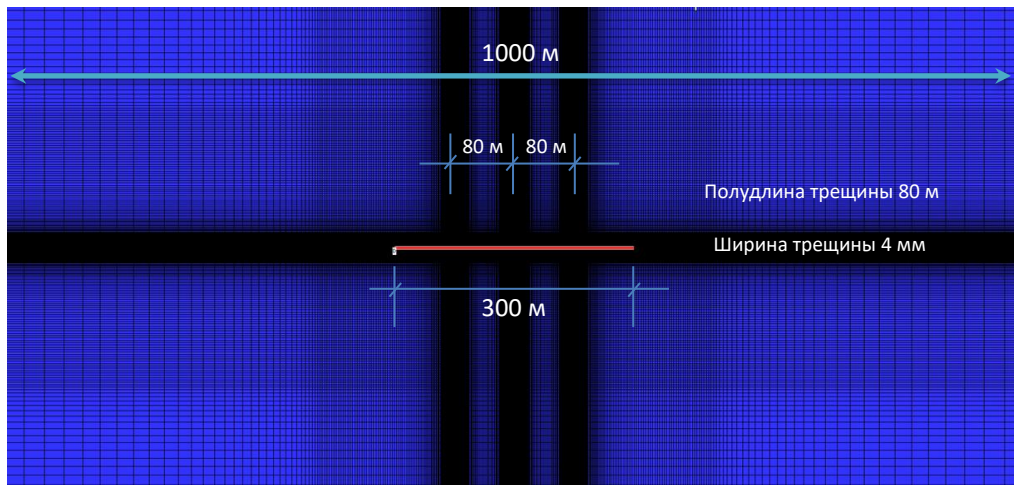


Рис. 32. Вид сетки-шотландки модели пласта (в плане) и горизонтальной скважины с тремя поперечными трещинами гидроразрыва (ГРП)

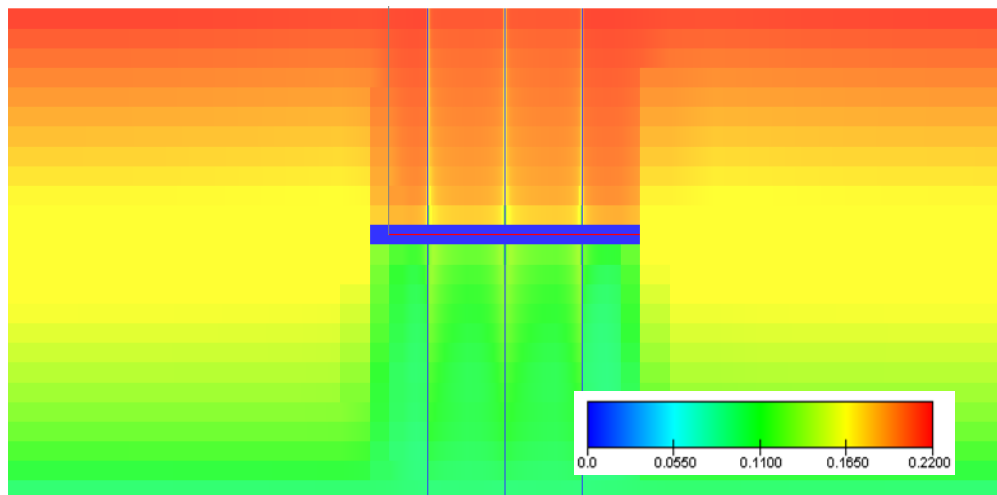


Рис. 33. Профильный разрез (с увеличением масштаба по вертикали) куба значений капиллярного давления (бар) с горизонтальной скважиной и тремя трещинами ГРП. Серой вертикальной линией помечен условный участок ствола скважины, не сообщающийся с пластом. Красной горизонтальной – линия распределенного стока внутри синего региона, моделирующего ствол скважины (псевдоскважины)

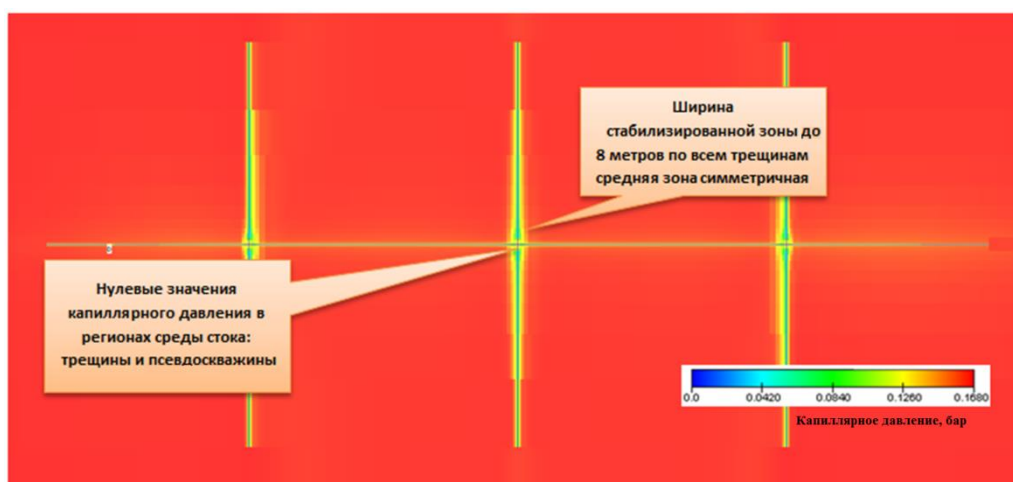


Рис. 34. Распределение значений капиллярного давления (вид в плане) при формировании стабилизированных зон после увеличения депрессии на кубе капиллярного давления по среднему 12 слою модели

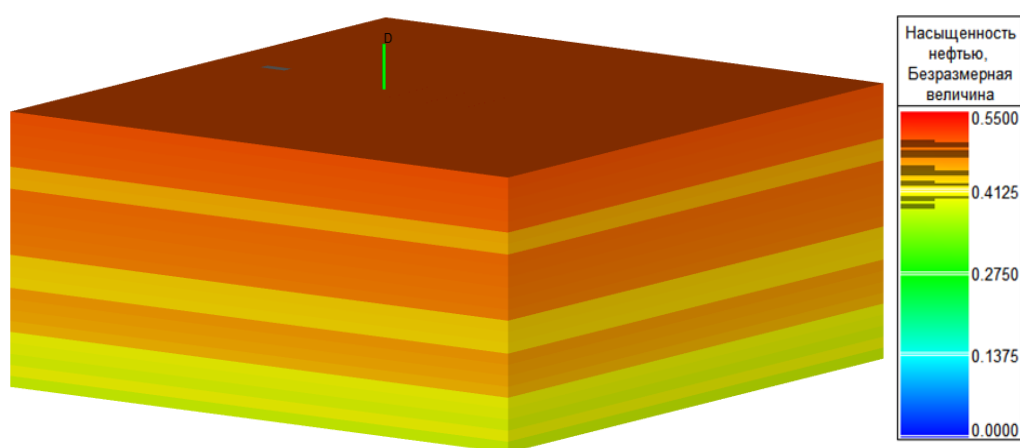


Рис. 35. Трехмерный вид куба начальной нефтенасыщенности слоистой модели пласта

Моделирование технологических режимов работы скважин

Моделирование технологических режимов работы скважин выполнено для серии вариантов со следующими параметрами. В начальный период (3 дня) скважина обрабатывается при повышенной депрессии, забойное давление – 90 бар (1 бар = 10^{-1} МПа). Затем в течение 180 дней осуществляется эксплуатация при забойном давлении 160 бар, с последующим переходом на 90 бар (интенсификация). Маркировка расчетов для трех типов скважин следующая: ННС без ГРП – ННС Нус, ННС с ГРП – ННС ГРП Нус, ГС с тремя поперечными трещинами ГРП – ГС МГРП Нус. Начальное состояние пласта в базовой серии расчетов соответствует, как указано выше, равновесной модели распределения флюидов. В отдельной серии расчетов учитывается проникновение фильтрата технологической жидкости в пласт в процессе заканчивания скважины. Оно моделируется предварительным (до освоения) поступлением воды через скважину при забойном давлении, соответствующем столбу жидкости с плотностью $1,02 \text{ кг/м}^3$ в течение 10 дней. Расчеты данной серии имеют в маркировке букву W. Варианты расчетов на слоистой модели обозначены маркировкой Lau.

Характерный вид динамик обводненности скважин различного типа показан на рис. 36 для базовой серии вариантов и на рис. 37 – для вариантов с учетом зоны проникновения. Общей особенностью является различие стабилизированных значений и тенденций изменения обводненности во времени для разного типа скважин. В целом, чем большую интенсификацию притока обеспечивает система заканчивания скважины, тем выше стабилизированное значение обводненности и длительнее нестационарные эффекты ее изменения при смене режима (рис. 38 и 39), что на качественном уровне соответствует наблюдаемым промысловым данным, хотя в количественном плане эффект менее значителен. Это может быть связано с тем, что масштаб эффекта зависит от геолого-физических и технологических параметров системы "коллектор-скважина" в реальных условиях пласта, отличающихся от принятых данных, в частности, по функциям ОФП и капиллярного давления. Наблюдаемые особенности динамик обводненности являются следствием зависимости состава притока от баланса между градиентами капиллярного давления и создаваемыми гидродинамическими градиентами давления на границе "пласт – ствол скважины/трещина ГРП" и проявляются за счет формирования капиллярно-стабилизированной зоны с постепенным повышением водонасыщенности до максимального значения на границе [76]. При изменении технологического режима баланс изменяется, что приводит к переформированию капиллярно-стабилизированной зоны с накоплением или высвобождением воды. Этим объясняются характерные пики

обводненности при переходе на повышенную депрессию через полгода эксплуатации, а также колебания обводненности с началом работы на более высоком забойном давлении после освоения скважины.

Время полной стабилизации обводненности при постоянных параметрах эксплуатации составляет порядка 1 месяца и более, что при фактических колебаниях режима работы скважины приводит к непрерывным нестационарным процессам в капиллярно-стабилизированной зоне и колебаниям обводненности. В наибольшей степени это характерно для ГС с МГРП.

В случае учета зоны проникновения характерные особенности динамик обводненности сохраняются. Отличия касаются только процесса освоения скважины с выходом фильтрата из околоскважинной зоны и соответствующим изменением кривой стабилизации на режиме.

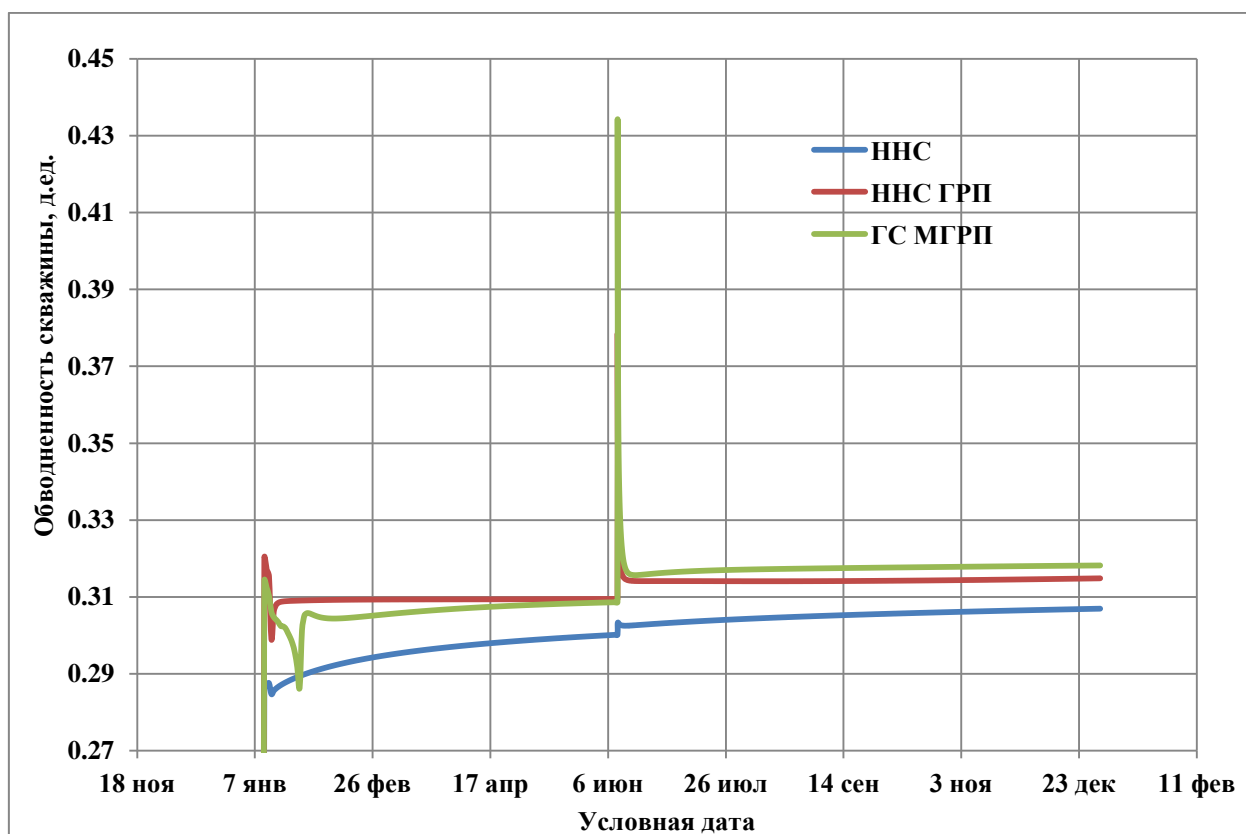


Рис. 36. Сопоставление динамик обводненности скважин различного типа для базовой серии вариантов

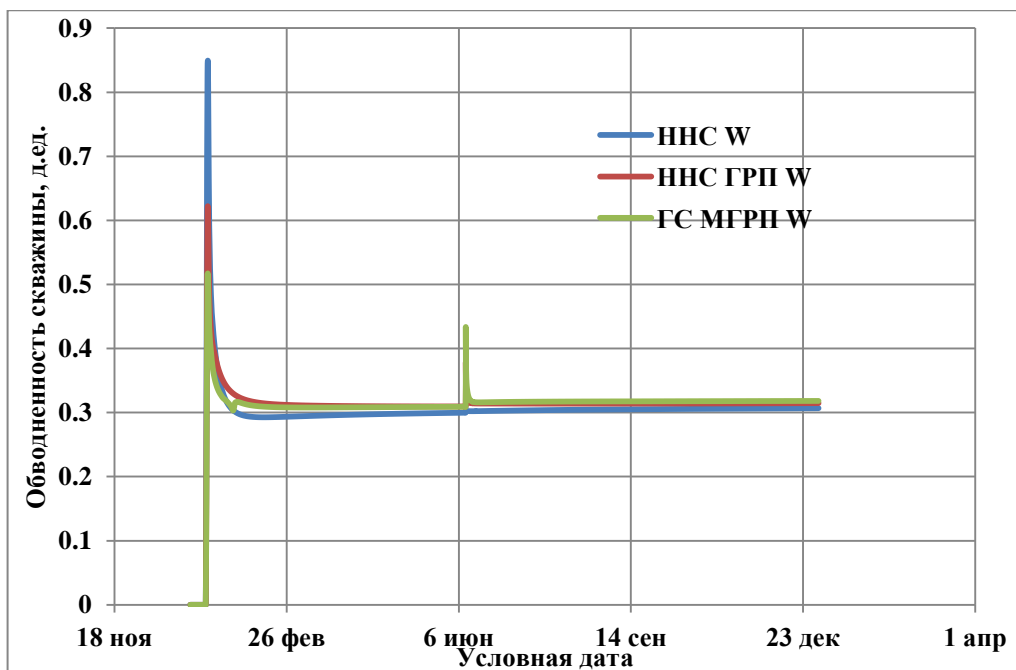


Рис. 37. Динамики обводненности скважин различного типа при учете проникновения фильтрата технологических жидкостей

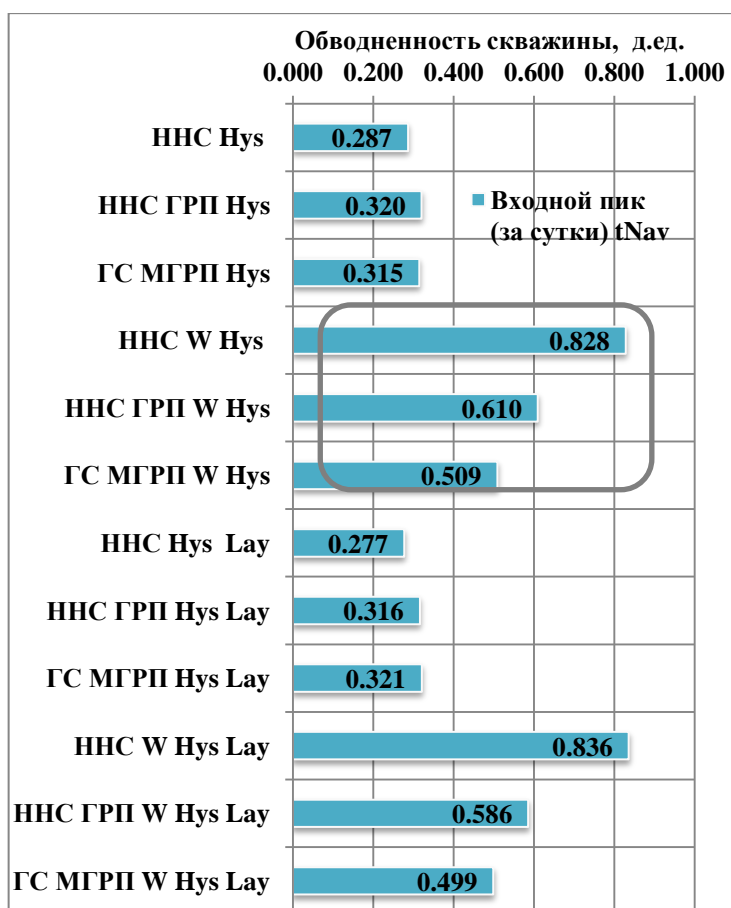


Рис. 38. Сопоставление значений обводненности через 10 дней с начала освоения для скважин различного типа в различных вариантах расчетов, серый прямоугольник – выход технологической жидкости

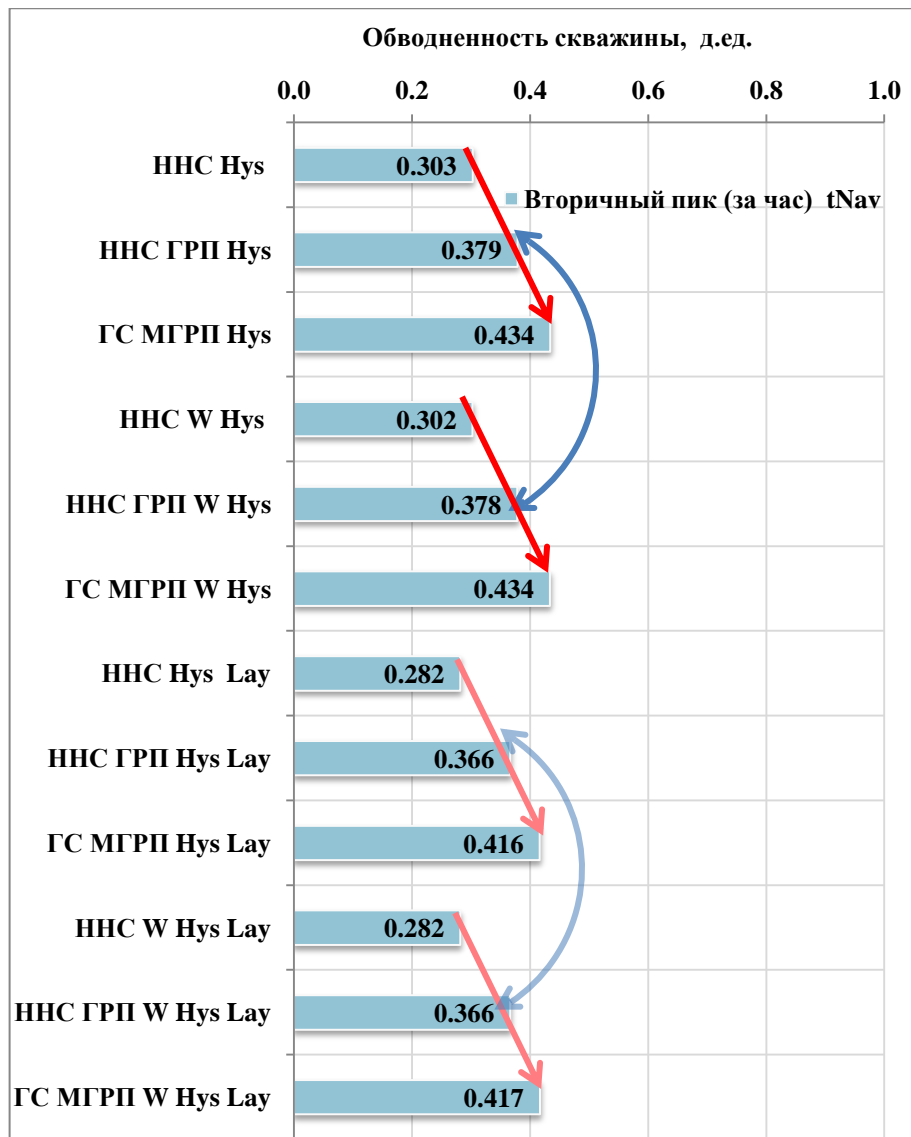


Рис. 39. Зависимость величины нестационарного "пика" обводненности при интенсификации режима от типа скважины в различных вариантах расчета. Красные стрелки – рост нестационарной обводненности от типа скважины, синие стрелки – сравнение вариантов с учетом проникновения фильтраа технологических жидкостей и без

Проведенные сопоставительные расчеты вариантов с и без опции гистерезиса капиллярного давления показали, что качественные отличия между результатами отсутствуют. Количественные показатели, естественно, претерпевают небольшие изменения.

