

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«Ухтинский государственный технический университет»**  
(УГТУ)

На правах рукописи



**Собин Александр Михайлович**

**РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
НА ОСНОВЕ ВЫЯВЛЕННЫХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ  
ФЛЮИДОВ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИНЫ**

Специальность 25.00.17 –

«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель –  
доктор технических наук А. В. Назаров

Ухта 2015

## СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ОБЗОР ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ РАБОТ И ИССЛЕДОВАНИЙ..	11
1.1 Анализ состояния отрасли знаний и имеющиеся проблемы.....	12
1.1.1 Регулирование систем разработки месторождений.....	12
1.1.2 Искусственное воздействие на пласт.....	17
1.1.2.1 Основы методов воздействия на пласт и их сущность.....	20
1.1.2.2 Выбор объекта воздействия.....	31
1.1.2.3 Контроль над реализацией технологий воздействия.....	32
1.1.3 Применение горизонтальных скважин.....	34
1.1.4 Призабойная зона скважины и методы воздействия.....	36
1.1.4.1 Призабойная зона скважины.....	36
1.1.4.2 Причины снижения проницаемости в призабойной зоне.....	38
1.1.4.3 Гидродинамическое несовершенство скважин.....	40
1.1.4.4 Методы воздействия на призабойную зону пласта.....	42
1.1.4.5 Подбор скважин для обработки призабойной зоны.....	53
1.1.4.6 Причины низкой успешности методов воздействия.....	54
1.1.4.7 Схематизация строения прискважинной зоны пласта.....	57
1.2 Обоснование предмета и необходимости проведения исследований...	60
ГЛАВА 2. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕ-	
ЛИРОВАНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДА..	63
2.1. Постановка задачи.....	63
2.2. Обоснование расчетной методики.....	63
2.3 Исходные данные для технологических расчетов.....	67
ГЛАВА 3. ФИЛЬТРАЦИЯ ФЛЮИДА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВА-	
ЖИНЫ.....	68
3.1 Приток жидкости к скважине и распределение притока вдоль созда-	
ваемых каналов .....	68

3.2. Приток жидкости к каналам по видам геолого-технических мероприятий в разных по продуктивности коллекторах .....	80
ГЛАВА 4. О ВОЗМОЖНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ СОВЕРШЕНСТВА ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА.....	94
4.1 Оценка эффективности применения неравномерного подхода к вовлечению коллектора в работу при разработке пластовой залежи .....	94
4.2 Вскрытия коллектора в массивно-сводовых залежах.....	100
ГЛАВА 5. ПРИМЕНИМОСТЬ ПРИНЦИПА СУПЕРПОЗИЦИИ ДЛЯ ПРОГНОЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	114
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	120
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	126

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

АСПО	– Асфальто-смолисто-парафиновые отложения
АХВ	– Акустико-химическое воздействие
ВГВ	– Водогазовое воздействие
ВНК	– Водонефтяной контакт
ГНК	– Газонефтяной контакт
ГРП	– Гидроразрыв пласта
ГТМ	– Геолого-техническое мероприятие
ДП	– Депрессионная перфорация
ИДТВ	– Импульсно-дозированное тепловое воздействие
ИДТВ (ТТ)	– Импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой
КИН	– Коэффициент извлечения нефти
МУН	– Методы увеличения нефтеотдачи
НКТ	– Насосно-компрессорные трубы
ОПЗ	– Очистка призабойной зоны
ОРЭ	– Одновременно-раздельная эксплуатация
ПАВ	– Поверхностно-активные вещества
ПАА	– Полиакриламиды
ПЗ	– Призабойная зона
ПЗС	– Призабойная зона скважины
ПНП	– Повышение нефтеотдачи пластов
ПК	– Перфорация кумулятивная
ППД	– Поддержание пластового давления
СКО	– Соляно-кислотная обработка
СПС	– Сшитый полимерный состав
ТБХО	– Термобарохимическая обработка
ТГХВ	– Термогазохимическое воздействие
ЭС	– Эмульсионный состав

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы**

Мировой опыт показал, что для достижения высоких технологических и экономических показателей разработки нефтяных месторождений необходимо вести постоянный контроль за эксплуатацией объектов и в зависимости от текущего состояния регулировать процесс разработки. Одним из основных способов регулирования процесса извлечения углеводородов является применение какого-либо метода воздействия на пласт или призабойную зону скважин.

Обычно при вскрытии нефтенасыщенных коллекторов в скважине или проведении геолого-технических мероприятий (ГТМ), воздействие на пласт производится в основном не избирательно (точечно), а равномерно независимо от продуктивной характеристики слоев в разрезе пласта. При таком способе воздействия слои вырабатываются неравномерно и в низкопроницаемых коллекторах остаются значительные остаточные запасы нефти. К тому же на скважины почти всегда устанавливаются максимально возможные дебиты, что приводит к прорыву воды по высокопроницаемым слоям, при этом низкопроницаемые остаются недостаточно выработанными, что снижает коэффициент охвата и КИН в целом по месторождению.

Подбор эффективных технологий воздействия на пласт является одной из основных задач при разработке месторождений. При подборе методов воздействия обычно ориентируются на полученные результаты по скважинам на схожих месторождениях. При этом редко учитываются конкретные особенности коллектора, что приводит к уменьшению эффективности мероприятий. После недостижения планируемого прироста дебита от мероприятий начинают отказываться, а они могли бы иметь положительные результаты при тщательном подборе скважин. Поэтому подбор методов воздействия на пласт необходимо проводить индивидуально для каждой скважины в зависимости от вскрываемых ею нефтенасыщенных слоев.

Существует множество способов расчетов притоков к скважине в зависимости от совершенства вскрытия пласта, однако во многих из них не учитываются продуктивные свойства пласта и особенности разреза скважины, которые в значительной степени влияют на величину и характер притока.

К одной из причин низкой эффективности ГТМ можно отнести неполное представление о процессах фильтрации флюидов в пласте и призабойной зоне (ПЗ) к создаваемым каналам и трещинам. При этом из обзора предшествующих исследований выявлено, что данный вопрос слабо освещен, и поэтому исследования в данном направлении являются актуальными. Новые знания позволят эффективней применять ГТМ и совершенствовать их, что в свою очередь, приведет к улучшению технико-экономических показателей разработки месторождений.

Особый интерес представляет разработка массивно-сводовых залежей, где основными вопросами является: в каких интервалах провести вскрытие пласта и каким образом воздействовать на залежь.

### **Цель работы**

Разработать рекомендации по регулированию разработки нефтяных месторождений на основе выявленных закономерностей процессов фильтрации флюидов в призабойной зоне скважины.

### **Задачи диссертации**

Задачи диссертационной работы заключаются в раскрытии следующих проблем:

– выполнить анализ предшествующих исследований в области регулирования выработки запасов нефти и фильтрации флюидов в ПЗС, проанализировать теоретические и практические результаты применения различных методов воздействия на пласт и ПЗ;

– обосновать метод математического моделирования физических процессов фильтрации флюидов в пласте и разработать подход к моделированию разных видов ГТМ;

– определить характеры и основные факторы, влияющие на приток жид-

кости к скважине и создаваемым каналам в ПЗ по видам ГТМ, по результатам анализа процессов фильтрации разработать рекомендации по подбору ГТМ и их совершенствованию;

– оценить эффективность применения неравномерного вовлечения пластовых залежей в работу и предложить его как способ по регулированию процесса разработки нефтяных месторождений, в массивно-сводовых залежах определить оптимальные интервалы вскрытия коллектора;

– проанализировать возможность перенесения результатов расчётов с небольших объектов разработки на масштабные по принципу суперпозиции.

### **Методы исследования**

Для решения поставленных задач использовались методы математического моделирования. Математическое моделирование реализовано в программном гидродинамическом комплексе «Протей», который осуществляет решение уравнений многомерной многофазной фильтрации в постановке «black oil». Система алгебраических уравнений фильтрации на каждом временном шаге решается с использованием метода Ньютона.

На сегодняшний день самым распространённым способом прогнозирования показателей разработки является использование гидродинамических комплексов, с помощью которых также можно осуществлять исследования по изучению фильтрации флюидов в пласте и в ПЗ, так как в моделях учитываются все основные физические процессы фильтрации.

Поставленные задачи решались проведением многочисленных экспериментов на гипотетических объектах разработки, анализом и обобщением полученных результатов.

### **Объект исследования**

Все исследования проводились на объектах, приближенных к усредненным характеристикам и режимам работы залежей нефти южных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Области фильтрации объектов разработки вписывались в прямоугольные параллелепипеды, которые покрывались координатными сетками с постоянными или переменными

шагами по осям  $Ox$ ,  $Oy$ ,  $Oz$  в зависимости от поставленной задачи в конкретном исследовании.

### **Научная новизна**

По мнению автора, наиболее важными научными результатами исследований являются следующие положения:

– установлено, что в однородных пластах, чем выше проницаемость коллектора, тем меньше по нему будут приросты притоков жидкости в процентном выражении при увеличении радиуса дренирования;

– выявлено, что в однородных коллекторах при увеличении длины каналов фильтрации в ПЗ происходит перераспределение объёма притока жидкости между участками каналов;

– установлено, что в призабойной зоне скважины притоки жидкости вдоль каналов с высокой пропускной способностью не снижаются. К каналам с низкой пропускной способностью притоки жидкости уже на небольших расстояниях (более 1 м) от скважины несущественны;

– показано, что ограниченное вовлечение в работу высокопроницаемых слоев относительно менее проницаемых позволит улучшить технологические показатели разработки нефтяных месторождений, и может быть предложен как способ регулирования процесса извлечения запасов нефти.

### **Достоверность научных положений**

Исследования проводились с помощью программного гидродинамического комплекса «Протей», прошедшем государственную регистрацию и экспертизу ЦКР Роснедра, на основе материалов на тесте №7 SPE. Результаты показали удовлетворительное совпадение полученных прогнозных показателей разработки, которые являются надёжными и могут использоваться при проектировании месторождений. Экспертизу выполнила начальник отдела гидродинамического моделирования ООО «ТЕХНОЙЛ», эксперт ЦКР Минэнерго РФ Терехова Е. А.

Моделирование выполнено в соответствии с рекомендациями по данному гидродинамическому комплексу. В гидродинамическом комплексе учиты-



ваются все основные свойства флюидов, физика процессов фильтрации, параметры и характеристики пласта и скважин, режимы работы скважин и т.д.

### **Научные положения, выносимые на защиту**

На защиту выносятся следующие новые и содержащие элементы новизны основные положения:

– закономерности и характеры притоков жидкости к создаваемым в прискважинной зоне каналам, учёт которых позволит эффективней подбирать и совершенствовать методы воздействия на пласт, а также снизить затраты на их проведение;

– неравномерное вовлечение коллектора в работу в пластовых залежах в зависимости от проницаемости слоёв обеспечит увеличение коэффициента охвата разработкой, а значит и нефтеизвлечение;

– рекомендации по расположению интервалов перфорации и степени дренирования коллектора в массивно-сводовых залежах нефти позволят улучшить технологические показатели разработки месторождений.

### **Практическая ценность результатов исследований**

– разработаны рекомендации по подбору ГТМ в зависимости от продуктивной характеристики коллекторов в разрезе скважины с целью получения наибольших приростов дебитов;

– предложены рекомендации по проведению ГТМ в низкопроницаемых коллекторах (глубокое дренирование пласта с использованием технологий, создающих невысокие пропускные способности в каналах с целью минимизации затрат);

– установлено, что ограниченное вовлечение в работу высокопроницаемых слоёв относительно средне- и низкопроницаемых увеличит коэффициент охвата разработкой и, тем самым, нефтеизвлечение.

### **Объем и структура работы**

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав и заключения. Общий объем работы составляет 137 страниц, в том числе 22 таблиц, 38 рисунков и список литературы из 107 наименований.

### **Благодарности**

Автор, пользуясь возможностью, выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю доктору технических наук, доценту А. В. Назарову за помощь на всех этапах подготовки диссертационной работы.

Автор выражает благодарность ректору УГТУ д.т.н., профессору Н. Д. Цхадая, к.т.н. О. А. Морозюку, к.т.н. С. М. Дуркину; сотрудникам кафедры РЭНГМиПГ УГТУ за помощь, консультации и ценные советы в процессе выполнения работы.

## ГЛАВА 1. ОБЗОР ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ РАБОТ И ИССЛЕДОВАНИЙ

В настоящее время, по мере перехода к более трудноизвлекаемым запасам углеводородов, достичь высоких технологических и экономических показателей без применения методов воздействия на пласт практически невозможно.

Процесс выработки запасов в значительной мере зависит от режима работы месторождения, от величины извлекаемых запасов, темпов отбора, физических свойств пород и флюидов, энергетического состояния залежи, количества скважин и их расположения. Если использовать естественный режим работы залежи, то достичь высокой нефтеотдачи будет проблематично. Поэтому для достижения наилучших технико-экономических показателей разработки месторождений необходимо вести постоянный контроль и в зависимости от текущего состояния регулировать процесс разработки. Одними из основных и наиболее эффективных способов регулирования являются методы искусственного воздействия на залежь в целом (интегральное воздействие) и методы воздействию влияющие только на призабойную зону конкретной скважины (локальное воздействие). Именно поэтому данные методы имеют огромное разнообразие и широкое применение.

Большой вклад в совершенствование и регулирование систем разработки нефтяных месторождений, технологий воздействия на пласт и ПЗ внесли многие учёные и специалисты, в их числе: В. А. Амиян, Ю. П. Борисов, Ш. К. Гиматудинов, В. И. Грайфер, Л. Ф. Дементьев, И. И. Дунюшкин, В. П. Дыбленко, Ю. П. Желтов, В. М. Зайцев, С. Н. Закиров, Л. Х. Ибрагимов, М. М. Иванова, В. И. Кудинов, В. Д. Лысенко, В. Н. Маньрин, А. А. Мордвинов, И. Т. Мищенко, Р. Х. Муслимов, Ю. В. Ревизский, Б. М. Сучков, И. П. Чоловский, И. А. Швецов и многие другие.

## 1.1 Анализ состояния отрасли знаний и имеющиеся проблемы

### 1.1.1 Регулирование систем разработки месторождений

Разрабатываемая залежь представляет собой сложную динамическую систему, непрерывно меняющуюся во времени. По мере отбора запасов постоянно изменяются условия их извлечения на отдельных участках и в целом по залежи: уменьшается нефтяная зона пласта, сокращается нефтегазонасыщенная толща, меняется фонд скважин и его техническое состояние и т. д. Все это приводит к постоянному развитию ранее принятых технологических решений: перераспределению объемов добычи и закачки между скважинами и участками залежи, принятию мер по вовлечению в разработку неохваченных воздействием зон и выявленных целиков нефти и т. д., то есть проведения обширного комплекса мероприятий по регулированию разработки с учетом постоянно меняющихся условий выработки запасов [33].

По мнению Ю.П. Желтова [28] регулирование разработки нефтяных месторождений – это совокупность мероприятий, которые можно проводить чисто технологическими методами без изменения или с частичным изменением системы разработки, направленных на приведение фактических показателей к проектным решениям, после анализа и выявления причин расхождений.

К числу технологических методов регулирования разработки Ю.П. Желтов относит:

1. Изменение режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин путем уменьшения или увеличения их дебитов и расходов закачиваемых в пласты веществ, вплоть до прекращения эксплуатации (отключения) скважин.

2. Общее и поинтервальное воздействие на призабойную зону скважин с целью увеличения притока нефти из отдельных прослоев пласта или расхода закачиваемых в них веществ.

3. Увеличение давления нагнетания в скважинах вплоть до давления раскрытия трещин в призабойной зоне, поинтервальная закачка рабочих агентов в прослой пласта при дифференцированном давлении нагнетания.

4. Применение пакерного оборудования и проведение работ по капитальному ремонту с целью изоляции отдельных прослоев пласта без изменения принятых по последнему проектному документу объектов разработки.

5. Циклическое воздействие на пласт и направленное изменение фильтрационных потоков.

К методам регулирования, связанным с частичным изменением системы разработки месторождений, исследователь относит:

1) очаговое и избирательное воздействие на разрабатываемые объекты путем осуществления закачки в пласт веществ через специально пробуренные отдельные нагнетательные скважины-очаги или группы нагнетательных скважин, через которые осуществляется выборочное воздействие на отдельные участки пластов;

2) проведение работ по капитальному ремонту скважин или установка в скважинах пакерного оборудования с целью частичного укрупнения или разукрупнения, то есть изменения объектов разработки [28].

М.М. Иванова, Л.Ф. Дементьева, И.П. Чоловский в работе [33] регулированию процесса разработки дают следующее определение – это управление процессом извлечения углеводородов с помощью комплекса различных технологических и технических мероприятий. Регулирование заключается в целенаправленном изменении направления и скорости фильтрации пластовых флюидов для создания благоприятных условий дренирования запасов, что осуществляется на протяжении всего периода разработки залежи.

Под фильтрацией пластовых флюидов понимается движение жидкостей, газов и их смесей в пористых и трещиноватых средах, то есть в твердых телах, пронизанных системой сообщающихся между собой пор и микротрещин [25]. Фильтрация происходит по чрезвычайно малым в поперечных размерах поровым каналам при очень малых скоростях движения флюидов.

Цели регулирования разработки подчинены требованиям, которые предъявляются к рациональным системам разработки. В первую очередь с помощью регулирования должна быть обеспечена предусмотренная проектным документом динамика добычи нефти по объекту разработки. На ранней стадии разработки регулирование должно способствовать выводу объекта на максимальный проектный уровень отбора нефти и газа. Масштабы работ по регулированию разработки особенно возрастают в конце II и III стадий разработки, когда решается задача сохранения максимального уровня добычи нефти и газа и замедления темпов последующего снижения добычи [33].

Второй важной целью регулирования разработки является достижение по залежи проектного коэффициента извлечения нефти. Условия для получения проектной нефтеотдачи должны создаваться с самого начала ввода залежи в разработку. Поэтому при выборе мер по регулированию следует исходить из задачи обеспечения максимального извлечения запасов из недр.

Третья цель регулирования – улучшение экономических показателей путем максимального использования фонда пробуренных скважин, сокращение затрат на закачку вытесняющего агента, уменьшение отбора флюида без ущерба для нефтеотдачи.

Регулирование разработки может осуществляться как через нагнетательные скважины для обеспечения наиболее полного охвата залежи воздействием, так и через добывающие скважины для обеспечения охвата дренированием всей залежи. Ограничение отборов воды и закачки может повысить эффективность системы заводнения и улучшить технико-экономические показатели разработки в целом по месторождению [19, 45].

Для решения конкретных задач управления процессом разработки применяют большое количество методов и способов регулирования, которые можно объединить в две большие группы:

– регулирование через пробуренные скважины без существенного изменения принятой системы разработки;

– регулирование с изменением системы разработки или ее совершенствованием (бурение новых скважин, проведение новых линий разреза, изменение давления нагнетания и способа эксплуатации и др.).

Особенно актуален вопрос регулирования при разработке малопродуктивных коллекторов. Данный вопрос подробно раскрыт в работе [53] В.Д. Лысенко и В.И. Грайфера, где отмечено, что основной проблемой разработки малопродуктивных нефтяных месторождений является подбор экономически эффективных технологий. Для ввода трудноизвлекаемых запасов в активную разработку необходимо значительное усиление системы воздействия на нефтяные пласты при обязательном обеспечении утвержденной нефтеотдачи и сокращении экономических затрат. Главным средством достижения поставленной цели может быть адаптивная система разработки нефтяных пластов, которая подразумевает, что по мере разбуривания, уточнения геологического строения и установления конкретной продуктивности нефтяных пластов надо осуществлять ее адаптацию и приспособление к текущему состоянию [50].

При подборе технологий воздействия на пласт особое внимание необходимо уделять геолого-физической характеристике коллекторов. Авторами в работе [53] отмечено, что при решении сложных проблем разработки особенно малопродуктивных нефтяных месторождений обязательно надо учитывать все существенные параметры нефтяных пластов, в том числе зональную и послойную неоднородность, многослойность, различие подвижностей вытесняющего агента и нефти, включая уменьшение фазовой проницаемости для воды из-за остаточной нефти, различие физических свойств нефти и вытесняющего агента, показатель снижения продуктивности скважин по нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения, долговечность скважин и многое другое.

Наиболее значимая роль при регулировании разработки должна быть уделена системе воздействия на пласт. Повышение эффективности заводнения является первостепенной задачей для чего необходимо постоянно заниматься оптимизацией данного процесса, детально подходить к изучению влияния раз-

личных геолого-промысловых факторов, повышать эффективность путем применения различных методов физико-химического воздействия на продуктивные пласты [54].

При этом авторами в работе [83] отмечается, что охват пластов заводнением по разрезу не превышает  $50 \div 60$  %, что связано с неравномерным поступлением воды по пропласткам. Приемистость нагнетательных скважин и охват заводнением находятся в прямой зависимости от эффективной толщины. В результате оптимизации давления нагнетания при отдельной закачке воды в каждый пласт охват заводнением по разрезу можно увеличить на 15 %, приемистость нагнетательных скважин до 3,5 раз по сравнению с совместной закачкой.

Особый подход должен быть при освоении нефтегазовых залежей, где основным и первоочередным методом регулирования является выбор интервалов вскрытия коллектора. Авторами в работе [4] рекомендуется перед вскрытием пласта перфорацией убедиться в высоком качестве цемента, что позволит более обоснованно изыскивать пути предотвращения преждевременного прорыва газа из газовой шапки и подошвенной воды. В массивных газоносных и нефтяных залежах с подстилаемой подошвенной водой при литологической однородности продуктивного пласта вскрытие рекомендуется проводить в верхней части минимальным интервалом перфорации. В нефтяных пластах с газовой шапкой, но без подошвенной воды, в указанных условиях следует вскрывать в нижней части минимальным интервалом перфорации, так как легче перфорировать дополнительные отверстия, чем изолировать верхние. Отмечено, что природные коллектора имеющие глинистые прослои, препятствуют преждевременному прорыву подошвенной воды или газа из газовой шапки, поэтому отверстия можно располагать у первого относительно мощного и непроницаемого пропластка. Если на отдельных участках залежи не удастся обеспечивать равномерное опускание газовой шапки то, целесообразно регулировать продвижение ГНК некоторым отбором газа из газовой шапки.



Одним из основных методов регулирования разработки одновременно нескольких пластов со значительно отличающимися продуктивными характеристиками одной скважиной является технология одновременно раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов [92]. Технологические показатели по добывающим и нагнетательным скважинам с применением ОРЭ свидетельствуют о значительной эффективности данной технологии. К достоинствам которой можно отнести: 1) формирование сетки скважин, обеспечивающую рациональную выработку всех пластов; 2) повышение эффективности системы ППД за счет увеличения коэффициента охвата; 3) вовлечение запасов нефти возвратных объектов; 4) сокращение затрат на бурение и обустройство; 5) увеличение темпов выработки месторождения в целом.

В современных условиях развития компьютерной техники применение характеристик вытеснения, полученные эмпирическими путями на основе обобщения опыта разработки, не обеспечивает точности прогнозного варианта разработки, особенно когда применяются методы по регулированию системы разработки. Поэтому прогноз следует осуществлять с использованием современных математических моделей, учитывающих процессы вытеснения нефти водой и различные химические композиции из неоднородного пласта.

При моделировании физического процесса вытеснения нефти из неоднородной пористой среды особое внимание должно быть уделено макроненоднородности пористой среды, скорости вытеснения нефти, соотношению вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей, смачиваемости пород и скорости капиллярной пропитки. Данные параметры существенно влияют на эффективность вытеснения и конечную нефтеотдачу пластов [54].

#### 1.1.2. Искусственное воздействие на пласт

По мере извлечения углеводородов из залежи ее естественная пластовая энергия уменьшается. Поэтому при использовании только естественных энергетических источников скорей всего будет невозможно получить высокие ко-

эффиценты нефтеотдачи и при этом значительно растянется срок разработки месторождения [57].

Именно поэтому в настоящее время широко применяются методы искусственного воздействия на залежи углеводородов с целью регулирования и управления процессами выработки запасов. Принципиально эти методы делятся на два вида: методы, реализация которых приводит к искусственному воздействию на залежь в целом, и на методы, реализация которых влияет только на призабойную зону каждой конкретной скважины [57].

Поскольку заводнение является основным и наиболее эффективным методом регулирования и искусственного воздействия на нефтяные пласты, изыскание способов повышения его эффективности имеет первостепенное значение [57, 99].

К числу основных природных факторов осложняющих процесс вытеснения следует отнести: неоднородность пластов, соотношение вязкостей нефти и вытесняющей жидкости в пластовых условиях, структурно-механические свойства нефти, смачиваемость породы насыщающими ее жидкостями, структуру пористой среды и др. [54].

В работе [38] авторами доказано, что относительные фазовые проницаемости при заводнении трещиновато-поровых карбонатных коллекторов при фильтрации в трещинах смеси воды и нефти резко снижаются в результате эффекта нелинейности относительных фазовых проницаемостей.

Наличие контактных водонефтяных пластов также осложняет разработку. В работах [16, 47] авторами отмечается, что в переходной водонефтяной зоне свойства нефти неоднородны, с приближением к ВНК плотность и вязкость возрастают, а газосодержание уменьшается. Выработка запасов нефти из переходной зоны всегда ниже, при этом, чем больше переходная зона, тем ниже ее выработка.

Степень неоднородности пласта оказывает решающее влияние на процесс вытеснения нефти и, в конечном счете, на нефтеотдачу. Под неоднородностью понимается литолого-физическая изменчивость основных параметров

пласта по площади и разрезу: проницаемости, пористости, эффективной толщины, нефтенасыщенности, прерывистости и др. Важными показателями литологии пласта являются коэффициенты песчанистости, расчлененности, а также степень анизотропии [54].

О роли глинистых перемычек в перетоках воды в залежах отмечается в работе [96], где с помощью расчетов доказано, что в классическом случае, когда фазовые проницаемости зависят только от водонасыщенности, доля утечек практически не зависит от приемистости скважины, а определяется только толщиной глинистой перемычки. При учете же динамических свойств фазовых проницаемостей наблюдается сильная зависимость доли утечек от приемистости скважины. Так, для рассматриваемой модели при приемистости скважины  $80 \text{ м}^3 / \text{сут}$  доля утечек достигала 97 %, то есть практически вся нагнетаемая в пласт вода уходила в водонасыщенный пропласток. При увеличении приемистости скважины доля утечек уменьшается. Такая зависимость доли утечек от приемистости скважины объясняется следующим образом. В нефтенасыщенном пропластке на большом расстоянии от скважины значение скорости фильтрации жидкости незначительно, следовательно, невысока и фазовая проницаемость воды. Таким образом, проницаемость нефтенасыщенного пропластка на больших расстояниях от скважины имеет величину порядка проницаемости глинистой перемычки. Толщина же глинистой перемычки мала по сравнению с размерами зоны с низкой проницаемостью, поэтому вода уходит преимущественно в водонасыщенный пропласток. Данные выводы указывают на то, что при определенных условиях практически вся закачиваемая вода рассасывается в пределах зоны дренирования нагнетательной скважины, при этом добывающие скважины работают в режиме истощения, что приводит к быстрому затуханию дебитов скважин. Борьба с этим можно только увеличивая приемистость нагнетательных скважин.

Авторами в статье [7] установлено, что в неоднородных пластах работает не весь нефтенасыщенный разрез, при этом расчлененность и неоднородность значительно снижают показатели разработки. Пропластки коллектора,

проницаемость которых отличается от максимальной более чем в 3 раза, в процессе фильтрации принимают пассивное участие. Также исследователями установлено, что чем больше нефтенасыщенная толщина, тем меньше накопленная добыча, так как в работе активное участие принимает только самая проницаемая часть разреза.

В работе [20] Ш.К. Гиматудиновым, И.И. Дунюшкиным, В.М. Зайцевым выделяются следующие виды остаточной нефти в зависимости от причин, вызывающих низкую нефтеотдачу коллекторов:

- а) нефть в пропластках и линзах пород, не вскрытых скважинами;
- б) нефть, оставшаяся в зоне проникновения вытесняющих агентов (нагнетаемой воды или газа), слабо промытых и совсем нетронутых целиках и участках различного размера, неохваченных воздействием вследствие неоднородного строения и состава пород и неравномерного продвижения фронта вытеснения;
- в) пленочная и капиллярно-удержанная нефть, оставшаяся позади фронта вытеснения в капиллярных каналах.

Негативное влияние на нефтеотдачу пластов также оказывает отставание в разбуривании месторождения, выборочный отбор высокопродуктивных запасов, чрезмерное заводнение, неудовлетворительное использование пробуренного фонда, нарушение требований проектных технологических документов [87].

#### 1.1.2.1 Основные методы воздействия на пласт и их сущность

Применение разнообразных химических реагентов и их композиций для интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи основано на изменении ими гидродинамических характеристик пластовых флюидов и пористой среды продуктивного коллектора. Использование реагентов физико-химических методов повышения нефтеотдачи, представленных микроэмульсиями, щелочами, водорастворимыми неионогенными поверхностно-активными веществами (НПАВ), анионоактивными ПАВ, синтетическими и биоло-

гическими полимерами, их разнообразными композициями, базируется на способности реагентов уменьшать межфазное натяжение на границе раздела нефти с водой, улучшать избирательность смачивания нефтеносных пород водой, инициировать внутрислоевое эмульгирование нефти, увеличивать соотношения подвижностей нефти и воды [68].

Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов представлена в таблице 1.1 [54]. Рассмотрим наиболее распространённые методы воздействия на пласт и их физические смысл.

Физико-химические методы ПНП условно можно разбить на три большие группы [54]:

1. Методы, повышающие коэффициент вытеснения;
2. Методы, повышающие коэффициент охвата пласта заводнением;
3. Методы, повышающие нефтеотдачу как за счет коэффициента вытеснения, так и за счет коэффициента охвата.

Очевидно, что наиболее перспективным направлением поисков может оказаться изыскание вытесняющих агентов, увеличивающих одновременно и коэффициент вытеснения, и коэффициент охвата.

Технологии интенсификации добычи нефти путем воздействия на призабойную зону пласта могут применяться совместно с любым из перечисленных методов. При этом комплексное воздействие на призабойную зону пласта интенсифицирующими составами и изолирующими композициями могут способствовать повышению эффективности заводнения [54, 84].