Более существенным является учет слоистого строения продуктивного пласта и наличия в нем прослоев с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. В этом случае степень недонасыщения и размер зоны действия капиллярного концевое эффекта различны в пропластках с разными параметрами. В рассматриваемых вариантах стабилизированные значения обводненности скважин в слоистом пласте немного ниже, а время выхода на псевдоустановившийся режим существенно больше, чем в монолитном

пласте (рис. 41 и 42). Это объясняется замедленными процессами переформирования капиллярно-стабилизированной зоны в пропластках с ухудшенными свойствами. При этом соотношение динамик обводненности скважин различного типа сохраняется тем же, что и для монолитного пласта, но их различие становится более выраженным.

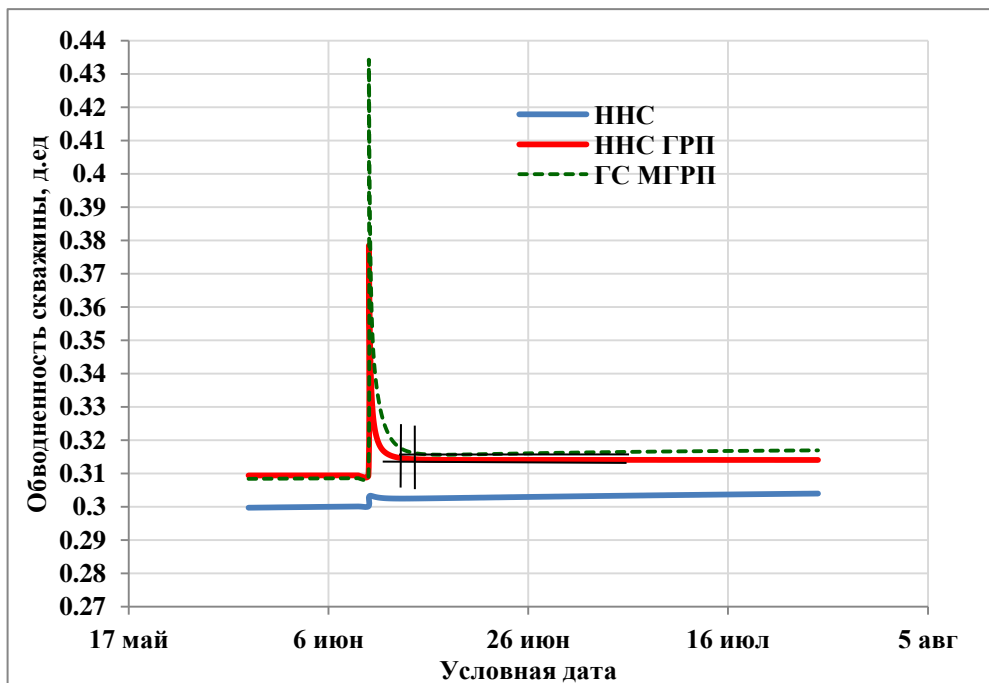


Рис. 40. Изменение обводненности скважин различного типа при смене режима в монолитном пласте

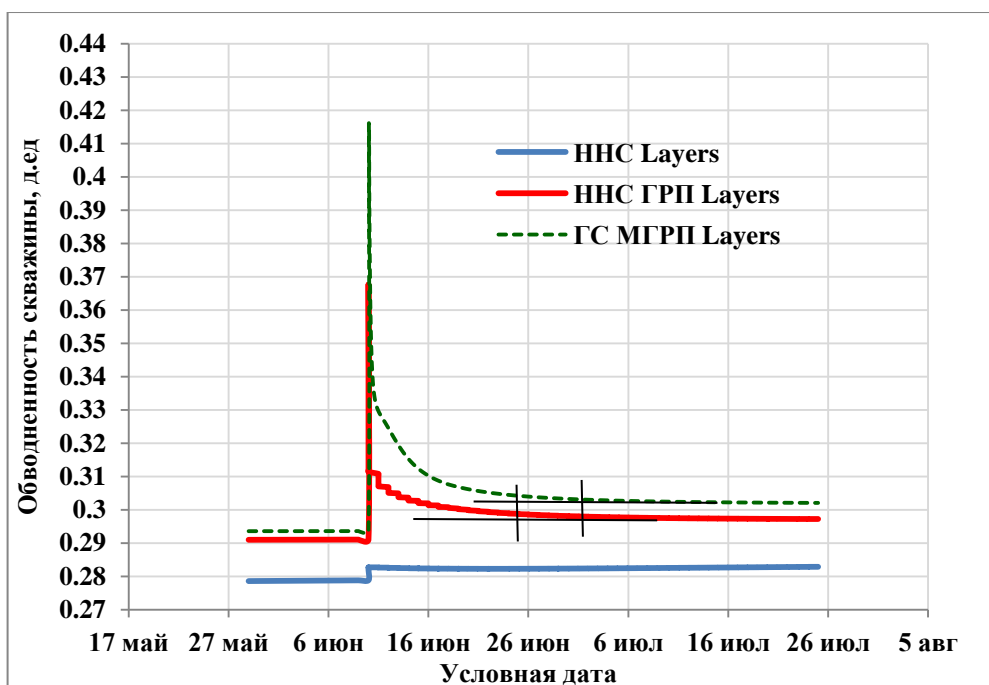


Рис. 41. Сопоставление нестационарных динамик обводненности скважин различного типа для слоистого пласта

Выводы по параграфу 3.1

В данном параграфе исследована возможность объяснения наблюдаемых фактических особенностей эксплуатации скважин различного типа в низкопроницаемых недонасыщенных нефтяных пластах Западной Сибири с учетом капиллярного концевой эффекта на границе "коллектор – ствол скважины / трещина ГРП".

Из-за невозможности прямого моделирования капиллярных явлений при работе скважин в коммерческих симуляторах, разработан соответствующий подход на основе специального задания расчетных сеток и свойств ячеек "псевдоствола скважины" и "псевдотрещин ГРП".

Результаты выполненных расчетов показали качественное соответствие наблюдаемым промысловым данным. Как стабилизированное значение обводненности продукции, так и ее динамика зависят от типа скважины и технологического режима. При изменении депрессии происходит переформирование капиллярно-стабилизированной зоны с нестационарным изменением обводненности. Интенсификация режима за счет снижения забойного давления приводит к высвобождению части капиллярно-удерживаемой воды и характерному "пику" в динамике ее добычи. Обводненность не только меняется во время нестационарных процессов, но и после смены режима может устанавливаться на другом уровне (хотя в рассмотренных вариантах это изменение незначительно). Продолжительность и интенсивность нестационарных процессов возрастает по цепочке "ННС → ННС с ГРП → ГС с МГРП".

Время выхода на псевдоустановившийся режим по составу притока измеряется величинами порядка одного месяца и более, что в фактических условиях неустойчивости параметров эксплуатации приводит к незатухающим нестационарным эффектам с соответствующими существенными колебаниями обводненности продукции. Нестационарные эффекты усиливаются при выраженной слоистой неоднородности продуктивного пласта. Все ключевые особенности рассматриваемых процессов сохраняются при учете наличия зоны проникновения фильтрата технологических жидкостей до начала освоения скважины.

Таким образом, капиллярный концевой эффект является одним из важных факторов при эксплуатации скважин в недонасыщенных низкопроницаемых пластах, характерных для многих нефтяных залежей Западной Сибири. Его аккуратный учет при гидродинамическом моделировании дает возможность теоретически исследовать нестационарные динамические процессы, сопровождающие добычу пластовых флюидов скважинами различного типа.

3.2. Исследование влияния нестационарного двухфазного притока на обводнение скважин различного типа

В предшествующем параграфе проведено исследование влияния капиллярного концевое эффекта на различие нестационарных динамик начальной обводненности скважин различного типа в недонасыщенных пластах. Другой фактор, оказывающий влияние на нестационарные процессы двухфазного притока к скважинам – распределение поинтервальных дебитов фаз с учетом типа заканчивания скважины, изменения насыщенности по толщине пласта и геометрии притока. Данный параграф посвящен исследованию соответствующих особенностей.

Продуктивные пласты юрских отложений Западной Сибири характеризуются сложным строением и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. В залежах данного типа формально отсутствует как таковая подстилающая подошвенная вода, пласты монолитные толщиной около десяти метров с регрессивным типом свойств (ухудшение от кровли к подошве), переходящих в глину ниже уровня ВНК. Причины раннего обводнения скважин различного типа на юрских отложениях Западной Сибири в зонах отсутствия явной подстилающей воды на данный момент окончательно не выяснены. Существуют различные рабочие версии, которые закладываются при адаптации в фильтрационные модели: перетоки с нижележащего водоносного пласта по трещинам с неограниченным ростом трещин гидроразрыва вниз, трещинообразование от нагнетательных скважин, списание запасов, капиллярные эффекты [54, 123], эффекты нестационарной фильтрации [76] и др.

В данном разделе анализируется с помощью инструментария виртуальных перфораций (для моделирования трещин ГРП) и динамических профилей притока к участкам реальных перфораций в рамках численного моделирования многофазной фильтрации в коммерческом симуляторе (RFD tNavigator) приток и обводнение горизонтальных скважин с различным количеством трещин ГРП. Исследуется влияние разнообразных геолого-технологических факторов, таких как степень недонасыщения пласта, режим и скорость фильтрации вблизи скважинной зоны, количество трещин, пересекающих недонасыщенные области.

В недонасыщенных по нефти областях коллектора нефть начинает двигаться медленнее, чем при предельном нефтенасыщении. И чем ниже нефтенасыщенность, тем выше обводненность продукции скважин. Чем выше скорость фильтрации при неустановившемся режиме, тем выше обводненность продукции скважины. Чем больше трещин дренирует недонасыщенные пропластки при регрессивном типе разреза в

монолитном пласте, тем выше интегральная обводненность продукции всей скважины. Влияние суммарного баланса фазовых проницаемостей и проскальзывания воды при усилении технологических режимов горизонтальных скважин с МГРП во время дренирования при определенных геолого-технологических условиях особым образом сказывается на обводненности продукции добывающих горизонтальных скважин с МГРП.

Данное явление может объяснять, почему по рядам добывающих ННС уровень обводненности устанавливается ниже - около значений 0,2 д. ед. (зоны без заливки на рис. 42), а для рядов ГС с МГРП выше - на уровне 0,4 д. ед. (зоны с заливкой на рис. 42), и почему в начальный высокопроизводительный период работы горизонтальной скважины с МГРП наблюдается более значительный выход воды (рис. 43). Данная проблема по определению источника обводнения горизонтальных скважин с МГРП является типичной при адаптации показателей работы скважин различного типа в рамках гидродинамических моделей реальных объектов к промысловым данным.

Описание объекта и модели

Выбранный в качестве типичного примера участок для секторного моделирования представлен юрскими отложениями Западно-Сибирской низменности. Расположен в зоне понижения структурных поверхностей. Фильтрационно-емкостные свойства неоднородные и характеризуются значениями эффективной проницаемости от 4 мД у кровли коллектора, переходя в глину к подошве. Начальная нефтенасыщенность в долях эффективной пористости около 0,8 д. ед. у кровли и снижается до уровня остаточной нефтенасыщенности к подошве. Участок пласта практически монолитный. Свойства пластовых флюидов (PVT-свойства) в модели заданы в соответствии с утвержденными для объекта параметрами. В таблице 6 приведены основные физико-химические свойства пласта и флюидов.

Табл. 6. Основные физико-химические свойства флюидов и пласта ЮВ₁

Параметр	Значение
Пластовая температура, °С	96
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	835
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	759
Среднее давление насыщения, бар	103
Газосодержание, м ³ /т	84
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1.205
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1015
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	986
Коэффициент сжимаемости воды, 1/ГПа	0.489
Начальное пластовое давление, бар	260
Эффективная проницаемость, мД (средняя/мин.-макс.)	2.5/0-24
Средняя эффективная пористость, д. ед. (средняя/мин.-макс.)	0.12/0.06-0.18
Средняя начальная нефтенасыщенность (в долях эффективной пористости), д. ед. (средняя/мин.-макс.)	0.76/0.40-0.86

Гидродинамические расчеты проведены в программном комплексе гидродинамического моделирования RFD tNavigator [151]. Поскольку в качестве технологических решений на принятом для исследований объекте применяются наклонно-направленные скважины (ННС) с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) и горизонтальные скважины (ГС) с многозонным гидроразрывом пласта (МГРП), отдельное внимание уделено корректному моделированию динамики фильтрационных процессов при наличии трещин ГРП. Использован реализованный в tNavigator подход, при котором трещина ГРП моделируется путем создания сети виртуальных перфораций в ячейках сетки, через которые проходит трещина. Данный подход позволяет адекватно моделировать приток флюидов в скважину с ГРП, а также влияние трещины на течение флюидов в пласте, и успешно используется при большом количестве трещин ГРП на объекте разработки. Метод может эффективно применяться как для вертикальных, так и для горизонтальных скважин с многостадийным ГРП [133, 134].

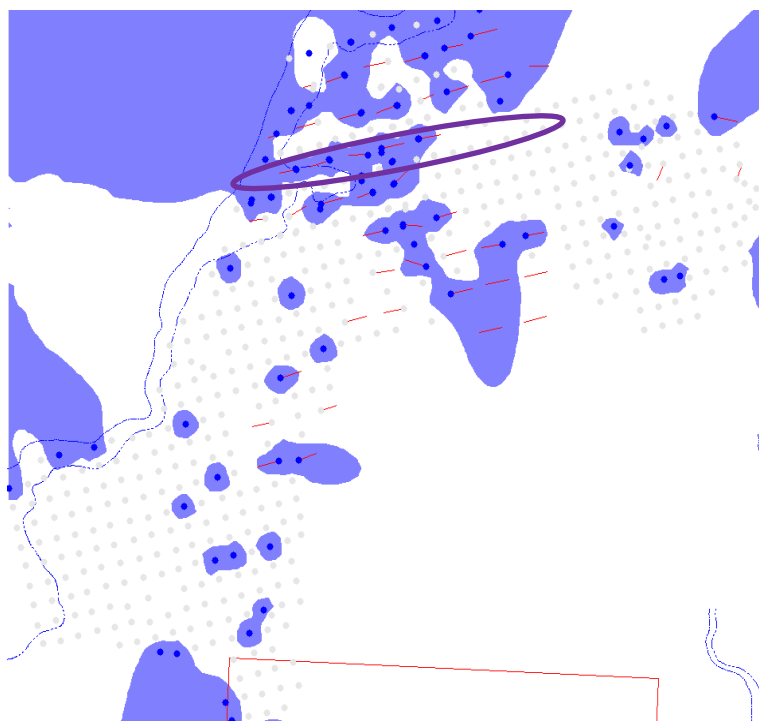


Рис. 42. Группировка уровней входной обводненности по типу скважин. Входная обводненность ГС МГРП менее 0.3 д. ед. (зоны с заливкой), ННС более 0.3 д. ед. (зоны без заливки)

По результатам геолого-промыслового анализа выявляются различные характерные типы поведения обводненности продукции горизонтальных скважин с МГРП на юрских отложениях и наклонно-направленных скважин с ГРП на линзовидных и слоистых ачимовских толщах. В основном это три ярко выраженных типа, не связанных с обычными источниками обводнения, то есть языковым обводнением нагнетаемой пластовой, подошвенной или краевой водой. Нарушения герметичности скважин и межпластовые перетоки также здесь не рассматриваются, как и обводнение от нагнетаемой или пластовой воды при трещинообразовании.

Сущность первого типа состоит в том, что горизонтальные скважины с МГРП при запуске в работу в начальный, наиболее активный период могут при определенных условиях иметь более высокую входную обводненность, снижающуюся при выходе эксплуатации скважины на установившийся режим.

В Ачимовских линзовидных и слоистых пластах наблюдается тип обводнения, как разновидность первого типа, когда динамика обводненности пилообразная и коррелирует с таким же поведением дебитов - в данном случае, вероятно, не в связи с процессами фильтрации при трещинообразовании. Показатели обводненности длительно держатся на низких уровнях без языкового обводнения, при этом в геолого-технологических моделях наблюдаются значительные объемы неколлектора и отсутствие возможности воспроизведения энергетики и дебитов жидкости, то есть в моделях линзы или пропластки

значительно изолированы. Фактические дебиты жидкости выше, чем можно рассчитать для изолированных линз классическими аналитическими и численными способами при выявленных геологических свойствах модели.

При системах разработки с чередованием рядов добывающих наклонно-направленных скважин с ГРП и рядов ГС МГРП могут устанавливаться разные уровни обводненности в зависимости от типа скважин.

Также отдельным наиболее резким типом обводнения служит обводнение от нагнетаемой воды и приход воды в трещины ГС МГРП или стволы РГС. Моделирование прихода закачиваемой воды в ствол разветвленной скважины может быть осуществлено с помощью ГРП на нагнетательной скважине с направлением трещин в сторону стволов РГС, при этом в динамике обводненности РГС будут наблюдаться резкие пики с возможной синхронизацией временных рядов технологических показателей влияющей и реагирующей скважин при учете количества стволов РГС.

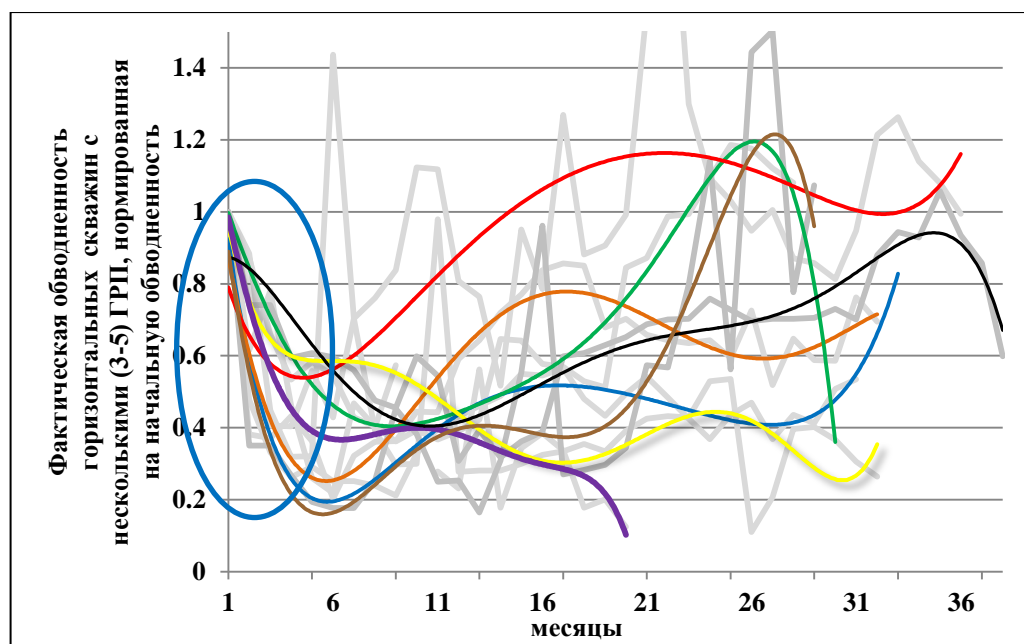


Рис. 43. Полиномиальные тренды фактических обводненностей горизонтальных скважин с МГРП, нормированных на начальную точку

Таким образом, классический тип динамики обводнения вертикальных скважин уступает место другим разнообразным типам в пластах со сниженными и сильно неоднородными фильтрационно-емкостными характеристиками и новыми технологическими типами скважин, такими как наклонные с гидравлическим разрывом, горизонтальные с множественными трещинами, а также с возможностями использования различных дополнительных технологий по разветвлению трещин, многоствольные скважины и другие. Особенности данных фильтрационных процессов на сегодняшний день недостаточно изучены и не систематизированы с целью учета при контроле

эксплуатации скважин и планировании систем разработки. Между тем ресурсы в Западной Сибири для возможностей дальнейшей разработки сложных объектов с помощью новых технологических решений весьма велики и представляют собой уникальный геологический комплекс. Поэтому исследование данного вопроса необходимо для эффективного развития и повышения рентабельности проектов с высокими рисками.

Проанализируем далее особенности процессов обводнения горизонтальных скважин с МГРП с помощью фильтрационного моделирования на секторной модели фактического участка одного из пластов юрских отложений Западной Сибири.

Более подробное описание объекта и математической модели притока к трещинам ГРП приведено в параграфе 4.1 диссертации.



Рис. 44. Горизонтальная добывающая скважина W1 с МГРП

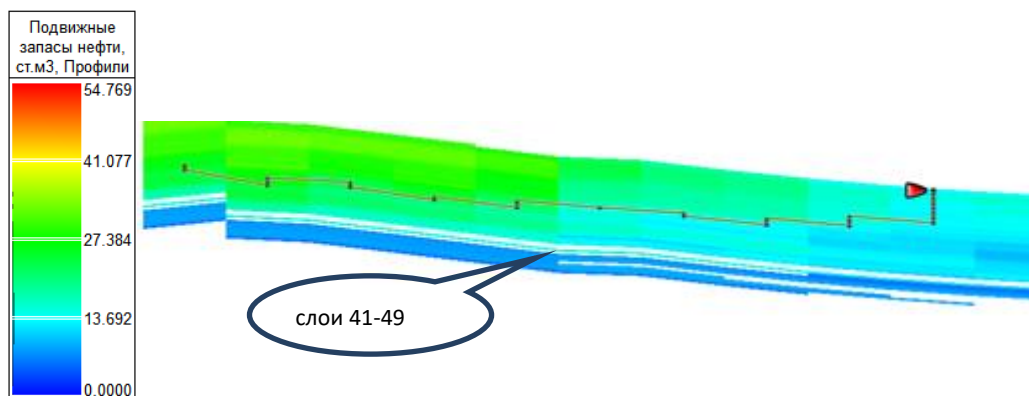


Рис. 45. Профиль подвижных запасов пласта горизонтальной добывающей скважины W1 с МГРП

На рис. 44-45 показана горизонтальная скважина длиной около 500м с четырьмя поперечными трещинами через всю толщину низкопроницаемого пласта с регрессивным типом разреза, переходящим в глину в зоне ниже уровня водонефтяного контакта, с длиной полукрыла около 80 метров. Представим далее характеристику динамики обводнения данной добывающей горизонтальной скважины W1 (качество фактического ограничения трещин МГРП по высоте здесь не рассматривается).

Проведем анализ обводнения скважины по трещинам, моделируемым на основе виртуальных перфораций в фильтрационной модели. Рис. 46-48 демонстрируют снизу вверх соотношение интенсивности притока по фазам воды и нефти для трех уровней недонасыщения (в разных точках по толщине пласта) в регрессивном типе разреза толщиной около 10 метров.

Проницаемость изменяется от 10 мД у кровли выделенного коллектора данной геологической модели до 1 мД у подошвы при снижающейся нефтенасыщенности к подошве до уровня остаточной, то есть трещины пересекают, в том числе слои модели с нефтенасыщенностью в зоне минимальной подвижности смеси нефти и воды по фазовым проницаемостям. При этом типы соотношения дебитов разделились на основе интенсивности притока к виртуальным перфорациям на три приблизительно равные группы: снизу профиля трещины больше приток водной фазы, особенно в начальный период активной добычи, в средних пропластках приток смеси с примерно равным вкладом фаз, в верхних более значителен приток нефтяной составляющей потока. При этом в активный начальный период эксплуатации скважин более подвижная нефтяная фаза также более активно поступает в скважину, но в сумме в начальный период на данной скважине обводненность более высокая при данном соотношении параметров пласта и технологических режимов.

При регрессивном типе разреза с нисходящими к подошве свойствами пласта в притоке к виртуальным перфорациям, моделирующим низ трещины МГРП (ячейки в

слоях 41-49), дебит воды выше дебита нефти. Наблюдается преимущественное поступление в трещину более подвижной водной фазы в период наиболее активного притока.

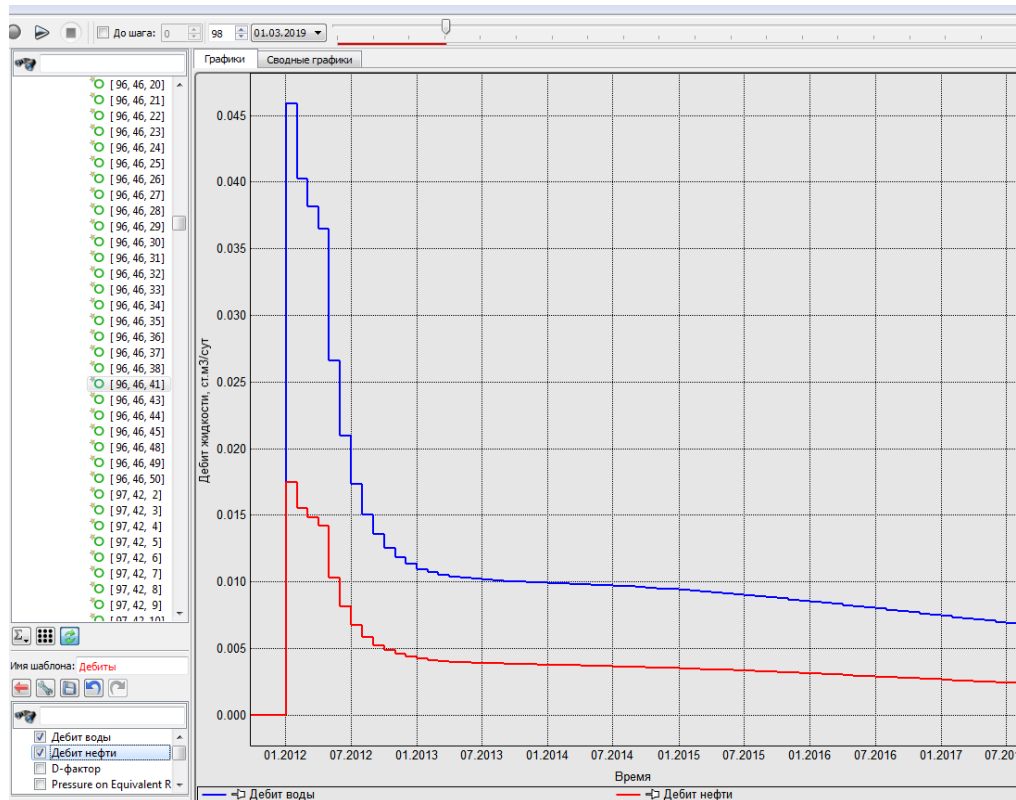


Рис. 46. Превышение притока более подвижной водной фазы из нижних слоев трещины

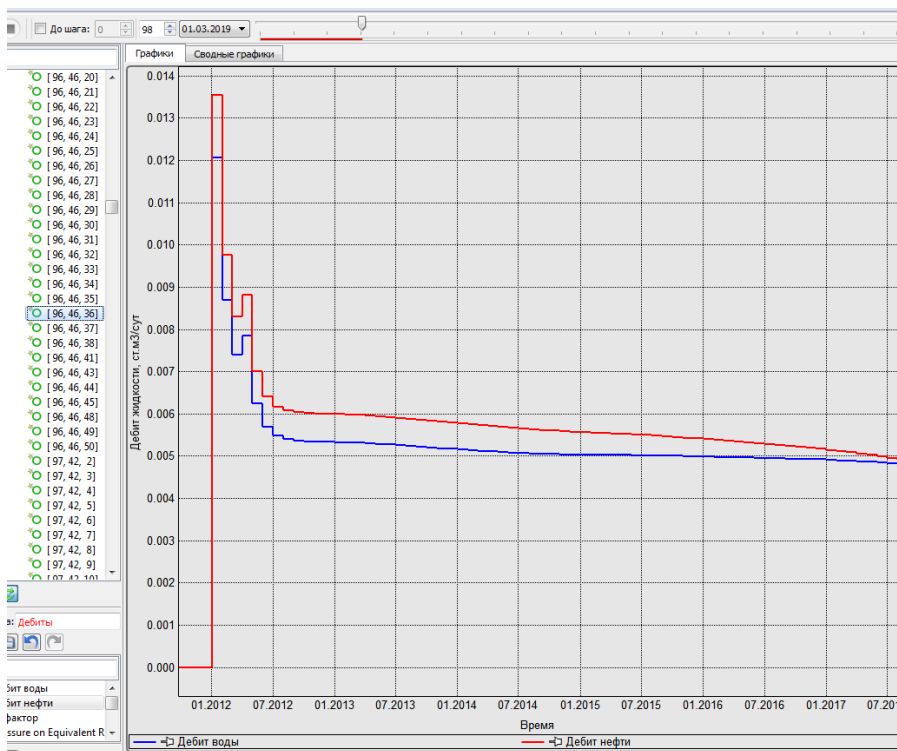


Рис. 47. Соотношение дебитов воды и нефти из средней части пласта в притоке в трещину

По виртуальным перфорациям, моделирующим среднюю часть трещины МГРП (слой 28-40) дебиты воды и нефти имеют близкие динамики вследствие близких значений вязкостей фаз, то есть при равных подвижностях фаз приток в нестационарный период сопоставим.

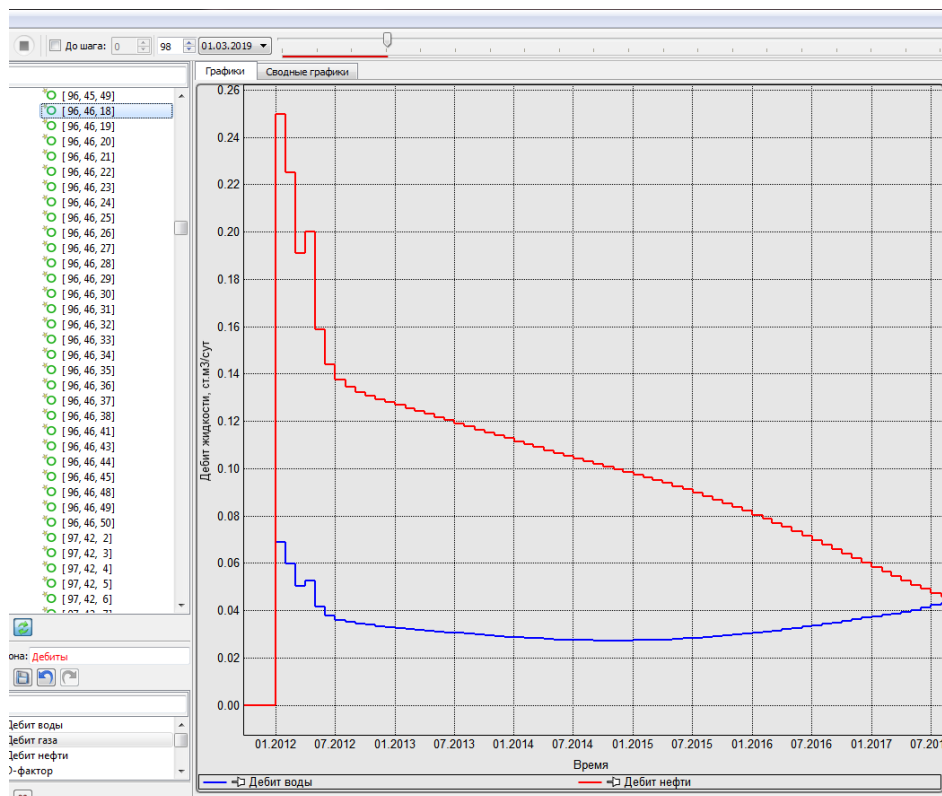


Рис. 48. Соотношение дебитов воды и нефти из верхней части пласта в притоке в трещину

По виртуальным перфорациям, моделирующим верх трещины МГРП (18-28), дебит воды меньше дебита нефти. Наблюдается преимущественное поступление в трещину более подвижной нефтяной фазы в начальный период интенсивного отбора.

Таким образом, в суммарных технологических показателях работы скважины будет проявляться большая обводненность в начальный период. Аналогичная ситуация имеет место с обводненностью притока к трещине на ННС, но этот эффект значительно меньше выражен в абсолютном выражении.

Рассмотрим поведение обводненности другой скважины W4 (рис. 49). Динамика обводненности горизонтальных добывающих скважин с МГРП в монолитном пласте регрессивного типа разреза с понижением свойств к подошве выше в начальный неустановившийся период и соответствует динамике дебитов. Далее она снижается и устанавливается на более высоком уровне, чем обводненность тех же скважин без МГРП. То есть из области трещин, пересекающих наиболее недонасыщенные пропластки, поступает большее количество воды в продукцию горизонтальных добывающих скважин.

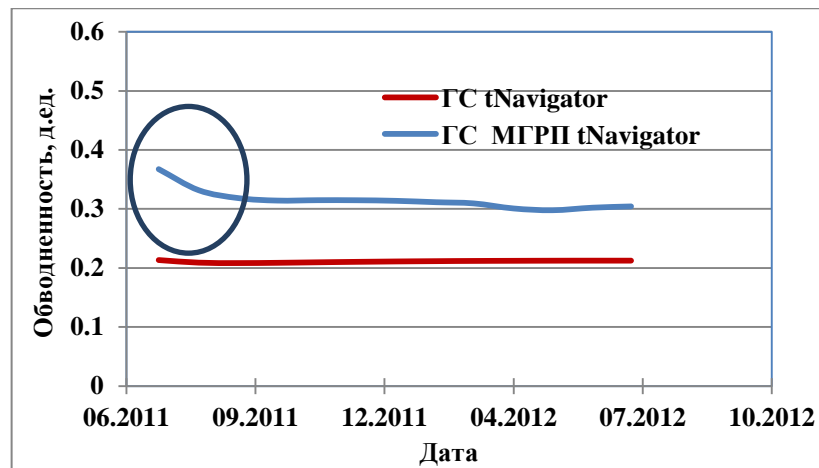


Рис. 49. Динамика обводненности горизонтальной скважины W4 с МГРП и без МГРП

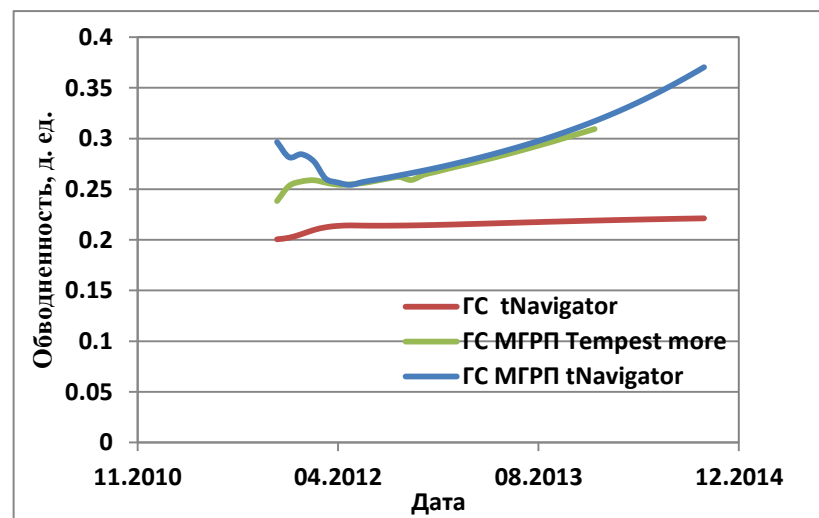


Рис. 50. Различия динамики обводненности горизонтальной скважины W5 с МГРП и без МГРП в расчетах на различных симуляторах

Рассмотрим динамику обводненности скважины W5, представленную на рис. 50. Для проверки адекватности численного решения проведены два расчета с МГРП в симуляторах с различными алгоритмами расчета притока к трещинам гидроразрыва (RFD tNavigator и Roxar Tempest More). Расчеты близки по значениям обводненности, за исключением начального неустановившегося периода, что связано с различными моделями распределения притока по виртуальным перфорациям. Также в одном из симуляторов проведен расчет без МГРП, который показал различные уровни и темпы обводнения горизонтальной скважины по сравнению с расчетами с несколькими поперечными трещинами на всю толщину пласта. При этом динамика обводненности для неустановившегося периода также несколько отличается от установившегося периода. То есть на обводненность скважин влияют в том числе и технологические режимы эксплуатации.