На поздней стадии разработки месторождений, когда обводненность добываемой продукции достигает больших значений, увеличивается себестоимость добычи нефти за счет возросших эксплуатационных затрат по изоляционным работам, транспорту, подготовке и реализации большого количества водонефтяной смеси и т. д. Начинается поиск методов, направленных на снижение темпов обводнения добывающих скважин и повышение коэффициента извлечения нефти [100]. Наиболее перспективным в этом отношении

Таблица 1.1 – Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов

Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов			
тепловые методы	газовые методы	физико-химические методы	гидродинамические методы
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Паротепловое воздействие</li> <li>– Внутрипластовое горение</li> <li>– Регулирование теплового баланса пласта (закачка горячей воды)</li> <li>– Пароциклическое воздействие</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Воздействие двуокисью углерода</li> <li>– Воздействие углеводородными газами</li> <li>– Воздействие фзотом и дымовыми газами</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Вытеснение нефти растворами полимеров</li> <li>– Вытеснение нефти композициями ПАВ</li> <li>– Вытеснение нефти водными растворами ПАВ</li> <li>– Вытеснение нефти щелочными растворами</li> <li>– Воздействие кислотами</li> <li>– Воздействие углеводородными растворителями</li> <li>– Воздействие микроорганизмами</li> <li>– Системное воздействие</li> <li>– Кольматирующие составы</li> <li>– Закачка пены</li> <li>– Структурообразующие составы</li> <li>– Гидрофобизирующие составы</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Циклическое воздействие</li> <li>– Изменение фильтрационных потоков</li> <li>– Вовлечение в разработку недраенируемых запасов нефти</li> <li>– Форсированный отбор жидкости и оптимизация перепада давления</li> <li>– Барьерное заводнение</li> </ul>

следует считать использование химических составов – загустителей, повышающих вязкость закачиваемой воды или блокирующих высокопроницаемые промытые водой зоны пласта [42, 81].

В качестве полимера могут быть использованы водорастворимые вещества – полиакриламиды (ПАА), полисахариды. С их помощью увеличивается вязкость воды, что способствует выравниванию скоростей фильтрации полимерного раствора и нефти и в конечном счете приводит к повышению нефтеотдачи [42, 46].

Вместе с тем полимерное заводнение может приводить и к образованию в пласте твердой фазы. Это связано с одним из главных свойств полимера – адсорбцией на поверхности пористой среды. Сформировавшаяся в результате этого полимерная корка приводит к уменьшению сечения пор, изменению их формы и полной закупорке. Важно отметить, что существование такой корки меняет смачиваемость стенок пор [31].

Фильтрация водного раствора полимеров происходит таким образом, что с увеличением градиента давления скорость его движения возрастает медленнее по сравнению со скоростью воды по закону Дарси. Считается, водный раствор ПАА целесообразно использовать для вытеснения нефти из пластов при ее вязкости  $\mu = (10 \div 30) \times 10^{-3} \text{ Па} \times \text{с}$  [28].

Водный раствор ПАА можно применять также для регулирования процесса вытеснения нефти водой, пользуясь тем, что этот раствор представляет собой дилатантную жидкость. Для этого закачивают раствор ПАА в высокопроницаемые пропласки, снижая тем самым скорость движения по ним воды, повышая давление нагнетания и увеличивая скорость вытеснения нефти водой из пропластков с более низкой проницаемостью [28].

В работе [48] авторами проведена оценка эффективности применения потокоотклоняющих технологий для снижения обводненности в добывающих скважинах пласта ЮК<sub>11</sub> Талинской площади Красноленинского месторождения. В нагнетательные скважины была произведена закачка модернизированной полидисперсной системы с проведением индикаторных исследований.

Трассерные исследования показали, что проведенные работы привели к кольматации высокопроводимых каналов в одном из пропластков и позволили подключить в активную работу рядом залегающие невыработанные пропластки. Анализ показал высокую эффективность применяемой технологии.

В книге [68] Ю.В. Резинского и В.П. Дыбленко отмечено, что использование методов с применением осадкогелеобразующего реагента за пределами призабойной зоны в межскважинном пространстве пласта представляется проблематичными. После использования больших оторочек водных растворов осадкогелеобразующих реагентов в межскважинном пространстве нефтеносного пласта неизвлечённая из него нефть становится заблокированной. Основным составляющим механизма нефтеотдачи при вытеснении нефти из пласта с использованием реагентов доминирующую роль играет физико-химический фактор. Гидродинамический и геологический факторы имеют второстепенное значение. Последние факторы влияют на величину эффекта по дополнительной добыче нефти, но если испытуемый реагент не способен вытеснять нефть в конкретных геолого-физических условиях нефтяного пласта, то не может быть и речи о каком-либо эффекте по дополнительной добыче нефти. К основным выводам, связанным с регулированием процесса разработки, авторы отнесли: применение больших оторочек водных растворов, реагентов, физико-химических методов или их композиций для повышения нефтеотдачи песчаных коллекторов не обеспечивают большего уровня добычи нефти, чем при обычном заводнении, так как не существует доступного химического реагента, с помощью которого можно эффективно вытеснять нефть из межскважинного пространства пласта. Областью эффективного использования реагентов физико-химических методов и их композиций являются только лишь разработки ПЗС по различным технологиям.

Также увеличение добычи нефти из обводнившихся пластов может быть достигнуто с применением углеродных композиций ПАВ [77]. При закачке в пласт воды с поверхностно-активным веществом (ПАВ) можно существенно снизить поверхностное натяжение на контакте нефть – вода и сделать поверх-



ность зерен горных пород-коллекторов более смачиваемой водой, т. е. увеличить ее гидрофильность. Кроме того, если какая-то часть остаточной нефти в заводненной области пласта находится в виде глобул, застрявших в сужениях пористой среды и под действием градиентов давления не может двигаться, то со снижением поверхностного натяжения эти глобулы будут легче деформироваться и продвигаться через сужения пор [102, 106].

Среди физико-химических методов разработки нефтяных месторождений известен также метод комплексного воздействия на нефтяной пласт путем закачки в него смеси ПАВ, спиртов, растворителей нефти, воды и водного раствора ПАА. Этот метод получил название метода мицеллярно-полимерного заводнения. По такому методу при использовании сравнительно небольшого количества углеводорода – растворителя нефти на контакте с нефтью комплексный раствор создает область полного смешивания нефти с таким раствором, либо на нем резко (до  $10 \sim 6$  Н / м) снижается поверхностное натяжение. По мере удаления от непосредственного контакта нефть – комплексный раствор в сторону водонагнетательных скважин доля воды в растворе должна увеличиваться до тех пор, пока он не превратится в чистую воду. Таким образом, между нефтью и водой создается область с низким или нулевым поверхностным натяжением, т. е. область полного смешивания комплексного раствора и нефти. При этом состав этого раствора изменяется от чистой воды до растворителя нефти [28].

Эффективная вязкость мицеллярного раствора оказывается больше, чем вязкость исходных веществ, его составляющих. Если вблизи линии нагнетания этот раствор переходит в воду, то получается, что последняя как менее вязкая жидкость должна вытеснять более вязкую жидкость – мицеллярный раствор. В таком случае коэффициент вытеснения раствора снизится. Поэтому для продвижения оторочки мицеллярного раствора по пласту используют водный раствор полимера. Такое воздействие на пласт называется мицеллярно-полимерным заводнением.

В статьях [26, 82, 105] представлены комплексные технологии, которые можно применять на разных месторождениях независимо от их фильтрационно-емкостных свойств. Технологии включают в себя последовательную закачку растворов химических реагентов, объем и количество которых рассчитывается исходя из геолого-физических характеристик объекта. Данные технологии эффективно изменяют фильтрационные потоки на месторождениях с высокой неоднородностью. Результаты исследований факторного сопротивления при последовательной фильтрации через керн сшитого полимерного состава (СПС), эмульсионного состава (ЭС) и кислотного состава с ПАВ показали, что после СПС и ЭС гидросопротивление керна увеличивается, что указывает на кольматацию крупных и средних пор [26]. После закачки ПАВ сопротивление снижается, что указывает на образование новых фильтрационных каналов. Представленные технологии позволяют не только снизить приемистость промытых зон, но и включить в разработку плохо дренируемые пласты и тем самым, в некоторых случаях, даже увеличить приемистость по скважине.

В статьях [13, 24] проанализированы результаты физико-химического воздействия на нефтяные пласты с применением технологий выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах. Данные технологии могут позволить снизить темпы обводненности на  $1,2 \div 1,4$  % в год и увеличить добычу нефти [24]. Мониторинг показателей разработки [24] позволил установить что, при воздействии на пласт потокоотклоняющими технологиями приемистость скважин снижается за счет уменьшения непроизводительной закачки. Рекомендуется применять комплексный подход к обработкам, а именно, после гелеобразующего состава закачивать интенсифицирующие жидкости, в частности кислоты, ПАВ. Исследования показали рост эффективности мероприятий с повышением расчлененности пласта. Отмечается тенденция снижения эффективности выравнивания приемистости с увеличением степени выработки запасов. Снижение эффективности повторных обработок связаны с естественной выработкой запасов. Объемы оторочки реагента можно снижать с увеличением расчлененности пласта. В монолитных пластах с вертикаль-

ми перетоками с послойной неоднородностью для охвата заводнением всего продуктивного разреза необходимо использовать большой объем оторочек, а в высоко расчлененном пласте при отсутствии вертикальных перетоков достаточно тампонирующее высокопроницаемых слоев в пределах призабойной зоны скважины.

В тоже время в работе [79] гидродинамические расчеты показали, что общая обработка нагнетательных скважин гелеобразующими композициями малоэффективна. При проектировании работ по регулированию профилей приемистости нагнетательных скважин в трещиноватых коллекторах целесообразно использовать поинтервальные обработки и технологии направленные как на блокирование открытых трещин, так и на изменение проницаемости коллектора, вязкостных свойств вытесняющей нефть агента и т.д. Максимальное перераспределение потоков закачиваемой воды между пропластками происходит при радиусах обработки, не превышающих трех метров.

Главная причина невозможности достижения полного вытеснения нефти водой из пластов при их заводнении заключается в несмешиваемости вытесняемой и вытесняющей жидкостей, в результате чего образуется поверхность раздела между этими жидкостями и происходят капиллярные явления. Кроме того, неполное вытеснение нефти водой в охваченных заводнением областях пластов обусловлено гидрофобизацией пород-коллекторов вследствие адсорбции тяжелых компонентов нефти на поверхности зерен пород, а также различием вязкостей вытесняющей и вытесняемой жидкостей, что приводит к появлению гидродинамической неустойчивости контакта нефть – вода, обволакиванию водой в пористой среде оставленных за фронтом вытеснения нефти, образованию капель или глобул нефти.

Вследствие указанных причин нефть остается в пористой среде пластов в виде пленок на зернах пород и глобул, находящихся в тупиковых порах или местах пористой среды пластов, обойденных водой. Если бы нефть вытеснялась из пласта смешивающейся с ней жидкостью, то в результате молекулярной диффузии вещество-растворитель проникло бы в нефть, а углеводороды

нефти в растворитель и с течением времени нефть была бы полностью вымыта из пласта.

В качестве веществ, смешивающихся с нефтью для ее вытеснения из пластов, можно применять углеводородные растворители – сжиженный пропан, газовый конденсат, бензин и другие в виде пробок или оторочек, продвигаемых по пласту водой или сухим газом.

Одной из основных проблем, возникающих при использовании растворителей и газа при высоком давлении, является недопущение преждевременных прорывов газа в добывающие скважины и возрастания в несколько раз газовых факторов скважин. Сильные прорывы газа способствуют снижению коэффициента охвата пласта воздействием, вследствие чего, при определенных условиях, конечная нефтеотдача по сравнению с обычным заводнением может быть снижена [28].

В работе [88], о водогазовом воздействии на опытном участке Мерето-яхинского месторождения, отмечается, что при закачке водогазовых смесей в пласт возникает трехфазное течение. Нефть занимает крупные поры (при условии гидрофильного коллектора), в которых вода присутствует в виде пленки на поверхности пор и занимает мелкие поры. Газ движется по пути наименьшего сопротивления и располагается в центральных областях наиболее крупных пор. По результатам расчетов получено, что КИН на Мерето-яхинском месторождении при применении водогазового воздействия к 2020 г. составит 0,36, а при обычном заводнении – всего 0,1. Экономическая оценка показала эффективность водогазового воздействия.

В работе [66] по результатам анализа исследований сделан вывод, что прирост КИНа при ВГВ связан не только с уменьшением остаточной нефтенасыщенности, но и с увеличением коэффициента охвата.

В статье [11] по результатам промышленной разработки Алексеевского месторождения отмечены преимущества ВГВ – достигается высокий коэффициент вытеснения. Также в работе предложен следующий способ, указывающий на прорыв закачиваемого газа к забоям добывающих скважин: увеличе-

ние затрубного давления при отбивке динамического уровня в работающих скважинах.

Физический смысл циклического заводнения определяется увеличением упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления нагнетания воды, что создает внутри пласта нестационарные перепады давления и перетоки жидкости между слоями разной проницаемости. Кроме того, это способствует перераспределению жидкости в пласте за счет капиллярных сил. Наибольший эффект от применения нестационарного заводнения наблюдается в неоднородных продуктивных пластах. Периодическое изменение по величине и направлению перепадов давления в пропластках различной проницаемости приводит к проникновению закачиваемой воды в участки продуктивного пласта, неохваченные обычной закачкой, т.е. в застойные нефтяные зоны. Образовавшиеся градиенты гидродинамических давлений между неоднородными по проницаемости слоями способствуют интенсификации перетоков жидкости из одних слоев в другие. Одновременно с этим происходит и изменение направления гидропотоков. Все это способствует расширению границ вытеснения по толщине и простиранию продуктивных пластов. Таким образом, вовлекаются в активную разработку запасы нефти, сосредоточенные в низкопроницаемых нефтенасыщенных слоях, зонах и блоках. Чем выше сжимаемость пластовой системы, тем больше по величине должны быть градиенты давления и соответственно интенсивней перетоки жидкости между неоднородными по проницаемости слоями нефтенасыщенных пород. Из вышеизложенного следует, что эффективность нестационарного заводнения определяется двумя неразрывно связанными процессами, а именно: гидродинамическим внедрением закачиваемой воды в низкопроницаемые коллекторы под действием перераспределения давления из-за неоднородности среды и капиллярной пропиткой (замещением) нефти водой в низкопроницаемых зонах пласта, вызываемой высокой неоднородностью среды. [42].

Из анализа результатов форсированных отборов в работах [78, 98] получено, что нефтеотдача зависит от скорости фильтрации флюидов, а наибольшая эффективность воздействием достигается при эксплуатации скважин при максимально возможных циклических депрессиях на пласт, при этом данное воздействие совместно с работами по выравниванию профилей закачки увеличивает нефтеотдачу пластов. Отмечено, что форсирование приводит к необратимой деформации коллектора.

Тепловые методы применяются в основном для разработки залежей нефти высоковязких нефтей. Технологии требуют значительных энергозатрат и капитальных вложений, что в конечном итоге ведет к повышению себестоимости добычи нефти. Главным критерием эффективности применения тепловых методов воздействия на пласты является: получение высоких конечных коэффициентов нефтеизвлечения с наименьшими материальными затратами в сравнении с существующими традиционными методами [29, 42].

В качестве теплоносителя, применяемого для нагнетания в пласт, используются горячая вода или перегретый пар. В первом случае метод получил сокращенное название ВГВ – воздействие горячей водой, во втором – ПТВ – паротепловое воздействие. Как горячая вода, так и насыщенный водяной пар характеризуются достаточно высокими параметрами по теплосодержанию, они экологически чистые, технически достаточно хорошо освоены промышленностью. При выборе теплоносителя следует исходить не столько из теплосодержания указанных видов теплоносителей, поскольку в условиях скважин (больших давлений) разница его невелика, сколько из учета особенностей технической оснащенности предприятия-разработчика месторождения, геолого-физической характеристики и свойств пластовой нефти. Главная же составляющая рационального использования тепла заключается в способе передачи тепловой энергии в пласт, предусматривающего минимальные потери тепла как по пути движения от парогенератора до забоя скважины, так и при использовании по назначению тепла уже введенного в пласт [42].

В работе [42] В.И. Кудинова и Б.М. Сучкова, посвящённой описанию многолетних научных и опытно-промышленных исследований по созданию высокоэффективных технологий извлечения трудноизвлекаемых запасов высоковязких нефтей, доказано, что сочетание новых технологий воздействия на нефтяные залежи с оригинальными методами воздействия на призабойную зону пласта позволяют эффективно разрабатывать очень сложные в геолого-физическом отношении месторождения. По результатам исследований авторами выделяются следующие эффективные технологии тепловых методов воздействия на пласт: термополимерное (ТПВ) и термоциклическое воздействия (ТЦВП) на нефтяные пласты, способ циклического внутри пластового полимерно-теплого воздействия (ЦВПТВ), технология импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ), способ импульсно-дозированного теплового воздействия с паузой (ИДТВ (ТТ)), способ комбинированного теплоциклического воздействия на пласт через систему нагнетательных и добывающих скважин.

В тоже время В.Д. Лысенко в статьях [51, 52] при разработке залежей высоковязких нефтей предлагает следующую технологию: чередующая закачка воды (90 %) и нефти 10 % от добытой нефти. Им отмечено, что чем выше будет вязкость закачиваемой нефти, тем выше будет эффективность воздействия.

#### 1.1.2.2 Выбор объекта воздействия [54]

Объектом воздействия может быть отдельная скважина, участок или залежь нефти в целом.

Многочисленные исследования показывают, что каждый метод имеет свою наиболее эффективную область применения. Не существует универсальной технологии, позволяющей получить высокую эффективность для всего спектра многообразия геолого-физических факторов.

Объект воздействия необходимо выбирать с учетом геологического строения пласта, стадии разработки, системы размещения и плотности сетки

нагнетательных и добывающих скважин. Также следует учитывать техническое состояние скважин и систему обустройства месторождения, которая должна обеспечить возможность осуществления качественного контроля над закачкой жидкости в пласт и добываемой продукцией.

Правильному выбору объекта воздействия способствуют результаты геофизических и гидродинамических исследований.

Практика подсказывает, что нередки случаи, когда для разрабатываемого объекта необходимо выбрать наиболее эффективную, проверенную в лабораторных и промысловых условиях, технологию. В этом случае на стадии проектирования необходимо рассмотреть несколько методов, которые способны повысить эффективность разработки данного объекта. Выбор технологии должен осуществляться на основе ранее разработанных критериев определения области рентабельного применения каждого из рассматриваемых методов. Гидродинамические расчеты с последующей оценкой технико-экономических показателей каждого из рассмотренных методов позволяют выбрать оптимальную технологию для конкретного объекта.

При выборе участка воздействия на стадии проектирования и уточнения его границ в процессе реализации МУН необходимо учитывать, что пласт является единой гидродинамической системой. Поэтому воздействие даже на одну нагнетательную или добывающую скважину может привести к перераспределению потоков в пласте из-за интерференции скважин. Следовательно, оценку эффективности метода необходимо осуществлять с учетом работы всего фонда окружающих скважин [54].

#### 1.1.2.3 Контроль над реализацией технологий воздействия [54]

Для получения высокой эффективности методов воздействия необходимо точно придерживаться всем параметрам рекомендуемой технологии.

Одним из наиболее важных факторов, существенно влияющих на эффективность внедряемых методов повышения нефтеотдачи пластов, является регулярный контроль над состоянием разработки залежи нефти и объектом



воздействия. Достоверная информация о текущих показателях разработки месторождения позволяет на несколько пунктов поднять нефтеотдачу пластов, оптимизировать процесс разработки, снизить эксплуатационные и капитальные вложения.

Контроль над состоянием разработки объекта должен включать в себя комплекс гидродинамических, геофизических и внутривидовых исследований. Требуется достоверная информация об объемах закачиваемой воды в каждую нагнетательную скважину. Под особым контролем должны находиться добывающие скважины. Объем и обводненность добываемой продукции по каждой из них должны замеряться с высокой степенью точности.

Полученная в результате промысловых исследований информация должна служить основой для детального анализа текущего состояния разработки, сравнения фактических промысловых данных с расчетными показателями. На основе анализа должны приниматься решения о необходимости корректировки разработки месторождения и уточнения размера участка воздействия.

Главным итогом проводимой работы является попытка получить максимально возможную эффективность внедряемой технологии с корректной оценкой дополнительно добытой нефти [54].

Сравнительная оценка надежности способов контроля за эффективностью методов повышения нефтеотдачи пластов в работе [86] показала, что применение адаптированных геолого-промысловых моделей залежей имеет высокую достоверность и однозначно интерпретирует эффективность методов.

Анализ результатов механической и физико-химической дебитометрии, как метода контроля за выработкой запасов в статье [85] показал, что данные методы необходимо использовать комплексно. Это повысит достоверность информации о выработке запасов особенно в многопластовых объектах, а адаптация этих данных в гидродинамической модели позволит проанализировать механизмы вытеснения нефти из пластов.

### 1.1.3 Применение горизонтальных скважин

В настоящее время одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и полноты ее извлечения из недр является разработка месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) в ранее пробуренных эксплуатационных скважинах. Особую актуальность это приобретает для месторождений со сложным геологическим строением продуктивных залежей и на поздней стадии разработки. Значимость создания систем разработки нефтяных месторождений с использованием ГС еще больше возрастает с вовлечением в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, которых в структуре запасов становится все больше. [42]. Также высокая эффективность по интенсификации нефтедобычи нефти может быть достигнута при применении многоствольных скважин [21].

О возможности выработки запасов нефти из подгазовых зон горизонтальными скважинами говорится в статье [71]. Целью работы являлось определение наиболее эффективного способа выработки запасов нефти из подгазовых зон горизонтальными добывающими скважинами с предотвращением потерь запасов нефти за счет поднятия газонефтяного контакта. Эксперименты проводились на фильтрационной модели по использованию элементов барьерного заводнения с изменением интервалов закачки и режимов отбора. По результатам экспериментов были сделаны выводы, что использование элементов барьерного заводнения с закачкой рабочего агента в газонасыщенные толщины на щадящем режиме отбора, а затем вскрытие всех толщин позволит достичь более высоких коэффициентов нефтеизвлечения по сравнению с обычным заводнением. При этом удаются предотвратить движение нефти в область газовой шапки и не допустить падения пластового давления.

Об эффективности применения горизонтальных скважин в залежах нефти с низкопроницаемыми коллекторами малой толщины говорится в работе [44]. По результатам расчетов благодаря ГС увеличивается охват и уменьшается количество скважин.

В работах [41, 69] анализ эксплуатации горизонтальных скважин показал, что при разработке контактной водонефтяной зоны использование горизонтальных скважин предпочтительней вертикальных при соблюдении нескольких условий. Во-первых, ствол горизонтальной скважины должен размещаться как можно ближе к кровле пласта. Во-вторых, при помощи моделирования или экспериментального исследования необходимо подобрать оптимальный режим эксплуатации горизонтальных скважин, при котором обводненность продукции достаточно долго будет низкой. В-третьих, высокие отборы горизонтальных скважин должны компенсироваться закачкой.

В работе [43] говорится о первой горизонтальной скважине в Республике Коми, пробуренной в 1992 году на фаменской залежи нефти Усинского месторождения. Скважина сравнивается с вертикальной, находящиеся в более благоприятных условиях и введенная практически в одно время. За один и тот же промежуток времени накопленная добыча нефти по горизонтальной скважине оказалась почти в 10 раз выше, при этом обводненность по ней составила 74,6 % против 95,9 %, по вертикальной. Водонефтяной фактор по горизонтальной скважине составил 1, по вертикальной – 5,1.

В работе [15] рассмотрен приток жидкости к пологой скважине с учетом гидравлических и местных сопротивлений в стволе скважины на основе математической модели. Из рассчитанных профилей притока к пологому стволу скважины при различном числе перфорационных отверстий в скважине получено, что максимальная интенсивность притока наблюдается на краях ствола скважины, в середине ствола приток к перфорационным отверстиям минимален. Данная зависимость объясняется интерференцией перфорационных отверстий, которая имеет максимум именно в центре ствола скважины. Чем больше перфорационных отверстий, тем больше их интерференция и тем ниже интенсивность притока. В скважине расположенной у непроницаемой подошвы пласта, наблюдается снижение дебита к перфорационным отверстиям. Более того, сама величина дебитов перфорационных отверстий ниже соответствующих значений для скважины, расположенной в середине толщи пласта.

При всех плюсах применения ГС в отечественной практике успешность их пока недостаточно высока. Основной причиной низкой эффективности бурения ГС на старых месторождениях является недостаточная изученность геологических условий вытеснения нефти там, где ранее применялись традиционные методы повышения нефтеизвлечения. Выбор невыработанных пластов и других нефтенасыщенных зон с последующей ориентацией горизонтального участка ствола в нужном направлении является залогом успеха [42].

#### 1.1.4 Призабойная зона скважины и методы воздействия

##### 1.1.4.1 Призабойная зона скважины

Призабойная зона это область, принадлежащая одновременно пласту и самой скважине. В ней не только сосредоточиваются, но и усиливаются многие явления, сопровождающие процесс извлечения углеводородов из нефтяных и газовых пластов. Многообразие процессов в ПЗС и их сложность послужили причиной появления значительного количества различных методов и технологий интенсификации добычи нефти. При этом многие явления, происходящие в призабойной зоне, в настоящее время изучены недостаточно, а способы повышения эффективности мероприятий имеют существенные недостатки. Однако в этой области накопилось достаточно много информации, изучение которой в свете современных знаний представляет большой интерес.

В работе [31] под ПЗС понимается вскрытый скважиной примыкающий к ней определенный объем пласта, в котором потери энергии на движение флюида существенны. Размеры этой зоны определяются радиусом, отсчитываемым от оси скважины, а ее физические характеристики – коэффициенты проницаемости, подвижности, проводимости, пьезопроводности и др. обусловлены не только фильтрационно-емкостными параметрами коллектора, но и процессами, протекающими в ней начиная от первичного вскрытия.

В работе [20] Ш.К. Гиматудиновым, И.И. Дунюшкиным, В.М. Зайцевым подчеркивается, что призабойная зона является наиболее уязвимым и важным местом системы пласта и скважины. От ее проводимости в значительной мере

зависят дебиты скважин. Данная зона подвергается интенсивному воздействию буровым и цементным растворами, которые в ряде случаев значительно ухудшают фильтрационные свойства пород. Дебиты скважин со временем могут снижаться в связи с отложением в поровых каналах призабойной зоны парафина, смолистых веществ и минеральных солей. Поэтому в зависимости от причин низких фильтрационных свойств пород в ПЗС необходимо применять определенные методы воздействия с целью повышения продуктивности скважин [107].

И.Т. Мищенко в книге [57] отмечает, что с помощью регулирования параметров призабойной зоны скважины можно менять продуктивности добывающих и нагнетательных скважин. Поэтому методы искусственного воздействия на ПЗС являются мощным средством повышения эффективности выработки запасов углеводородов. Им подчеркнута, что не все методы обладают одинаковой результативностью, но каждый из них может дать максимальный положительный эффект только при условии обоснованного подбора конкретной скважины. Поэтому при использовании того или иного способа искусственного воздействия на ПЗС вопрос подбора скважины является принципиальным.

В институте промысловой химии при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по результатам многочисленных исследований кислотных обработках также был сделан вывод о необходимости индивидуального подхода к каждой обработке [76].

Установлено, что на дебит скважин более сильное влияние оказывает снижение, а не увеличение проницаемости ПЗС по сравнению с проницаемостью невозмущенной породы, причем снижение дебита скважины тем больше, чем больше степень снижения проницаемости ПЗС. В то же время увеличение проницаемости ПЗС в несколько раз по сравнению с естественной практически не приводит к заметному увеличению дебита. Следовательно, как при вскрытии продуктивного пласта, так и на всех стадиях разработки месторождения необходимо сохранять, восстанавливать или повышать естественную

проницаемость ПЗС. От качества вскрытия продуктивных пластов в значительной степени зависит последующая эксплуатация скважин [18, 31].

#### 1.1.4.2 Причины снижения проницаемости в призабойной зоне

Решение проблемы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов тесно связано с состоянием ПЗ добывающих и нагнетательных скважин. Известно, что в процессе строительства и эксплуатации скважин в части нефтегазового пласта, прилегающей к скважине, формируется система ПЗС с измененными значениями фильтрационных свойств. В зонах ухудшенной проницаемости теряется значительная часть энергии фильтрующихся флюидов, что предопределяет существенное снижение эффективности нефтегазоизвлечения [31].

В работе [31] к основным причинам снижения проницаемости призабойной зоны в процессе эксплуатации скважин отнесены следующие факторы для добывающих скважин:

- проникновение жидкости глушения (пресной или соленой воды) в процессе подземного ремонта или жидкости промывки;
- проникновение пластовой воды в обводненные скважины при их остановке;
- набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой;
- образование водонефтяной эмульсии;
- выпадение и отложение асфальтено-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемой воды при изменении термобарических условий;
- проникновение в ПЗС механических примесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины.

Для нагнетательных скважин:

- набухание глинистых пород при контакте с пресной закачиваемой водой, а также с растворами определенных химических реагентов;

- смена в процессе закачки минерализованной воды на пресную;
- кольматация ПЗС твердой фазой промывочной жидкости при производстве в скважине ремонтных или других работ;
- повышенная остаточная нефтенасыщенность в призабойных зонах скважин, которые до перевода под нагнетание работали как добывающие.

Исследования по заканчиванию скважин и методов повышения продуктивности направлены, прежде всего, на определение степени ухудшения проницаемости ПЗС при вскрытии пластов бурением и перфорацией. Практически во всех работах признается важное влияние проникновения фильтрата глинистого раствора на процессы поражения пласта [28, 31, 40, 42, 54, 58, 57, 64, 75]. Это обусловлено технологией вскрытия пластов бурением, предусматривающей создание давления в скважине, значительно превышающего пластовое.

Одна из технологий вскрытия пластов бурением предполагает создание репрессии на пласт и применение промывочной жидкости на водной основе, в частности преимущественно глинистых растворов. Под действием перепада давлений промывочные жидкости внедряются в околоскважинную зону. Глинистый раствор представляет собой полидисперсную систему, дисперсная фаза которой состоит из глины и частиц выбуренных горных пород. Жидкости и газы, первоначально насыщающие пласты, представляют собой многокомпонентные системы углеводородов и пластовой воды, находящиеся в равновесном состоянии. При внедрении глинистого раствора в пласт возникают сложные многофазные многокомпонентные фильтрационные течения. Отклонение системы от равновесного состояния может вызвать возникновение динамических изменений физических свойств коллекторов нефти и газа. При фильтрации первоначальные характеристики отдельных фаз и компонентов существенно меняются в пространстве и во времени. Пространственно-временное и компонентное разделение глинистого раствора при его внедрении в пласт

приводит к возникновению в околоскважинной области зон с различными физическими свойствами [56].

Обоснование технологий декольматации пластов должно базироваться на достоверных закономерностях образования и разрушения зоны кольматации. Зона кольматации – это часть ПЗС области, в которой поры коллектора заполнены твердыми частицами. Для повышения продуктивности скважин необходимо очистить пористую среду. В зоне кольматации нефтегазовых коллекторов присутствуют как механически задержанные в порах твердые частицы, так и частицы самой пористой среды [4, 34]. Поэтому для декольматации нужно, во-первых, разрушить агрегаты частиц, во-вторых, освободить задержанные частицы из пор-ловушек и, в-третьих, удалить частицы из пористой среды [31].