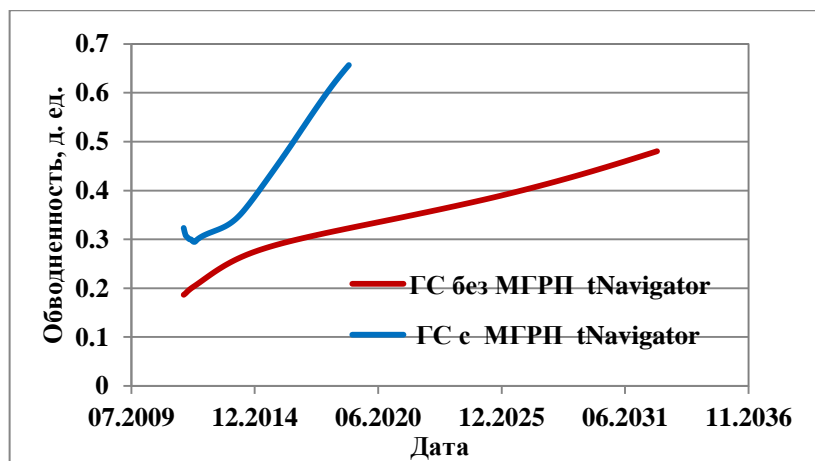


Рис. 51. Различия темпов обводнения горизонтальной скважины W6 с и без МГРП

Сравнительный анализ динамики обводнения стволов горизонтальных скважин по фильтрационной модели показывает более динамично нарастающий темп обводнения при наличии нескольких поперечных трещин гидроразрыва.

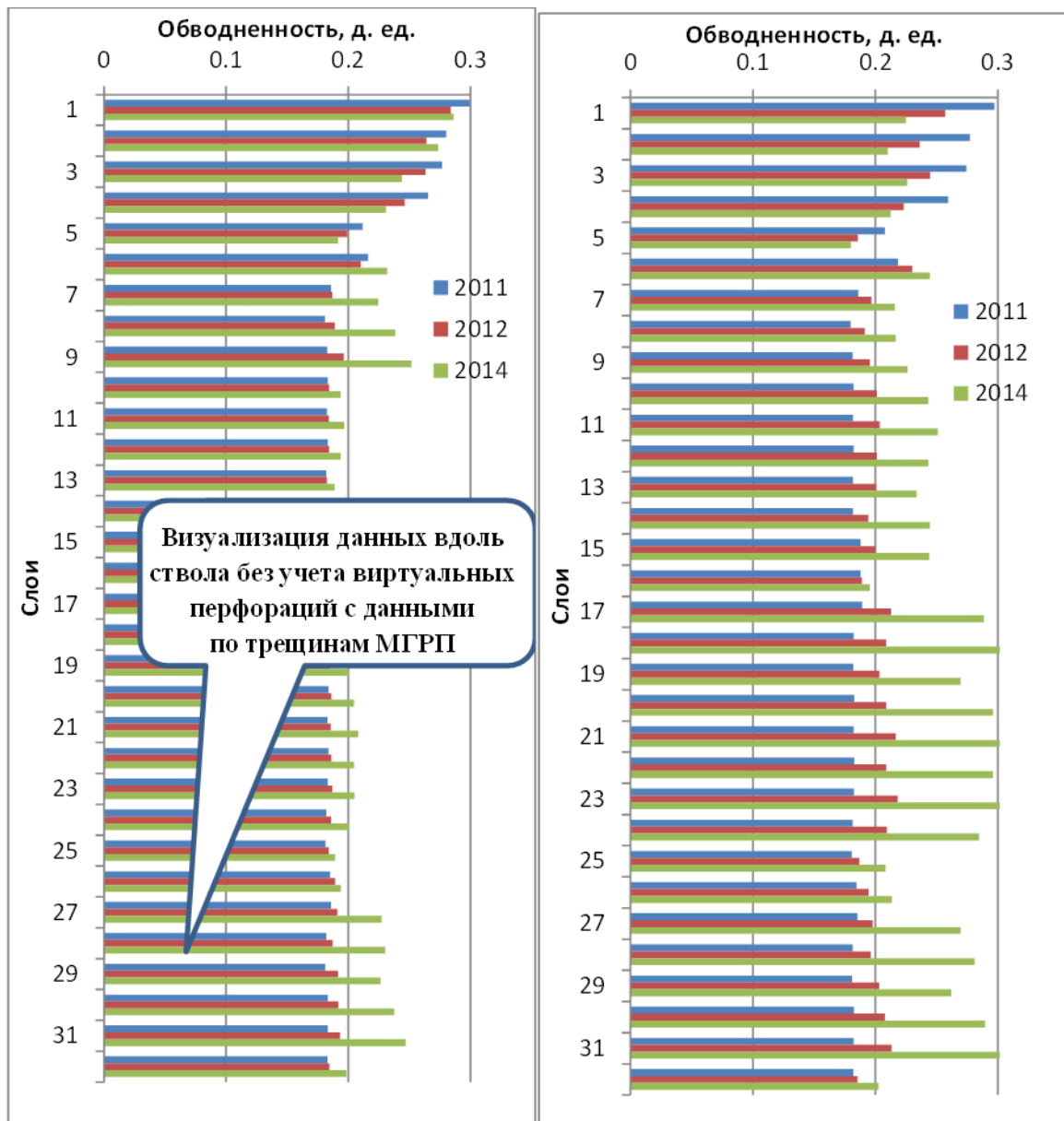


Рис. 52. Динамика поведения обводненности скважины W7 вдоль горизонтального ствола в расчетах с трещинами (слева) и без (справа)

Рассмотрим динамику поведения обводненности скважины W7 вдоль горизонтального ствола в расчетах с трещинами и без. Динамика обводнения в области реальных перфораций (зона притока непосредственно к стволу скважины) в расчете с трещинами МГРП практически отсутствует. При этом по предыдущим рисункам видно, что темпы обводнения более высокие у скважин с МГРП, то есть обводнение происходит по трещинам. На рисунках 45-48 рассматривалась неравномерность обводнения по вертикальным трещинам и вдоль перфорированного ствола (рис.52), на рисунках 49-51 сравниваются интегральные показатели продукции скважин в случаях с трещинами и без таковых. Проанализируем далее особенности обводнения по трещинам МГРП при взаимодействии трещин между собой по площади на примере характеристики притока к трещинам МГРП на ГС W8.

Результаты моделирования показывают, что к перфорациям между трещинами приток незначителен из-за искривления линий тока, поэтому расчеты с перфорацией ствола между трещинами и без дают практически идентичные результаты.

Течение флюида к скважинам в общем виде можно представить так:

1.1. Вертикальная / наклонно-направленная скважина без ГРП - весь приток направлен только к перфорациям.

1.2. Горизонтальная скважина без ГРП - весь приток направлен только к перфорациям.

2.1. Вертикальная / наклонно-направленная скважина с ГРП - основной приток направлен к трещине (к виртуальным перфорациям), часть притока направлена к реальным перфорациям, т.к. к ним "есть доступ" (они не экранированы притоком к трещинам). Пропорции добычи по перфорациям по отношению к Kh (аналогу гидропроводности – произведению проницаемости на длину вскрытого участка) сохраняются.

2.2. Горизонтальная скважина с МГРП - в том участке, где трещин нет, приток направлен к перфорациям - соотношение добычи и Kh сохраняется. В том участке, где есть ГРП, вся перфорация окружена трещинами - основной приток идёт к трещинам, а в перфорации практически ничего не поступает (к ним "нет доступа"). Из-за этого соотношение добычи и Kh здесь не пропорционально, однако закономерность сохраняется – если Kh больше, то и приток тоже больше.

Схематичная иллюстрация пунктов 2.1 и 2.2 приведена на рисунке 53, где красные стрелки отражают приток к трещине, чёрные - к перфорации.

Таким образом, объясняется практическое отсутствие различий в расчетах с перфорированными и неперфорированными участками горизонтальной скважины между трещинами. А эффективность работы трещин по расчетам на основе данного типа притока при близком их расположении снижается в связи с интерференцией, ослаблением и разделением на области дренирования разнонаправленных потоков (рис. 54).

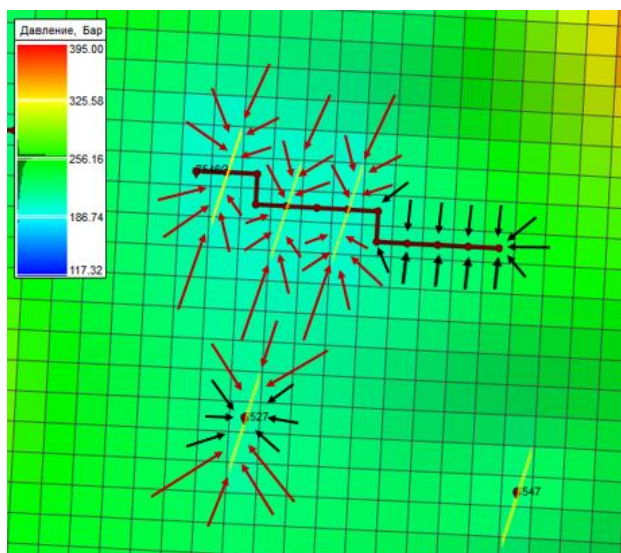


Рис. 53. Приток к реальным (черные) и виртуальным (красные) перфорациям для скважин различного типа

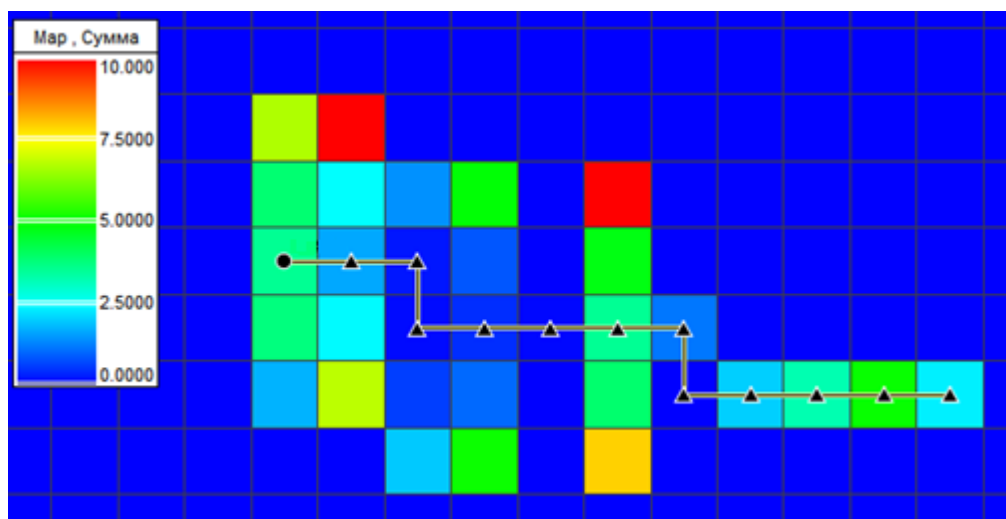


Рис. 54. Карта суммы дебитов жидкости. Интерференция и ослабление потоков между трещинами

Крылья трещин работают сильнее там, где нет интерференции между трещинами (рис. 54). Поэтому следует ожидать и различной динамики обводнения по различным трещинам, а также при различных расстояниях между трещинами и характере взаимодействия областей притока. Количество расчетных ячеек между трещинами для достоверного моделирования требует отдельной оценки для конкретной задачи.

Выводы по параграфу 3.2

В данном параграфе, с учетом фактических данных работы скважин на объектах разработки Западной Сибири, выявлены и воспроизведены с помощью фильтрационного моделирования особенности динамик двухфазного притока к горизонтальным скважинам с МГРП в низкопроницаемых недонасыщенных пластах. Показано, что причины различия динамик обводненности скважин по типам: ННС с ГРП, ГС, ГС с МГРП, связаны с

интегральными особенностями неравномерного притока из дренируемых областей по комплексу различающихся параметров:

1. тип скважины и тип интенсификации притока;
2. количество трещин, их параметры и отношения между собой;
3. свойства, объемы и тип дренируемых областей;
4. стадия эксплуатации скважин и технологические режимы;
5. свойства флюидов и динамические изменения текущих величин относительных фазовых проницаемостей в смеси.

Выводы по главе 3

В параграфах третьей главы рассмотрены два геолого-физических механизма, влияющие на особенности динамик обводненности скважин различного типа и изменения технологических показателей их эксплуатации в системах разработки в низкопроницаемых недонасыщенных по нефти коллекторах. Данные механизмы взаимно дополняют друг друга, а их значимость подтверждается результатами численного моделирования процессов многофазной фильтрации. Полученные типовые динамики показателей работы скважин согласуются с обобщенными данными по реальным объектам разработки.

Первый из рассмотренных механизмов связан со значимостью для технологических показателей работы скважин процессов формирования и переформирования стабилизированной зоны капиллярного концевое эффекта.

Второй механизм описывает неравномерность притока фаз к интервалам горизонтальной скважины с несколькими трещинами гидроразрыва, а также по площади трещины. Неравномерность притока в свою очередь определяется особенностями распределения фильтрационных параметров коллектора и эксплуатационными режимами скважины.

Для анализа особенностей эксплуатации скважин различного типа в низкопроницаемых недонасыщенных нефтяных пластах Западной Сибири с учетом капиллярного концевое эффекта предложен специальный подход к учёту взаимодействия "пласт - ствол скважины / трещина ГРП". Результаты выполненных расчетов показали качественное соответствие наблюдаемым промысловым данным. Как стабилизированное значение обводненности продукции (незначительно), так и ее динамика (существенно) зависят от типа скважины и технологического режима. При изменении депрессии происходит переформирование капиллярно-стабилизированной зоны с нестационарным изменением обводненности. Интенсификация режима за счет снижения забойного

давления приводит к высвобождению части капиллярно-удерживаемой воды и характерному "пику" в динамике ее добычи. Обводненность не только меняется во время нестационарных процессов, но и после смены режима может устанавливаться на другом уровне. Продолжительность и интенсивность нестационарных процессов возрастает по цепочке "наклонно-направленная скважина → наклонно-направленная скважина с ГРП → горизонтальная скважина с многостадийным ГРП". Время выхода на псевдоустановившийся режим по составу притока измеряется величинами порядка одного месяца и более, что в фактических условиях нестабильности параметров эксплуатации приводит к незатухающим нестационарным эффектам с соответствующими существенными колебаниями обводненности продукции.

Анализ причин обводнения высокотехнологичных дорогостоящих скважин, таких как ГС с МГРП, интенсивно дренирующих большие объемы коллектора высокими темпами, по сравнению с наклонно-направленными скважинами, важен для совершенствования применяемых технологических решений. Понимание особенностей фильтрации и притока смеси флюидов из пласта к скважинам требуется для повышения качества проектирования систем разработки в низкопроницаемых пластах на основе скважин различного типа.

С помощью фильтрационного моделирования исследованы особенности поведения обводненности горизонтальных скважин с несколькими трещинами ГРП в монолитном недонасыщенном по нефти пласте с регрессивным типом разреза. В начальный интенсивный период работы скважин происходит накопление более подвижной водной фазы в суммарной продукции скважин по сравнению с установившимся периодом. То же самое наблюдается и для наклонно-направленных скважин, но проявляется в меньшей степени, так как вклад притока из трещин в продукцию скважин с несколькими трещинами более значительный. Фазовый приток по вертикали в трещинах, пересекающих пропластки с различным насыщением, нестабилен и меняется в зависимости от степени начального насыщения окружающих трещины пропластков, фазовых проницаемостей и скорости притока.

Горизонтальные скважины с МГРП, в которых трещины дренируют более недонасыщенные зоны, имеют и более высокий уровень обводненности на установившемся режиме по сравнению с теми же горизонтальными скважинами без МГРП по причине притока из трещин МГРП более подвижной водной фазы с нижней части пласта.

Глава 4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ ВЕРТИКАЛЬНО – ЛАТЕРАЛЬНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

В данной главе, на примере типового участка, обосновывается возможность повышения эффективности разработки залежей нефти в неоднородных коллекторах юрских отложений Западной Сибири с применением методических и технологических решений по вертикально-латеральному заводнению (ВЛЗ). Данный вид заводнения был предложен в работах [42, 44] на основе методических положений концепции эффективного порового пространства (ЭПП) и предусматривает разнесение по латерали и по вертикали (в разрезе пласта) забоев или горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин. Соответственно, в исходном варианте ВЛЗ не предполагается применение скважин с ГРП, что ограничивает возможность его применения для разработки залежей с низкопроницаемыми коллекторами.

Целью настоящего параграфа является обоснование и оценка эффективности модифицированного варианта ВЛЗ для случаев, когда залежь с низкопроницаемым коллектором разрабатывается скважинами с применением ГРП. В качестве инструмента для оценки эффективности предлагаемых решений используется секторная геолого-гидродинамическая модель реального объекта с учетом сложившейся системы разработки. Выбор данного объекта определяется типичностью его параметров и технологических решений, реализуемых недропользователем, для аналогичных объектов на других месторождениях, вводимых в разработку в последние годы в низкопроницаемых нижнемеловых, ачимовских и юрских пластах в Западной Сибири.

4.1. Описание объекта и модели

Участок моделирования представлен юрскими отложениями Западно-Сибирской низменности. Расположен в зоне понижения структурных поверхностей. Фильтрационно-емкостные свойства неоднородные и характеризуются значениями эффективной проницаемости от 4 мД у кровли коллектора, переходя в глину к подошве. Начальная нефтенасыщенность в долях эффективной пористости около 0,8 д. ед. у кровли и снижается до уровня остаточной нефтенасыщенности к подошве. Участок пласта практически монолитный. Свойства пластовых флюидов (PVT-свойства) в модели заданы в соответствии с утвержденными для объекта параметрами. В таблице 7 приведены основные физико-химические свойства пласта и флюидов.

Табл 7. Основные физико-химические свойства флюидов и пласта ЮВ₁

Параметр	Значение
Пластовая температура, °С	96
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	835
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	759
Среднее давление насыщения, бар	103
Газосодержание, м ³ /т	84
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1.205
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1015
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	986
Коэффициент сжимаемости воды, 1/ГПа	0.489
Начальное пластовое давление, бар	260
Эффективная проницаемость, мД (средняя/мин.-макс.)	2.5/0-24
Средняя эффективная пористость, д. ед. (средняя/мин.-макс.)	0.12/0.06-0.18
Средняя начальная нефтенасыщенность (в долях эффективной пористости), д. ед. (средняя/мин.-макс.)	0.76/0.40-0.86

Гидродинамические расчеты проведены в программном комплексе гидродинамического моделирования RFD tNavigator. Поскольку в качестве технологических решений на объекте применяются наклонно-направленные скважины (ННС) с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) и горизонтальные скважины (ГС) с многозонным гидроразрывом пласта (МГРП), отдельное внимание уделено корректному моделированию динамики фильтрационных процессов при наличии трещин ГРП. Использован реализованный в tNavigator подход, при котором трещина ГРП моделируется путем создания сети виртуальных перфораций в ячейках сетки, через которые проходит трещина. Данный подход позволяет адекватно моделировать приток флюидов в скважину с ГРП, а также влияние трещины на течение флюидов в пласте и успешно используется при большом количестве трещин ГРП на объекте разработки [133]. Метод может эффективно применяться как для вертикальных, так и для горизонтальных скважин с многостадийным ГРП [134].

Сущность нового подхода состоит в том, что трещина задается не как часть сетки гидродинамической модели с повышенной проницаемостью, что замедляет время счета и создает нефизичные явления фильтрации в области каналов трещины, а явно через систему новых виртуальных перфораций скважины, создаваемых в ячейках сетки модели, пересекаемых предполагаемой траекторией трещины. В процессе гидродинамического моделирования для каждой скважины с ГРП новые перфорации добавляются к уже

существующим и учитываются при решении уравнения скважины на каждом шаге по времени. Уравнение скважины решается по полностью неявной схеме, учитывая при решении возможность внутренних перетоков (“cross-flow”) между перфорациями. Использование механизма перфораций для гидродинамического моделирования трещин ГРП дает возможность учитывать широкий спектр статических и динамических параметров работы трещины, включающих ее геометрию, падение проницаемости проппанта с давлением, эффекты разрушения и выноса проппанта со временем, динамическое раскрытие и схлопывание трещин на нагнетательных скважинах. Управление поведением трещины осуществляется через задание индивидуальных значений множителей эффективности каждой перфорации в трещине на шагах по времени.

Физика фильтрации подразумевает, что жидкость или газ могут прорваться по каналу только за счет полного или частичного (с учетом относительных фазовых проницаемостей и капиллярных эффектов) вытеснения запасов жидкости или газа, находящихся в самих ячейках, формирующих этот канал. В реальности, учитывая крупный размер гранул проппанта и относительную слабость влияния смачиваемости и капиллярных эффектов в трещине, прорыв жидкости или газа происходит очень быстро, скорее по гидравлическому закону, а не фильтрационному механизму.

Расчет течения вдоль трещины [152]

Для участка перфорации (контакта скважины с пластом) l , соединенного (посредством трещины) с сеточным блоком в модели пласта i , положим (индекс j ниже проходит только по номерам блоков трещины между блоками l и i):

$$\gamma_i^l = \frac{M_l}{\sum_{j=1}^l \frac{1}{K^j}} \quad (4.1)$$

где γ_i^l – множитель эффективности связи данного участка перфорации с блоками, из которых он производит отбор (закачку), M^l – множитель проницаемости вдоль ствола скважины, K^j – проводимость вдоль трещины в блоке j . Эти выражения аналогичны формулам вычисления коэффициентов проводимости блоков сетки и обеспечивают: нулевое значение $\gamma_i^l = 0$, если проницаемость K^j хотя бы одного из участков трещины между участками l и i (включительно) равна нулю; накопительный характер сопротивления течению между участками l и i в зависимости от длины и проводимости пути между ними. Для моделирования эффектов, связанных с зависимостью эффективности ГРП от проницаемости и вымывания проппанта, забивания трещины и от давления, можно сделать величины K^j зависящими от:

- площади трещины и свойств проппанта;
- давления в блоке, через который проходит трещина;
- прошедшего через связь блоков потока;
- времени.

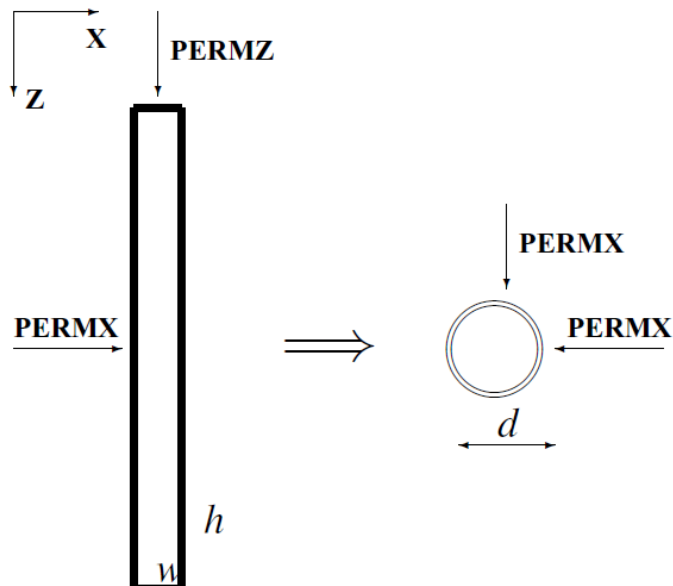


Рис. 55. Вычисление эквивалентного притока в трещину

Вычисление притока из блока в трещину [151]

Рассмотрим следующую схему. Заменяем трещину в пределах блока j на виртуальный участок перфорации скважины, такой, что:

- периметр сечения ствола скважины равен периметру трещины (что дает формулу для вычисления диаметра скважины);
- длина перфорированного участка равна длине трещины в блоке;
- приток в участок перфорации скважины определяется проницаемостью блока в направлении, ортогональном грани трещины с наибольшей площадью.

По этим данным можно вычислить множитель проводимости этого виртуального участка перфорации (обозначим его $\tilde{\theta}^{w,j}$), а затем вычислить приток по обычной формуле.

Иллюстрация вычислений приведена на рисунке 55, где изображена трещина, идущая вдоль оси Y , высотой h и шириной w , намного меньшей h . Приток в такую трещину будем считать равным притоку в скважину диаметром $d=2(w+h)/\pi$, имеющей ориентацию Y и находящейся в блоке с проницаемостью по X и Z , равной проницаемости по X , блока с трещиной. Используя формулу квазистационарного притока и формулу Писмена для расчета эффективного радиуса, получаем

$$\tilde{\Theta}^{w,j} = \frac{2\pi\beta_c K^{w,j} h^{w,j}}{\log(r_0^{w,j}/r_w^{w,j})}, \quad r_w^{w,j} = (w+h)/\pi, \quad (4.2)$$

$$r_0^{w,j} = 0.14 * \sqrt{DX^2 + DZ^2}, \quad K^{w,j} = \text{PERMX}, \quad h^{w,j} = DY \quad (4.3)$$

где DX , DY , DZ – геометрические размеры блока, через который проходит трещина, $\beta_c = 0.00852702$ переводной коэффициент единиц измерения для метрической системы (METRIC в RFD tNavigator).

Суммарный поток из трещины ГРП в участок перфорации [152]

Обозначим через l_i номера блоков сетки, соединенных с участком перфорации l . Тогда суммарная формула притока (оттока) компонента c в участок перфорации l из трещины ГРП следующая:

$$\begin{aligned} \tilde{q}_c^l = & - \sum_{i \neq l: p^{li} > p^{w,l}} \gamma_i^l \tilde{\Theta}^{w,l_i} \Psi(p^{li} - p^{w,l}, p^l) \left(\sum_{P=1}^{n_p} x_{c,P}(p^{li}, N^{li}, T^{li}) \xi_P(p^{li}, N^{li}, T^{li}) M_P(p^{li}, N^{li}, T^{li}) \right) \\ & - \frac{q_c^w}{q_{l\alpha}^w} \sum_{i \neq l: p^{li} < p^{w,l}} \gamma_i^l \tilde{\Theta}^{w,l_i} \Psi(p^{li} - p^{w,l}, p^l) \xi_{avg}(p^{li}, q^w, T^{li}) \left(\sum_{P=1}^{n_p} M_P(p^{li}, N^{li}, T^{li}) \right) \end{aligned} \quad (4.4)$$

Эта величина притока через трещину добавляется к притоку через ствол скважины, рассчитываемому с использованием стандартной формулы притока [151].

Здесь p^l – пороговые давления, при превышении которых начинается течение из блоков (в блоки), из которых он производит отбор (закачку), формула притока из блока l_i в участок перфорации l при $p^{li} > p^{w,l}$ задается с заменой множителя $(p^{li} - p^{w,l})$ (при $l_i \neq 0$) на $\Psi(p^{li} - p^{w,l}, p^{li})$, где

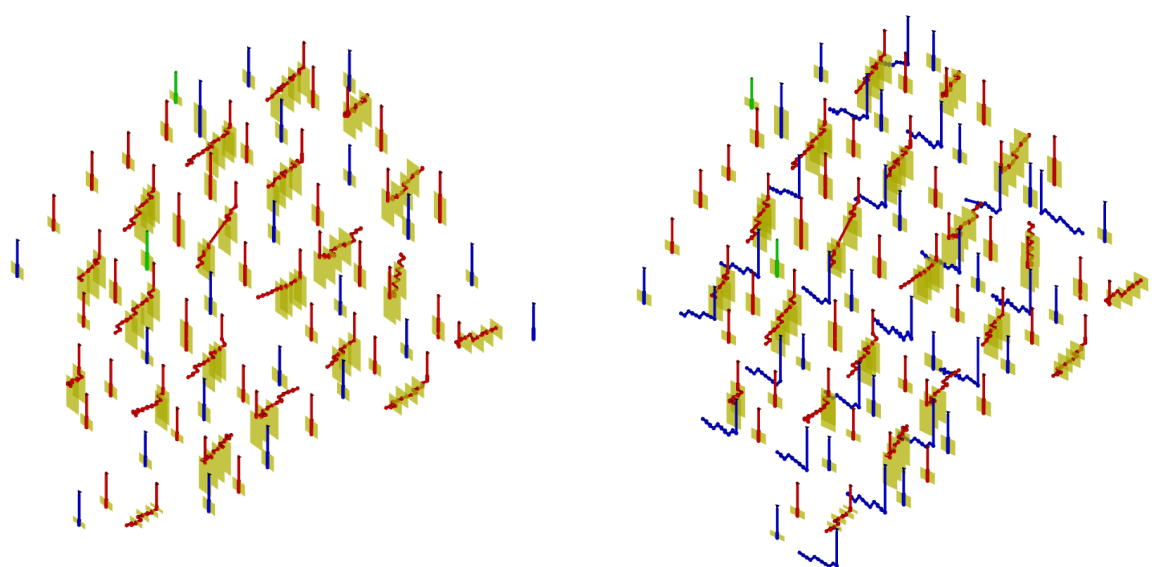
$$\Psi(x, y) = \begin{cases} x - y & \text{при } x > y \\ x + y & \text{при } x < -y \\ 0 & \text{иначе} \end{cases} \quad (4.5)$$

формула закачки в блок l_i из участка перфорации l при $p^{li} < p^{w,l}$ задается с заменой множителя $(p^{li} - p^{w,l})$ (при $l_i \neq 0$) на $\Psi(p^{li} - p^{w,l}, p^{li})$. T_l – проводимость перфорации (индекс продуктивности скважины).

Моделируемые сетки скважин

Число, положение и ориентация трещин ГРП задавались по осредненным фактическим данным. На ГС с МГРП реализовано, в среднем, по 3-4 стадии в зависимости от длины ствола. По нагнетательным и добывающим ННС также проведены операции ГРП. Параметры трещин по всем скважинам взяты одинаковые, соответствующие осредненным оценкам по фактическим данным: ширина 4 мм, полудлина 80 метров, модель трещины бесконечной проводимости. Время затухания эффекта от ГРП для ГС с МГРП – 2 года, для добывающих ННС – 3 года, для нагнетательных ННС – без затухания.

В варианте расчетов, принятом за базовый для сопоставления, моделирование ввода скважин соответствует проектным решениям по объекту (рис. 56 а). Они предусматривают обращенную девятиточечную систему размещения скважин с центральной нагнетательной наклонно-направленной скважиной в центре квадрата и заменой двух наклонно-направленных в рядах добывающих скважин на горизонтальную добывающую скважину с МГРП со смещением. Всего на участке 46 добывающих скважин, вводимых в эксплуатацию с гидравлическим разрывом, из которых 21 ГС с МГРП, остальные – ННС с ГРП. Также реализуется ввод 20 ННС с ГРП, из них 7 – в отработку на нефть от 1 до 7 месяцев. Ввод скважин на участке осуществлялся постепенно в течение года.



а) латеральное заводнение (базовый вариант)

б) вертикально-латеральное заводнение

Рис. 56. Схемы расположения скважин для систем разработки с различными типами заводнения

Фактические входные дебиты по нефти ННС с ГРП около 30-40 т/сут, ГС с МГРП - 90-140 т/сут. Недостаточная эффективность системы поддержания пластового давления (ППД) сказывается на быстром падении дебитов скважин. В течение квартала с момента ввода дебит снижается и достигает для ННС с ГРП 20-25 т/сут (падение на 30%), по ГС с МГРП – 40-70 т/сут (падение на 45%). Участок характеризуется недонасыщенным по нефти коллектором без подошвенной воды, входная обводненность добывающих ННС с ГРП составляет 18-30 %, добывающих ГС с МГРП – 30-45%. Существенных изменений обводненности продукции до прорыва нагнетаемой воды не наблюдается.

4.2. Сопоставление латерального и вертикально-латерального заводнения

Проблема недостаточной эффективности ППД при интенсивных системах разработки залежей с низкопроницаемым коллектором проанализирована в работе [126] и в главе 2 диссертации. Показано, что положительного эффекта можно достигнуть за счет опережающего ввода нагнетательных скважин, однако его продолжительность не превышает 1-1,5 года. Более существенных результатов можно достичь за счет принципиального изменения системы ППД как для повышения степени компенсации отборов, так и увеличения охвата пласта заводнением. Соответствующие вопросы являются предметом рассмотрения данной главы.

Гидродинамическая модель описанного участка предварительно адаптирована к истории разработки за первые 1,5 года (до 2011 г.). Дальнейшее моделирование за прошедший период и далее на 50 лет выполнено в прогнозном режиме. Это позволило оценить возможный эффект от сопоставляемых технологических решений по модернизации системы ППД при их своевременной реализации. Рассчитан базовый вариант, соответствующий принятой в настоящее время системе разработки (рис. 56 а), а также серия альтернативных вариантов с учетом комплекса оцениваемых методических и технологических решений.

Базовый вариант предполагает реализацию утвержденной схемы традиционного латерального заводнения (ЛЗ) с размещением скважин по сетке, показанной на рис. 56 а. Эксплуатация скважин осуществляется при заданных забойных давлениях соответствующих последним расчетным данным после адаптации на период около 50 лет без выбытия скважин. Адаптация истории разработки выполнена в виде прогнозного варианта с граничными условиями на скважинах по забойным давлениям.

Альтернативные варианты предполагают реализацию вертикально-латерального заводнения (ВЛЗ) [44]. Основной альтернативный вариант отличается от базового дополнительным вводом горизонтальных нагнетательных скважин вблизи подошвы пласта с мощным нижележащим глинистым экраном. В отличие от классической схемы ВЛЗ [42, 44], стволы нагнетательных ГС проводятся в ортогональном направлении к добывающим ГС (рис. 56 б, 57). Такая особенность связана с наличием на добывающих ГС трещин МГРП, ориентированных перпендикулярно стволам, в направлении максимального латерального стресса (горного напряжения). Таким образом,

- ориентация нагнетательных ГС параллельна трещинам МГРП в добывающих ГС,
- сохраняются нагнетательные ННС с ГРП, наследованные от базового варианта.

То есть, альтернативный вариант позволяет оценить, в какой мере расположенные у подошвы пласта нагнетательные ГС могут обеспечить вертикально-латеральный характер вытеснения нефти при наличии фонда добывающих ГС с МГРП и нагнетательных ННС с ГРП. Тем самым, исследуется возможность организации ВЛЗ в низкопроницаемых залежах, эксплуатируемых скважинами с ГРП и МГРП.

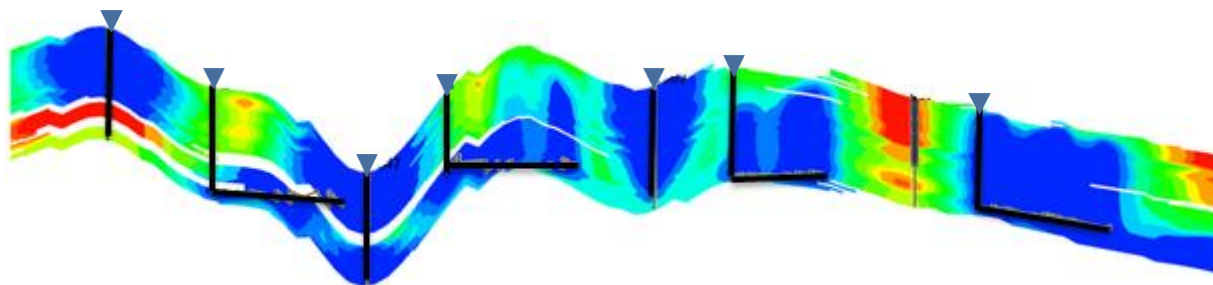


Рис. 57. Комбинирование нагнетательных ННС и ГС в варианте ВЛЗ. Цветом показаны подвижные запасы нефти в профильном разрезе вдоль нагнетательного ряда на 5 год разработки

В альтернативном варианте ввод нагнетательных ГС осуществляется постепенно в 2011 году, в соответствии с бурением близлежащих добывающих скважин.

Рис. 58 демонстрирует различие в динамике выработки запасов нефти по базовому варианту с ЛЗ и варианту с ВЛЗ. Здесь показано распределение подвижных запасов нефти через 10 лет разработки по результатам моделирования. Как видно из рис. 59, примерно за 10-15 лет вырабатывается основная часть запасов, затем темпы выработки снижаются. Через 10 лет накопленная добыча нефти по участку в базовом варианте составила 3522.7 ст.м³, а в варианте с ВЛЗ ОЗ – 4223.06 ст.м³, относительный прирост – 17%. В среднем бурение одной дополнительной нагнетательной ГС за 10 лет обеспечивает доп. добычу нефти около 40 тыс. т, что превышает уровень рентабельности .

Из рис. 58 видно, что при ВЛЗ подвижные запасы нефти вытесняются в области дренирования добывающих ГС с МГРП и далее могут быть эффективно извлечены добывающими скважинами. Напротив, в базовом варианте при латеральном вытеснении остаются невовлеченными запасы между добывающими ГС с МГРП, то есть дорогостоящие скважины не могут реализовать свой потенциал. Динамика выработки подвижных запасов, представленная в форме геолого-статистического разреза (рис. 60), также показывает более высокую эффективность ВЛЗ, особенно в начальный период разработки. Это важно с точки зрения технико-экономических показателей проекта. Тем не менее, из рис. 59 и 60, видно, что преимущества ВЛЗ в выработке запасов сохраняются и к концу основного периода разработки, то есть положительно сказываются на конечной нефтеотдаче.

Рис. 61-62 показывают, что вариант с ВЛЗ обеспечивает более эффективное ППД, что естественно сказывается на некотором увеличении темпов обводнения в относительно монолитном пласте при добывающих скважинах с ГРП. Тем не менее, прирост темпов обводнения относительно невелик, что отражается в положительном интегральном влиянии ВЛЗ на добычу нефти.