#### 1.1.4.3 Гидродинамическое несовершенство скважин

Основным параметром, характеризующим состояние ПЗС, являются гидродинамическое несовершенство скважин. В работе [58] А.А. Мордвинова, Н.В. Ворониной, Э.И. Каракчиева отмечено, что скважины одного продуктивного пласта, находящиеся примерно в равных горно-геологических условиях, часто имеют неодинаковую продуктивность. При этом удельные коэффициенты продуктивности скважин могут значительно отличаться между собой, что связано с неодинаковой степенью гидродинамического совершенства скважин.

Степень гидродинамической связи пласта и скважины оценивается коэффициентом гидродинамического совершенства, под которым понимается отношение фактического дебита скважины к дебиту этой же скважины, если она была гидродинамически совершенной. Гидродинамически совершенной называется такая скважина, которая вскрыла продуктивный пласт бурением на всю толщину, имеет необсаженный (открытый) забой и неизменное (естественное) состояние проницаемости породы в призабойной зоне. Коэффици-



ент гидродинамического совершенства позволяет оценивать влияние на производительность скважин условий вскрытия пласта бурением и перфорацией, условий цементирования обсадных колонн, вызова притока и работы скважины в процессе ее эксплуатации [58].

Выделяются следующие три вида гидродинамического несовершенства скважин:

а) по степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает пласт не на всю толщину;

б) по характеру вскрытия пласта, когда гидродинамическая связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а только через перфорационные каналы;

в) по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой среды в призабойной зоне снижена по отношению к естественной проницаемости пласта.

Несовершенство скважин по качеству вскрытия связано с состоянием породы пласта как вокруг скважины, так и вокруг перфорационных каналов, всегда отличающейся от естественного состояния пористой среды пласта до первичного и вторичного вскрытия. Изменение проницаемости породы происходит в процессе первичного вскрытия пласта бурением и цементированием обсадных колонн, после в процессе вторичного вскрытия пласта перфорацией, при вызове притока из пласта к скважине, а далее в процессе эксплуатации скважин применяя различные методы интенсификации притока и т.п.

При подборе технологии воздействия на ПЗС предварительно необходимо проводить анализ причин и механизма ухудшения состояния призабойной зоны в процессе вскрытия пласта, заканчивания скважин, освоения и последующей эксплуатации [17, 31]. Состояние ПЗС значительно ухудшается при наличии в породе фильтратов растворов и твердых частиц, появлении каналов низких фильтрационных сопротивлений, выпадении солей из попутно-добываемых вод.

#### 1.1.4.4 Методы воздействия на призабойную зону пласта

Сущность большинства методов воздействия на ПЗС одинакова как для нефтяных, так и газовых залежей. Различия могут быть лишь в некоторых деталях технологии осуществления процессов воздействия, вытекающих из специфики строения и свойств пластов газовых и газоконденсатных месторождений. В основе всех методов воздействия на призабойную зону скважин лежит принцип искусственного увеличения проводимости пород, осуществляемый химическими, механическими или тепловыми средствами [20].

В работе [57] И.Т. Мищенко выделяет следующие основные методы интенсификации притока и приемистости скважин, которые представлены в таблице 1.2.

Для подбора методов по обработке скважин в работе [57] предлагается использовать системный подход. Системная технология управления продуктивностью скважин изложена в РД-ЗУ-0147035. Технология в своей основе предполагает интенсификацию выработки слабодренируемых запасов углеводородов из неоднородных коллекторов, а также определяет принципы получения максимального эффекта при использовании методов увеличения продуктивности скважин.

В статьях [22, 63] выделяются следующие основные принципы системной технологии: 1) одновременная обработка ПЗ в нагнетательных и добывающих скважинах; 2) массовость обработки 3) периодичность обработки; 4) двух-этапность с учетом неоднородности пластов 5) изменение направления фильтрационных потоков; 6) выбор технологии ОПЗ пласта исходя из геолого-физических условий. Соблюдение данных принципов позволит увеличить нефтеотдачу и продуктивность скважин, снизить добываемую попутную воду.

Высокая эффективность вторичного вскрытия пласта может быть достигнута также с применением комплексных технологий [37], которые также будут эффективны при вскрытии низкопроницаемых продуктивных пластов с низкими пластовыми давлениями [55].

Рассмотрим подробнее наиболее распространённые методы воздействия на ПЗС, их особенности и эффективности.

Таблица 1.2 – Методы интенсификации притоков и приемистости скважин

газодинамические	физико-химические	термические	комбинированные
1. Гидроразрыв пласта (ГРП) 2. Гидропескоструйная перфорация (ГПП) 3. Создание многократных депрессий (с использованием газов, пен) специальными устройствами для очистки скважин (УОС) 4. Волновое или вибрационное воздействие 5. Импульсионное воздействие 6. Декомпрессионная обработка 7. Щелевая разгрузка 8. Кавитационно-волновое воздействие	1. Кислотные обработки – соляной кислотой – плавиковой кислотой – серной кислотой – сульфаминовой кислотой и др. 2. Воздействие растворителями – нефтерастворимыми (гексановая фракция, толуол, бензол, ШФЛУ и др.) – водорастворимыми (ацетон, метиловый спирт, этиленгликоль и др.) 3. Обработка ПЗС растворами ПАВ – водными растворами (ОП-10, превоцел N-G-12, неонол АФ9-12, карнатол, сульфанол и др.) – растворами на углеводородной основе (ОП-4, АФ9-4, стеарокс-6, композиции ИХН-6, ИХН-100 и др.) 4. Обработка ПЗС ингибиторами солеотложений, включающих комплексоны, сульфосоединения и этиленгликоль 5. Обработка ПЗС гидрофобизаторами	1. Электропрогрев – стационарный – циклический 2. Паротепловые обработки скважин (ПТОС) 3. Прокачки горячей нефти 4. Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ)	1. Термокислотная обработка 2. Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) 3. Гидрокислотный разрыв пласта 4. Направленное кислотное воздействие в сочетании с ГПП 5. Повторная перфорация в специальных растворах кислоты, ПАВ, растворителей и др. 6. ТГХВ в активной среде (кислота, растворители) 7. Термоакустическое воздействие 8. Электрогидравлическое воздействие 9. Внутрипластовое окисление легких углеводородов 10. Последовательное воздействие пульсатором и управляемыми циклическими депрессиями 11. Одновременная обработка и очистка ПЗС тандемной установкой «пульсатор-забойный эжектор» с добавками в рабочем агенте

### Физико-химические обработки

К наиболее распространённым физико-химическим методам относятся кислотные обработки скважин, которые предназначены для очистки фильтров, ПЗС, НКТ от солевых, парафинистых отложений и продуктов коррозии. Под воздействием солянокислотной обработки (СКО) и ее модификаций в ПЗС с карбонатными коллекторами образуются каверны, каналы растворения, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а следовательно, продуктивность скважин [95].

Ю.В. Атинин, А.А.Карпов и Р.М.Тухтеев провели исследования по влиянию обработок призабойных зон скважин на показатели разработки Копей-Кубовского месторождения [5]. Анализ промысловых данных показал, что за 1967 ÷ 1988 гг. коэффициент извлечения нефти составил всего 0,08 доли ед. от начальных геологических запасов нефти. За счет увеличения темпов отборов в 1989 ÷ 2002 гг. этот коэффициент увеличился до 0,14 доли ед. Проведенные расчеты показали, что дополнительный прирост нефти за счет обработок из скважин кизеловского горизонта Копей-Кубовского месторождения составил около 0,15 доли ед. Высокая эффективность на месторождении получена при применении системной технологии кислотной стимуляции [65]. При этом получено, что эффективность сильно зависит от применяемых добавок к кислотным растворам и от геолого-промысловой характеристики коллектора [67, 94, 101]. По результатам исследований получено, что наибольшую эффективность имеют гелеобразующие и коллоидные реагенты, способные образовывать защитный слой на поверхности карбонатной породы и замедлять скорость диффузии ионов водорода; катионактивные ПАВ, ускоряют реакцию соляной кислоты; при ингибировании соляной кислоты необходимо учитывать влияние ингибиторов коррозии на скорость реакции кислоты с карбонатом.

Ю.Л. Вердеревским и Ю.Н.Арефьевым в работе [14] предложена новая технология обработки призабойной зоны скважин в заглинизированных коллекторах. Суть ее заключается в последовательно-чередующейся закачке в

пласт кислотной и щелочной композиции. Такая технология обеспечивает: 1) растворение и диспергирование глинистых частиц; 2) дегидратацию глинистых частиц и частичное растворение АСПО; 3) вынос из ПЗ диспергированных частиц глины и механических загрязнителей. На основе проведенных исследований предлагается следующая последовательность обработки: в нагнетательных – кислотный реагент, затем щелочной; в добывающих – щелочной реагент, затем кислотный. Опытные-промысловые работы по Западно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения показали следующие изменения дебитов нефти по ряду скважин: с 2,5 до 4,1; с 1,4 до 4,3; с 1,6 до 2,9; с 1,2 до 3,8; с 4,0 до 8,2; с 1,8 до 5,6 т / сут. В основном обводненность по скважинам сохранилась, а в одной даже снизилась на 23 %. В нагнетательной скважине приемистость возросла с 220 м<sup>3</sup> / сут (16 МПа) до 320 м<sup>3</sup> / сут (12 МПа).

В работах [8, 36, 103] авторами представлены новые высокоэффективные составы для разглинизации призабойной зоны скважин. Отмечено, что при подборе состава можно уменьшить связь между частицами в глине и тем самым дезагрегировать глину. В реагент-разглинизатор входит функционально-назначенный компонент (ФНК), который в зависимости от типа глины позволяет либо резко снизить их набухание, либо ускорить заглинизацию. Лабораторные исследования показали увеличение проницаемости после обработки в 1,2 ÷ 3,5 раз. По опытно-промысловым испытаниям состава СНПХ-9330 по 11 скважинам дебит в среднем увеличился в 2 ÷ 4 раза.

Хорошие результаты обработок ПЗС достигнуты при применении многофункциональных реагентов [2, 23, 93]. В работе [23] представлена многоступенчатая технология по обработке ПЗС в нагнетательных скважинах, основанная на применении ПАВ-кислотного состава с использованием колтюбинговой установки. Технология включает несколько последовательных обработок: 1) промывка забоя и НКТ многофункциональным ПАВ (нефтенолом К) для очистки ствола от АСПО и выносом их на поверхность, 2) солянокислотная ванна с нефтенолом для очистки ПЗС с последующим удалением про-

дуктов реакции на поверхность, 3) продавка в ПЗС раствора сухокислоты СК-ТК 4 с нефтенолом К для очистки пласта от загрязнителей. Эффекты по ряду скважин составили: до обработки  $5 \text{ м}^3 / \text{сут}$  (при 145 ат), после –  $110 \text{ м}^3 / \text{сут}$  (120 ат); до –  $12 \text{ м}^3 / \text{сут}$  (120 ат), после –  $110 \text{ м}^3 / \text{сут}$  (120 ат); до –  $80 \text{ м}^3 / \text{сут}$  (60 ат), после –  $160 \text{ м}^3 / \text{сут}$  (40 ат); до –  $0 \text{ м}^3 / \text{сут}$  (180 ат), после –  $100 \text{ м}^3 / \text{сут}$  (180 ат).

В работе [62] представлен математический расчет, согласно которому можно определить оптимальную глубину и объем кислотного состава для обработки скважин. По результатам расчетов минимальный рекомендованный радиус обработок составляет 3,5 м, в данной зоне происходят наибольшие потери давления на преодоление фильтрационных сопротивлений.

В работе [76] по результатам многочисленных исследований кислотных обработок рекомендуется: в добывающих скважинах применение направленных большеобъемных кислотных обработок (БОПЗ), в нагнетательных – ПАВ-кислотных составов.

М. М. Мусабилов отмечает, что при глушении скважин возможно ухудшение фильтрационных свойств ПЗС, так как в основном используется минеральная пластовая вода, водные растворы солей или глинистые растворы [59]. Поэтому им предлагается технология глушения скважин, которая одновременно глушит и очищает ПЗС. Заключается она в том, что в нижние интервалы скважины закачивается гидрофобная эмульсия, содержащая до 70 % углеводородного раствора, оставшиеся верхние интервалы заполняются традиционной жидкостью. Технология позволяет: 1) увеличить до  $25 \div 30 \%$  дебит жидкости; 2) экономить средства, материалы, трудовые затраты, за счет совместной операции глушения и очистки ПЗС, подземного оборудования от АСПО; 3) исключать затраты по вызову притока и освоению.

В работах [35, 74, 104] также отмечается, высокая эффективность кислотных обработок призабойных зон скважин.

Обработка гидрофобизирующим составом

Цель обработок гидрофобизирующим составом заключается в гидрофобизация призабойной зоны пласта и тем самым снижение обводненности добываемой продукции. Вместе с тем по поводу идей гидрофобизации существуют и другие мнения, отрицательно относящиеся к приданию поверхности пород пласта гидрофобных свойств, что, по их мнению, негативно воздействует на процесс фильтрации флюидов [97].

Изменение смачиваемости поверхности породы в призабойной зоне пласта приводит к изменению характера фильтрации жидкости в этой зоне. Прежде всего, это приводит к изменению направленности действия капиллярных сил. На поверхности гидрофобизированной породы угол  $\theta$  в формуле Лапласа превышает  $100^\circ$  для воды, соответственно капиллярное давление направлено против ее движения и фазовая проницаемость для воды снижается, в то время как для углеводородной фазы – увеличивается.

Изменение характера смачиваемости поверхности пород и направленности действия капиллярных сил приводит к тому, что капиллярные силы препятствуют фильтрации воды и, наоборот, способствуют фильтрации нефти. Однако величина этого капиллярного давления для реальных горных пород не превышает 0,05 атм. Гидродинамический перепад давления в пласте и, особенно в призабойной зоне скважины, существенно превышает это значение и как следствие – значительного влияния на поступление воды в скважину этот, так называемый «гидрофобный барьер», оказывать не может.

Вместе с тем этот эффект может заметно сказываться на вертикальном продвижении водонефтяного контакта в призабойной зоне, когда большее влияние имеют процессы пропитки, а не дренирования, а также в малопроницаемых породах.

Помимо влияния на направленность капиллярных сил, изменение смачиваемости поверхности породы с гидрофильной на гидрофобную изменяет распределение фаз в поровом пространстве. Нефть, становясь смачивающей фазой, располагается на поверхности породы и заполняет более мелкие поры, углы пор и пережимы поровых каналов. Вода в этом случае как несмачива-

ющая фаза занимает расширения порового пространства и фильтруется по наиболее крупным поровым каналам. Следствием этого является ухудшение условий для фильтрации нефти, так как более крупные поры заняты водой, создающей фильтрационное сопротивление для движения нефти. Таким образом, при одной и той же водонасыщенности породы относительная фазовая проницаемость для нефти меньше, а для воды больше.

Однако при этом мало учитываются различия между физико-химическими явлениями в глубине нефтяного пласта при вытеснении нефти водой и процессы, происходящие в ходе обработки призабойной зоны пласта гидрофобизирующими композициями. Несомненно, что когда речь идет о вытеснении нефти водой во всем объеме нефтяного пласта, то более предпочтителен гидрофильный характер поверхности породы, способствующий более равномерному и полному вымыванию нефти. Совсем иначе происходит при фильтрации флюидов через призабойную зону скважины и применение гидрофобизирующих композиций для ее обработки весьма полезно.

В процессе закачки гидрофобизирующих композиций происходит разрушение пленки рыхлосвязанной воды, оттеснение воды из призабойной зоны и тем самым ее осушение. Гидрофобизирующий реагент закрепляется на поверхности породы, препятствуя ее повторной гидратации. Водонасыщенность гидрофобизированных участков пласта резко падает, что увеличивает проницаемость для нефти и снижает ее для воды. Таким образом, водонасыщенность призабойной зоны пласта до и после обработки гидрофобизирующими реагентами резко отличается, поэтому при одной и той же водонасыщенности в этих условиях сравнивать их совершенно не корректно.

На основе всего вышесказанного, можно заключить, что метод гидрофобизации является, скорее, методом интенсификации нефтедобычи, чем методом ограничения водопритока. И это хорошо коррелирует с многочисленными результатами обработок скважин чисто гидрофобизирующими составами, при которых наблюдалось увеличение дебита по нефти при незначительном снижении дебита по воде.



Обязательным условием эффективности применяемой данной технологии является одновременное повышение фильтрационных сопротивлений в пропластках, промытых водой. В противном случае можно ожидать рост обводнения добывающей скважины [54].

О гидрофобизации призабойной зоны пласта говорится в статье [80] А.В. Старковским. Автором отмечено, что гидрофильные породы впитывают воду, оттесняя нефть вглубь пласта, создавая дополнительные сопротивления в ПЗ и уменьшая поровое сечение. Технология гидрофобизации направлена на изменение характеристик смачиваемости пористой среды, что повышает нефтенасыщенность в ПЗ, снижая фильтрационные сопротивления. Критерии подбора скважин для гидрофобизации следующие: 1) резкое снижение дебита нефти при незначительном накопленном отборе; 2) рост обводненности при сохранении  $P_{пл}$ ; 3) обводненность более 30 %; 4) наличие запаса пластовой энергии; 5) коллектора неоднородные по проницаемости и характеризующиеся неравномерной выработкой. По 11 скважинам, выбранным на основе критериев, получено: дебит по нефти увеличился в среднем на  $8 \div 10$  т / сут (максимум – 42 т / сут), обводненность снизилась на  $15 \div 20$  %, продолжительность эффекта составила 2 месяца.

#### Гидроразрыв пласта [31]

Наиболее эффективным гидрогеодинамическим методом воздействия является гидроразрыв пласта. Практика показывает, что ГРП (ГКРП) является одним из наиболее эффективных методов повышения продуктивности скважин как при обработке ПЗС, так и при глубокопроникающем воздействии на продуктивный пласт. ГРП позволяет расширить и углубить естественные и образовать искусственные трещины в ПЗС путем создания высоких давлений на забоях скважин закачкой в пласт специальных жидкостей. Для предотвращения смыкания образующихся трещин их заполняют наполнителем (песком), который вводят вместе с жидкостью – песконосителем.

При проведении глубокопроникающего ГРП воздействию подвергается не только ПЗС, но и удаленная часть пласта. Эффект достигается за счет рез-

кого снижения фильтрационных сопротивлений, изменения характера фильтрационного потока, подключения к скважине практически недренируемых зон.

Глубокопроникающий ГРП является одним из современных методов, позволяющих увеличить продуктивность скважин, эксплуатирующих низкопроницаемые коллекторы. В настоящее время его рассматривают как наиболее перспективный способ интенсификации добычи нефти, определяющий и комплексную систему разработки месторождений.

Так как направленность трещин ГРП зависит от напряженного состояния коллектора и трудно поддается управлению, сетку скважин следует согласовывать с предполагаемым направлением развития трещин, которое определяется нормалью к плоскостям наименьших главных напряжений в пласте. Важно учитывать и преждевременный прорыв воды по трещинам от ГРП в добывающие скважины во избежание обводнения скважин ограничивают длину трещин.

#### Вибрационное воздействие [31]

Виброобработка – это процесс воздействия на ПЗС с помощью специальных забойных устройств, создающих колебания давления различной частоты и амплитуды с помощью спущенного в скважину на НКТ вибратора-генератора колебаний давления. Истечение жидкости из него происходит под некоторым углом к касательной, вследствие чего создается реактивный момент, приводящий цилиндр во вращательное движение. При совпадении прорезей жидкость выходит из НКТ, при несовпадении - мгновенно останавливается. В процессе прокачки рабочей жидкости через вибратор он генерирует серию гидроударов, воздействующих на обрабатываемую ПЗС. При этом возникают большие перепады давлений, изменяющие поверхностные, капиллярные и другие свойства жидкостей и пород и вызывающие в них разрывы с образованием микротрещин. В результате виброобработки призабойной зоны повышаются производительность нефтяных и приемистость нагнетательных скважин.

Вибровоздействие наиболее целесообразно проводить в скважинах: 1) с проницаемостью ПЗС ниже средней проницаемости пласта или более удаленных от скважины зон пласта; 2) с ухудшенными коллекторскими свойствами ПЗС в результате проникновения в пласт бурового и цементного растворов, утяжелителей, воды и т.д. в процессе разработки или ремонтных работ; 3) эксплуатирующие пласты, сложенные низкопроницаемыми породами, содержащими глинистые материалы; 4) с низкой проницаемостью пород, но с высоким пластовым давлением.

Положительные результаты от виброобработки получены в скважинах, дебит которых подвержен резкому снижению, не связанному с уменьшением пластового давления и их обводнением посторонними водами. В таких случаях в результате виброобработки удается восстановить первоначальный дебит [31].

В работе [6] по результатам анализа опытно-промышленных исследований вибрационного и кислотного воздействия на морских нефтяных месторождениях Азербайджана получено, что вибрационное воздействие эффективнее. По нагнетательным скважинам после проведения вибровоздействия приемистость в среднем возрастала в 2 раза, по добывающим скважинам дебит жидкости – 2,8 раза.

Обработка депрессиями-репрессиями [31]

Обработка ПЗС депрессиями-репрессиями заключается в создании многократных мгновенных депрессий-репрессий воздействий с помощью высоконапорных струйных аппаратов различных конструкций в сочетании с располагаемым ниже пакером, обеспечивающих заданное снижение давления на пласт в течение определенного времени. Механизм восстановления или улучшения фильтрационных свойств пород в призабойной зоне состоит в следующем. С помощью мгновенно созданной высокой депрессии на пласт, которая остается постоянной на протяжении заданного времени воздействия, обеспечивается большая скорость движения жидкости из призабойной зоны в скважину. В период воздействия существенно интенсифицируется очистка

призабойной зоны потоком жидкости с выносом твердых частиц. При прекращении циркуляции рабочей жидкости через струйный аппарат в стволе скважины восстанавливается гидростатическое давление, передаваемое на пласт. При этом репрессия на него поддерживается в течение планируемого времени. В результате жидкость движется из ствола в пласт, а твердые породные частицы, закупоривающие его, испытывают противоположно направленные нагрузки. Максимальная депрессия регулируется с учетом известных ограничений, при этом особенно большие депрессии требуются при освоении низкопроницаемых сильно закупоренных коллекторов.

В работе [31] отмечается высокая успешность и эффективность технологий гидромеханического волнового воздействия на призабойную зону, а также целесообразность адресного воздействия на перфорационные каналы и трещины, что существенно повышает эффективность воздействия на ПЗС.

В статье [9] С.Б. Бекетовым описана технология интенсификации притока путем репрессивно-депресссионного воздействия на призабойную зону пласта при капитальном ремонте скважин. Волновое воздействие на ПЗС выполняется с использованием двухфазной пены в условиях аномально низких пластовых давлений. Технология предусматривает создание многократных знакопеременных импульсов в зоне обработки пласта, которая может осуществляться в сочетании с другими ремонтными работами на скважине. Метод воздействия на пласт дает хороший эффект в условиях высокопрочных пород. При обработке ПЗС происходит очистка пор и трещин, а также образование новых трещин. Основные технологические решения следующие: 1) в начале очищается ПЗ скважины путем нагнетания в НКГ пены на забой и поднятием ее по затрубному пространству вместе с загрязняющими частицами на поверхность; 2) продавка пены в пласт с последующим резким созданием депрессии на ПЗ, за счет открытия дроссельной задвижки на устье. Оптимальное число репрессивно-депресссионного воздействия рекомендуется  $5 \div 7$  раз.

В статье [3] автором описана технология импульсного воздействия на пласт, что достигается с применением компоновки подземного оборудования, в которой погружное насосное оборудование спускают с пакером. Хвостовик оборудуется клапанами над и под интервалами перфорации для перепускания жидкости и газа. Клапаны за счет разницы давлений попеременно открываются и закрываются, создавая импульсное воздействие на пласт. Данное воздействие позволяет открыть закольматированные и неработающие капиллярные каналы и подключить их в работу. На забое флюид разделяется: газ поднимается вверх, вода уходит вниз, не контактируя с перфорированными нефтенасыщенными интервалами. По мере накопления после открытия клапанов газ и вода удаляются. При этом нефть находится на уровне перфорации, а благодаря импульсному воздействию фильтрация в призабойной зоне улучшается.

В статье [1] представлены результаты опытно-промысловых обработок призабойной зоны пластов нефтяных скважин термобарохимическим методом (ТБХО), который включает в себя одновременное тепловое, гидромеханическое и химическое воздействие. На Узенском месторождении данная технология выполнялась с использованием утилизированного ракетного топлива, после их обработки на режиме замедленного горения. Эффективность применения ТБХО на месторождении по 38 скважинам составила прирост дебита жидкости на 3,6 т / сут при среднем дебите до ОПЗ 4,5 т / сут.

#### 1.1.4.5 Подбор скважин для обработки призабойной зоны

При значительном количестве скважин на залежи в процессе организации работ по искусственному воздействию на ПЗС возникает задача не только определить очередность скважин, но и целесообразности таких обработок в каждом конкретном случае. Это связано с большим разнообразием геолого-физических условий залегания нефти в зоне обрабатываемых скважин, а также со степенью их взаимовлияния. Целесообразно устанавливать такую очередность обработок, при которой обеспечивается их наибольшая технологи-

ческая и экономическая эффективность не столько в каждой конкретной скважине, сколько в целом по участку. В большой степени выбор скважин определяется величиной остаточной нефтенасыщенности и расстоянием остаточных запасов нефти от забоя добывающих скважин [57].

На практике при подборе технологий воздействия на ПЗС, в основном, используется подход с применением ранее накопленного опыта проведения успешных ОПЗ на соседних скважинах или месторождениях аналогов, имеющих сходные реакции на обработки в пределах одного объекта. Так при использовании данного подхода по скв. 6319 Алексеевского месторождения после проведения СКО дебит по жидкости вырос с 1,7 до 5,0 т / сут. Эффект продолжался 7 месяцев, после чего дебит снизился до 3,0 т / сут [12].

#### 1.1.4.6 Причины низкой успешности методов воздействия

В работе [31] выделены следующие причины низкой успешности методов воздействия на ПЗС: значительный расход дефицитных и дорогостоящих химических реагентов; недостаточно полно разработанные теоретические основы проектирования процессов; недостаточно обоснованный выбор скважин для осуществления различных методов воздействия и их очередности; недостаточный учет свойств и строения призабойной зоны конкретной скважины, а также распределения нефтенасыщенности и ее динамики во времени; неизвестность путей обводнения скважины и степени водонасыщенности пластов. Не всегда учитываются изменения, происходящие в пласте и ПЗС в процессе разработки залежи. В нефтепромысловой практике часто выбирают метод обработки ПЗС исходя из имеющихся возможностей: наличия технических средств и материалов, освоенности метода в данном регионе. Важный недостаток всех методов воздействия на ПЗС является недостаточная их регулируемость, которая особенно важна при разработке многопластовых месторождений, включающих многослойные расчлененные коллекторы.

В ПО "Нижневартовскнефтегаз" из традиционных методов обработки призабойных зон скважин: солянокислотные обработки (СКО), ацетонкислотные обработки (АКО), глинокислотные обработки (ГКО), пеноглинокислотные обработки (ПГКО), обработки методом многократных депрессий-репрессий (УОС), обработки скважинными генераторами гидравлических колебаний (СГГК), гидравлический разрыв пласта (ГРП), термогазохимическое воздействие (ТГХВ). Наиболее широкое внедрение получили СКО, ГКО и АКО. По этим методам дополнительная добыча нефти была максимальной. Однако удельный прирост добычи нефти, приходящийся на 1 скважину, для всех методов примерно одинаков. Исключение составил лишь метод ТГХВ, который характеризуется величиной удельной добычи нефти на 1 скважину, приблизительно в 2 раза превышающей ее среднюю величину при других методах ОПЗ. По коэффициенту успешности обработок лучшими стали методы гидромеханического воздействия и ТГХВ. По анализу невысокая успешностью кислотных обработок (СКО, АКО, ГКО, ПГКО) объясняется нарушением технологий проведения операций [31].

В работах [30, 70, 90, 91] анализ технологии обработки призабойных зон пластов для восстановления продуктивности в добывающих скважинах показал, что наибольшую эффективность имеют физические технологии, несколько меньшую – физико-химические, самую низкую химические методы. Наиболее высокие показатели получены по следующим технологиям: реагент многофункционального действия (РМД) в среднем увеличил продуктивность по 6 скважинам в 1,4 раза; акустико-химическое воздействие (АХВ) – в 1,3 раза; перфорация кумулятивная + поверхностно-активные вещества (ПК + ПАВ) – в 1,3 раза по 14 скважинам; очистка призабойной зоны + дострел – в 4,4 раза по 1 скважине; ОПЗ пульсатором и депрессионная перфорация (ДП) – в 1,2 раза по 52 скважинам; ДП + термобароимплозионное воздействие (ТБИВ) – в 1,3 раза по 15 скважинам. Высокие показатели также были получены по технологиям: вахсид – в 1,4 раза по 2 скважинам, ОПЗ растворами

ПАВ – в 1,5 раза по 1 скважине, ОПЗ + перестрел – в 1,5 раза по 4 скважинам, имульсионное дренирование наземным прерывателем – в 1,5 раза по 2 скважинам, ПК + дистиллат – в 2 раза по 1 скважине, СКО пульсатором – в 2,0 раза по 1 скважине.

Анализ физико-химических исследований по качественному управлению воздействием на призабойную зону показал, что ее состояние существенно влияет на эффективность обработок [10, 72]. Эффективность от ОПЗ по фонду скважин составляет всего 60 %. По результатам анализа выявлена следующая зависимость: увеличение перфорированной толщи, пористости, проницаемости и уменьшение глинистости и карбонатности увеличивает эффективность обработки, а высокие дебиты снижают эффективность. В гидрофильных породах эффект после обработок не был получен, по причине затруднения удаления воды из породы. На эффективность обработки также влияют глинисто-песчаные пробки и другие загрязняющие частицы, имеющиеся на забоях скважин, без удаления которых при ОПЗ неизбежно значительное ухудшение проницаемости ПЗ. Растворимость породы в ПЗ в реальной скважине гораздо ниже чем породы при исследовании в лабораторных условиях, что связано с большим количеством содержания в ПЗ скважины  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{SO}^{2-}$ . По неэффективным ОПЗ выявлено: перед обработкой не проводилась качественная промывка ствола и забоя, в основном ПЗ скважин была загрязнена техническими материалами. Для увеличения эффективности ОПЗ рекомендует при промывке скважин применять технологические жидкости, которые максимально увеличивают промывочные свойства.

В работах [27, 32, 39, 73] по результатам анализа значительного объема технологий воздействия на ПЗС получено, что к первым пяти методам с максимальной удельной дополнительной добычей можно отнести: гидроразрыв пласта, резку бокового ствола, депрессионное-репресссионное воздействие, СКО, депрессионную перфорацию. В работах отмечено, что наиболее достоверным способом обоснования применимости физико-химических методов



увеличения нефтеотдачи являются расчеты на гидродинамических моделях. Отмечено, что выделение близких по геолого-физическим характеристикам объектов разработки позволяют с высокой успешностью распространить результаты опытно-промысловых работ на однотипные объекты.