С другой стороны, за пределами 10-летнего периода пластовое давление в варианте ВЛЗ возрастает выше начального (рис. 62), что ускоряет темпы обводнения и приводит к постепенному снижению эффекта от ВЛЗ (рис. 63). Следовательно, оптимизация режимов работы нагнетательных скважин позволит дополнительно улучшить показатели по альтернативному варианту.

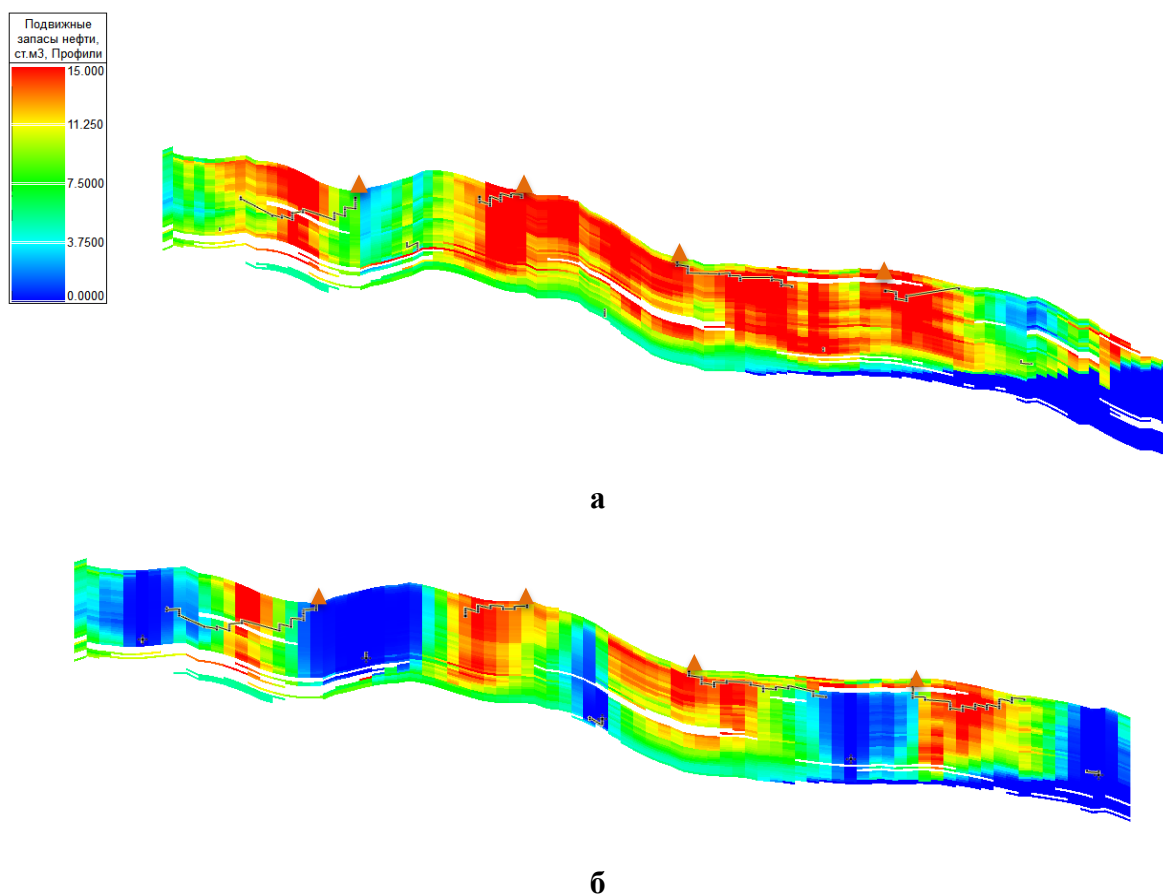


Рис. 58. Профильный разрез с распределением подвижных запасов нефти по ячейкам модели через десять лет разработки по базовому варианту (а) и варианту с ВЛЗ (б)

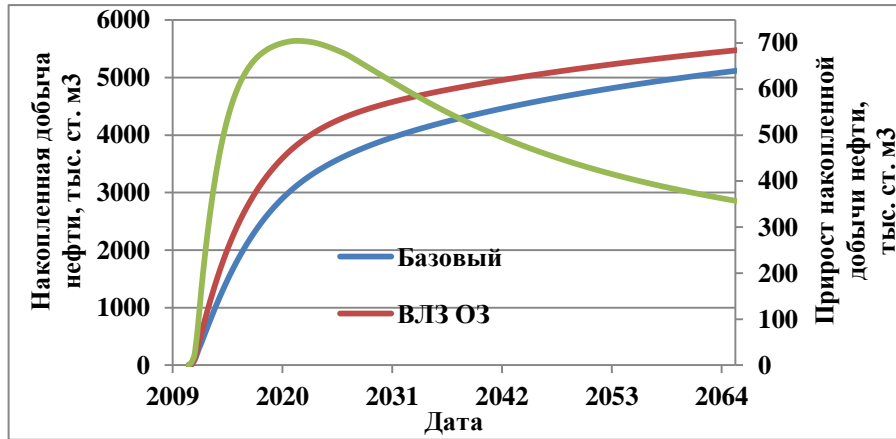


Рис. 59. Динамика накопленной добычи нефти по базовому варианту и варианту с ВЛЗ, а также динамика прироста накопленной добычи от реализации ВЛЗ

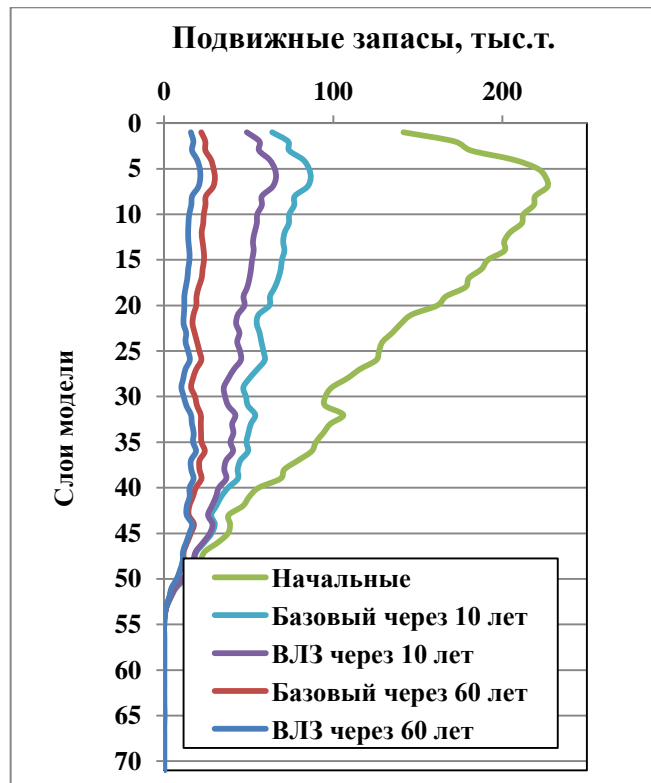


Рис. 60. Сравнительная характеристика выработки подвижных запасов по слоям модели по базовому варианту и варианту с ВЛЗ

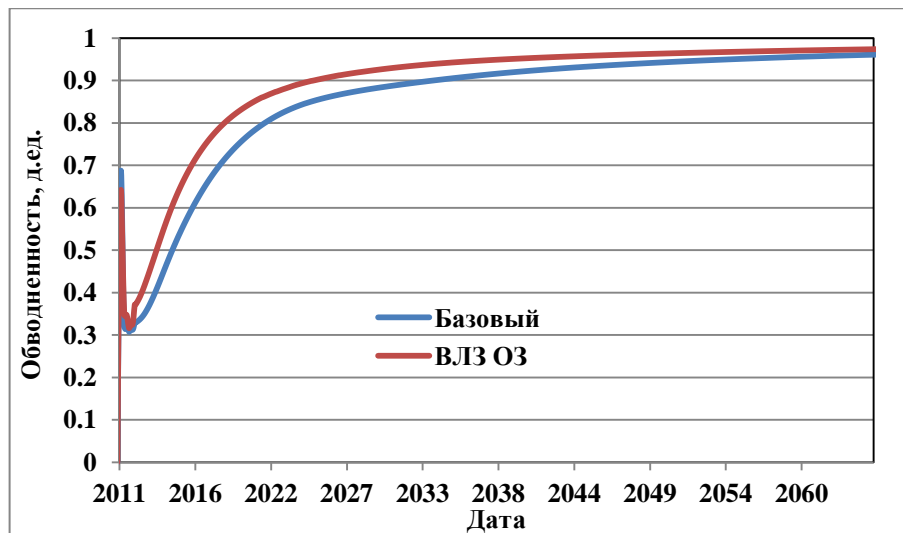


Рис. 61. Динамика интегральной обводненности продукции в сопоставляемых вариантах

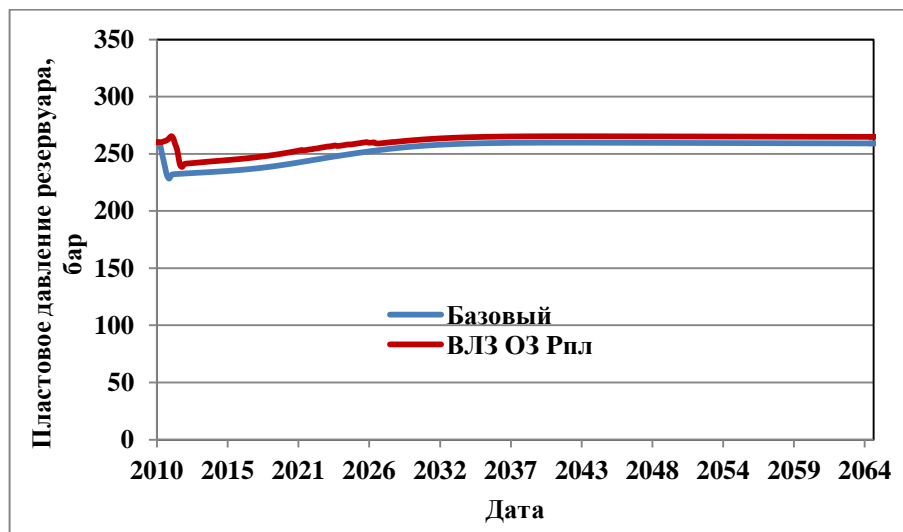


Рис. 62. Изменение среднего пластового давления во времени по базовому варианту и варианту с ВЛЗ

4.3. Оценка индивидуального влияния факторов

Проведенный сопоставительный анализ вариантов с ЛЗ и ВЛЗ позволяет выделить несколько важных факторов, требующих отдельной оценки.

- Целесообразно оценить возможный эффект от интенсификации ППД без перехода к ВЛЗ.

- Рис. 62 показывает, что даже по варианту с ВЛЗ ОЗ в первые годы наблюдается снижение пластового давления из-за медленной передачи воздействия от зон нагнетания к зонам отбора. Следовательно, целесообразно оценить возможный эффект от опережающего заводнения (ОЗ) [126].

- Учитывая наличие МГРП на добывающем фонде ГС, альтернативная схема ВЛЗ может основываться на размещении нагнетательных ГС у кровли пласта. В этом случае закачка будет осуществляться не в низко-, а в высокопроницаемые интервалы.

- Известно, что тонкие глинистые прослои в разрезе пласта могут размываться в процессе заводнения, приводя к интенсификации вертикальных перетоков [3, 72, 113, 114]. Влияние этого эффекта на показатели разработки при ВЛЗ также требуют отдельной оценки.

Перечисленные факторы исследованы на основе сопоставления результатов расчетов для следующих вариантов на период 5 лет.

1. Описанный выше базовый вариант (ЛЗ).
2. Вариант 1 с интенсификацией ППД нагнетательными ННС.
3. Описанный выше вариант ВЛЗ, нагнетательные ГС размещены у подошвы пласта.
4. Вариант 3 с ОЗ по нагнетательным ННС и ГС.
5. Вариант 4 с учетом эффекта размывания малочисленных тонких глинистых прослоев (на основе опции автовыклинивания).
6. Вариант 3, но нагнетательные ГС размещаются у кровли пласта.

На рис. 63 представлена сравнительная характеристика вариантов по динамике накопленной добычи нефти (прирост по сравнению с базовым вариантом приведен в скобках после номера варианта в легенде).

В варианте 2 интенсификация закачки производилась с приближением к уровню, аналогичному вариантам с ВЛЗ, но с использованием только наклонно-направленных нагнетательных скважин. Полностью требуемого уровня компенсации достичь не удастся. Результаты расчетов показали, что для монолитных низкопроницаемых объектов с небольшими толщинами накопленная добыча нефти за первые пять лет возрастает с увеличением интенсивности ППД вне зависимости от типа системы заводнения.

Тем не менее, по мере роста степени компенсации отборов закачка воды при ЛЗ становится неэффективной, способствует опережающему продвижению воды вдоль направления ГРП, что также может приводить к формированию избыточных геомеханических напряжений с дальнейшим развитием трещин и усилением неравномерности выработки запасов. В результате, в сравнении с аналогичным по интенсивности закачки вариантом ВЛЗ (вариант 3), различие в динамике накопленной добычи нефти начинает проявляться уже за пределами двухлетнего периода. В целом за 5 лет ВЛЗ обеспечивает существенную прибавку в накопленной добыче нефти – 28.8 % по сравнению с базовым вариантом и более 16% по сравнению с вариантом 2.

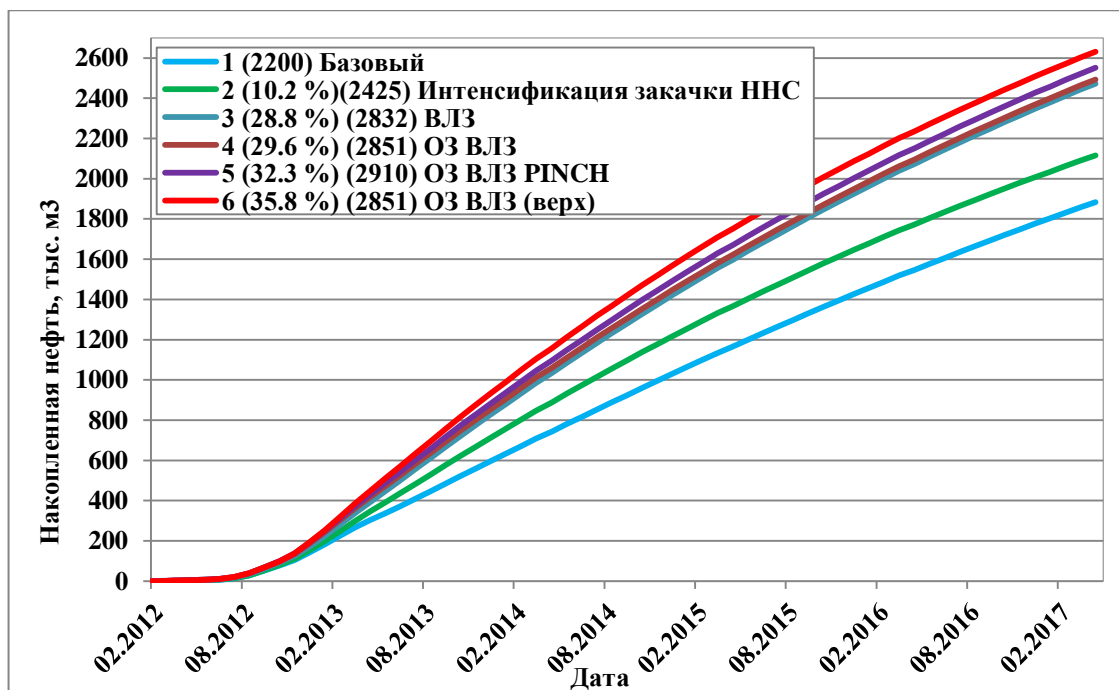


Рис. 63. Динамика накопленной добычи нефти по вариантам

Дополнительно применение опережающего заводнения исследуется в варианте 4. Здесь нагнетательные горизонтальные скважины вводятся на 6 месяцев раньше начала добычи из элемента разработки, а по нагнетательным наклонно-направленным скважинам фактический период отработки на добычу жидкости заменяется нагнетанием и добавляется 3 месяца нагнетания дополнительно. Результаты расчетов по варианту 4 показывают, что применение ОЗ также приводит к некоторому увеличению накопленной добычи нефти, особенно в первые 1-2 года.

Эффективность ВЛЗ существенно зависит от интенсивности вертикальных обменных процессов, контролируемых слабопроницаемыми глинистыми и плотными прослоями в разрезе пласте [3, 44, 105]. Оценка их параметров представляет сложную задачу и требует проведения специализированных промысловых исследований [44]. Влияние неопределенности вертикальной сообщаемости пласта за счет эффекта размывания тонких прослоев глин оценено в варианте 5 с применением опции автоматического выклинивания небольшого количества тонких слабопроницаемых прослоев. Опция выклинивания представляет собой игнорирование при фильтрации неактивных блоков с толщиной меньше заданной величины (рис. 64).

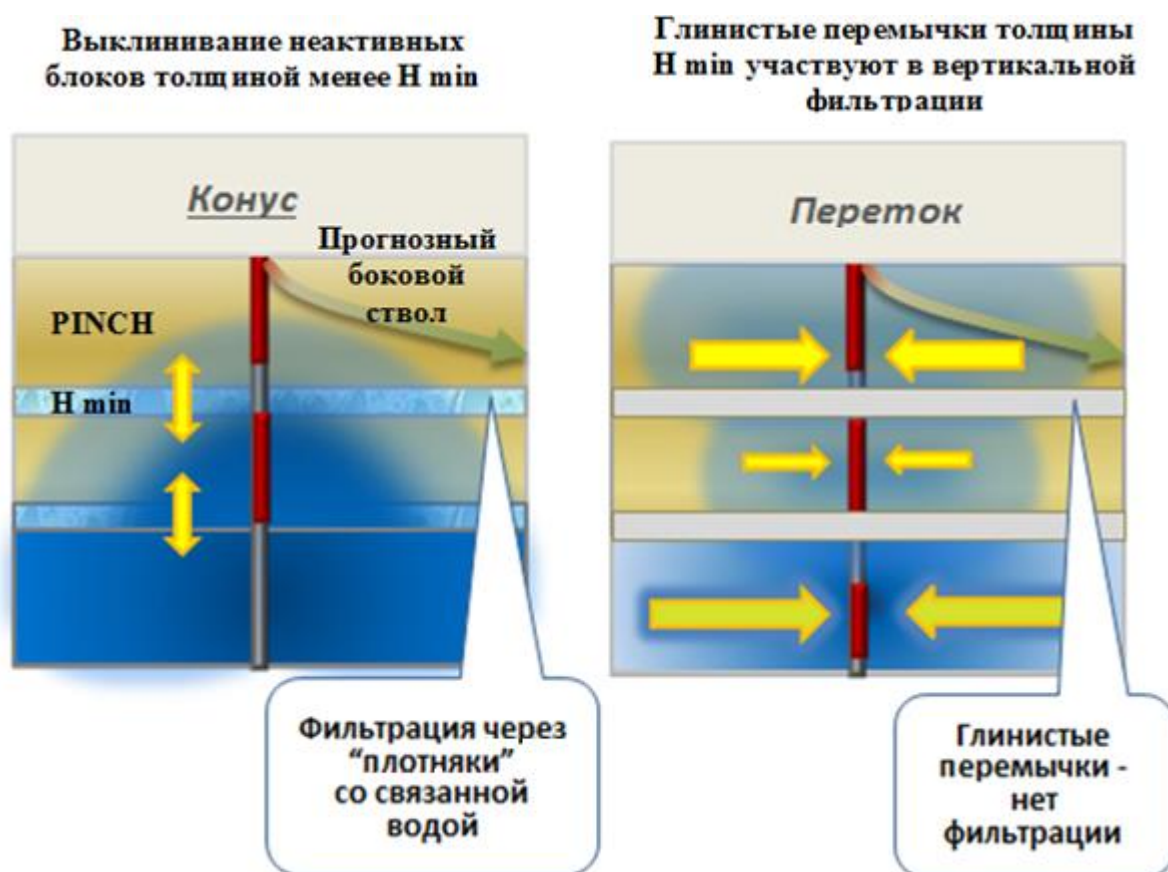


Рис. 64. Получение разных карт текущего состояния по объектам при одинаковом воспроизведении количества отобранной нефти в зависимости от использования выклиниваний неактивных блоков

С ростом интегральной проницаемости разреза по вертикали показатели ВЛЗ в низкопроницаемом разрезе дополнительно улучшаются.