#### 1.1.4.7 Схематизация строения прискважинной зоны пласта [31]

С развитием новых технологий и техники воздействия на прискважинную зону (ПЗ) пласта и очистки ее и ствола от загрязнений чрезвычайно важно детализировать строение и условия формирования околоскважинных зон пласта не только в процессе бурения скважины, но и при ее освоении и эксплуатации.

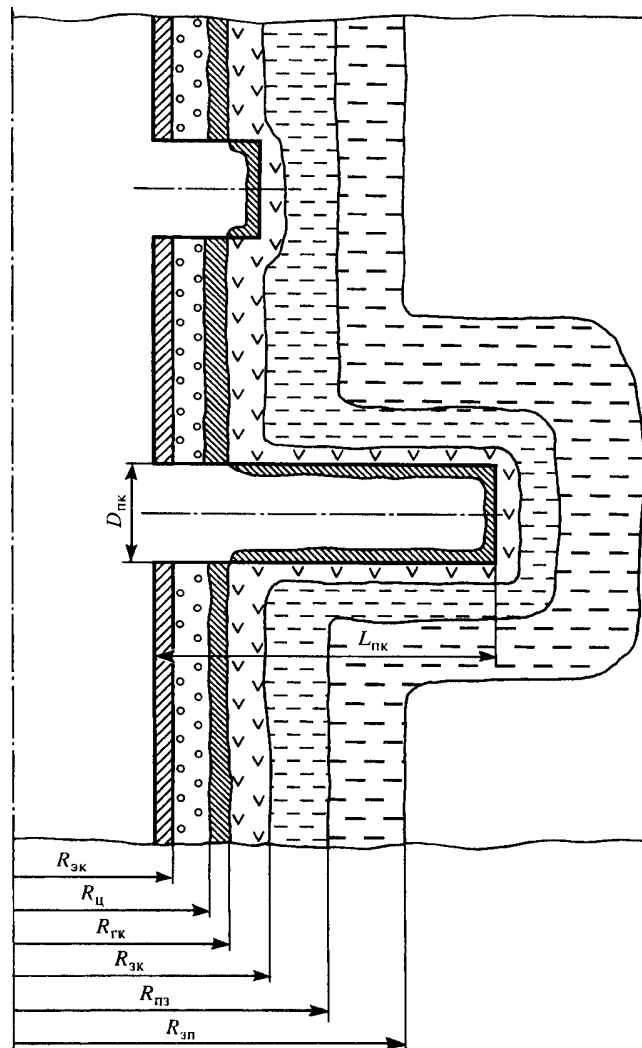
В течение каждого из периодов и этапов жизни скважины осуществляются технологические операции, существенно различающиеся по воздействию на окружающую пластовую систему. Эксплуатация скважины требует информационного обеспечения, без которого невозможно говорить об оптимальном управлении технологическим процессом. Скважина является не только каналом, по которому пластовые жидкости и газы поднимаются на поверхность, но и источником информации о термобарическом состоянии и свойствах пластовой системы. Конечной целью любой информационной технологии является создание математической модели объекта и процесса, т.е. речь идет о моделировании системы скважина-пласт и притока жидкостей и газов к скважине.

Рассмотрим процесс формирования зон пласта вокруг скважины. На этапах бурения и заканчивания в пласте формируется околоскважинная зона с довольно сложным строением. Основные элементы ПЗ начиная с внутренней поверхности эксплуатационной колонны следующие: толща стальной трубы, цементное кольцо, глинистая корка, зона кольматации, промытая зона и зона проникновения. Дальше начинается незагрязненный пласт.

Очевидно, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) околоскважинной зоны существенно отличаются от остальной части пласта. При этом, чем

ближе к эксплуатационной колонне, тем в большей степени проявляется отличие. Кроме того, степень ухудшения ФЕС зависит от того, какой жидкостью или газом насыщен пласт и какой смачиваемостью обладает порода.

После проведения перфорационных работ строение ПЗ существенно усложняется. Появляются перфорационные каналы (ПК), на внутренней поверхности которых образуется глинистая корка, а в околоскважинных зонах пласта формируются зоны кольтматации, промытые зоны и зоны проникновения фильтрата подобно тому, как формируется околоскважинная зона. На рисунке 1.1 представлена схема строения ПЗ.



Радиусы:  $R_{зк}$  – эксплуатационной колонны;  $R_{ц}$  – цементного кольца;  $R_{ГК}$  – глинистой корки;  $R_{зк}$  – зоны кольтматации;  $R_{пз}$  – промытой зоны;  $R_{зп}$  – зоны проникновения;  $D_{пк}$ ,

$L_{пк}$  – диаметр и длина перфорационного канала

Рисунок 1.1 – Схема строения околоскважинной и околоскважинной зон пласта

Вокруг перфорационных каналов образуются зона с ухудшенными ФЕС, что резко снижает приток в скважину. При этом толщина зон зависит от времени воздействия, свойств бурового раствора и перепада между пластовым и забойным давлениями.

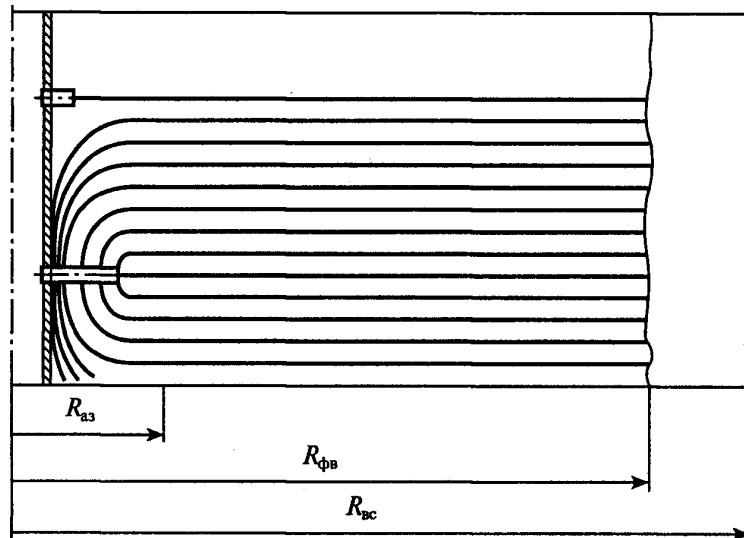
При проведении технологических операций по вызову притока ставится задача очистки каналов от бурового раствора и разрушения образовавшейся ухудшенной зоны. Депрессионные воронки каждого ПК, сливаясь, образуют вокруг скважины сложную геометрическую форму – поверхность. На некотором расстоянии от скважины влияние ПК на распределение давления становится несущественным и поток по направлению от оси скважины приобретает плоскорадиальную форму. Зону пласта вокруг скважины до этой границы можно назвать активной зоной пласта (АЗП). Здесь поток имеет очень сложную, локализованную у ПК форму, наибольшие градиенты давления и скорости течения флюидов.

Будет ли поток захватывать ПЗ, зависит от протяженности перфорационных каналов. Если каналы в среднем меньше общей толщины ПЗ, то поток проходит через эту зону. В этом случае влияние ПЗ на продуктивность скважины максимально. Если длина ПК больше общей толщины ПЗ, то, по всей вероятности, потоком жидкости эта зона пласта с ухудшенной проницаемостью захватывается частично, а продуктивность скважины определяется протяженностью ПК за пределами ПЗ в чистом пласте. Очевидно, что дебит скважины зависит от количества ПК, их длины и диаметра, способа перфорации, толщины и плотности глинистой корки на внутренней поверхности каналов, свойств и толщины околосканальных зон, а также проявления капиллярных эффектов и многих других факторов и явлений.

За пределами АЗП градиенты давления небольшие и плавно уменьшаются по мере удаления от скважины. Эта зона пласта простирается теоретически до границ пласта или до пересечения депрессионной воронки с воронками от соседних скважин. На линии пересечения воронок градиент давления равен нулю, и она является нейтральной, т.е. водораздельной. Область

пласта от границы АЗП до нейтральной линии будем называть областью влияния скважины (ОВС).

На рисунке 1.2 представлена схема расположения зон влияния скважины, где показаны лишь два ПК различной протяженности относительно ПЗ. Поскольку схема выполнена в мезомасштабе, она интересна лишь тем, что отражает принятые нами представления о формировании различных зон в пласте и фильтрационного поля вокруг скважины. Тем не менее, эта схема позволяет сделать важный вывод – при математическом моделировании притока жидкости или газа к скважине следует рассматривать не плоскорадиальную геометрию, как чаще всего делается, а более сложную, состоящую из двух областей. Во внешней по отношению к скважине области поток принимается плоскорадиальным, а во внутренней области, где линии тока искривляются при подходе к ПК, необходимо строить модель притока к горизонтальным цилиндрическим трубкам с проницаемой стенкой.



Радиусы:  $R_{аз}$  – активной зоны влияния перфорационных каналов;  $R_{фв}$  – фильтрационного влияния;  $R_{вс}$  – влияния скважины

Рисунок 1.2 – Схема фильтрационного поля по толщине пласта

## 1.2 Обоснование предмета и необходимости проведения исследований

Обзор предшествующих работ показал, что состояние ПЗС играет ведущую роль при добыче нефти, от которой зависят не только продуктивные

характеристики скважин, но и конечная нефтеотдача. При этом из обзора исследований выявлено, что недостаточно освещены вопросы, связанные с физическими процессами фильтрации жидкости в ПЗС. В основном вопросы, относящиеся к ПЗ, сводятся к описанию насыщенности, фазовым проницаемостям, причинам загрязнения, методам обработок и эффективности ГТМ, и в тоже время практически нет работ по описанию процессов фильтрации флюида в ПЗС к искусственно созданным каналам от конкретных видов мероприятий.

Слабо освещен вопрос подбора скважин для ГТМ в зависимости от продуктивной характеристики пласта. При этом многими исследователями отмечается, что подбор технологий необходимо проводить для каждой скважины индивидуально в зависимости от вскрываемых ее слоев, но мало кто из них приводит конкретные примеры.

Редко описывается то, какие изменения должны произойти в ПЗС от ГТМ для достижения высокой эффективности. Недостаточно информации по описанию причин низкой эффективности методов воздействия с точки зрения физических процессов, происходящих в ПЗС. Знание такой информации могло бы подтолкнуть на совершенствование и оптимизацию ГТМ, что, в конечном счете, привело бы к росту эффективности мероприятий, а значит и к улучшению технико-экономических показателей разработки месторождений.

В связи с вышесказанным отмечается необходимость в доизучении фильтрации флюида в ПЗС и выявлении причин, влияющих на эффективность ГТМ. Для этого в данной диссертационной работе были выполнены исследования, направленные на изучение процессов происходящих в ПЗС, с целью разработки рекомендаций по совершенствованию методов воздействия на пласт.

Совершенствование технологий воздействия на пласт может позволить эффективней эксплуатировать и регулировать системы разработки месторождений, а также предлагать новые подходы к развитию данных систем.

Для математического моделирования использовалась трехмерная трехфазная гидродинамическая модель, реализованная на основе программного комплекса «Протей» с соответствующими дополнениями. Комплекс позволяет осуществлять решение уравнений многомерной многофазной фильтрации в постановке «black oil».

Все исследования в работе проводились на гипотетических объектах разработки. Основы математического моделирования пластовых систем и методы интегрирования дифференциальных уравнений течения флюида в пласте представлены А.В. Назаровым в его работах [60, 61] и изложены во второй главе.

## **ГЛАВА 2. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДА**

### 2.1. Постановка задачи

На сегодняшний день самым распространенным способом прогнозирования показателей разработки является использование гидродинамических комплексов, с помощью которых также можно проводить исследования по изучению фильтрации флюидов в пласте и призабойной зоне скважин, так как в них учитываются все основные физические процессы фильтрации. Поэтому для изучения процессов фильтрации в ПЗС была выбрана методика математического (гидродинамического) моделирования на основе трехмерной трехфазной гидродинамической модели, реализованной на основе программного комплекса «Протей», прошедшая государственную регистрацию и экспертизу ЦКР Роснедра.

В основу программной реализации пакета "Протей" положена полностью неявная (как по пространству, так и по искомым переменным) разностная схема. Программные средства реализованы на алгоритмическом языке C++, возможность которого оперировать с адресными переменными позволяет весьма эффективно организовать вычислительный процесс.

Задачи решались проведением многочисленных экспериментов, анализом и обобщением полученных результатов.

### 2.2. Обоснование расчетной методики

Сущность математического (гидродинамического) моделирования процесса разработки залежи природных углеводородов заключается в решении дифференциальных уравнений фильтрации флюида в продуктивном пласте при соответствующих начальных и граничных условиях, а также геолого-

промысловых данных. Это решение позволяет получить в качестве функций пространства-времени искомые параметры. Как правило, это насыщенность флюидами и давление, иногда – составы пластовой смеси и ее температура. То есть, решив каким-то образом указанные уравнения, мы можем предсказать значения перечисленных величин в каждый момент времени в каждой точке пласта, а на основе этого – значительный объем другой необходимой для проектирования информации [60].

Уравнения, описывающие математическую модель пласта, почти всегда настолько сложны, что их невозможно решить в квадратурах (т.е. получить аналитические функциональные зависимости). Чтобы сделать задачу разрешимой с помощью вычислительных машин, применяют численные методы, с помощью которых дифференциальные уравнения заменяют системой алгебраических, аппроксимирующие первые уравнения. Полученные алгебраические уравнения, как правило, тоже не отличаются простотой и требуют приближенного решения, хотя последнее может быть получено с любой требуемой точностью.

Схема создания гидродинамической модели такова:

- 1) выбор уравнений течения флюидов в пласте и принятие некоторых допущений, которые необходимы с практической точки зрения для того, чтобы сделать задачу разрешимой;
- 2) аппроксимация указанных уравнений системой алгебраических и выбор расчетной схемы получения их решения;
- 3) реализация последней на ЭВМ.

Безусловное достоинство математической модели – возможность вернуться в первоначальное состояние с последующим изменением способа воздействия на пласт. Пользователь может, таким образом, воспроизвести все допустимые варианты разработки залежи и выбрать из них наилучший по какому-либо критерию [60].



Определение цели проводимого исследования и точная постановка необходимых вопросов – очень важный этап при выполнении любого исследования на модели.

Любое многофазное моделирование сводится к решению обобщенных уравнений неразрывности вида:

$$\operatorname{div}\left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \times l_{\alpha}^k \times \vec{v}_{\alpha}\right) + \frac{\partial}{\partial t}\left(m \times \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \times l_{\alpha}^k \times s_{\alpha}\right) + q^k = 0, \quad (2.1)$$

где  $\alpha$  = вода, нефть, газ;

$k$  = H<sub>2</sub>O, C<sub>5+в</sub>, C<sub>1-4</sub>;

$\rho_{\alpha}$  – плотность фазы « $\alpha$ »;

$\vec{v}_{\alpha}$  – скорость фазы « $\alpha$ »;

$l_{\alpha}^k$  – массовая доля компонента « $k$ » в фазе « $\alpha$ »;

$m$  – пористость;

$s_{\alpha}$  – насыщенность порового пространства фазой « $\alpha$ »;

$q^k$  – массовая плотность источника (стока) по компоненту « $k$ ».

Система (2.1) дополняется замыкающими соотношениями, а также начальными и граничными условиями (2.2 и 2.3), что делает задачу корректной (т. е. имеющей, вообще говоря, единственное решение). При этом компонент « $k$ » может быть как компонентом в обычном понимании, так и обобщенным (фракцией), например C<sub>1</sub> – C<sub>4</sub>, C<sub>5+</sub> (модель “black oil”).

Замыкающие соотношения:

$$\sum_{\alpha} s_{\alpha} = 1, \quad \sum_k l_{\alpha}^k = 1 \quad \forall \alpha.$$

Начальные условия: при  $t = 0$ :

$$\begin{aligned} p &= p(x, y, z), \\ s_{\Gamma} &= s_{\Gamma}(x, y, z), \\ s_{\text{В}} &= s_{\text{В}}(x, y, z) \end{aligned} \quad (2.2)$$

(в каждой точке пласта заданы начальные давления и насыщенности).

Граничные условия:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial \eta} \right|_{G_1} = 0 \quad - \text{условие непроницаемости внешней границы } G_1, \quad (2.3)$$

$$\left. p \right|_{G_2} = p \quad - \text{условие поддержания давления на внешней границе } G_2,$$

где  $\eta$  – нормаль к внешней границе;

$G$  – граница залежи.

Условие (2.3) может быть очень просто реализовано пользователем с применением метода «черной дыры». В точке, где требуется поддерживать заданное давление (и, соответственно, насыщенности фазами), задается условная пористость  $m \gg 1$  (например,  $10^9$ ). В этом случае в уравнениях (2.1) остаются только временные производные (остальными слагаемыми можно пренебречь), равенство нулю которых означает неизменность состояния системы в данной точке во времени.

В качестве закона фильтрации выбирается обобщенный закон Дарси:

$$\bar{v}_\alpha = - \frac{k \times f_\alpha}{\mu_\alpha} \text{grad}(P_\alpha - \int \gamma_\alpha dH), \quad (2.4)$$

где  $k$  – тензор абсолютной проницаемости;

$f_\alpha$  – относительная проницаемость по фазе « $\alpha$ »;

$\mu_\alpha$  – динамическая вязкость фазы « $\alpha$ »;

$P_\alpha$  – давление в фазе « $\alpha$ »;

$\gamma_\alpha$  – удельный вес фазы « $\alpha$ »;

$H$  – гипсометрическая отметка.

Отметим, что выбор закона движения не меняет сути метода решения задачи.

Решение системы (2.1) позволяет найти распределение давления и насыщенностей фазами в пласте в каждый момент времени. Для численного интегрирования (2.1) использована полностью неявная разностная схема. На

каждом шаге по времени разностные уравнения решались методом Ньютона. Для решения систем линейных уравнений на каждой ньютоновской итерации применен обобщенный метод сопряженных градиентов (процедура ORTHOMIN) [61].

Для каждого узла скважины записываются уравнения материального баланса, учитывающие:

- массообмен с пластовыми узлами;
- массообмен с соседними скважинными узлами;
- граничное условие на скважине.

Данные уравнения в некотором смысле эквивалентны уравнениям течения флюидов в пласте и имеют те же самые искомые величины, что позволяет их включить в общую систему разностных уравнений и найти решение неявным образом.

### 2.3 Исходные данные для технологических расчетов

Исходными данными для расчета показателей на трехмерной трехфазной гидродинамической модели являются:

- распределение в пространстве коллекторских свойств;
- начальное флюидонасыщение;
- физико-химические свойства флюидов;
- относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления.

Для определения основных закономерностей фильтрации флюида в пласте и в прискважинной зоне, при прочих равных условиях, нет необходимости в описании какого-либо конкретного объекта разработки, создании крупного или его усложнении. Так как основные закономерности фильтрации флюида вряд ли будут значительно отличаться от представленных. Поэтому для достижения поставленных целей в работе исследования проводились на небольших гипотетических объектах разработки, где области фильтрации вписывались в прямоугольные параллелепипеды.

### ГЛАВА 3. ФИЛЬТРАЦИЯ ФЛЮИДА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИНЫ

Подбор технологии воздействия на пласт является одной из наиболее актуальных задач при разработке месторождений. Существует множество видов геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на повышение продуктивности скважин.

При подборе методов воздействия на ПЗС обычно ориентируются на полученные эффекты по скважинам на схожих месторождениях. При этом редко учитываются конкретные особенности геологического разреза скважин, что приводит к недостаточной эффективности мероприятий. Для эффективного выбора ГТМ необходимо иметь представление, как протекают процессы фильтрации жидкости в ПЗС к создаваемым каналам и трещинам от конкретных видов мероприятий.

#### 3.1 Приток жидкости к скважине и распределение притока вдоль создаваемых каналов

Цель исследования – анализ профиля притока к скважине и распределение притока вдоль перфорационных канала в разных по проницаемости коллекторах.

Исследование выполнялось на гипотетическом объекте разработки, где область фильтрации была вписана в квадрат и покрыта координатной сеткой с переменным шагом по осям  $Ox$  и  $Oy$ , что было необходимо для описания перфорационных каналов. Размеры ячеек в прискважинной зоне равны  $0,3 \times 0,3$  м (ось  $Ox$  и  $Oy$ ), по мере удаления от скважины размеры ячеек увеличиваются. Число узлов по осям  $Ox \times Oy$  составляет  $107 \times 107$  ячеек. По вертикали (ось  $Oz$ ) модель представлена пятью слоями разной проницаемостью. Общее число ячеек в модели – 57245. Размер модели –  $602,3 \times 602,3 \times 10$  м (ось  $Ox$ ,  $Oy$ ,  $Oz$ ).

Начальное пластовое давление принято равным 23,1 МПа. Пористость, водонасыщенность и приведенный состав по газу (массовая доля газовой фракции в углеводородной смеси) в каждом узле модели взяты соответственно: 0,13, 0,13 и 0,087258 доли ед.

Для объективного сопоставления результатов расчета приняты равные эффективные нефтенасыщенные слои по 2 м, со следующими значениями проницаемостей: 0,011 мкм<sup>2</sup>, 0,0335 мкм<sup>2</sup>, 0,1335 мкм<sup>2</sup>, 0,0775 мкм<sup>2</sup>, 0,0508 мкм<sup>2</sup>. Сообщаемость между слоями принята 0,001 мкм<sup>2</sup>. Вязкость воды в пластовых условиях – 0,5 мПа × с.

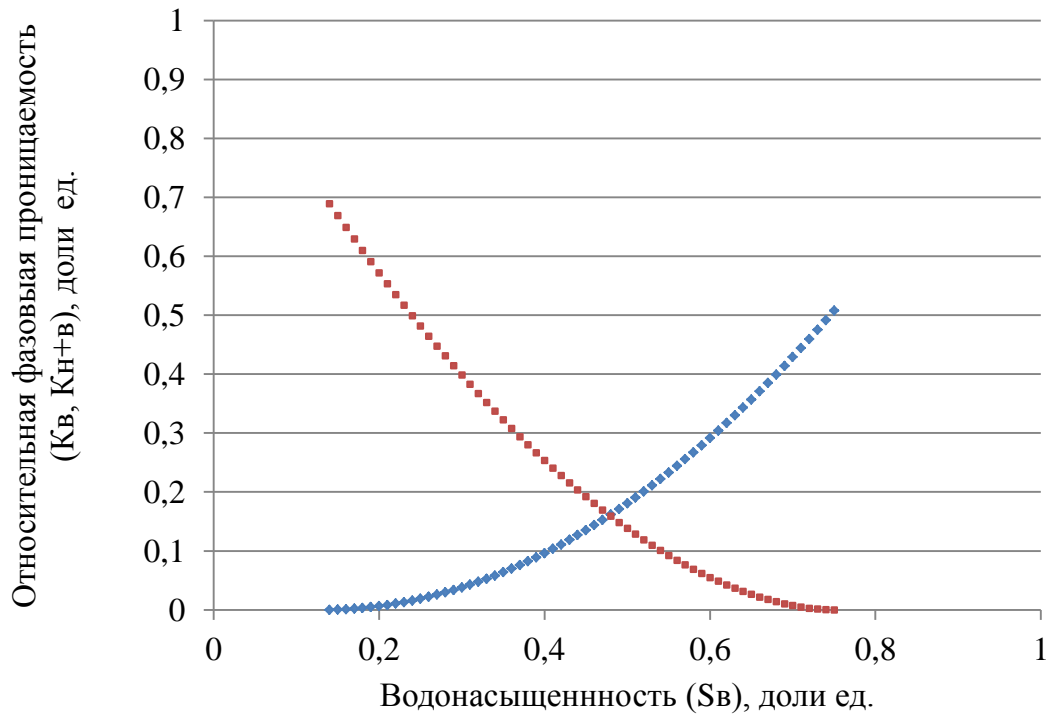
Основные физико-химические свойства флюидов во всех исследованиях приняты одинаковыми (главы 3 ÷ 5) и приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Физико-химические свойства флюидов в зависимости от давления

Давление, МПа	Плотность нефти, кг / м <sup>3</sup>	Плотность газа, кг / м <sup>3</sup>	Вязкость нефти, мПа × с	Вязкость газа, мПа × с	Массовая доля фракции C <sub>1-4</sub> в нефти, д.ед	Массовая доля фракции C <sub>1-4</sub> в газе, д.ед
1	0,832	1	15	0,01	0,001	1
12	0,746	118	2,27	0,035	0,087	1
40	0,6537	400	0,9	0,075	0,2797	1

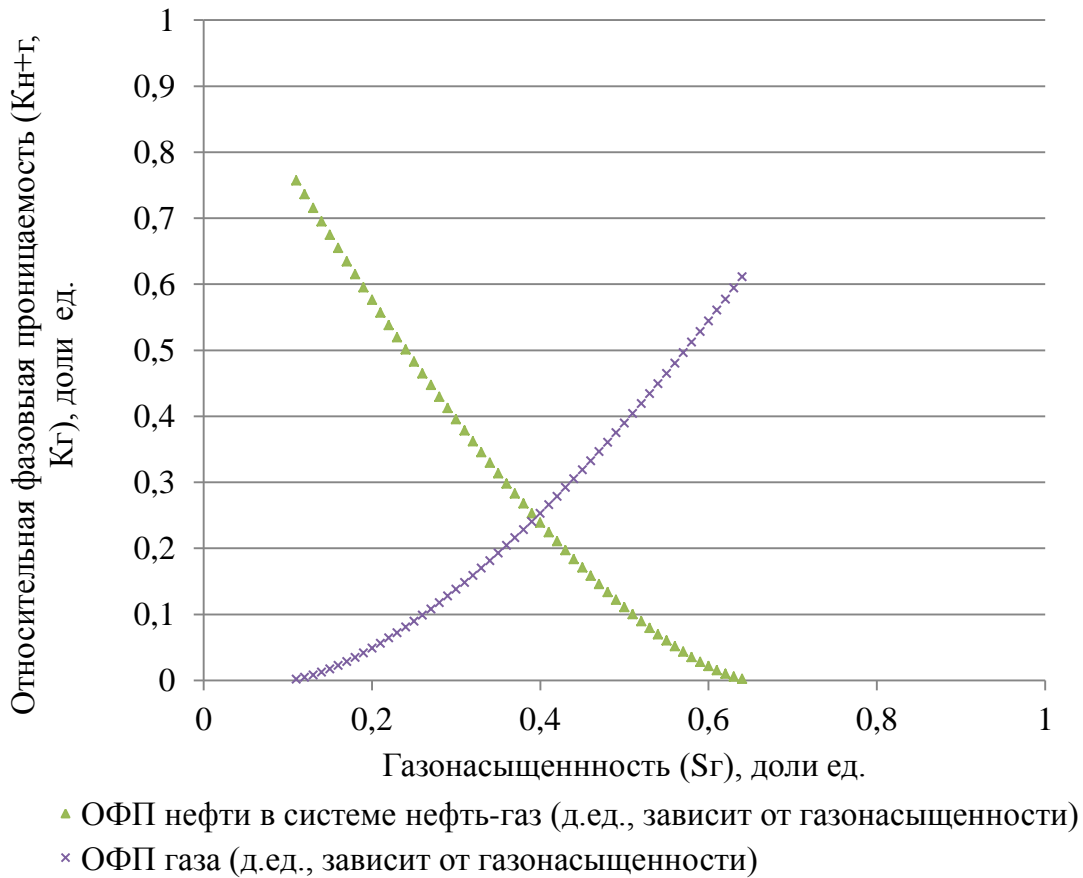
Относительные фазовые проницаемости (ОФП) флюидов относительно насыщенностей соответствующей фазе во всех исследованиях приняты одинаковыми (главы 3 ÷ 5) и представлены на рисунках 3.1 и 3.2.

Исследование проводилось на вертикальной скважине расположенной в центре модели. Степень связи пласта и скважины (аналог скин-фактора) в модели представлена проницаемостью и взята в 2 раза меньше проницаемости вскрытого слоя (то есть от 0,0055 до 0,357 мкм<sup>2</sup>). Вид на модель сверху представлен на рисунке 3.3.



- ◆ ОФП воды (д.ед., зависит от водонасыщенности)
- ОФП нефти в системе нефть-вода (д.ед., зависит от водонасыщенности)

Рисунок 3.1 – ОФП для системы нефть-вода



- ▲ ОФП нефти в системе нефть-газ (д.ед., зависит от газонасыщенности)
- × ОФП газа (д.ед., зависит от газонасыщенности)

Рисунок 3.2 – ОФП для системы нефть-газ

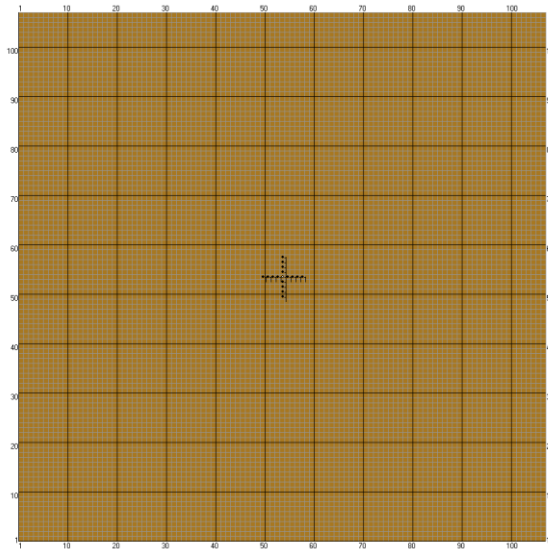


Рисунок 3.3 – Вид на модель сверху

На гидродинамической модели объекта проведено четыре исследования по изучению притока флюида к скважине со следующими длинами перфорационных каналов: 30, 60, 90, 120 см.

Перфорационные каналы описывались по подобию многозабойной скважины, вписанные в малые по размерам ячейки и направлялись по осям  $Ox$  и  $Oy$  в четыре стороны от центра скважины. Из предположения, что каналы одинаковы по длине и форме, следует, что притоки к ним из одного слоя равны, поэтому было решено упростить описание множества каналов в одну сторону по пропластку одним, но увеличенным в диаметре, что позволило уменьшить количество ячеек по оси  $Oz$  и облегчило моделирование забоя скважины. При данном подходе описания результаты расчётов будут сопоставимы с расчётами для их множества, так как величина притока к каналам в данном программном комплексе зависит от площади их поверхности, а пропускная способность – от условной проницаемости каналов. При сопоставлении полученных притоков (к приведенным каналам) с притоками жидкости к вертикальной скважине (без каналов) в данной модели получено, что притоки из слоев отличались несущественно. При сопоставлении притоков (к приведенным каналам) с притоками жидкости к каналам, приближенным к реальным размерам (без приведения), также были получены очень близкие результаты.

В программном комплексе перфорационные каналы задаются с помощью радиуса и площади сечения, их длина – расстоянием между узлами ячеек. Плотность перфорации принята 16 отв / м, радиус каналов – 0,0075 м.

Для приведения множества каналов к одному при толщине слоя 2 м использовался следующий алгоритм:

1. Определение приведенного радиуса (в программном комплексе используется для расчета притока к поверхности):

- количество каналов по одной оси от скважины на метр толщ:  $16 / 4 = 4$  отв / м;

- окружность одного канала:  $P = 2 \times \pi \times R = 2 \times 3,14 \times 0,0075 = 0,0471$  м;

- окружность четырех каналов:  $P_4 = 4 \times 0,0471 = 0,188$  м;

- общая окружность каналов в 2-х метровой толще:  $P_{общ} = 2 \times 0,188 = 0,376$  м;

- приведенный радиус окружности:  $R = P_{общ} / 2 \times \pi = 0,377 / 2 \times 3,14 = 0,59$  м.

2. Определение приведенной площади сечения (в программном комплексе – для расчета пропускной способности):

- количество каналов по одну ось от скважины на метр толщ:  $16 / 4 = 4$  отв / м;

- площадь сечения одного канала:  $S = \pi \times R^2 = 3,14 \times 0,0075^2 = 0,000176$  м<sup>2</sup>;

- площадь сечения четырех каналов на метр толщ:  $S_4 = 0,000176 \times 4 = 0,000704$  м<sup>2</sup>;

- Приведенная площадь сечения каналов в 2-х метровой толще:  $S_{общ} = 0,000704 \times 2 = 0,001408$  м<sup>2</sup>.

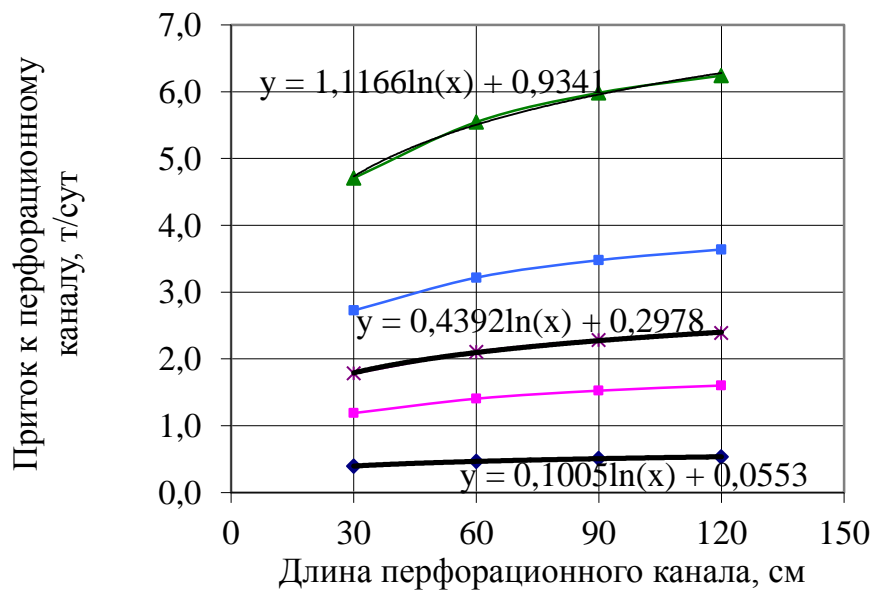
В работе представлены средние значения показателей за первые 30 суток после ввода скважины в работу. Дебит в скважине задавался максимально возможным при забойном давлении 15 МПа. Полученные результаты притока к перфорационным каналам и в целом к скважине сведены в таблицу 3.2



и представлены графически на рисунках 3.4 и 3.5.

Таблица 3.2 – Приток жидкости к перфорационному каналу в зависимости от его длины и проницаемости слоя

Номер слоя	Проницаемость слоя, мкм <sup>2</sup>	Значение притока к перфорационному каналу из слоя, т / сут			
		длина канала			
		30 см	60 см	90 см	120 см
1	0,011	0,40	0,47	0,51	0,54
2	0,033	1,19	1,41	1,53	1,60
3	0,133	4,71	5,55	5,98	6,24
4	0,077	2,73	3,22	3,48	3,64
5	0,051	1,78	2,11	2,28	2,39
Приток к скважине с одной стороны, т / сут		10,80	12,74	13,78	14,41
Суммарный приток (дебит) к скважине, т / сут		43,21	50,97	55,10	57,62



- ◆ Проницаемость вскрываемого пласта 0,011 мкм<sup>2</sup>
- Проницаемость вскрываемого пласта 0,033 мкм<sup>2</sup>
- ▲ Проницаемость вскрываемого пласта 0,133 мкм<sup>2</sup>
- Проницаемость вскрываемого пласта 0,077 мкм<sup>2</sup>
- Проницаемость вскрываемого пласта 0,051 мкм<sup>2</sup>
- \* Логарифмическая линия (проницаемость вскрываемого пласта 0,011 мкм<sup>2</sup>)
- Логарифмическая линия (проницаемость вскрываемого пласта 0,051 мкм<sup>2</sup>)
- Логарифмическая линия (проницаемость вскрываемого пласта 0,051 мкм<sup>2</sup>)

Рисунок 3.4 – Приток к перфорационным каналам в зависимости от их длины и проницаемости слоя

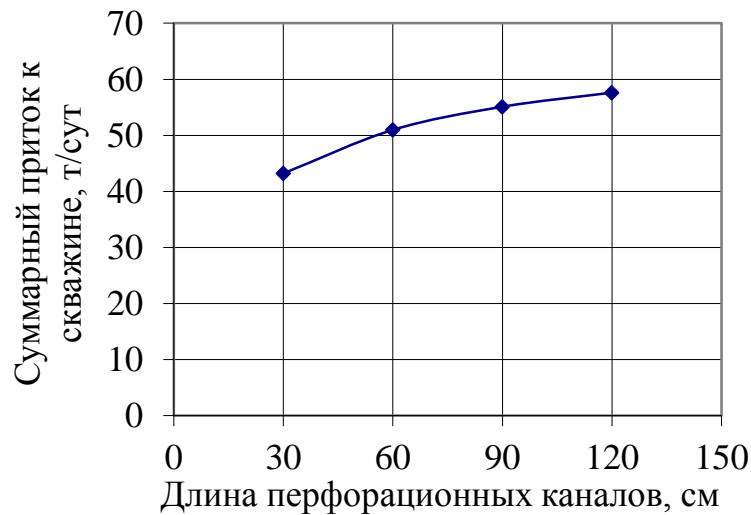


Рисунок 3.5 – Дебит скважины в зависимости от длины перфорационных каналов

Приросты притоков к каналам длиной 60, 90 и 120 см относительно притока к 30 см перфорации в процентном выражении представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Приросты притоков относительно 30 см перфорационного канала

Номер слоя	Проницаемость слоя, мкм <sup>2</sup>	Приросты притоков относительно 30 см канала, %		
		Длина перфорационного канала		
		60 см	90 см	120 см
1	0,011	18,2	28,4	35,0
2	0,033	18,1	28,2	34,7
3	0,133	17,8	27,1	32,6
4	0,077	18,0	27,6	33,5
5	0,051	18,1	27,8	33,9
Прирост притока (дебита) к скважине, %		18,0	27,5	33,3

Из полученных результатов видно, что приросты притоков значительно зависят от фильтрационной характеристики слоя. В высокопроницаемых пропластках увеличение глубины вскрытия дает немного меньший эффект прироста притоков в процентном выражении. В пропластке с проницаемостью 0,133 мкм<sup>2</sup> рост притока при углублении перфорации с 30 см до 60 см составил 17,8 %, при углублении до 90 см – 27,1 %, до 120 см – 32,6 %. В

низкопроницаемом слое ( $0,011 \text{ мкм}^2$ ) увеличение длины перфорации дало следующие приросты: 18,2 %, 28,4 %, 35,0 %, соответственно.

В целом рост дебита скважины при увеличении длины перфораций с 30 см до 120 см составил 33,3%, при этом эффект от углубления с 90 см до 120 см – всего 5,8%.

Неравные приросты притоков из слоев связаны с распределением давлений в прискважинной зоне и вдоль перфорационных каналов. Для примера рассмотрим распределение давлений вдоль каналов с длинами 90 см и 120 см по самому высокопроницаемому и низкопроницаемому слоям (табл. 3.4, 3.5).

Таблица 3.4 – Давления в узлах канала длиной 90 см и в узлах связанных с ним

Проницаемость слоя, $\text{мкм}^2$	Участок канала	Давление, МПа		Перепад давления, МПа
		в узле ка- нала	в узле, связанном с узлом канала (ПЗ)	
0,011	0 ÷ 30 см	15,00	15,74	0,74
	30 ÷ 60 см	15,00	15,84	0,83
	60 ÷ 90 см	15,00	16,00	1,00
0,133	0 ÷ 30 см	15,00	15,75	0,75
	30 ÷ 60 см	15,04	15,85	0,81
	60 ÷ 90 см	15,05	16,01	0,96

Таблица 3.5 – Давления в узлах канала длиной 120 см и в узлах связанных с ним

Проницаемость слоя, $\text{мкм}^2$	Участок канала	Давление, МПа		Перепад давления, МПа
		в узле ка- нала	в узле, связанном с узлом канала (ПЗ)	
0,011	0 ÷ 30 см	15,00	15,54	0,54
	30 ÷ 60 см	15,00	15,61	0,61
	60 ÷ 90 см	15,01	15,71	0,70
	90 ÷ 120 см	15,01	15,86	0,85
0,133	0 ÷ 30 см	15,00	15,56	0,56
	30 ÷ 60 см	15,04	15,64	0,60
	60 ÷ 90 см	15,07	15,74	0,67
	90 ÷ 120 см	15,09	15,89	0,80

Из таблиц видно, что в низкопроницаемом пропластке в среднем давление в узлах канала ниже и практически не растёт, что связано с малыми гидродинамическими сопротивлениями по причине незначительных притоков. При этом давление в ПЗ по слоям восстанавливается примерно равными темпами, что приводит к большим перепадам давлений между областями фильтрации в низкопроницаемом пропластке. По этой причине притоки жидкости к участкам каналов в низкопроницаемом пласте имеют более высокие приросты в процентном выражении.

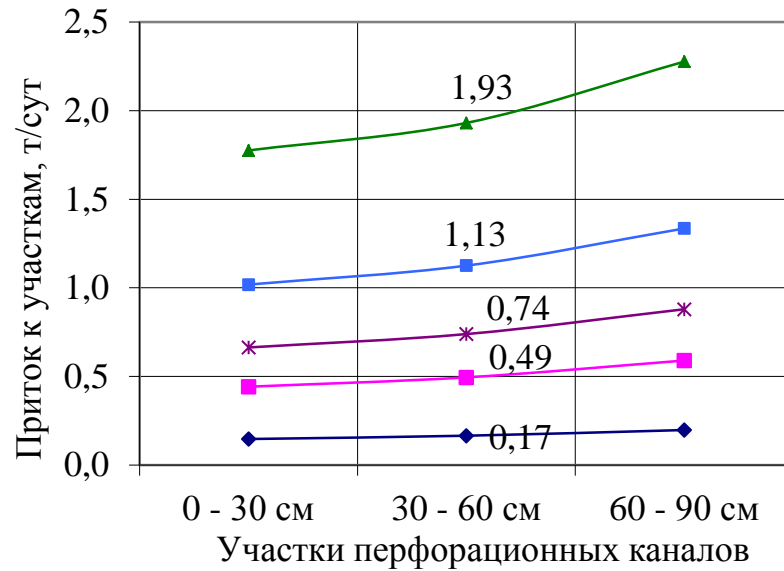
В таблицах 3.6 и 3.7 представлены значения притоков к участкам каналов глубиной в 90 и 120 см, графически – на рисунках 3.6 и 3.7.

Таблица 3.6 – Притоки жидкости к участкам вдоль канала длиной 90 см

Слой	Проницаемость слоя, мкм <sup>2</sup>	Величина притока к участкам канала, т / сут			
		0 ÷ 30 см	30 ÷ 60 см	60 ÷ 90 см	Сумма
1	0,011	0,15	0,17	0,20	0,51
2	0,033	0,44	0,49	0,59	1,53
3	0,133	1,78	1,93	2,28	5,98
4	0,077	1,02	1,13	1,33	3,48
5	0,051	0,66	0,74	0,88	2,28
Сумма		4,04	4,45	5,28	13,78

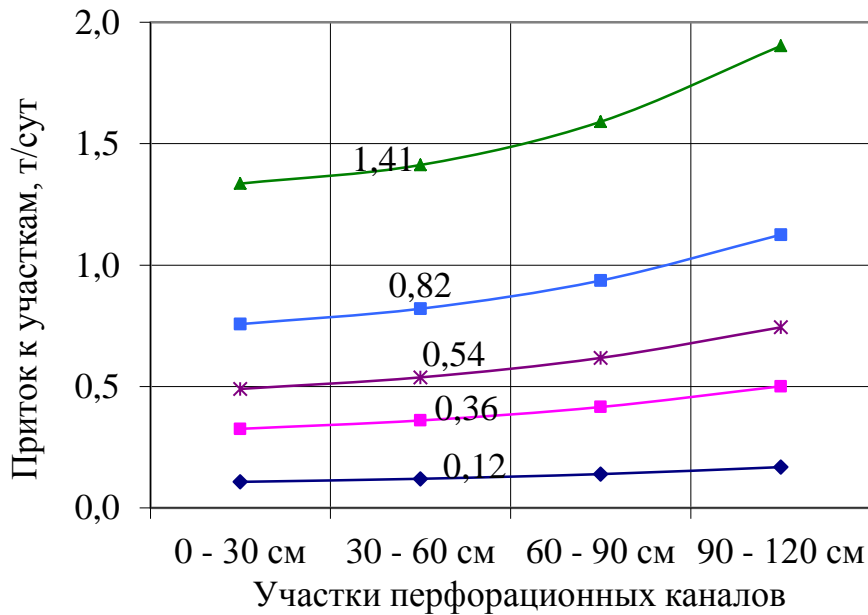
Таблица 3.7 – Притоки жидкости к участкам вдоль канала длиной 120 см

Слой	Проницаемость слоя, мкм <sup>2</sup>	Величина притока к участкам канала, т / сут				Сумма
		0 ÷ 30 см	30 ÷ 60 см	60 ÷ 90 см	90 ÷ 120 см	
1	0,011	0,11	0,12	0,14	0,17	0,53
2	0,033	0,33	0,36	0,42	0,50	1,60
3	0,133	1,34	1,41	1,59	1,90	6,24
4	0,077	0,76	0,82	0,94	1,13	3,64
5	0,051	0,49	0,54	0,62	0,74	2,39
Сумма		3,02	3,25	3,70	4,44	14,41



- ◆ Проницаемость вскрываемого пласта 0,011 мкм<sup>2</sup>
- Проницаемость вскрываемого пласта 0,033 мкм<sup>2</sup>
- ▲ Проницаемость вскрываемого пласта 0,133 мкм<sup>2</sup>
- Проницаемость вскрываемого пласта 0,077 мкм<sup>2</sup>
- \* Проницаемость вскрываемого пласта 0,051 мкм<sup>2</sup>

Рисунок 3.6 – Распределение притоков к участкам вдоль 90 см каналов



- ◆ Проницаемость вскрываемого пласта 0,011 мкм<sup>2</sup>
- Проницаемость вскрываемого пласта 0,033 мкм<sup>2</sup>
- ▲ Проницаемость вскрываемого пласта 0,133 мкм<sup>2</sup>
- Проницаемость вскрываемого пласта 0,077 мкм<sup>2</sup>
- \* Проницаемость вскрываемого пласта 0,051 мкм<sup>2</sup>

Рисунок 3.7 – Распределение притоков к участкам вдоль 120 см каналов

Сравнивая притоки к одним и тем же участкам вдоль неравных каналов, можно отметить, что притоки к участкам не равны – при увеличении их длины в основном наблюдается перераспределение объёма притока, а не пропорциональный рост, что можно было бы ошибочно предположить при анализе притока только к одному каналу (табл. 3.6, 3.7, рис. 3.6, 3.7).

По полученным результатам (рис. 3.4) была проведена оценка роста притока при увеличении длины каналов с использованием линий тренда. Для слоя с проницаемостью 0,011 мкм<sup>2</sup> функция имеет вид:  $y = 0,1005 \times \text{Ln}(x) + 0,0553$ , с проницаемостью 0,051 мкм<sup>2</sup>:  $y = 0,4392 \times \text{Ln}(x) + 0,2978$ , с проницаемостью 0,133 мкм<sup>2</sup>:  $y = 1,1166 \times \text{Ln}(x) + 0,9341$ . В таблице 3.8 приведены результаты расчетов для следующих длин каналов: 1,2 м, 5 м, 10 м, 30 м, 50 м, 100 м и 200 м.

Таблица 3.8 – Приток жидкости к глубоким каналам и их относительные приросты при сопоставлении с 120 см каналом

Проницаемость слоя, мкм <sup>2</sup>	Расчетный параметр (по линии тренда)	Длина канала, м						
		1,2	5	10	30	50	100	200
0,011	Приток, т / сут	0,53	0,68	0,75	0,86	0,91	0,98	1,05
	Прирост притока, %		27,1	40,2	60,8	70,4	83,4	96,5
0,051	Приток, т / сут	2,39	3,03	3,33	3,81	4,04	4,34	4,65
	Прирост притока, %		26,7	39,5	59,6	69,0	81,8	94,5
0,133	Приток, т / сут	6,24	7,87	8,65	9,87	10,44	11,22	11,99
	Прирост притока, %		26,2	38,6	58,2	67,4	79,8	92,2

Из результатов видно, что приросты притоков по слоям в процентном выражении сопоставимы, при этом по низкопроницаемому слою приток при увеличении длины канала до 200 м вырос всего на 0,52 т / сут, по высокопроницаемому в 11 раз больше (5,75 т / сут). Представленные расчёты указывают на то, что глубина дренирования не приводит к значительным приростам дебитов скважин в однородных коллекторах (максимум в два раза), так как приросты затухают. Здесь основная эффективность заключается в увеличении коэффициента охвата разработкой.

Данные результаты и зависимости применимы для глубокого дренирования коллектора (радиальное бурение, ГС), так как основные физические процессы фильтрации в пласте сохранятся, а отличия будут только в больших размерах, депрессиях и объемах притока.

Из расчётов следует, что получить существенный рост дебита в целом по скважине от воздействия на однородный низкопроницаемый слой проблематично, так как притоки из них незначительны. Основной надеждой для прироста дебита по данным пропласткам является вовлечение или присоединение высокопроницаемых зон или трещин, что имеет низкую вероятность в однородных коллекторах. Одним из методов для повышения эффективности разработки низкопроницаемых пластов может стать технология, позволяющая создать разветвленную сеть трещин в значительном объеме пласта.

Полученные результаты также объясняют причины, по которым не достигаются ожидаемые приросты дебитов при радиальном бурении и ГС в однородных коллекторах. Если дебит скважины до радиального бурения был 4 т / сут и станет 8 т / сут, то скорее всего эффект будет ниже ожидаемого. Поэтому при проведении подобных мероприятий в низкопроницаемых пластах остается надеяться только на приобщение высокопроницаемых зон.

Представленные результаты близки к фактическими промысловыми данными работы ГС на многих месторождениях. Для примера в таблице 3.9 представлены фактические коэффициенты продуктивностей скважин Щельяюрского месторождения (пласт D<sub>3dm</sub>), где средняя продуктивность ГС выше наклонно-направленных всего 1,6 раза.

Таблица 3.9 – Средние фактические значения коэффициентов продуктивностей скважин Щельяюрского месторождения

Вид скважины	Количество скважин, шт	К прод., $\frac{\text{м}^3}{\text{сут} \times \text{МПа}}$
Наклонно-направленная	6	112,07
ГС (сред. длина ГС – 400 м)	4	178,46
В целом	10	138,63

Таким образом, притоки к каналам значительно зависят от фильтрационной характеристики пласта. Максимальный прирост притока от глубины воздействия в процентном выражении будет получен по низкопроницаемым пластам, но в тоже время в объемном выражении прирост будет минимальным.

### 3.2. Приток жидкости к каналам по видам геолого-технических мероприятий в разных по продуктивности коллекторах

Любую систему дренирования или воздействия на призабойную зону пласта можно представить в виде каналов или трещин разного диаметра. От диаметра сечения будет зависеть пропускная способность каналов, при этом увеличение диаметра ведет к удорожанию ГТМ, а основным критерием подбора технологии является рентабельность.

Поэтому цель данного исследования заключалась в анализе притоков жидкости к создаваемым каналам по видам ГТМ в разных по проницаемости пластах. На основе полученных результатов разработаны рекомендации по совершенствованию ряда ГТМ и подбору скважин.

Исследование выполнялось на гипотетических объектах разработки, где области фильтрации вписывались в прямоугольные параллелепипеды и покрывались координатными сетками с переменными шагами по осям  $Ox$  и  $Oy$ , что было необходимо для описания каналов в прискважинной зоне. Размеры ячеек в прискважинной зоне взяты  $0,3 \times 0,3$  м (ось  $Ox$ ,  $Oy$ ), по мере удаления от скважины размеры ячеек увеличиваются. Число узлов по осям  $Ox \times Oy$  составляет  $107 \times 107$  ячеек.

Основные физико-химические свойства флюидов представлены в таблице 3.1, относительные фазовые проницаемости – на рисунках 3.1 и 3.2.

Начальное пластовое давление принято равным 22,6 МПа. Пористость, водонасыщенность и приведенный состав по газу (массовая доля газовой фракции в углеводородной смеси) в каждом узле модели взяты соответствен-



но: 0,13, 0,13 и 0,087258 доли ед. Давление насыщения равно 12 МПа, газо-содержание –  $84 \text{ м}^3 / \text{сут}$ , плотность нефти в пластовых условиях  $0,746 \text{ кг} / \text{м}^3$ , вязкость –  $2,27 \text{ мПа} \times \text{с}$ .

Для изучения притоков жидкости к каналам (трещинам) от предполагаемых мероприятий в разных по продуктивности коллекторах было создано три модели, отличающиеся только проницаемостью. В первой модели проницаемость составила  $0,011 \text{ мкм}^2$ , второй –  $0,051 \text{ мкм}^2$ , третьей –  $0,151 \text{ мкм}^2$ . По вертикали (ось Oz) модели представлены пятью слоями толщиной по 0,2 м с сообщаемостью между ними – 70 % от проницаемости пласта. Общее число ячеек в модели – 57245. Размер модели –  $602,3 \times 602,3 \times 1 \text{ м}$  (ось Ox, Oy, Oz).

Исследования проводились на вертикальной скважине находящейся в центре моделей. Степень связи пласта и каналов (аналог скин-фактора) задавалась проницаемостью – 80 % от проницаемости модели.

Так как любое вскрытие пласта или воздействие представляет собой создание каналов или трещин разных диаметров, то все виды мероприятий можно разделить по величине пропускной способности каналов.

В моделях каналы от геолого-технических мероприятий описывались по подобию многозабойной скважины. В зависимости от вида мероприятия в каналах задавалась высокая либо низкая пропускная способность. В программном комплексе данная величина формализована условной проницаемостью каналов. В данном исследовании размеры каналов фильтрации были приближены к реальным (без приведения).

Длина каналов принята равной 120 см. Для качественной оценки описывать каналы большей длины для изучения фильтрации флюида нет необходимости, так как основные физические процессы фильтрации в пласте сохраняются, а отличия будут только в больших размерах, депрессиях и объёмах притока. Также по результатам первого исследования получено, что при увеличении глубины дренирования в основном отмечается перераспределение объёма притока вдоль каналов.

На каждой модели было проведено по три исследования с описанием определенного вида воздействия. Мероприятия с низкой пропускной способностью задавались проницаемостью в каналах  $1 \text{ мкм}^2$ , средней –  $10 \text{ мкм}^2$ , высокой –  $100 \text{ мкм}^2$ .

Вид на модель сверху со скважиной и каналами представлен на рисунке 3.8.

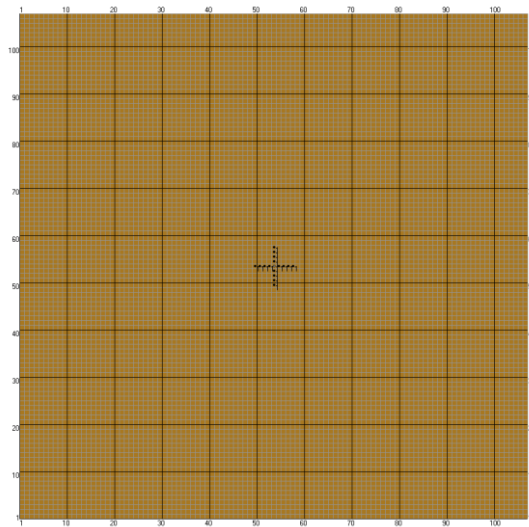


Рисунок 3.8 – Вид на модель сверху

В работе приведены средние значения показателей за первые 30 суток после ввода скважины в работу. Дебит в скважине задавался максимально возможным при забойном давлении 15 МПа. Полученные результаты притоков жидкости к участкам каналов из разных по проницаемости моделей сведены в таблице 3.10. В таблицу вынесены притоки вдоль одного канала по слою, притоки из других каналов между собой равны, так как слои однородны и симметричны.

Из представленных в таблице данных сразу можно отметить, что «интерференции» притоков между слоями не наблюдается, притоки к каналам из крайних слоев практически равны центральным.

Сначала результаты были сгруппированы таким образом, чтобы проанализировать притоки к каналам в зависимости от проницаемости коллектора. Графически притоки к участкам вдоль каналов для пласта с проницаемостью  $0,011 \text{ мкм}^2$  представлены на рисунке 3.9.

Таблица 3.10 – Притоки к участкам каналов из разных по продуктивности моделей

Но- мер экспе- ри- мен- та	Прони- цае- мость модели, мкм <sup>2</sup>	Пропускная способность канала, мкм <sup>2</sup>	Слой	Значение притока к участкам канала, т / сут × 10 <sup>-3</sup>				
				участок канала				Сум- ма
				0 ÷ 30	30 ÷ 60	60 ÷ 90	90 ÷ 120	
1	0,011	1	1 слой	47,43	12,57	5,68	7,33	73
			2...4 слой	47,42	12,57	5,68	7,33	73
			5 слой	47,42	12,57	5,68	7,33	73
			Сумма	237,1	62,9	28,4	36,7	365
2	0,051		1 слой	261,7	22,82	4,95	7,57	297
			2...4 слой	261,65	22,82	4,95	7,57	297
			5 слой	261,59	22,82	4,95	7,57	296,9
			Сумма	1308,3	114,1	24,8	37,9	1485
3	0,151		1 слой	780,93	25,95	3,9	7,29	818,1
			2...4 слой	780,75	25,95	3,9	7,29	817,9
			5 слой	780,5	25,94	3,9	7,29	817,6
			Сумма	3903,8	129,7	19,5	36,5	4089,5
4	0,011	10	1 слой	21,32	16,7	17,93	26,14	82,1
			2...4 слой	21,32	16,7	17,93	26,14	82,1
			5 слой	21,32	16,69	17,93	26,14	82,1
			Сумма	106,6	83,5	89,7	130,7	410,4
5	0,051		1 слой	167,32	68,09	44,34	59,04	338,8
			2...4 слой	167,27	68,07	44,34	59,04	338,7
			5 слой	167,22	68,06	44,33	59,03	338,6
			Сумма	836,4	340,4	221,7	295,2	1693,6
6	0,151		1 слой	643,47	140,51	54,48	70,89	909,4
			2...4 слой	643,2	140,46	54,47	70,88	909
			5 слой	642,81	140,4	54,46	70,87	908,5
			Сумма	3216	702,3	272,4	354,4	4545,1
7	0,011	100	1 слой	13,27	16,43	22,15	33,72	85,6
			2...4 слой	13,27	16,43	22,15	33,71	85,6
			5 слой	13,27	16,43	22,15	33,71	85,6
			Сумма	66,3	82,1	110,8	168,6	427,8
8	0,051		1 слой	74,21	73,11	89,25	133,31	369,9
			2...4 слой	74,18	73,09	89,23	133,28	369,8
			5 слой	74,13	73,05	89,19	133,23	369,6
			Сумма	370,9	365,5	446,1	666,4	1848,9
9	0,151		1 слой	302,53	211,82	211,8	304,21	1030,4
			2...4 слой	302,29	211,68	211,69	304,09	1029,8
			5 слой	301,93	211,46	211,53	303,92	1028,8
			Сумма	1511,5	1058,4	1058,5	1520,5	5148,9

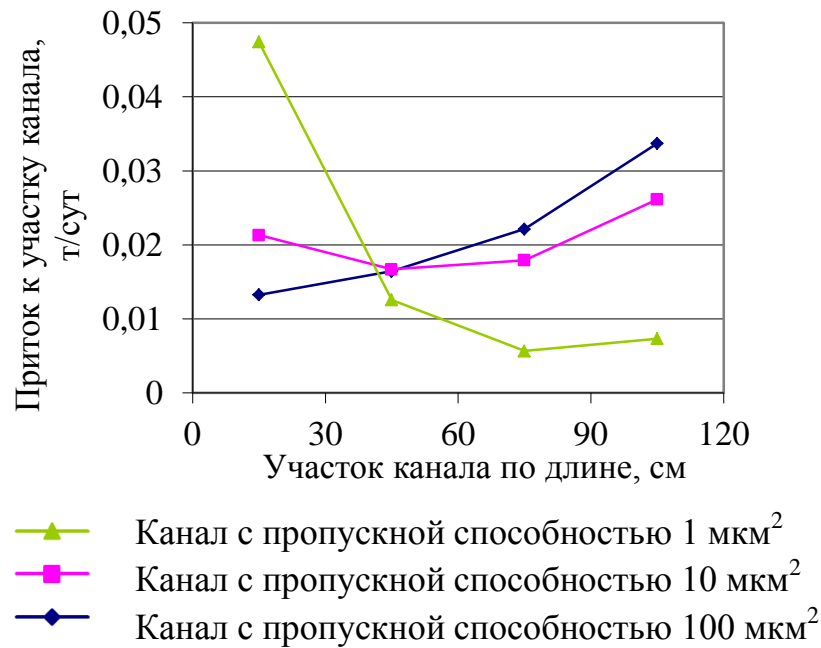


Рисунок 3.9 – Притоки к участкам каналов в пласте с проницаемостью  $0,011 \text{ мкм}^2$

Из рисунка 3.9 видно, что в низкопроницаемом пласте характеры притоков к каналам отличаются существенно в зависимости от их пропускной способности (вида ГТМ). К участкам каналов с высокой и средней сообщаемостью притоки жидкости по мере отдаления от скважины растут. По мере приближения с низкой пропускной способностью притоки снижаются. Из данных зависимостей можно заключить, что по низкопроницаемым пластам будут эффективны мероприятия, позволяющие достигать «хорошую» пропускную способность в каналах. При этом необходимо отметить, что притоки из пласта очень малы, поэтому получить значительный прирост дебита в объёмном выражении не удастся, а значит необходимо выбирать наиболее дешёвые технологии воздействия.

Увеличение глубины дренирования также не приведет к существенному росту дебита в объёмном выражении, так как приток к каналу в основном перераспределяются, что было показано в главе 3.1 (табл. 3.6, 3.7).