Вариант 6 предполагает реализацию ВЛЗ с ОЗ, но при расположении нагнетательных ГС вблизи кровли пласта, в интервале с улучшенными фильтрационными свойствами. В рассматриваемом случае монолитного низкопроницаемого разреза с ухудшением свойств в направлении подошвы и при эксплуатации добывающих скважин с ГРП/МГРП, размещение нагнетательных стволов в прикровельных зонах положительно сказывается на показателях разработки. Таким образом, оптимизация параметров ВЛЗ позволяет дополнительно улучшить условия ППД и выработки запасов в конкретных геолого-промысловых данных.

Выводы по главе 4

В целом результаты выполненных в данной главе исследований показали следующее.

1. Применение ВЛЗ оправдано в монолитных низкопроницаемых пластах небольшой толщины с интенсивными системами разработки, несмотря на реализацию ГРП и МГРП на всем фонде добывающих ННС и ГС.

2. ВЛЗ на основе нагнетательных ГС одновременно решает задачи обеспечения более высокой степени компенсации отборов и повышения охвата пласта заводнением. В случае же традиционных систем ППД на основе ННС с ГРП указанные две задачи оказываются взаимно противоречивыми.

3. Оптимизация параметров ВЛЗ, в т. ч. по размещению ГС в разрезе пласта, а также в комбинации с ОЗ, позволяет дополнительно улучшить показатели разработки низкопроницаемых объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с наличием значительных ресурсов углеводородов, содержащихся в низкопроницаемых пластах в Западной Сибири, тематика поиска решений по оптимизации разработки залежей в пластах данных типов является востребованной и стратегически значимой для экономической составляющей региона и государства в целом. Проводимые специалистами исследования в данной области по отдельным объектам недостаточно освещены в печатных изданиях, что осложняет работу смежных специалистов по поиску оптимальных технологических решений. Задачи проектирования и разработки залежей нефти в низкопроницаемых пластах Западной Сибири нуждаются в более активных обобщающих научных исследованиях со стороны специалистов различного профиля для дальнейшего поиска перспективных решений, а также развития уже заложенных подходов.

Данная тема привлекает внимание не только отечественных, но и многочисленных зарубежных специалистов, которыми проводится и определяется развитие основной части передовых нефтесервисных технологических операций. Бурение и эксплуатация скважин интенсивного типа в сложных по совокупности геолого-физических факторов пластах требует развития и корректировки устоявшихся подходов к проектированию разработки.

В данной работе проведен анализ существующих подходов и обоснованы с помощью многовариантного компьютерного моделирования типовые рекомендации по оптимизации площадных систем заводнения в низкопроницаемых недонасыщенных по нефти коллекторах на основе скважин различного типа, в том числе горизонтальных скважин с несколькими трещинами гидравлического разрыва. А также предложены методики и проведены исследования особенностей динамик параметров работы скважин различных типов в подобных залежах.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых пластах на основе использования скважин высокого типа интенсивности, когда основной период эксплуатации относится к неустановившемуся режиму, требует синхронизации по времени и соответствия по объему дренирования между добывающими и нагнетательными скважинами в элементах разработки, достижения их своевременного и эффективного взаимодействия ними.

2. Реализуемые на многих месторождениях Западной Сибири интенсивные площадные системы разработки низкопроницаемых, в частности, юрских отложений далеки от реализации своего потенциала вследствие недостаточной эффективности системы ППД. В таких условиях средне- и долгосрочная динамика дебитов добывающих скважин, особенно скважин с горизонтальным окончанием и/или ГРП, определяется не их продуктивностью, а возможностями компенсации нагнетательными скважинами отбираемых из пласта объемов флюидов.

3. Для типичных условий и систем разработки низкопроницаемых юрских залежей Западной Сибири опережающее заводнение является низкзатратным и эффективным способом краткосрочного улучшения технико-экономических показателей проекта без ухудшения долгосрочной динамики разработки.

4. В связи с тем, что поведение технологических показателей скважин сложного строения с высокой степенью интенсификации притока в низкопроницаемых нефтяных пластах существенно отличается от поведенческих характеристик классических скважин в пластах с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами, большое внимание уделено исследованию поведения скважин нового типа при неустановившихся и нестационарных режимах, на которые приходится значительный объем выработки запасов из дренируемых областей фильтрации.

5. На основе разработанного приема корректировки формулы притока к скважинам, в том числе с трещинами гидроразрыва, проведены многовариантные численные эксперименты. По результатам которого установлено значимое влияние капиллярного концевго эффекта на нестационарные динамики технологических показателей эксплуатации скважин, в особенности горизонтальных скважин с многократными гидроразрывами, в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных пластах.

6. На основе типичных промысловых данных созданы фильтрационные модели элементов разработки и проведены численные эксперименты, по которым установлены особенности неравномерности притока фаз к горизонтальным скважинам с несколькими

трещинами гидроразрыва в недонасыщенных пластах как во времени, так и по интервалам ствола и трещин ГРП.

7. Созданы модели и проведены численные эксперименты для типовых условий эксплуатации монолитных неоднородных низкопроницаемых пластов небольшой толщины с интенсивными системами разработки. Обоснована оправданность применения вертикально-латерального заводнения в таких условиях, несмотря на реализацию ГРП и МГРП на всем фонде добывающих ННС и ГС.

8. Вертикально-латеральное заводнение на основе нагнетательных ГС одновременно решает задачи обеспечения более высоких темпов выработки за счет роста степени компенсации отборов и повышения охвата пласта заводнением. В случае же традиционных систем ППД на основе ННС с ГРП указанные две задачи оказываются взаимно противоречивыми.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акиншин А.В., Ефимов В.А. Разработка алгоритмов интерпретации данных геофизических исследований скважин, повышающих достоверность расчета параметров. // Нефтяное хозяйство, №11, 2013, с. 87-89.
2. Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов / Ред. Ю.Н. Каргодин. – Новосибирск: Изд-во НГУ. 2003.158с.
3. Александров А.А., Габдраупов О.Д., Девяткова С.Г., Сонич В.П. Петрофизическая основа и оценка влияния глинистых пород, пластов и экранов на показатели разработки залежей. // Нефтяное хозяйство, №2, 2016, с. 38-43.
4. Алтунин А.Е., Мальшаков А.В., Семухин М.В., Ядрышникова О.А. ООО ТННЦ. Методы компьютерной обработки фотографий керна при изучении коллекторских свойств продуктивных пластов. // Нефтяное хозяйство, №11, 2013, с. 12-16.
5. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта: Перевод с англ. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
6. Антонцев С.Н. Фильтрация в прискважинной зоне пласта и проблемы интенсификации притока / С.Н. Антонцев, А.В. Доманский, В.И. Пеньковский. Новосибирск: Ин-т гидродинамики СО РАН, 1989
7. Атлас геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа Югры. – Государственное предприятие Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана». Ханты-Мансийск, 2007, с.154-155.
8. Байков В.А., Давлебаев А.Я., Иващенко Д.С. Интерпретация кривых изменения давления/добычи на неустановившихся режимах в сверхнизкопроницаемых коллекторах с учетом нелинейной фильтрации. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. SPE-171174-RU.
9. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», №1, 2011, с.84-98, <http://www.ogbus.ru>
10. Байков В.А., Колонских А.В., Макастров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г., Якасов А.В. Нестационарная фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений. // Нефтяное хозяйство, №10, 2013, с.52-56.
11. Баишев Б.В., Исайчев В.В., Кожакин С.В. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1978 – 197с.

12. Баишев Б.Т., Буракова С.В., Чоловский В.И. Сравнительная оценка показателей работы рядных и площадных систем воздействия. // Нефтяное хозяйство, №6, 1989, с.39-44.
13. Баренблатт Г.И., Ентов В.И., Рыжик В.М. Движение жидкости и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. – 211с.
14. Баренблум Р.А. Моделирование методом линий тока с капиллярным эффектом применительно к проблемам нефтедобычи. // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. Датский технический университет, 2004, 171 с.
15. Блинова Е.Ю., Индрупский И.М. Прогноз капиллярных кривых полиминерального терригенного коллектора по геофизическим данным. // Георесурсы, 1(60), 2015, с. 3-7.
16. Большаков, Ю.Я. Принцип заводнения залежи нефти при учете действия капиллярных сил / Ю. Я. Большаков, Ю. В. Батыров // Известия вузов. Нефть и газ. - 2012. - № 2. - С. 6-10.
17. Бородич И.В., Ткачев Д.Г. Оценка перспектив применения технологии многостадийного ГРП и выбор оптимального типа заканчивания проектной скважины. // ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ, №1 (47), 2016, с. 44-46.
18. Вахрушева И.А., Леванов А.Н., Ручкин А.А., Елизаров О.И., Романчев М.А. Сравнительная эффективность выработки запасов в площадной и рядной системах разработки на примере Пермьяковского месторождения. // Нефтяное хозяйство, 2010, №7, с. 92-95.
19. Веремко Н.А. ОАО «ЛУКОЙЛ», Шкандратов В.В., Шаламова В.И., Рачева Л.Д., Вахрушев В.В., Задворнов А.А. Опыт применения многозонных ГРП в горизонтальных скважинах., Филиал ООО «ЛУКОЙЛ - Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г.Тюмень. // Вестник ЦКР Роснедра, №4, 2012, с. 9-14.
20. Волков Ю.А., Михайлов В.Н. О количественных критериях качества информации для цифровых моделей, создаваемых с целью подсчёта-пересчёта запасов и обоснования эффективности МУН и ГТМ. // Конференция ОАО "ЛУКОЙЛ". - Москва, 2014. - 4с.
21. Волокитин Я.Е., Хабаров А.В., Баранов В.Б., Анискин А.А., G.de Brouker. Новые стандарты изучения месторождений – разрез своими глазами. Опыт отбора и анализа керна на месторождениях «Салым Петролеум Девелопмент», // ROGTECMAGAZINE, с.46.

22. Выгон Г., Рубцов А., Клубков С., Ежов С., Белова М., Козлова Д., Ли Д. Нетрадиционная нефть: станет ли Бажен вторым Баккеном? // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, октябрь, 2013.
23. Галеев Р.Р., Колонских А.М., Хабибуллин Г.И., Мусабилов Т.Р., Судеев И.В. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва. // Нефтяное хозяйство. №10, 2013, с.62-65.
24. Гатауллин Т.И., Елисеев П.И., Завалин Ф.С. Лутфуллин А.А. Подбор оптимального типа заканчивания скважин с ГРП на основе моделирования системы разработки высокорасчлененного пласта. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October 2015, Moscow, Russia. SPE – 162020 – RU
25. Гиляев Г.Г., Афанасьев И.С., Тимонов А.В., Судеев И.В., Ситдилов С.С., Мусабилов Т.Р., Колонских А.В., Галеев Р.Р. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения. // Научно-технический вестник ОАО «НК РОСНЕФТЬ», 2012, с.22.
26. Гильмиев Д.Р. Гидродинамическая модель фильтрации жидкости в пласте при наличии трещин гидроразрыва. // Нефтяное хозяйство, №7, 2013, с.108-110.
27. Глебов А.С., Уткин П.С., Хабаров А.В. Проведение комплексного петрофизического моделирования для выявления продуктивных участков объекта БВ₈ Самотлорского месторождения. // Нефтяное хозяйство, №3, 2013, с. 10-13.
28. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. – М.: Недра, 1986 – 160 с.
29. Городилов А.В. Санкт-Петербургский государственный университет экономики и финансов. Трансформационные процессы как форма стратегической реструктуризации нефтесервисных компаний. // Экономика и управление, №10(71), с.176 2010.
30. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неоконских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): Монография.- Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 141с.
31. Гутман И.С. Особенности новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. // Нефтяное хозяйство, №8, 2014 с.10-12.
32. Дмитриевский А.Н. Закон Дарси – взгляд геолога. // Тр. IV НПК им. Лисовского Н.Н. «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки месторождений». – М.: 2014, апрель.

33. Дмитриевский А.Н. Институту проблем нефти и газа РАН – 25 лет. Сообщение 2 // Электронный научный журнал "Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика", Выпуск 1(7), 2013
34. Дмитриевский А.Н., Холодов В.Н., Кузнецов В.Г., Пустовалов Л.В. и развитие нефтегазовой литологии // Литология и полезные ископаемые. № 3, 2013, с. 286-291.
35. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А., Самойлова А.В. Моделирование геологического строения и механизмов формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири // Электронный научный журнал "ГЕОРЕСУРСЫ. ГЕОЭНЕРГЕТИКА. ГЕОПОЛИТИКА"., выпуск 2(6), 2012.
36. Доктор С.А., Толмачев А. и Чебыкин Н., Газпронефть-Хантос; Юдин А., Рухлов В., Громовенко А. и Матур А., Шлюмберже. Применение гидроразрыва с созданием каналов в горизонтальных скважинах увеличивает продуктивность и снижает аварийность. Первый опыт в России, Южно-Приобское нефтяное месторождение. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. SPE-171221-RU.
37. Еремин А.Н. Новая классификация цифровых и интеллектуальных скважин. // Современные методы и алгоритмы систем автоматизации (СА) в НГК, №2 (24), 2016, с. 2-4.
38. Ефимов В.А., Акманаев А.Р., Акиншин А.В. Определение доли глинистых прослоев и включений по фотографиям колонки керна. // Нефтяное хозяйство, №10, 2013 с. 88-90.
39. Жучков С.Ю. Моделирование кислотного воздействия на призабойную зону горизонтальной скважины. // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. М.: ФГБОУ ВПО «Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина». 2013, 100 с.
40. Жучков С.Ю., Каневская Р.Д. Опыт моделирования и оценки эффективности горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва на Верхне-Шапшинском месторождении. // Нефтяное хозяйство, №7, 2013, с. 92 -96.
41. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: 2004. – 520с.
42. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Инновации в разработке месторождений нефти и газа // Вестник РАН. 2012. Том 82. №5. С. 425–431

43. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Анিকেев Д.П. Нереализованные резервы в нефтегазовом недропользовании Отчизны. // Георесурсы, 1(60), 2015, с. 33-38.
44. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2009. 484 с.
45. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Рощина И.В., Закиров Э.С., Анিকেев Д.П. Новая технология вертикально-латерального сайклинг-процесса с использованием горизонтальных скважин. // Электронный журнал «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика» (www.oilgasjournal.ru), № 1, 2010.
46. Закиров С.Н., Муслимов Р.Х., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Смоляк С.А., Розман М.С., Волков Ю.А., Анিকেев Д.П., Дубровский Д.А., Баганова М.Н., Цаган-Манджиев Т.Н. Болевые проблемы нефтегазового недропользования. // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. С.4-8.(ВЛЗ)
47. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд.дом "Грааль", 2001
48. Закревский К.Е. Геологическое моделирование 3D. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. 376с.
49. Закревский К.Е., Насонова Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. – Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2012. – 80с.
50. Захарова К. Счастливая цифра 13. // Газета Нефтяник Западной Сибири. Выпуск №17(402), 2016, с.4.
51. Зиганбаев А.Х., Сулейманов Д.Д. Прогнозирование литологической изменчивости баженовской свиты при помощи синхронной инверсии. ООО «РН-УфаНИПИнефть». // Нефтяное хозяйство №10, 2013, с.46-49.
52. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти – М.: Наука, 2000. — 414 с.
53. Игнатьев А.Э., Мукминов И.Р., Викулова Е.А., Пепеляев Р.В. Многостадийное ГРП в горизонтальных скважинах как метод эффективной разработки газоконденсатных скважинах как метод эффективной разработки газоконденсатных месторождений Арктики. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 18-20 October 2011, Moscow, Russia. SPE – 149925.

54. Индрупский И.М. Учет капиллярно удерживаемой воды при моделировании двухфазной фильтрации в лабораторных и пластовых условиях // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2009. №11. С. 45-53.
55. Индрупский И.М., Блинова Е.Ю., Коваленко К.В. Влияние неоднородности вещественного состава цемента на петрофизические и фильтрационные характеристики коллектора. // Нефтяное хозяйство, №7, 2013, с. 76-80.
56. Казбулатов И.Г., Рубцова А.В., Юнусов Р.Р., Волянская В.В. Многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах в комплексе с микросейсмическим мониторингом и кросс-дипольным акустическим каротажем. // Нефтяное хозяйство, №9, 2014 с. 93-95.
57. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.
58. Кирнос Д.Г., Закревский К.Е. Повышение качества создания сейсмогеологических моделей. // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть», №2, 2014, с.60-63.
59. Клаас ван Гейтенбеек, Фрейзер Мак-Нил, Леон Массарас. Новая методика многозонного гидроразрыва со спуском оборудования на гибких НКТ: нестандартный процесс для нетипичных коллекторов. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October 2015, Moscow, Russia. SPE-159340-RU.
60. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 218с.
61. Коллинз Р. Течение жидкостей через пористые материалы. – М.: Мир, 1964. 350 с.
62. Комягин А. Теория и практика организации работ по управлению заводнением в ООО «Лукойл-Западная Сибирь». ЗАО «Тюменский институт нефти и газа». // Материалы технической конференции SPE «Управление заводнением на нефтяных месторождениях». 2-3 декабря, 2015. Тюмень.
63. Кондратьева Н.Р. Численно-аналитические решения задачи двухфазной фильтрации с учетом капиллярных и массовых сил. // Диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук. ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный авиационный технический университет», 2012.
64. Коротков С.В. Особенности применения систем горизонтальных скважин при разработке низкопроницаемых коллекторов. // Диссертация на соискание ученой

степени к.т.н. Государственная Академия нефти и газа им. И.М. Губкина. Москва 1998, 155 с.

65. Краснощекова Л.А., Меркулов В.П. Петрофизическая неоднородность нефтеносных коллекторов игольско-талового месторождения (Томская область). Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/4/26_2014.pdf

66. Кривова Н.Р., Решетникова Д.С., Федорова К.В., С.В. Колесник. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений Западной Сибири системой горизонтальных скважин. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 9, 2013. с. 52-57.

67. Кувакина М.С. Интеллектуальные системы заканчивания скважин для увеличения эффективности выработки контактных запасов. // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ», №1, 2015. с. 36-39.