Причины существенных отличий характеров притоков связаны с распределением давлений в прискважинной зоне и в самом канале. Значения давлений по представленным зависимостям притоков по участкам сведены в таблицу 3.11. Для большей наглядности значения давлений и притоков по участкам вдоль каналов представлены на рисунке 3.10.

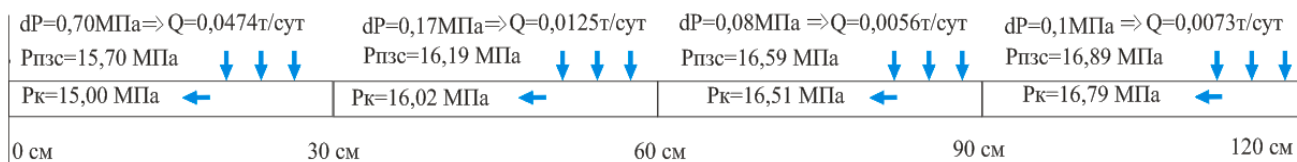
Таблица 3.11 – Давления в узлах канала и в узлах связанных с ним по пласту с проницаемостью  $0,011 \text{ мкм}^2$

Связь в канале, $\text{мкм}^2$	Участок канала	Давление, МПа		Перепад давлений, МПа
		в канале	в узле, связанным с участком канала (ПЗС)	
1	0 ÷ 30 см	15,00	15,70	0,7
	30 ÷ 60 см	16,02	16,19	0,17
	60 ÷ 90 см	16,51	16,59	0,08
	90 ÷ 120 см	16,79	16,89	0,10
10	0 ÷ 30 см	15,00	15,29	0,29
	30 ÷ 60 см	15,23	15,46	0,23
	60 ÷ 90 см	15,40	15,64	0,24
	90 ÷ 120 см	15,50	15,85	0,35
100	0 ÷ 30 см	15,00	15,18	0,18
	30 ÷ 60 см	15,02	15,25	0,23
	60 ÷ 90 см	15,05	15,35	0,30
	90 ÷ 120 см	15,06	15,52	0,46

Пропускная способность –  $1 \text{ мкм}^2$

$$\Sigma Q = 0,07301 \text{ т/сут}$$

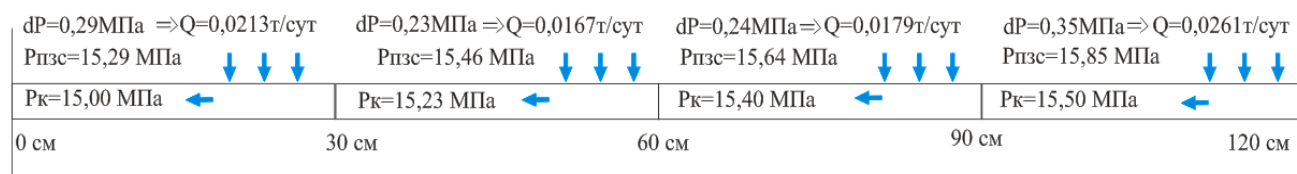
$Q \Leftarrow dP$



Пропускная способность –  $10 \text{ мкм}^2$

$$\Sigma Q = 0,0821 \text{ т/сут}$$

$Q \Leftarrow dP$



Пропускная способность –  $100 \text{ мкм}^2$

$$\Sigma Q = 0,08557 \text{ т/сут}$$

$Q \Leftarrow dP$

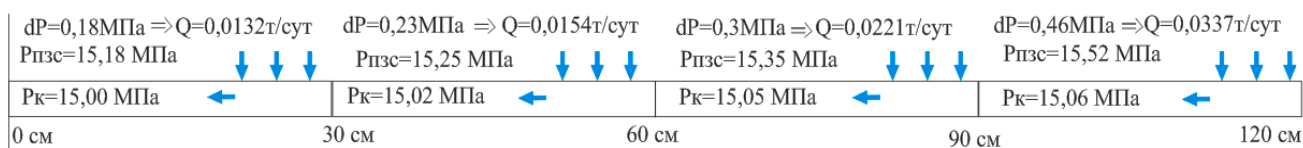


Рисунок 3.10 – Величина давлений и притоков к участкам каналов в пласте с проницаемостью  $0,011 \text{ мкм}^2$

Из таблицы 3.11 и рисунка 3.10 видно, что по мероприятию с низкой сообщаемостью ( $1 \text{ мкм}^2$ ) давление в канале выше и по мере отдаления от скважины растёт высокими темпами, что объясняется значительными гидродинамическими сопротивлениями из-за их низкой пропускной способности. В связи с этим давление в канале уже на незначительном расстоянии от скважины практически равно давлению в ПЗ, что приводит к незначительным перепадам давлений на конечных участках и несущественным притокам жидкости.

В канале со средней пропускной способностью ( $10 \text{ мкм}^2$ ) разница давлений между узлами на начальных участках снижается, а после растёт, что объясняется непропорциональным ростом давлений в канале и ПЗ, так как данные области обладают разными проводящими свойствами (гидроприводными характеристиками). На участке  $0 \div 30 \text{ см}$   $dP = 0,29 \text{ МПа}$ ,  $30 \div 60 \text{ см}$   $dP = 0,23 \text{ МПа}$ ,  $60 \div 90 \text{ см}$   $dP = 0,24 \text{ МПа}$ ,  $90 \div 120 \text{ см}$   $dP = 0,35 \text{ МПа}$ . По этой причине профиль притока имеет форму дуги (рис. 3.10).

Давление в канале с высокой пропускной способностью ( $100 \text{ мкм}^2$ ) по мере отдаления от скважины практически не растёт, так как в нем нет высоких гидродинамических сопротивлений, и притекаемый объем жидкости без особых затруднений уходит в скважину. При этом давление в ПЗ относительно канала выше и восстанавливается высокими темпами, что приводит к существенным перепадам давлений между узлами и росту притока к участкам канала при отдалении от скважины (рис. 3.10).

При таком распределении давлений в низкопроницаемом пласте притоки к участкам с низкой сообщаемостью в каналах снижаются, а высокой сообщаемостью – растут. Рост притока к участкам будет продолжаться до тех пор, пока к каналу не начнет притекать такой объем жидкости, с которым пропускная способность канала не сможет справиться по причине значительных гидравлических сопротивлений, и профиль притока начнет видоизменяться. Например, если увеличивать длину канала с высокой сообщаемостью, то профиль притока постепенно примет форму дуги, а после перейдет в

падающую линию. Если бы в каналах не создавались гидравлические сопротивления, то снижения притоков к участкам не происходило, и они бы зависели только от перепада давлений между областями фильтрации.

Далее рассмотрим притоки от ГТМ в среднепроницаемом пласте (рис. 3.11). Из рисунка видно, что притоки при отдалении от скважины по мероприятиям с высокой и средней сообщаемостью в каналах растут, низкой – снижаются. Здесь величина притока к участкам существенней, что связано с более высокой проницаемостью пласта. По среднепроницаемым коллекторам будут эффективны применения мероприятия, создающие «хорошую» пропускную способность в каналах.

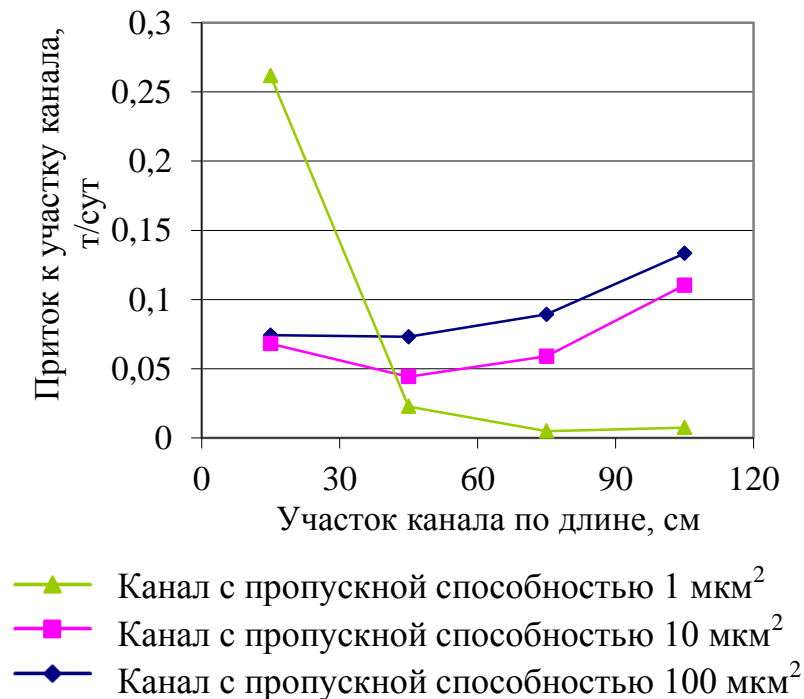


Рисунок 3.11 – Притоки к участкам каналов в пласте с проницаемостью  $0,051 \text{ мкм}^2$

Группировка характеров притоков по высокопроницаемому пласту представлена на рисунке 3.12. По пласту притоки не снижаются только по мероприятиям, создающим высокую пропускную способность в каналах. Здесь величина притоков к каналам значительна. К каналу с низкой сообщаемостью притоки уже на расстоянии всего 90 см от скважины практически отсутствуют, по причине ограниченной пропускной способности канала фильтрации. По высокопроницаемым пластам эффективны будут мероприя-

тия, позволяющие получить только высокую пропускную способность в каналах.

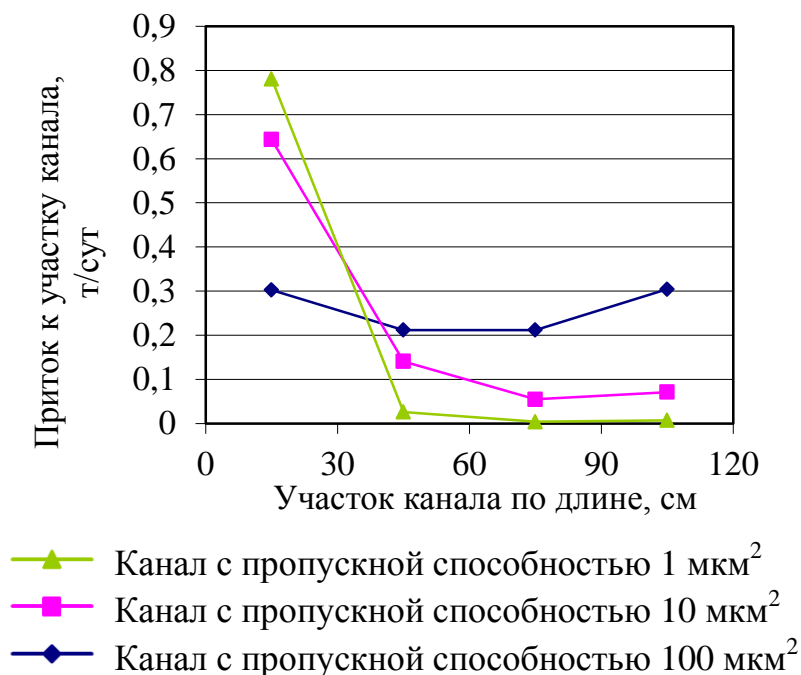


Рисунок 3.12 – Притоки к участкам каналов в пласте с проницаемостью 0,151 мкм<sup>2</sup>

Группировки притоков к каналам по величине пропускной способности (видам ГТМ) из разных по проницаемости пластов графически представлены на рисунках 3.13 ÷ 3.15.

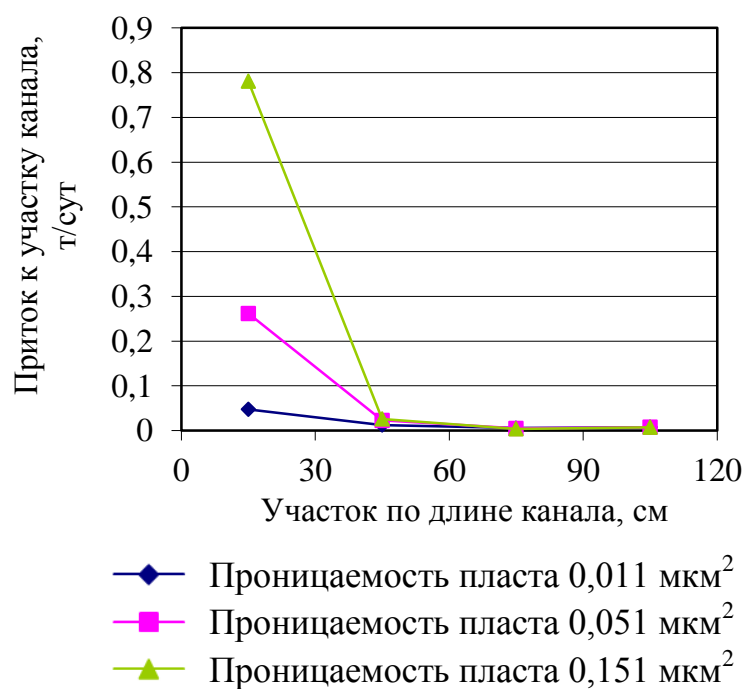


Рисунок 3.13 – Притоки к участкам каналов с пропускной способностью 1 мкм<sup>2</sup>



Из рисунка 3.13 видно, что по мероприятиям, создающим низкую пропускную способность ( $1 \text{ мкм}^2$ ), притоки к каналам (трещинам) уже на незначительных расстояниях от скважины практически отсутствуют, при этом их величина существенна в прискважинной зоне, что связано с высоким перепадом давлений. Данные мероприятия будут иметь низкую эффективность в любых коллекторах, а увеличение радиуса дренирования – неэффективно. Поэтому при проведении подобных мероприятий необходимо обязательно соблюдать рекомендуемую технологию и выполнять хорошую очистку ПЗ после воздействия, что позволит максимально повысить пропускную способность создаваемых каналов.

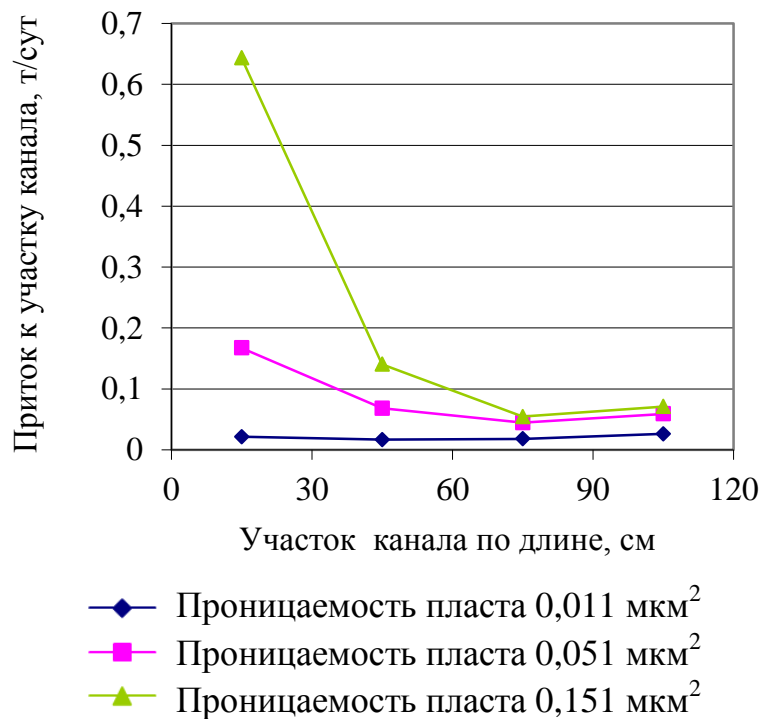


Рисунок 3.14 – Притоки к участкам каналов с пропускной способностью  $10 \text{ мкм}^2$

Характеры притоков по мероприятиям, создающих среднюю сообщаемость в каналах ( $10 \text{ мкм}^2$ ), отличаются существенной (рис. 3.14). В высокопроницаемом пласте по мере отдаления от скважины притоки снижаются, а в низкопроницаемом – растут. Данные виды мероприятий можно рекомендовать по низкопроницаемым и среднепроницаемым пластам.

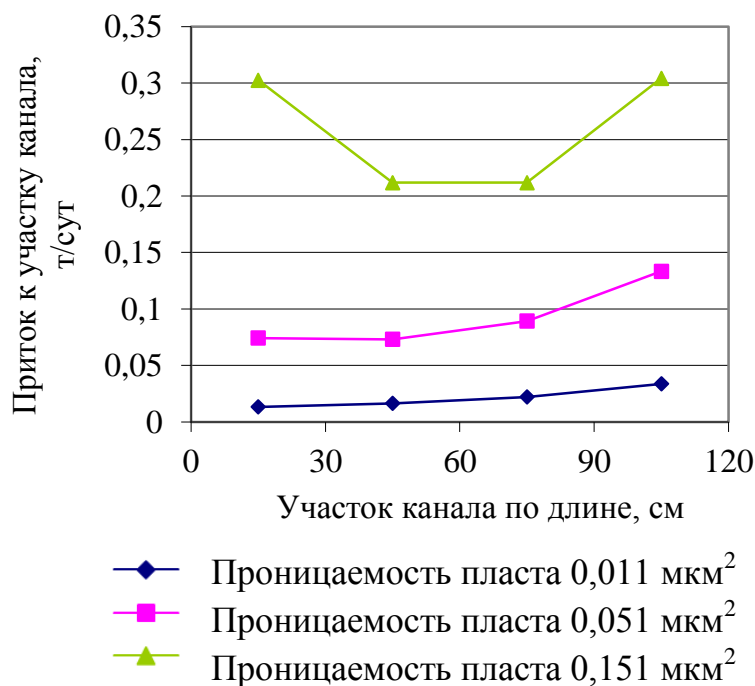


Рисунок 3.15 – Притоки к участкам каналов с пропускной способностью  $100 \text{ мкм}^2$

Характеры притоков от мероприятий, создающих высокую сообщаемость в каналах схожи – нет тенденции к снижению по участкам, а притоки по слоям имеют один порядок (рис. 3.15). Величина притока из высокопроницаемого коллектора значительна. Такого рода мероприятия будут эффективны во всех коллекторах.

Из представленных расчетов следует, что получить значительный прирост дебита в объемном выражении от ГТМ в низкопроницаемых пластах маловероятно по причине малых притоков. Существенный прирост дебита по данным пластам можно ожидать только при случайном вовлечении в разработку высокопроницаемых зон или трещин.

По среднепроницаемым пропласткам будут эффективны мероприятия, позволяющие достигать «хорошую» пропускную способность в каналах.

Что касается высокопроницаемых пластов, то по ним будут эффективны мероприятия, создающие только высокую пропускную способность в каналах, но при этом не следует ожидать значительных ростов дебита в процентном выражении (глава 3.1). В данных коллекторах основная эффективность при увеличении длины дренирования будет заключаться в увеличении коэффициента охвата разработкой.

Полученные результаты указывают на то, что главной целью всех мероприятий является максимальное восстановление начального состояния ПЗ (до среднего по пласту), так как ухудшение ПЗ значительно снижает дебиты скважин (табл. 3.10), в то же время большее вовлечение коллектора в работу несущественно влияет на продуктивность.

Полученные результаты фильтрации флюидов в ПЗ применимы и к притокам жидкости вдоль прискважинных зон горизонтальных скважин и радиальных стволов. Данные результаты, возможно, объясняют причины, по которым не достигаются ожидаемые эффекты при радиальном бурении и ГС в однородных коллекторах, так как призабойная зона ствола скорей всего остается сильно загрязненной даже после ОПЗ. В таблице 3.12 представлены фактические результаты бурения радиальных отводов в скважинах на Возейском (ассельская залежь) и Усинском месторождениях (пермокарбоновая залежь), из которой видно, что в основном мероприятия были неэффективны. В таблице 3.13 представлены фактические данные работы скважин на Кыртаельском месторождении, где коэффициент продуктивности горизонтальных скважинам даже ниже наклонно-направленных. При этом необходимо отметить, что более 70 % наклонно-направленных добывающих скважин были охвачены ГРП.

Таблица 3.12 – Результаты радиального бурения по скважинам Возейского и Усинского месторождений

Номер скважины	Дата проведения	Режим до ГТМ		Режим после ГТМ		Разница дебита	
		дебит		дебит		нефти, %	жидкости, %
		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефти, т/сут	жидкости, т/сут		
<b>Возейское месторождение, ассельская залежь</b>							
547	24.11.2006	14,0	26,8	21,2	50,7	51,7	89,1
219	24.11.2006	33,4	56,2	38,3	43,7	14,8	-22,2
<b>Усинское месторождение, Пермокарбоновая залежь</b>							
<b>без пароциклической обработки</b>							
1242	29.10.2006	9,8	10,6	4,1	4,8	-57,9	-54,7
3064	23.10.2006	7,8	11,0	4,1	6,0	-47,5	-45,5
8214	04.11.2006	7,0	7,8	6,4	8,0	-8,2	2,6
<b>Всего без ПЦО</b>	<b>5 скв./опр.</b>	<b>72,0</b>	<b>112,4</b>	<b>74,2</b>	<b>113,2</b>	<b>3,1</b>	<b>0,8</b>

Таблица 3.13 – Средние фактические значения коэффициентов продуктивностей скважин Кыртаельского месторождения

Вид скважины	Количество скважин, шт	К прод., $\frac{\text{м}^3}{\text{сут} \times \text{МПа}}$
Наклонно-направленная	46	12,25
ГС (сред. длина ГС – 400 м)	19	9,14
<b>В целом</b>	<b>65</b>	<b>11,33</b>

Обобщая результаты исследований третьей главы можно сделать следующее заключение: при проведении мероприятий необходимо стремиться к созданию в каналах максимально высокой пропускной способности, но при этом параллельно учитывать продуктивный потенциал коллектора с целью минимизации затрат по мероприятию.

На основе данного вывода были разработаны следующие рекомендации по оптимизации технологий воздействия на пласт:

- при проведении гидроразрыва пласта (ГРП) с целью минимизации затрат в низкопроницаемых коллекторах использовать мелкую фракцию пропанта, высокопроницаемых – только крупную;

- при проведении ГРП в низкопроницаемых коллекторах необходимо стремиться к созданию максимального радиуса трещины, высокопроницаемых – эта величина может быть меньше;

- в низкопроницаемых коллекторах с целью экономии можно использовать ГС малого диаметра (или радиальное бурение);

- в низкопроницаемых коллекторах применять ГТМ со значительной глубиной дренирования, при этом используя технологии, создающие невысокие пропускные способности в каналах фильтрации с целью минимизации затрат;

- во всех горизонтальных скважинах проводить вторичное вскрытие пласта перфорацией и обработку призабойной зоны (ОПЗ);

- проведение повторных одноступенчатых мероприятий, направленных на увеличение эффективной пористости в ПЗ или трещиноватости будут малоэффективны, так как пористость (проницаемость) в ПЗ едва ли увеличится, а

улучшение состояния удалённых участков не приводит к существенным приростам притоков к скважине;

– если по результатам гидродинамических исследований состояние ПЗ сопоставимо или лучше удалённой зоны пласта, то в данных скважинах проведение ГТМ будет малоэффективно.

## ГЛАВА 4. О ВОЗМОЖНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ СОВЕРШЕНСТВА ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

4.1 Оценка эффективности применения неравномерного подхода к вовлечению коллектора в работу при разработке пластовой залежи

Для достижения высоких технологических и экономических показателей разработки необходимо регулировать процесс извлечения запасов углеводородов при оптимизации затрат на указанное регулирование.

Обычно при разработке нефтяных месторождений нефтенасыщенная толща вскрывается одним массивом независимо от продуктивности пропластков. При таком способе вскрытия слои вырабатываются неравномерно и в низкопроницаемых коллекторах остаются значительные остаточные запасы нефти. К тому же на скважинах почти всегда устанавливаются максимальные дебиты, что приводит к резкому прорыву воды по высокопроницаемым слоям, снижая этим коэффициент охвата по месторождению.

Из сказанного следует, что повысить нефтеотдачу можно с помощью более медленной выработки высокопроницаемых слоев, что даст равномерный фронт вытеснения и увеличит коэффициент охвата, а также необходимо в большей степени вовлекать в разработку низкопроницаемые слои.

На данном этапе исследований рассмотрен способ регулирования систем разработки месторождений с помощью неравномерного вовлечения слоев в работу в зависимости от их продуктивной характеристики. Такое вскрытие слоев позволит создать более равномерный фронт вытеснения по пропласткам и увеличит вовлечение в разработку низкопроницаемых слоев..

Исследование проводилось на гипотетическом объекте разработки, где область фильтрации была вписана в квадрат и покрыта координатной сеткой с постоянным шагом по осям  $Ox$  и  $Oy$  равным 5 м. Число узлов по осям составляет  $107 \times 107$  ячеек. По вертикали (ось  $Oz$ ) модель представлена пятью

слоями с разной проницаемостью и толщинами, что соответствует границам продуктивных пропластков.

Общее число ячеек в модели – 57245. Размер модели –  $535 \times 535 \times 55$  м (ось  $O_x$ ,  $O_y$ ,  $O_z$ ). Запасы нефти составили 936,3 тыс. т нефти.

Начальное пластовое давление принято на уровне 23,1 МПа. Пористость, водонасыщенность и приведенный состав по газу (массовая доля газовой фракции в углеводородной смеси) в каждом узле модели взяты соответственно: 0,13, 0,13 и 0,087 доли ед.

Основные физико-химические свойства флюидов представлены в таблице 3.1, относительные фазовые проницаемости – на рисунках 3.1 и 3.2.

Все слои гидродинамической модели имеют слабую сообщаемость между собой –  $0,001 \text{ мкм}^2$ . Вязкость воды в пластовых условиях –  $0,5 \text{ мПа} \times \text{с}$ .

На модели проведено два расчета, отличающихся только степенью связи пласта и скважины (аналог скин-фактора или совершенство вскрытия пласта), как по добывающим, так и по нагнетательным. Степень связи в программном комплексе задается проницаемостью.

В первом варианте смоделировано равномерное вскрытие пласта, поэтому связь пласта и скважины вдоль всех пропластков взята 80 % от проницаемости вскрываемого слоя. Во втором варианте смоделировано следующее: низкопроницаемые слои вскрываются как в первом случае, а высокопроницаемые – с ограничением степени связи, и чем выше проницаемость, тем ниже связь. В реальной скважине отрегулировать совершенство вскрытия пласта можно глубиной перфорации, количеством отверстий, проведением ГТМ.

Эффективные нефтенасыщенные толщины, проницаемости слоев по оси  $O_z$  в модели, степень связи пласта и скважины во вариантах представлены в таблице 4.1.

Варианты рассчитывались с поддержанием пластового давления, использовались вертикальные скважины: добывающая находится в центре, нагнетательные по углам модели (рис. 4.1).

Таблица 4.1 – Параметры объекта и степень связи пласта и скважины по вариантам

Номер слоя	Нефтенасыщенная толщина слоя, м	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Степень связи пласта и скважины, мкм <sup>2</sup>	
			вариант 1	вариант 2
1	20	0,03	0,024	0,024
2	5	0,15	0,120	0,060
3	1,25	0,75	0,600	0,030
4	5	0,15	0,120	0,060
5	20	0,03	0,024	0,024

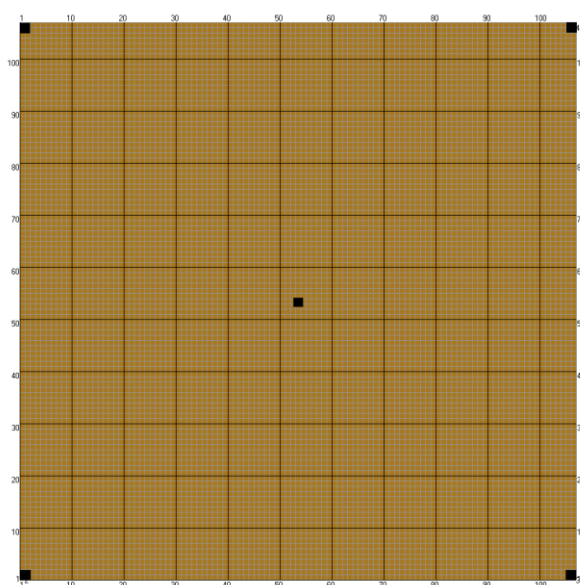


Рисунок 4.1 – Модель (вид сверху)

В вариантах режимы работы скважин задавались одинаковыми: по добываемой – 300 т / сут жидкости, нагнетательным – 95 м<sup>3</sup> / сут воды при ограничении забойного давления в нагнетательных скважинах 28 МПа. Расчет показателей разработки выполнен на период 50 лет.

Так как связь между пластом и скважиной во втором варианте была ниже, при равных дебитах, то приток во втором варианте был скомпенсирован большей депрессии на пласт, благодаря чему низкопроницаемые слои работали интенсивнее. В первый год разработки разница депрессий составила 3,1 МПа, в дальнейшем постепенно снижалась.

Полученные значения притоков из слоев сведены в таблицу 4.2.



Таблица 4.2 – Распределение притоков жидкости к скважине по вариантам

Номер слоя	Нефтена- сыщенная толщина, м	Проница- емость, мкм <sup>2</sup>	Приток жидкости, т / сут		Разница при- токов жидко- сти	
			вариант 1	вариант 2	т / сут	%
В начальный период разработки						
1	20	0,03	46,6	52,1	5,5	11,7
2	5	0,15	63,9	69,8	5,9	9,3
3	1,25	0,75	81,1	58,2	-22,9	-28,3
4	5	0,15	63,7	69,7	6,0	9,3
5	20	0,03	44,7	50,2	5,5	12,4
По скважине			300,0	300,0		
На начало 10 года разработки						
1	20	0,03	20,6	23,5	2,9	14,1
2	5	0,15	69,1	80,8	11,7	17,0
3	1,25	0,75	120,2	91,0	-29,2	-24,3
4	5	0,15	69,0	80,8	11,8	17,1
5	20	0,03	21,0	23,9	2,9	13,9
По скважине			300,0	300,0		
На начало 25 года разработки						
1	20	0,03	24,8	30,3	5,5	22,0
2	5	0,15	71,3	80,0	8,7	12,2
3	1,25	0,75	107,3	79,0	-28,3	-26,3
4	5	0,15	71,2	79,8	8,7	12,2
5	20	0,03	25,3	30,8	5,4	21,4
По скважине			300,0	300,0		

Из таблицы 4.2 видно, что во втором варианте приток жидкости из высокопроницаемого слоя за счет меньшего вовлечения в работу в начальный период ниже на 28,3 %. В тоже время благодаря более высокой депрессии на пласт притоки из низкопроницаемых слоев выросли на 11,7 % и 9,3 % соответственно. Притоки жидкости по слоям с течением времени менялись существенно, так по варианту 1 за 10 лет по высокопроницаемому слою приток увеличился с 81,1 до 120,2 т/сут (на 48,2%), по низкопроницаемому наоборот снизился с 46,6 до 20,6 т/сут (55,8%). Данное перераспределение объёмов притоков связано с изменением фазовых проницаемостей.

По результатам расчётов получено, что меньшее вовлечение высокопроницаемых слоёв в работу снижает темпы обводнения продукции скважин. В тоже время прорывы воды из низкопроницаемых слоев произошли раньше (на 3 года), из-за более интенсивного их вовлечения. Обводненность на конец разработки по вариантам составила 98,23 % и 98,37 %, соответственно, что также указывает на больший охват разработкой в варианте 2. Динамика обводненности представлена на рисунке 4.2. Динамики годовых и накопленных значений добычи нефти представлены на рисунках 4.3, 4.4.

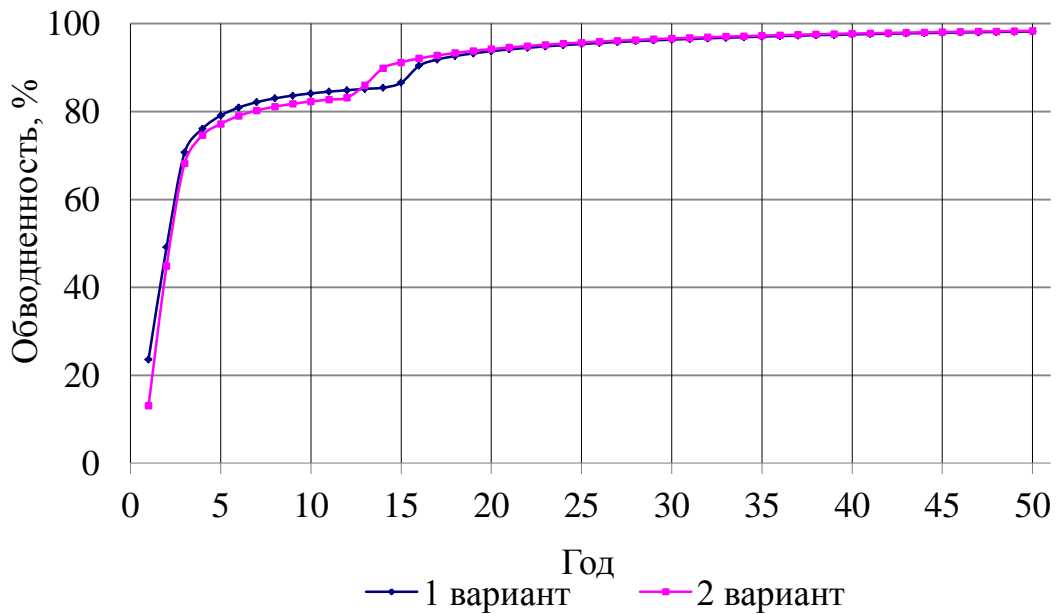


Рисунок 4.2 – Динамика обводненности по вариантам

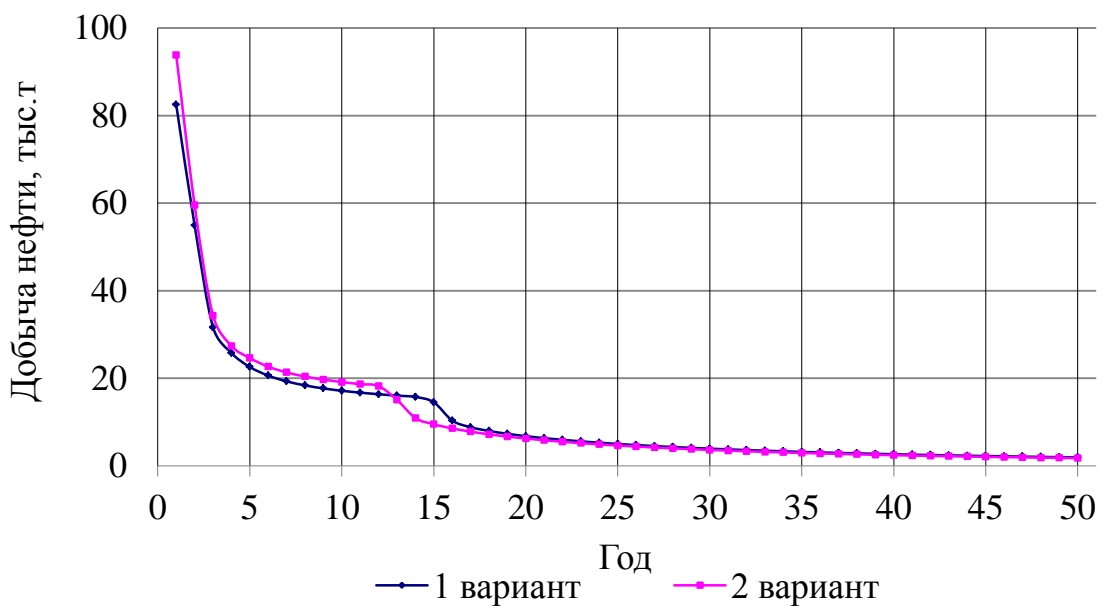


Рисунок 4.3 – Динамика добычи нефти по вариантам

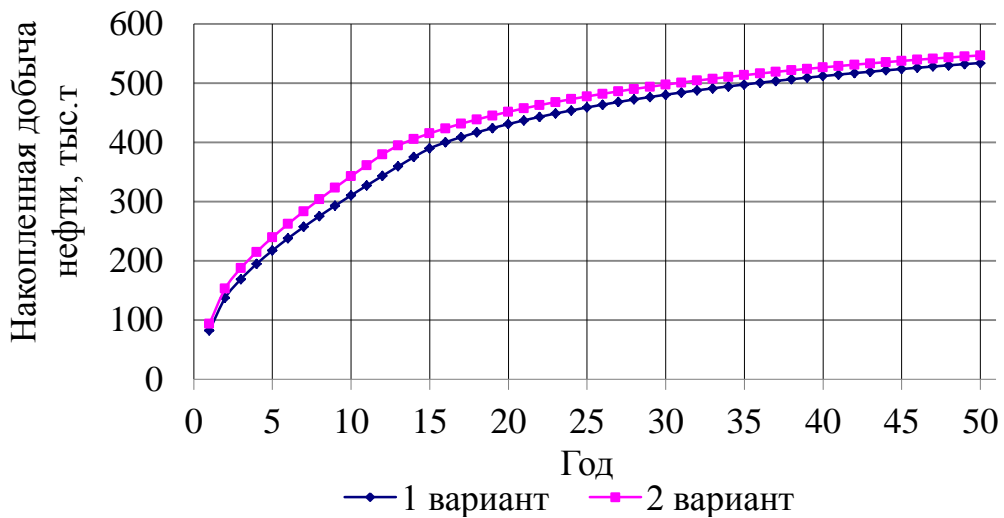


Рисунок 4.4 – Динамика накопленной добычи нефти по вариантам

По варианту 1 накопленная добыча нефти составила 534,18 тыс. т, по варианту 2 – 547,03 тыс. т, разница – 2,4%, максимальная разница достигнута в 12 году – 36,2 тыс. т или 10,5%.

По полученным результатам была рассчитана дисконтированная накопленная добыча нефти для приведения будущих отборов к настоящему времени, так как нефть, добытая «сегодня», имеет большую ценность, чем полученная «завтра». Коэффициент дисконтирования взят 10 %. В результате расчетов получено, что разница между дисконтированными значениями добычи на конец разработки составит 22,46 тыс. т или 7,9 %, максимальная разница достигнута в 12 году – 26,98 тыс. т или 10,6 %. Графически дисконтированные значения накопленной добычи представлены на рисунке 4.5.

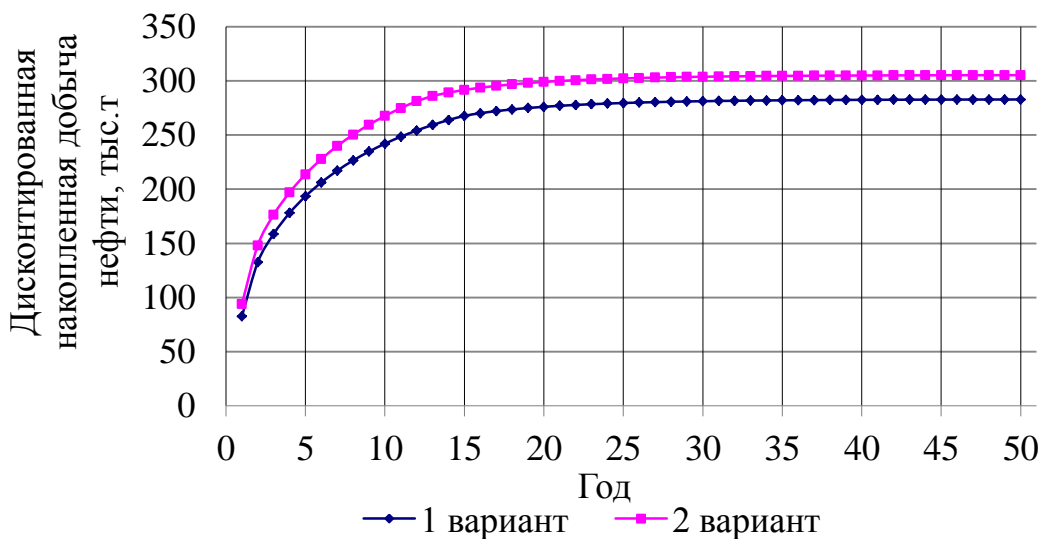


Рисунок 4.5 – Динамика дисконтированной накопленной добычи нефти по вариантам

Из расчетов следует, что меньшее вовлечение высокопроницаемых слоев снижает темпы обводнения продукции. В то же время данные пропластки все равно хорошо вырабатываются и промываются вытесняющим агентом. Создание более высоких депрессий на пласт позволит скомпенсировать потери жидкости из высокопроницаемых слоев за счет низкопроницаемых. Снижение отборов жидкости и закачки по высокопроницаемым пропласткам увеличит положительную работу вытесняющего агента. Здесь также можно отметить, что проведение дополнительных мероприятий по вовлечению низкопроницаемых слоев в работу улучшит технологические показатели разработки.

Данный подход неравномерного вскрытия пласта должен иметь ощутимый эффект на месторождениях со значительными эффективными нефтенасыщенными толщами, высокой неоднородностью и расчлененностью.

К основным плюсам описанного метода регулирования разработки можно отнести: простоту, экономичность, снижение темпов обводнения продукции, увеличение нефтеотдачи, применимость на многих объектах разработки.

#### 4.2 Вскрытие коллектора в массивно-сводовых залежах

При разработке массивно-сводовых залежей очень часто встает вопрос о наиболее эффективном расположении интервалов перфорации и степени дренирования скважин. Поэтому целью данного исследования являлось определение оптимальных интервалов вскрытия пласта в массивно-сводовых залежах.

Исследование проводилось на гипотетическом объекте разработки, где область фильтрации была вписана в прямоугольный параллелепипед, а координатная сетка имела переменный шаг по осям  $Ox$  и  $Oy$ , что было необходимо для описания перфорационных каналов в прискважинной зоне. Размеры ячеек в прискважинной зоне равны  $0,3 \times 0,3$  м (ось  $Ox$ ,  $Oy$ ), по мере удаления

от скважины увеличиваются. Число узлов по осям  $O_x \times O_y$  составляет  $159 \times 53$  ячеек. По вертикали (ось  $O_z$ ) модель представлена шестью слоями толщиной 2 м. Нижний слой в модели являлся активно-водонапорным. Размеры модели –  $822,5 \times 1667,5 \times 12$  м (ось  $O_x, O_y, O_z$ ). Общее число ячеек – 50562. Запасы нефти в модели составляют 1092,6 тыс. т нефти.

Основные физико-химические свойства флюидов представлены в таблице 3.1, относительные фазовые проницаемости – на рисунках 3.1 и 3.2.

Начальное пластовое давление принято равным 22,6 МПа. Пористость, водонасыщенность и приведенный состав по газу (массовая доля газовой фракции в углеводородной смеси) в каждом узле модели взяты соответственно: 0,13, 0,13 и 0,087 доли ед. Давление насыщения – 12 МПа, газосодержание –  $84 \text{ м}^3 / \text{сут}$ , плотность нефти в пластовых условиях  $0,746 \text{ кг} / \text{м}^3$ , вязкость –  $2,27 \text{ мПа} \times \text{с}$ . Вязкость воды в пластовых условиях –  $0,5 \text{ мПа} \times \text{с}$ .

Слои в модели по оси  $O_z$  чередуются значениями проницаемости:  $0,050 \text{ мкм}^2$  и  $0,100 \text{ мкм}^2$ .

Всего смоделировано 10 вариантов разработки, которые отличались только расположением интервалов перфорации, степенью вовлечения слоёв в работу и интервалами закачки воды.

Во всех вариантах режимы работы скважин задавались одинаковыми: по добывающим – отбор жидкости  $65 \text{ т} / \text{сут}$ , по нагнетательной – закачка воды  $130 \text{ м}^3 / \text{сут}$  с ограничением забойного давления в 30 МПа. Расчет показателей разработки выполнялся на период 50 лет.

В вариантах закачка организовывалась с начала разработки. Все скважины вертикальные: нагнетательная находилась в центре модели, добывающие по обе стороны от нее (рис. 4.6). По вариантам 1 ÷ 4 вскрытие пласта перфорацией представлено на рисунке 4.7.

В варианте 1 в добывающих и нагнетательной скважинах пласт вскрывался перфорацией в виде «елочки», перевернутой относительно друг друга. В добывающих скважинах степень вовлечения пласта по мере удаления от ВНК увеличивалась, а в нагнетательной снижалась.

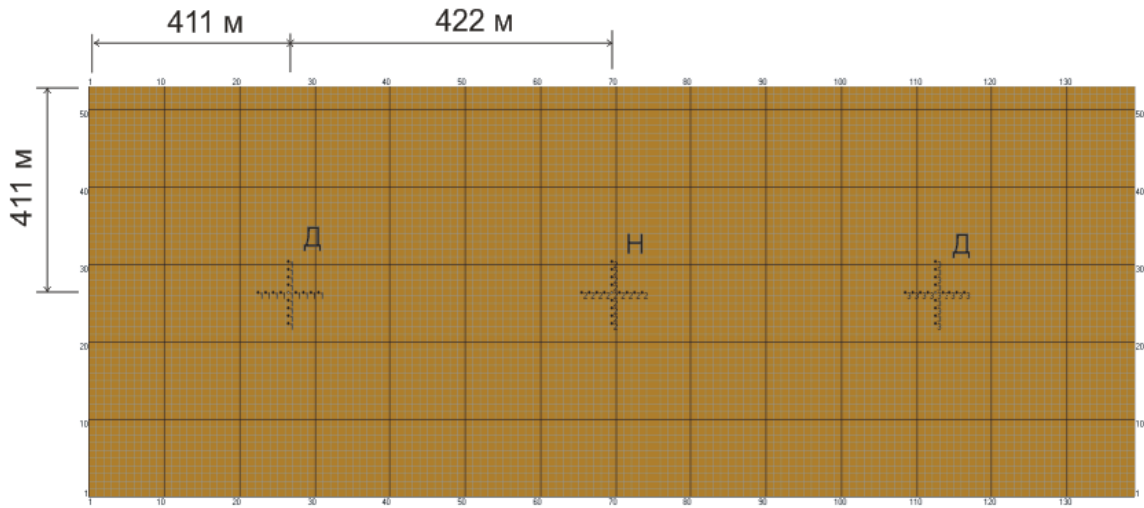


Рисунок 4.6 – Объект разработки (вид сверху)

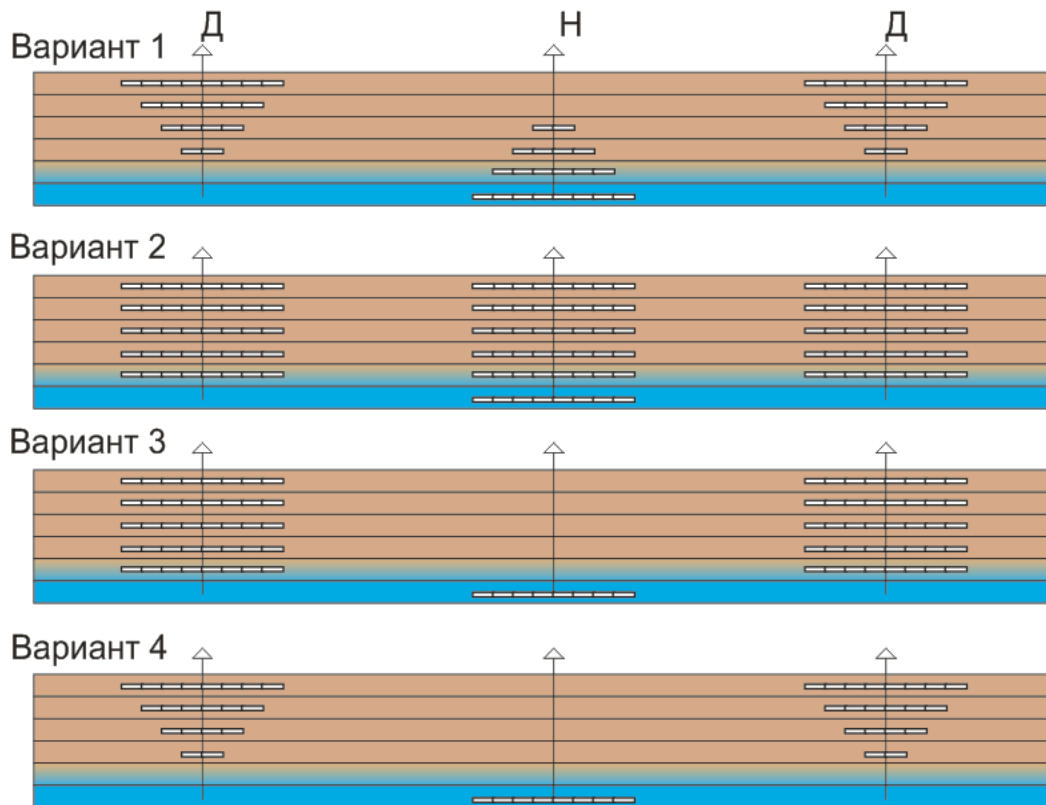


Рисунок 4.7 – Расположение и степень вовлечения пласта перфорацией по вариантам 1 ÷ 4

В варианте 2 вскрытие пласта заложено равномерно вдоль всего пласта, за исключением водонасыщенного слоя, который в добывающей скважине не вскрывался.

В варианте 3 слои в добывающих скважинах вскрылись равномерно, кроме нижнего (водонасыщенного), а в нагнетательной вскрывался только водонасыщенный слой.

В варианте 4 в добывающих скважинах пласт вскрывался по подобию «елочки», как в варианте 1, а в нагнетательной только нижний водоносный слой, как в варианте 3.

Для детального изучения фильтрации флюида в ПЗС по вариантам притоки жидкости были проанализированы по слоям в разные моменты времени (табл. 4.3).

Таблица 4.3 – Величина притоков из добывающих скважин по вариантам 1 ÷ 4

Но- мер слоя	Прони- цае- мость, мкм <sup>2</sup>	Приток нефти, т / сут				Приток жидкости, т / сут				Обводненность, %			
		вар. 1	вар. 2	вар. 3	вар. 4	вар. 1	вар. 2	вар. 3	вар. 4	вар. 1	вар. 2	вар. 3	вар. 4
В начальный период разработки													
1	0,05	10,4	8,0	8,0	10,4	10,4	8,0	8,0	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,10	19,0	14,6	14,6	19,0	19,0	14,6	14,6	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,05	10,6	8,3	8,3	10,6	10,6	8,3	8,3	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,10	19,9	14,8	14,8	19,9	20,0	14,9	14,9	20,0	0,9	0,7	0,7	0,9
5	0,05		4,5	4,4			14,1	14,3			68,3	69,1	
По скважине		59,8	50,3	50,0	59,8	60,0				0,3	16,2	16,7	0,3
На начало 10 года разработки													
1	0,05	4,1	2,8	4,0	4,8	6,0	5,3	4,3	5,5	32,2	46,8	6,8	12,6
2	0,10	4,9	3,3	5,1	5,7	15,4	14,3	9,6	13,1	68,3	76,8	47,2	56,6
3	0,05	1,7	2,2	1,9	1,7	9,9	5,9	6,4	10,4	82,7	63,6	69,9	83,9
4	0,10	1,5	2,0	1,8	1,3	28,7	17,2	19,1	31,1	94,8	88,3	90,7	95,7
5	0,05		0,4	0,2			17,3	20,6			98,0	99,2	
По скважине		12,2	10,7	12,9	13,5	60,0				79,7	82,2	78,5	77,6
На начало 25 года разработки													
1	0,05	2,2	1,5	2,3	2,7	6,3	5,9	4,0	5,2	64,4	73,9	42,7	48,7
2	0,10	2,4	1,6	2,6	2,8	16,5	14,9	11,3	14,9	85,4	89,1	76,9	81,0
3	0,05	0,8	1,1	0,9	0,7	10,5	7,0	7,6	11,0	92,7	84,9	87,9	93,4
4	0,10	0,6	1,0	0,8	0,5	26,7	17,5	19,6	28,8	97,7	94,4	96,0	98,1
5	0,05		0,2	0,1			14,7	17,5			98,9	99,6	
По скважине		6,0	5,4	6,7	6,8	60,0				89,9	91,0	88,9	88,7
На начало 50 года разработки													
1	0,05	1,4	1,0	1,5	1,7	6,8	6,4	4,4	5,7	79,6	84,7	66,9	70,5
2	0,10	1,3	1,0	1,5	1,5	17,1	15,2	12,4	16,0	92,2	93,6	88,2	90,5
3	0,05	0,4	0,6	0,5	0,3	10,7	7,8	8,2	11,3	96,4	92,4	94,2	96,9
4	0,10	0,3	0,6	0,4	0,2	25,4	17,5	19,4	27,0	98,8	96,7	98,1	99,1
5	0,05		0,1	0,0			13,1	15,5			99,2	99,8	
По скважине		3,4	3,2	3,8	3,8	60,0				94,3	94,6	93,6	93,7

Из таблицы 4.3 видно, что уже в начальный период работы добывающих скважин по вариантам 2 и 3 продукция обводнена, что связано с очень близким расположением перфорационных каналов к ВНК. Интенсивнее работают нижние пропластки, что связано с фазовыми проницаемостями и водонапорной активностью нижнего слоя, а в вариантах 1, 3 и 4 – еще и с закачкой воды в данные слои. В скважине с течением времени наблюдается постепенное снижение притока жидкости из верхних слоев и рост из нижних, что также объясняется фазовыми проницаемостями. По всем вариантам на 50-й год разработки нижние слои практически полностью обводнены и к ним поступает наибольший объем жидкости. В то же время верхние пропластки имеют наименьшую обводненность и незначительные притоки.

Варианты с одинаковым вскрытием пласта в добывающих скважинах (1 и 4, 2 и 3) по показателям разработки очень схожи между собой, особенно в начальный период (рис. 4.8 ÷ 4.10). Лучшими по показателям разработки из схожих вариантов стали те, в которых закачка велась только в нижний водонасыщенный слой (под ВНК).

По вариантам накопленная добыча нефти (КИН) составили: вариант 1 – 352,95 тыс. т (0,323), вариант 2 – 307,09 тыс. т (0,281), вариант 3 – 350,55 тыс. т (0,321), вариант 4 – 378,33 тыс. т (0,346).

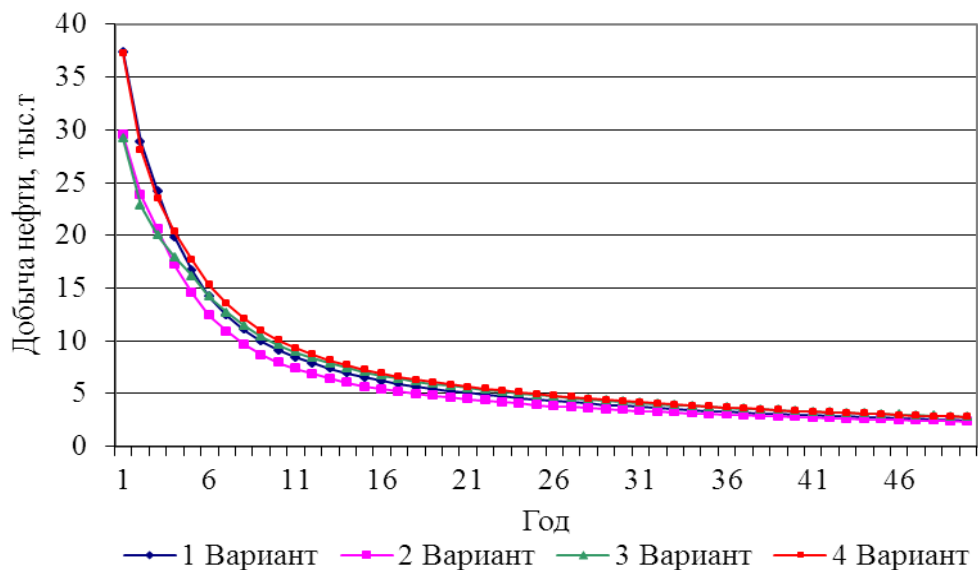


Рисунок 4.8 – Динамика добычи нефти по вариантам 1 ÷ 4



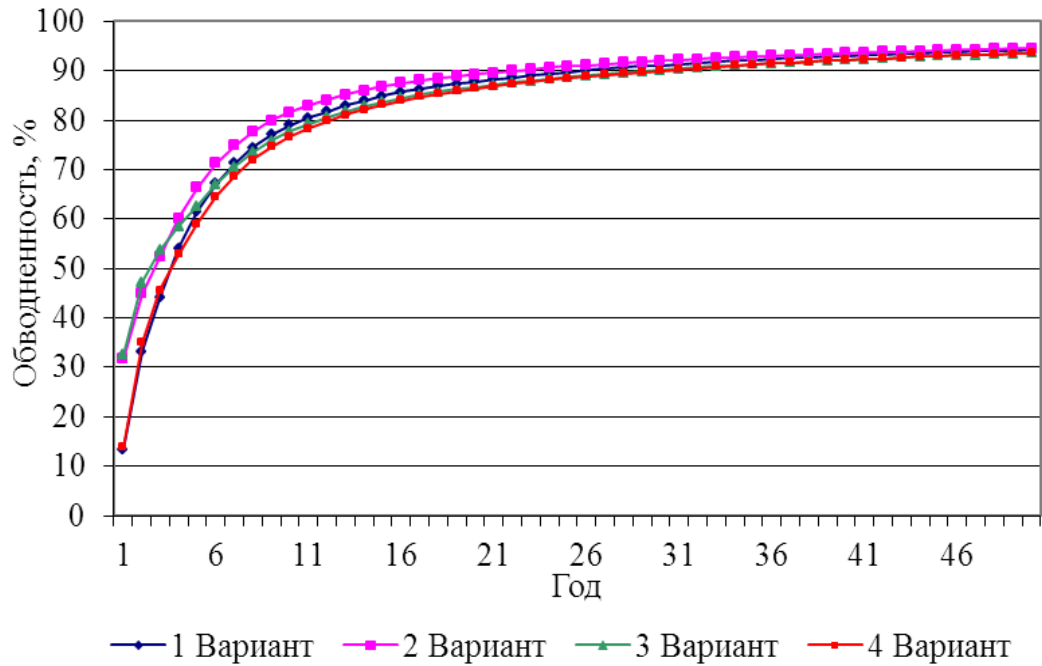


Рисунок 4.9 – Динамика обводненности по вариантам 1 ÷ 4

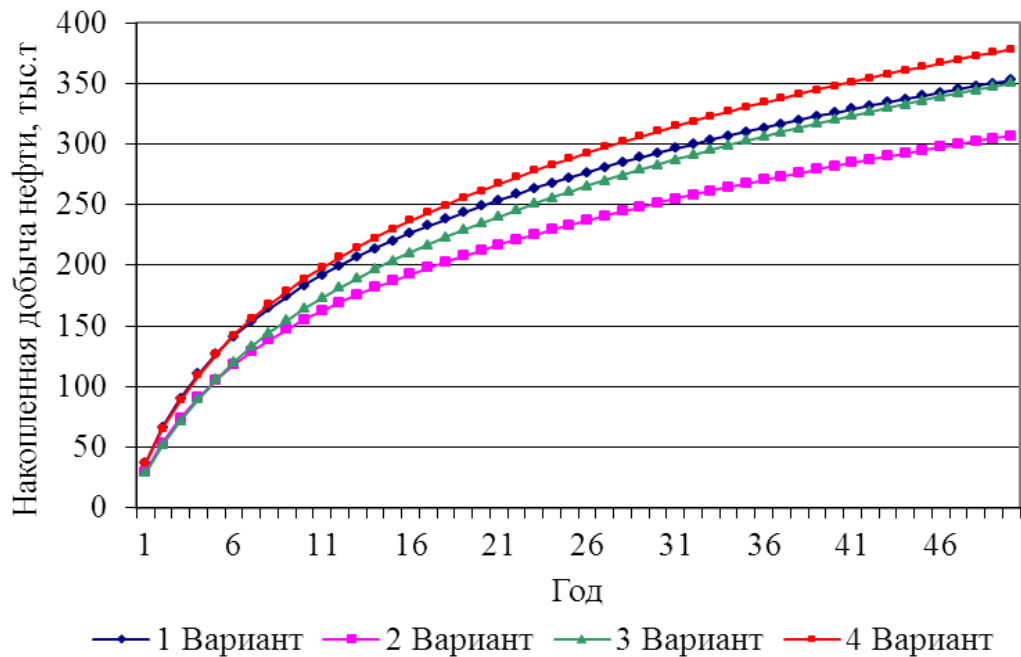


Рисунок 4.10 – Динамика накопленной добычи нефти по вариантам 1 ÷ 4

Из представленных вариантов наиболее эффективным оказался вариант 4. При этом необходимо отметить, что в варианте 1 верхние слои в течение всего периода работали интенсивнее (табл. 4.3). Но в связи с закачкой в верхние интервалы нефть была оттеснена за пределы добывающих скважин и оказалась потерянной, что привело к более резкому обводнению продукции и уменьшению коэффициента охвата заводнением.

Полученные результаты указали на то, что в массивно-сводовой залежи эффективней вести закачку под ВНК, при этом перфорацию в добывающих скважинах необходимо располагать на достаточном расстоянии от водонасыщенных интервалов для предотвращения преждевременного прорыва воды, но при этом следует учитывать, что уменьшение вскрываемой толщи влечет за собой снижение дебитов скважин. Также необходимо в большей степени вовлекать в разработку верхние слои, которые на конец разработки остаются недостаточно выработанными и имеют относительно низкую обводненность.

Проанализировав полученные результаты, было решено провести дополнительно три исследования и учесть следующие замечания: удалить перфорацию от ВНК (варианты 6, 7) и более активно вовлечь в разработку верхние нефтенасыщенные пропластки закачкой (варианты 5, 7). По данным вариантам расположение перфорационных каналов показано на рисунке 4.11.