68. Кузьмичев О.Б. Нефтеносность низкоомных терригенных коллекторов Западной Сибири. // Материалы конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», апрель, 2014. Уфа.

69. Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов Баженовской свиты с применением кислотной обработки. // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». СПб, 2016, с.131.

70. Лубнин А.А., Юдин Е.В., Щутский Г.А. Инженерный подход к решению задач заводнения. // Научно-технический вестник ОАО «НК РОСНЕФТЬ», 2013, с.14-18.(ОЗ).

71. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 638 с.

72. Мамедов Т.М., Левин Д.Н., Савичев К.С. Построение геолого-фильтрационной модели пласта БС₁₁ Майского месторождения на основе детального выделения литотипов и петрофизических зависимостей от эффективной пористости. // Нефтяное хозяйство, №5, 2011, с. 12-16.

73. Материалы пятого Всероссийского совещания «Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии». / Захаров В.А., Рогов М.А., Шурыгин Б.Н. (ред.) Тюмень, 2013, с. 269.

74. Медведский Р.И., Леванов А.Н. Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов при совместном применении ГРП и заводнения (на примере горизонта ЮВ₁) // Нефтепромысловое дело, №4, 2010. с.32-38.

75. Михайлов А.Н. Влияние капиллярных концевых эффектов на показатели разработки. // Нефтяное хозяйство, №9, 2013, с.54-56.
76. Михайлов Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон - М.: Недра, 1996, 349 с.
77. Михайлов Н.Н., Кольчицкая Т.Н., Семенова Н.А Роль концевых эффектов в формировании целиков остаточной нефти // Бурение и нефть. - 2002. – N 8.
78. Надеждин О., Зайрулина Э., Ефимов Д., Савичев В. Алгоритмы автоматической увязки керна и ГИС по глубине в задачах построения петрофизической модели. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. SPE-171202-RU.
79. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб.пособие для ВУЗов.- М.:РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2011.- 156с.: ил. ISBN 978-591961-010-6.
80. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Издательство Академии горных наук, 2000. – 247с.
81. Новая Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов будет введена с 1 января 2016 г. Приказ Минприроды России зарегистрирован Минюстом России 31 декабря 2013 г.
82. О.Б. Бочаров, И.Г. Телегин. Влияние граничных условий на водонасыщенность вблизи скважин. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2011. - №2.
83. Потрясов А.А. Бурение многозабойных скважин как метод разработки контактных сложноизвлекаемых запасов. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. С.40-42.
84. Потрясов А.А., Шкандратов В.В. Опыт применения горизонтальных скважин с многозонным ГРП на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». // Сборник тезисов Альметьевск, 2012.
85. Проскурин В.А. Совершенствование технологий многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов». Уфа, 2014.

86. Пуртова И.П., Тимчук А.С., Шпуров И.В. Анализ эффективности систем разработки юрских залежей. // Нефтегазовая вертикаль, специальный выпуск «Сборник 35 лет ЗапСибНИИГГ». – 2010. – с.61-64.
87. Резванов Р.А., Смирнов О.А. Состояние и проблемы петрофизического изучения доюрского фундамента на примере месторождения Шаимского района Западной Сибири. // Нефтяное хозяйство, №4, 2014, с. 20-24.
88. Романычев М.А., Черных Д.Г., Кириллов А.И., Зеленов И.А., Накрайников А.А. Предварительные результаты комплексного решения задач разработки юрских отложений месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти. // Нефтяное хозяйство. №10, 2013, с. 66-69.
89. Рыжов А.Е., Рассохин С.Г., Троицкий В.М., Шеберстов Е.В., Корчажкина И.Ю., Кошелев А.В., Жариков М.Г. Физическое и математическое моделирование многофазной фильтрации при проектировании разработки нефтяной оторочки Ен-Яхинского НГКМ. // Научно-технический сборник – ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ, N1(12) 2013, с.126-137.
90. Савенко В.А. Палеогеография и палеогеоморфология верхнеюрских и неокомских толщ в Шаимском НГР и прилегающих районах Западной Сибири. // Литосфера, N1, 2011, с.46-60.
91. Свалов А.М. Проблемы определения капиллярного давления в образцах горных пород методом центрифугирования. // Нефтяное хозяйство (Часть 1), №8, 2014, с. 40-43.
92. Синцов И.А. Сравнение эффективности применения геолого-технических мероприятий для условий верхнеюрских пластов Западной Сибири. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 14-16 October 2014, Moscow, Russia. SPE-171231-RU.
93. Состояние и пути повышения эффективности извлечения трудноизвлекаемых запасов среднеюрских залежей нефти. В.А. Захарченко, И.В. Шпуров // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала хантымансийского автономного округа-югры. XVII Семнадцатая научно-практическая конференция Том1. 2014. с.269-285.
94. Способ разработки нефтяной залежи с низкопроницаемым коллектором. / Патент РФ № 2379491. Авторы: Индрупский И.М., Закиров С.Н., Васильева З.А., Морев В.А.
95. Способ разработки нефтяных низкопроницаемых залежей с применением горизонтальных скважин с поперечно-направленными трещинами гидроразрыва пласта. Патент RU 2515628. 16.01.2013. / Байков В.А., Колонских А.В., Евсеев О.В., Галеев Р.Р., Торопов К.В., Степанов М.А., Валеев С.В.

96. Способ разработки нефтяных низкопроницаемых залежей. Патент RU 2547848 / Афанасьев И.С., Евсеев О.В., Колонских А.В., Байков В.А.

97. Стародубцев О. В. Повышение эффективности системы заводнения на ачимовских отложениях за счет оптимизации размещения скважин (на примере Поточного месторождения) // Сб. тезисов Том 1. Нефть и газ 2016. Москва 18-20 апреля 2016г приуроченная к III национальному нефтегазовому форуму. Юбилейная 70-я международная молодежная научная конференция. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. С. 296.

98. Стародубцев О.В., Соколов И.С. Применение аналитических методов при анализе эффективности системы заводнения на объекте Ачимовская толща Поточного месторождения / Сб. материалов XIV конф. молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории ХМАО-Югры.

99. Стрикун М.М., Пленкина М.В. Особенности разработки юрских отложений месторождений Сургутского свода. // Нефтяное хозяйство, №6, 2009, с.

100. Таужнянский Г.В., Рудакова О.Ю., Тимофеева О.А., Малинин А.В. Применение данных ядерно-магнитного каротажа при петрофизическом обосновании количественных критериев выделения терригенных коллекторов месторождений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №9, 2013, с. 42-44.

101. Теплых Ю.А., Черепанов Е.А. Разработка методического обеспечения интерпретации данных керн и ГИС сложнопостроенных, заглинизированных коллекторов с текстурным строением / XIII конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени: сб. докл. – Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2014. – С. 54-59.

102. Тимчук А.С. Определение эффективных систем и технологий разработки крупных залежей в юрских отложениях (на примере Хохряковского и Ершового месторождений). // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. «Тюменский государственный нефтегазовый университет». 2007, 124 с.

103. Трегубова Л.В., Громов М.А., Санников И.Н., Сваровская М.Г. О моделировании литологического и параметрического разнообразия пород. // Материалы конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», апрель, 2014. Уфа.

104. Федоров А.И., Давлетова А.Р., Колонских А.В., Торопов К.В. Обоснование необходимости учета изменения напряженного состояния пласта при разработке

низкопроницаемых коллекторов. // Научно-технический вестник ОАО «НК РОСНЕФТЬ», 2013, с.25.

105. Хабаров А., Мальшаков А., Ошняков И. Оценка свойств тонкослоистых коллекторов. Скрытые проблемы. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. SPE-171207-RU.

106. Халиков Р.К. Уплотняющее бурение ГС с МГРП на низкопроницаемый пласт АС12 с целью интенсификации добычи нефти, повышение эффективности ППД и увеличения КИН Приобского месторождения. // Материалы технической конференции SPE «Управление заводнением на нефтяных месторождениях». 2-3 декабря, 2015. Тюмень.

107. Хасанов М.М., Булгакова Г.Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003, 288 с.

108. Хасанов М.М., Краснов В.А., Коротовских В.А. Определение оптимального периода отработки нагнетательной скважины на нефть. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – №5. – С. 19-22.

109. Хасанов М.М., Мельчаева О.Ю., Ситников А.Н., Рошкетаяев А.П. Динамика добычи из скважин с гидроразрывом пласта в экономически оптимальных системах разработки. // Нефтяное хозяйство, №12, 2013, с. 36-39.

110. Хасанов М.М., Урмаев О.С., Нехаев С.А., Карамутдинова Д.М. Выбор оптимальных параметров системы разработки нефтяного месторождения. // Нефтяное хозяйство, № 12, 2012 с. 26-31.

111. Хромовских А.Ю., Волощук Г.М. Особенности формирования верхнеюрских нефтяных залежей юго-востока западно-сибирской плиты. // Геология нефти и газа. Известия томского политехнического университета. №1. 2011. Т.318. С. 102-106.

112. Черевко М.А. Оптимизация системы горизонтальных скважин и трещин при разработке ультранизкопроницаемых коллекторов. // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. «Тюменский государственный нефтегазовый университет». 2015, 156 с.

113. Черемисин А.Н., Черемисин Н.А., Костюченко С.В. Торопецкий К.В., Рязанцев А.Э. Решение задач неравновесной фильтрации на коммерческих симуляторах. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. SPE-171260-RU.

114. Черемисин Н.А., Рзаев И.А., Алексеев Д.А. Влияние пространственной связности и фильтрационно-емкостных свойств неколлекторов и глин на разработку месторождений. // Нефтяное хозяйство, №11, 2015, с. 32-35.
115. Шаимский нефтеносный район. / Ред. И.И. Нестеров. ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1971. Выпуск 43.
116. Шакиров Р.Р. Переформирование существующей системы ППД в зонах низких ФЕС. // Материалы технической конференции SPE «Управление заводнением на нефтяных месторождениях». 2-3 декабря, 2015. Тюмень.
117. Шандрыгин А.Н. Цифровой анализ керн для фильтрационных процессов – это миф или реальность? // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. SPE-171216-RU.
118. Швидлер М.И., Леви Б.И. Одномерная фильтрация несмешивающихся жидкостей. М.: Недра, 1970. – 156 с.
119. Шиманский В.В. Закономерности формирования неструктурных ловушек и прогноз зон нефтегазонакопления в Юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири. // Диссертация на соискание ученой степени д. г.-м. н. ВНИГРИ СПб, 2003, с. 277.
120. Шмырина В.А., Саэтгалеев Я.Х. Влияние глинистого фактора на эффективность разработки месторождений (на примере Кустового и Ватьеганского месторождений. Пласт ЮС 11) / Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры: сб. докл. 17-й науч.-практич.конф. // Под ред. Шпильмана А.В., Волкова В.А. – Т. 2. - Ханты-Мансийск: ОАО «Тюменский дом печати», 2014. - С. 66-73.
121. Шпуров И.В., Тимчук А.С., Федоров К.М., Хабаров В.В. Методика построения петрофизических моделей для юрских отложений на примере Хохряковского месторождения. // Нефтяное хозяйство, №1, 2007, с.22-24.
122. Шу Янг и Пичуань Дунг, Чженьчжун Цай, Сяююй Дзи, Ганн Лей, Чзысен Ву и Дун Жуйтао, Чженьчжун Чжан. Изучение остаточных запасов нефти в пористой среде на микро и нано уровнях. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. SPE-171154RU.
123. Шупик Н.В. Влияние капиллярных концевых эффектов на работу скважин различного типа в недонасыщенных коллекторах // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 7. С.32-36.
124. Шупик Н.В. Исследование влияния нестационарного двухфазного притока на обводнение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 6. С.16-20.

125. Шупик Н.В. Моделирование технологических режимов работы скважин различного типа в недонасыщенных коллекторах Западной Сибири с учётом капиллярного концевое эффекта / Индрупский И.М., Ястребкова К.А., Шупик Н.В. Международная конференция «Тюмень-2015. Глубокие горизонты науки и недр». Тюмень, 2015, 23–27 марта.
126. Шупик Н.В. Повышение эффективности поддержания пластового давления на основе опережающего заводнения / Индрупский И.М., Шупик Н.В., Закиров С.Н. // Технологии нефти и газа. – 2013. – №3. – С. 49-55.
127. Шупик Н.В., И.М. Индрупский. Повышение эффективности выработки запасов в низкопроницаемых пластах на основе вертикально-латерального заводнения // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 5 (51). С. 14-17.
128. Элланский М.М. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Единая теоретическая модель проницаемости продуктивных отложений с межгранулярным типом пустот. // Геофизика, N 6, 2001, с. 28-30, 35-37.
129. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 года №1715-Р. // Прил. к общ. - дел. ж. «Энергетическая политика». М.: ГУ ИЭС, 2010. 184с.
130. Afanasiev I.S., Baikov V.A., Kolonskich A.V., Fedorov A.I., Maltsev V.V. Development of ultra low-permeability oil reservoirs. // Neftyanoe hozyastvo, Vol. 5, 2014, pp. 82-86.
131. Al-Tailji W.H., Shah K., Davidson B.M. The Application and Misapplication of 100-mash sand in multi-fractured horizontal wells in low-permeability reservoirs. // SPE hydraulic fracturing technology conference held in the woodlands, Texas, USA, 9-11 February 2016. SPE-179163-MS.
132. Basak K. Integrated reservoir characterization and modeling in support of enhanced oil recovery for Bakken. // A thesis submitted to the Faculty and the Board of Trustees of the Colorado School of Mines in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy (Petroleum Engineering).
133. Bogachev K., Shelkov V. A New Approach in Modeling Hydraulic Fractures and Auto Fractures at Injectors in Full-field Models. // Russian oil and gas technical conference and exhibition held in Moscow, Russia, 26-28 October 2010. SPE - 138071-MS.
134. Bogachev K., Shelkov V., Zhabitskiy Y., Eydinov D., Robinson T. A New Approach to Numerical Simulation of Fluid Flow in Fractured Shale Gas Reservoirs // Canadian unconventional resources conference held in Calgary, Alberta, Canada. 15-17 November 2011. SPE - 147021-MS.

135. Cai J.-C. A fractal approach to low velocity non-Darcy flow in a low permeability porous medium. // Hindawi publishing corporation mathematical problems in ingeneering Vol. 23. – 2014, China. Article ID 364678, p 9.
136. Chan P., Etherington J.R., Aguilera R. Using the SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG PRMS to Evaluate Unconventional Resources. // SPE Annual technical conference and exhibition held in Florence, Tuscany, Italy, 20-22 September 2010. April 2012, SPE Economics & Management.
137. Chaudhary A. S. Shale oil production performance from a stimulated reservoir volume. // Submitted to the Office of Graduate Studies of Texas A&M University in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science, 2011.
138. Ding Didier Yu, Wu Yu-Shu, Farah Nicolas, Wang Cong, Bourbiaux. Numerical Simulation of low permeability unconventional gas reservoirs. // European Unconventional Conference and Exhibition held in Vienna, Austria, 25-27 Feb. 2014. SPE - 167711.
139. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. // Prepared by: Advanced Resources International June 2013.
140. Henderson J. Tight oil development in Russia. The Oxford institute for energy studies. A recognized independent centre of the university of Oxford. October 2013. p.22.
141. Kikuchi Marcelo M., Branco Celso C.M., Bonet Euclides J., Zanoni Rosangela M., Carlos M. Paiva. Water Oil relative permeability comparative study: steady versus unsteady state. // International Symposium of the Society of Core Analysts held in Toronto, Canada, 21-25 August 2005. SCA2005-77 1/7.
142. Liu H., Wang J., Zheng J., Zhang Y. Single-phase inflow performance relationship for horizontal, pinnate-branch horizontal, and radial-branch wells. // SPE Journal, April, 2013, SPE-163054-PA, pp.219. - 232.
143. Massaras L., McNealy T. Highly Accurate Prediction of Screenouts in the Eagle Ford Shale with the Screenout Index. // SPE annual technical conference and exhibition held in San Antonio, Texas, USA, 8-10 october 2012. SPE - 157613.
144. Muskat M., Meres M.W. The flow of heterogeneous fluids through porous media // Physics, vol. 7, Sept. 1936, p.346-363
145. Maxwell S. C. and Cipolla C. What Does Microseismic Tell Us About Hydraulic Fracturing? // SPE annual technical conference and exhibition held in Denver, Colorado, USA, 30 october -2 november october 2011. SPE - 146932.

146. McDaniel B.W., Weaver J.D. Fracture Stimulate and Effectively Prop Fracs: The Conductivity Challenges of Liquids Production from Ultralow-Permeability Formations. // SPE Canadian unconventional resources conference held in Calgary, Alberta, Canada, 30 October – 1 November 2012. SPE 162181.
147. McNeil F., Gijtenbeek K., Domelen M. New Hydraulic Fracturing Process Enables Far-Field Diversion in Unconventional Reservoirs. // European unconventional resources conference and exhibition held in Vienna, Austria, 20-22 March 2012. SPE - 152704.
148. Mousavi M., Prodanovic M., Jacobi D. New classification of carbonate rocks for process-based poro-scale modeling. // SPE Journal, April, 2013, pp.243. - 263.
149. Ozgen C., Calisgan T., Firincioglu T., T., Ozkan E. A black oil Simulator that includes the impact of capillary pressure on phase behavior in nano-porous unconventional reservoirs. // SPE low perm symposium held in Denver, Colorado, USA, 5-6 May 2016. SPE-180225-MS.
150. Pawar B., Hriscu J., Brand Sh. Benefits of Remote Activation and New Downhole Tool for Pinpoint Coiled Tubing Stimulation Technology. // SPE/ICoTA Coiled tubing and well intervention conference and exhibition held in the woodlands, Texas, USA, 24-25 March 2015. SPE-173654-MS.
151. RFD: tNavigator. Flow simulator Technical manual. 2016.
152. Richardson J., Kerver J., Hafford J., Osoba J. Laboratory determination of relative permeability. // Trans. AIME, Vol. 195, №4-5, 1958.
153. Ringrose P.S. Total-property modeling: dispelling the net-to-gross myth // SPE Journal Paper. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, October 2008. Vol. 11, №5. 106620-PA pp.866-873.
154. Shen X., Standifird W., Evans S. Optimizing multistage Hydraulic design based on 3D continuum damage mechanics. // Middle east drilling technology conference and exhibition held in Abu Dhabi, UAE, 26-28 January 2016. SPE/IADC-178169-MS.
155. Ulmishek By Gregory F. Petroleum geology and resources of the West Siberian basin, Russia. / U.S. Geological survey bulletin 2201-G. 2003, p. 49
156. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. Evaluation and Development. Edited by: Y. Zee Ma, Stephen Holditch and Jean-Jacques Royer.
157. Warpinski N.R., Wolhart S., A Validation Assessment of Microseismic Monitoring. // SPE hydraulic fracturing technology conference held in the woodlands, Texas, USA, 9-11 February 2016. SPE-179150-MS.
158. Willhite P.G. Waterflooding. / SPE Textbook Series, Vol.3 – Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, USA, 1986. – 326 p.

159. Yang Y., Li X.F., Wu K.L., Lin M.L., Shi J.T. A new unsteady-state model for calculating oil-water relative permeability of low-permeability reservoirs. Beijing, China. 2013.