Результаты по дополнительным вариантам расчетов приведены в таблице 4.4 и на рисунках 4.12 ÷ 4.14, где также представлен вариант 4 для сопоставления.

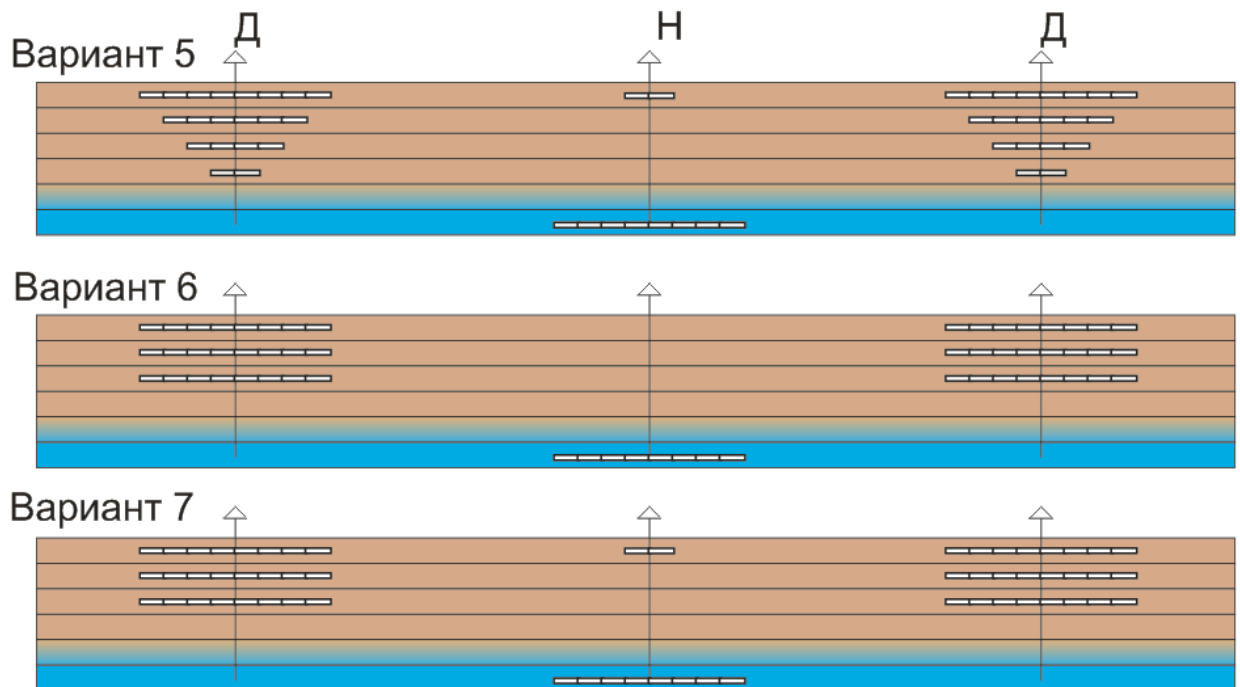


Рисунок 4.11 – Расположение и степень вовлечения пласта перфорацией по вариантам 5 ÷ 7

По вариантам накопленная добыча нефти (КИН) составили: вариант 4 – 378,33 тыс. т (0,346), вариант 5 – 368,54 тыс. т (0,337), вариант 6 – 413,51 тыс. т (0,378), вариант 7 – 404,58 тыс. т (0,370).

Из полученных результатов видно, что варианты 6 и 7, в которых нижние интервалы перфорации в большей степени удалены от ВНК, имеют наилучшие показатели разработки. Сравнивая четвертый вариант с пятым, в котором закачка была организована в верхний пропласток для большего его вовлечения в разработку, пятый – оказался менее эффективным, в связи с более высокими темпами обводнения, а также с оттеснением нефти в приконтурную область. По этой же причине вариант 7 оказался хуже варианта 6, несмотря на то, что в первые три года добыча нефти была выше ( $\approx 1\%$ ). Лучшим из вариантов стал вариант 6, по которому накопленная добыча нефти максимальная, обводненность продукции скважин минимальная, при этом нижние слои наиболее обводнены. Во всех вариантах резервом для добычи нефти остались верхние слои.

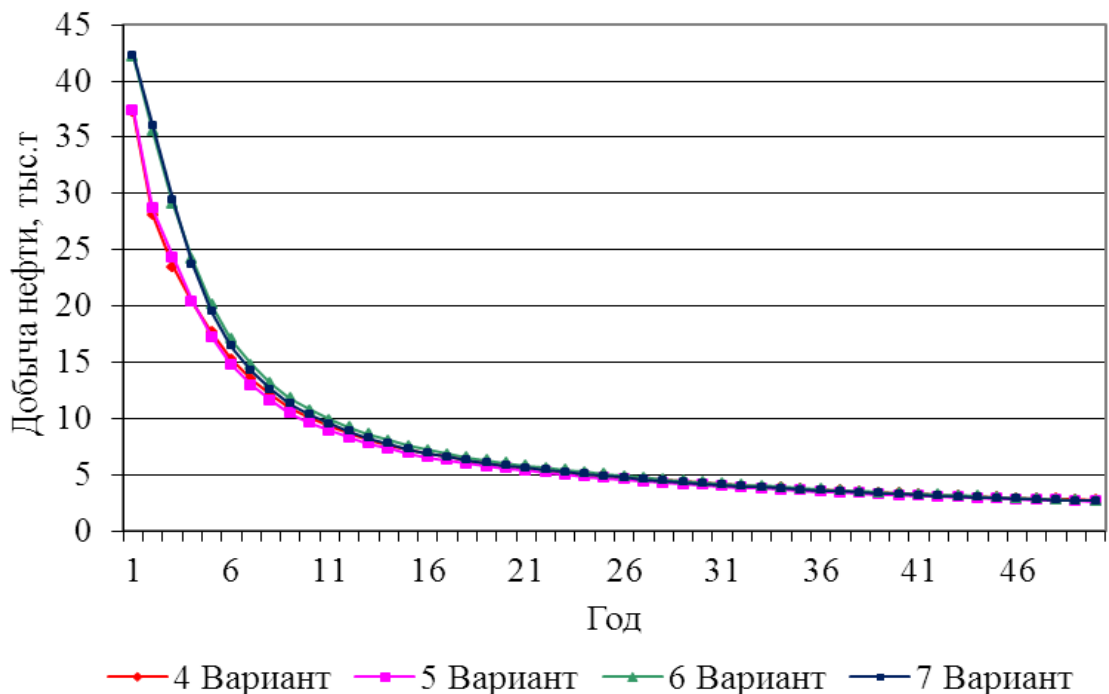


Рисунок 4.12 – Динамика добычи нефти по вариантам 4 ÷ 7

Таблица 4.4 – Величина притоков из добывающих скважин по вариантам 4 ÷ 7

Номер слой	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Приток нефти, т / сут				Приток жидкости, т / сут				Обводненность, %			
		вариант 4	вариант 5	вариант 6	вариант 7	вариант 4	вариант 5	вариант 6	вариант 7	вариант 4	вариант 5	вариант 6	вариант 7
В начальный период разработки													
1	0,05	10,4	10,4	15,0	15,2	10,4	10,4	15,0	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,10	19,0	19,0	27,6	27,9	19,0	19,0	27,6	27,9	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,05	10,6	10,6	16,7	16,9	10,6	10,6	17,4	16,9	0,0	0,0	4,1	0,0
4	0,10	19,9	19,8			20,0	20,0			0,9	0,9		
По скважине		59,8	59,8	59,3	60,0	60,0				0,3	0,3	1,2	0,0
На начало 10 года разработки													
1	0,05	5,0	4,1	6,6	5,8	5,5	6,4	8,7	10,2	9,1	35,4	24,6	42,7
2	0,10	5,9	5,6	7,0	7,2	12,4	14,5	24,6	25,1	52,1	61,5	71,4	71,2
3	0,05	1,8	2,2	1,6	2,0	10,4	9,1	26,6	24,7	82,9	75,4	93,8	91,7
4	0,10	1,4	1,8			31,7	30,0			95,6	94,1		
По скважине		14,1	13,7	15,3	15,1	60,0				76,5	77,1	74,5	74,8
На начало 25 год разработки													
1	0,05	2,8	2,3	3,5	3,1	4,9	6,4	8,3	10,1	43,4	64,8	57,9	69,4
2	0,10	2,8	2,7	3,1	3,2	14,6	15,6	26,8	26,5	80,6	82,8	88,3	87,8
3	0,05	0,7	0,9	0,6	0,8	11,2	10,1	24,9	23,4	93,4	90,7	97,6	96,7
4	0,10	0,6	0,7			29,4	27,9			98,1	97,4		
По скважине		6,9	6,6	7,2	7,1	60,0				88,5	89,0	87,9	88,2
На начало 50 год разработки													
1	0,05	1,7	1,4	2,0	1,8	5,3	6,8	8,8	10,4	68,3	80,0	76,7	82,8
2	0,10	1,4	1,4	1,5	1,6	16,2	16,5	28,4	27,6	91,4	91,7	94,9	94,3
3	0,05	0,3	0,4	0,2	0,3	11,4	10,6	22,8	22,0	97,0	96,0	98,9	98,6
4	0,10	0,2	0,3			27,2	26,1			99,1	98,8		
По скважине		3,6	3,4	3,7	3,7	60,0				93,9	94,3	93,8	93,9

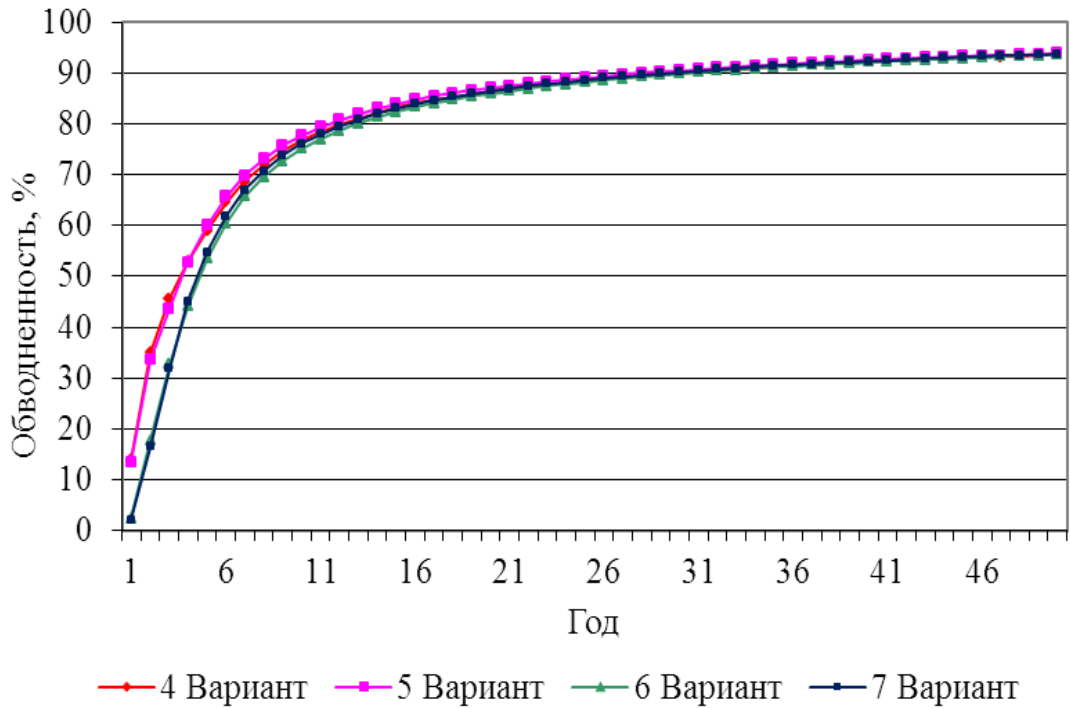


Рисунок 4.13 – Динамика обводненности по вариантам 4 ÷ 7

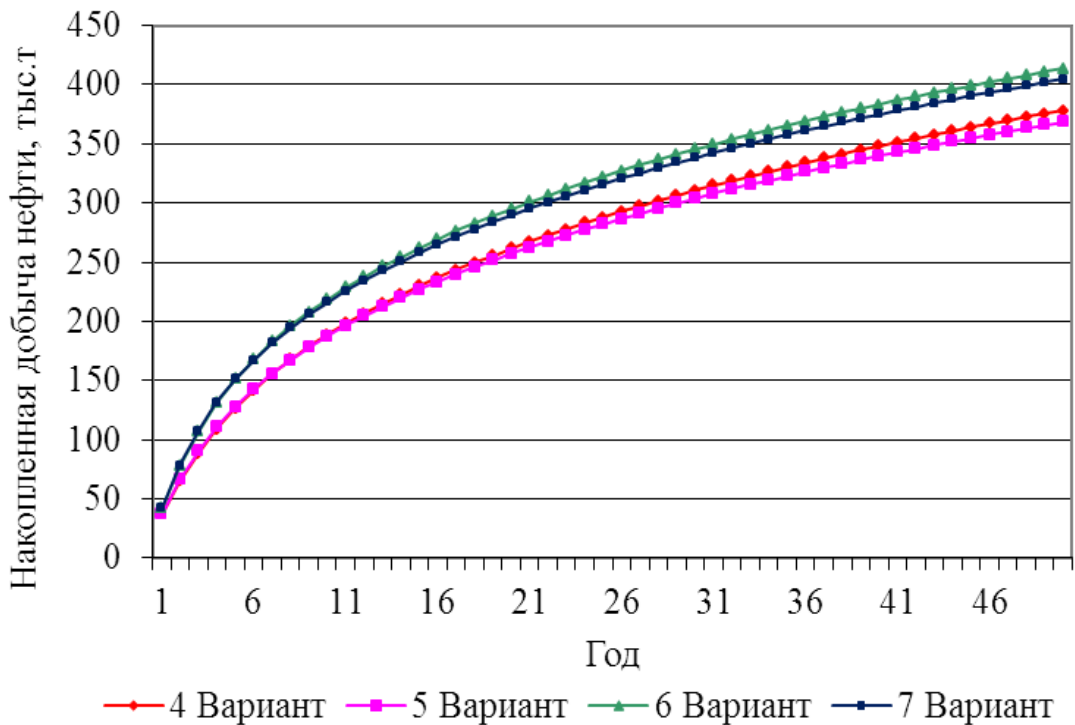


Рисунок 4.14 – Динамика накопленной добычи нефти по вариантам 4 ÷ 7

Полученные результаты указали на необходимость проведения дополнительных расчётов, так как к 50 году не все слои оказались достаточно выработанными. Для этого было проведено еще три расчета, на основе наилучшего до этого варианта 6, только с разными вариантами закачки. Варианты 8 и 9 схожи с вариантом 7, с разницей в том, что в варианте 8 закачка велась в

оба слоя в течение шести лет, после верхний интервал изолировался, и закачка продолжалась только в самый нижний слой. Вариант 9 от варианта 7 отличался тем, что сначала закачка велась только в нижний слой до 25 года, а после дополнительно подключался самый верхний. В варианте 10 было смоделировано постепенное подключение в работу нижних слоев в нагнетательной скважине: второй слой подключался в девятом году, третий – 18 году, четвертый – 25 году, пятый – 33 году, шестой – 40 году.

Результаты по вариантам приведены в таблице 4.5 и на рисунках 4.15 ÷ 4.17, где также для сравнения представлен наилучший до этого вариант 6.

По рассмотренным вариантам накопленная добыча нефти (КИН) составили: вариант 6 – 413,51 тыс. т (0,378), вариант 8 – 412,48 тыс. т (0,378), вариант 9 – 412,96 тыс. т (0,378), вариант 10 – 411,34 тыс. т (0,376). По вариантам показатели разработки по годам практически не отличались. Максимальная разница накопленной добыче нефти составила всего 2,2 тыс. т нефти или 0,5 %.

Наилучшим из вариантов остался вариант 6, по которому на конец разработки годовая добыча нефти и КИН выше. Анализируя обводненность по слоям, можно отметить, что она не всегда достоверно характеризует выработку запасов, так как варианты 9 и 10 с максимальной обводненностью на 50-й год имели наименьшие значения КИН, что связано с оттеснением нефти в законтурную область из-за закачки воды в верхние слои на разных этапах разработки.

Представленные исследования показали, что при разработке массивно-сводовых залежей интенсивнее работают нижние пропластки и с течением времени притоки из них только увеличиваются, в тоже время из верхних наблюдается снижение. В связи с этим на конец разработки из нижних обводнившихся слоев поступает наибольший объем жидкости (практически одна вода), а из верхних наименее обводненных притоки незначительны.

Таблица 4.5 – Величина притоков из добывающих скважин по вариантам 6, 8 ÷ 10

Номер слой	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Приток нефти, т / сут				Приток жидкости, т / сут				Обводненность, %			
		вариант 6	вариант 8	вариант 9	вариант 10	вариант 6	вариант 8	вариант 9	вариант 10	вариант 6	вариант 8	вариант 9	вариант 10
В начальный период разработки													
1	0,05	15,20	15,20	15,20	15,20	15,2	15,2	15,2	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,10	27,93	27,94	27,93	27,93	27,9	27,9	27,9	27,9	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,05	16,86	16,85	16,86	16,86	16,9	16,9	16,9	16,9	0,0	0,0	0,0	0,0
По скважине		60,00	60,00	60,00	60,00	60,0				0,0	0,0	0,0	0,0
На начало 10 года разработки													
1	0,05	6,25	5,72	6,25	6,25	8,8	10,1	8,8	8,8	29,1	43,2	29,1	29,1
2	0,10	6,57	6,85	6,57	6,56	25,1	24,6	25,1	25,1	73,8	72,2	73,8	73,8
3	0,05	1,52	1,69	1,52	1,52	26,1	25,3	26,1	26,1	94,2	93,3	94,2	94,2
По скважине		14,34	14,26	14,34	14,33	60,0				76,1	76,2	76,1	76,1
На начало 25 год разработки													
1	0,05	3,35	3,18	3,35	3,31	8,8	9,6	8,8	8,9	61,8	67,0	61,9	62,7
2	0,10	3,02	3,12	3,02	2,99	26,8	26,3	26,8	26,9	88,7	88,1	88,8	88,9
3	0,05	0,57	0,61	0,58	0,58	24,4	24,1	24,4	24,2	97,7	97,5	97,6	97,6
По скважине		6,95	6,90	6,95	6,88	60,0				88,4	88,5	88,4	88,5
На начало 50 год разработки													
1	0,05	2,00	1,94	1,92	1,91	9,3	9,8	9,8	9,7	78,62	80,19	80,43	80,36
2	0,10	1,51	1,56	1,52	1,49	28,0	27,7	27,8	28,1	94,59	94,37	94,53	94,71
3	0,05	0,24	0,25	0,25	0,25	22,7	22,5	22,4	22,2	98,96	98,90	98,90	98,87
По скважине		3,75	3,75	3,69	3,65	60,0				93,76	93,76	93,85	93,92

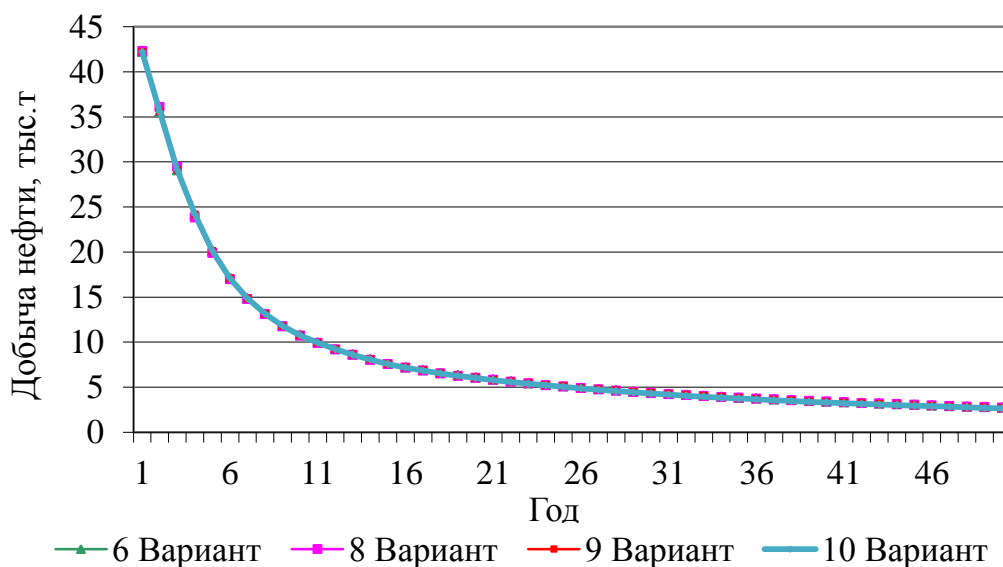


Рисунок 4.15 – Динамика добычи нефти по вариантам 6, 8 ÷ 10

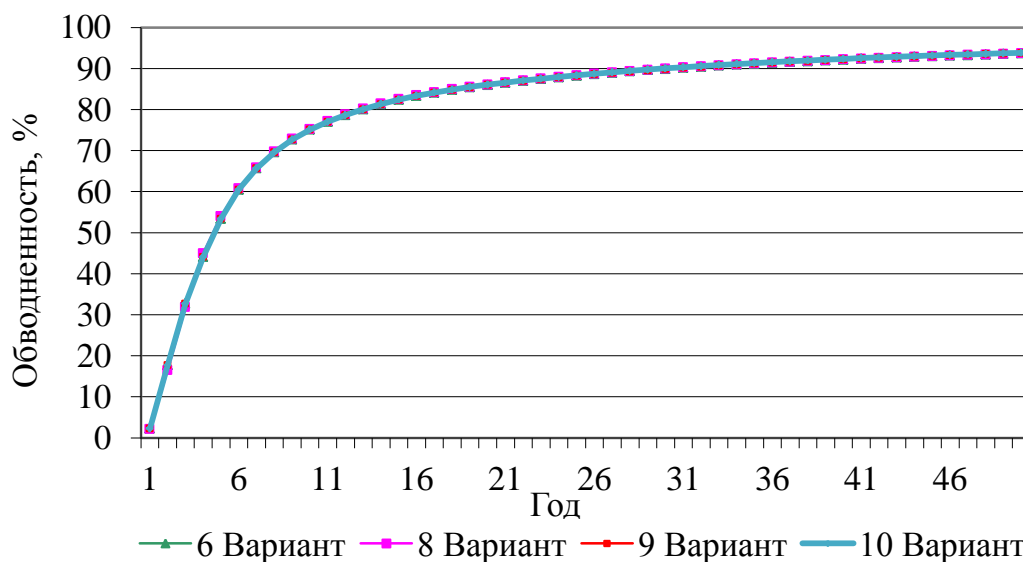


Рисунок 4.16 – Динамика обводненности по вариантам 6, 8 ÷ 10

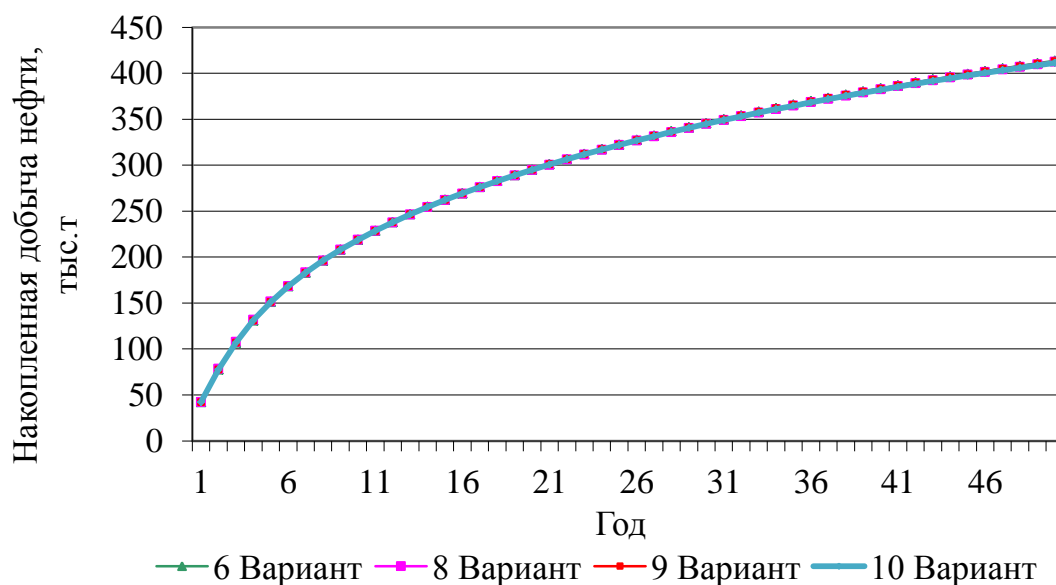


Рисунок 4.17 – Динамика накопленной добычи нефти по вариантам 6, 8 ÷ 10



По результатам расчетов закачку в массивно-сводовых залежах рекомендуется вести под ВНК. Данная рекомендация будет эффективна при условии отсутствия зоны окисления на границе нефть-вода. В вариантах, где закачка велась в нефтенасыщенные интервалы, слои работали интенсивнее, но в дальнейшем быстрее обводнялись, а нефть была оттеснена водой в приконтурную область и оказалась потерянной, что привело к уменьшению охвата воздействием. Такое воздействие, возможно, было бы эффективно при расположении нагнетательных скважин в приконтурных или законтурных областях, при этом закачку в верхние слои следовало бы начинать на поздних стадиях разработки, что позволило предотвратить преждевременные прорывы воды в добывающих скважинах и равномерней вытеснять нефть из нижних слоев к верхним.

По расчетам получено, что вскрытие коллектора в добывающих скважинах следует располагать на достаточном расстоянии от ВНК для предотвращения преждевременного прорыва воды.

Во всех вариантах верхние слои в добывающих скважинах оказались наименее выработанными, что говорит о необходимости уже на начальных этапах эксплуатации максимально внедрять данные слои в работу.

## **ГЛАВА 5. ПРИМЕНИМОСТЬ ПРИНЦИПА СУПЕРПОЗИЦИИ ДЛЯ ПРОГНОЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Так как все исследования проводились на небольших гипотетических объектах разработки, то дополнительно было решено провести оценку возможности перенесения полученных результатов на масштабные объекты разработки по принципу суперпозиции.

Для оперативной оценки показателей разработки месторождений, когда отсутствует необходимая исходная информация (на стадии технико-экономических предложений либо при проектировании пробной эксплуатации) допускается применение принципа суперпозиции. По нему расчет показателей разработки выполняется на выделенном элементе пласта, после чего полученные данные с учетом особенностей месторождения суммируются и переносятся на весь объект разработки в соответствии с графиком освоения.

На указанных выше стадиях проектирования при недостатке исходных данных расчет показателей для всего месторождения будет носить вероятностный характер. В этом случае наиболее простым способом для прогноза с точки зрения моделирования и трудозатрат будет расчет на выделенном объекте, а далее его интерпретация на месторождение в целом.

Для оценки применимости указанного подхода на трех гипотетических объектах, отличающихся между собой только размерами, были рассчитаны одинаковые варианты разработки. Результаты, полученные на первой модели, по принципу суперпозиции были перенесены на большие по размерам объекты, а после сопоставлены с результатами расчетов, полученными на конкретных масштабных моделях.

В работе рассматривались объекты разработки, где области фильтрации вписывались в квадраты и покрывались координатной сеткой с постоянным шагом по осям  $Ox$  и  $Oy$ , равным 24 м. Число узлов по осям в моделях составили: в первой модели –  $N_x = 51$ ,  $N_y = 51$ , во второй –  $N_x = 101$ ,  $N_y = 101$ , в треть-

ей –  $N_x = 201$ ,  $N_y = 201$ . По вертикали (ось  $Oz$ ) система координат представлена семью слоями и соответствует границам продуктивных пропластков с разными проницаемостями. Размеры сеточных моделей приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Размеры сеточных моделей

№ модели	Число ячейки по осям $Ox \times Oy \times Oz$	Размеры ячеек по осям $Ox$ и $Oy$ , м	Общее число ячеек осей $Ox$ и $Oy$	Общее число ячеек
1	$51 \times 51 \times 7$	$24 \times 24$	2601	18207
2	$101 \times 101 \times 7$	$24 \times 24$	10201	71407
3	$201 \times 201 \times 7$	$24 \times 24$	40401	282807

Объекты имеют одинаковые пластовые характеристики и свойства флюидов. Начальное пластовое давление принято на уровне 29 МПа. Пористость, водонасыщенность и приведенный состав по газу (массовая доля газовой фракции в углеводородной смеси) в каждом узле модели взяты соответственно 0,13 доли ед, 0,13 доли ед, 0,087 доли ед.

Проницаемости эффективных нефтенасыщенных толщин в слоях (по оси  $Oz$ ) имеют следующие значения: 5,9 м – 0,011 мкм<sup>2</sup>, 2,9 м – 0,044 мкм<sup>2</sup>, 1,5 м – 0,178 мкм<sup>2</sup>, 0,73 м – 0,714 мкм<sup>2</sup>, 1,5 м – 0,178 мкм<sup>2</sup>, 2,9 м – 0,044 мкм<sup>2</sup>, 5,9 м – 0,011 мкм<sup>2</sup>. Все слои гидродинамической модели имеют слабую сообщаемость между собой, проницаемость между слоями  $0,01 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Вязкость нефти в пластовых условиях – 2,27 мПа × с, вязкость воды – 0,5 мПа × с.

Начальные балансовые запасы нефти для моделей составили соответственно: 2530 тыс. т, 9921 тыс. т, 39294 тыс. т.

Степень связи пласта и скважины (аналог скин-фактора) описана проницаемостью, уменьшенной в 2 раза в зависимости от вскрываемого слоя (от 0,0055 до 0,357 мкм<sup>2</sup>).

Объекты разрабатывались на режиме с поддержанием пластового давления. Расположение добывающих скважин в каждом единичном элементе модели ( $51 \times 51 \times 7$ ) симметрично, в центре расположена вертикальная нагнета-

тельная скважина (рис. 5.1, 5.2). В роли добывающих скважин использовались пологонаправленные, вскрывающие пласт под углом  $6^0$  с длиной горизонтального участка – 204 м. Режимы работы скважин задавались одинаковыми, с целью дальнейшего сопоставления результатов расчетов, а именно, на каждый единичный элемент устанавливался одинаковый отбор жидкости – 300 т / сут. Расчет по вариантам проводится на 50 лет.

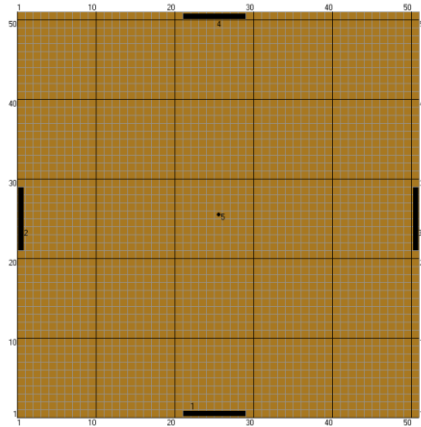


Рисунок 5.1 – Расположение скважин в первой модели

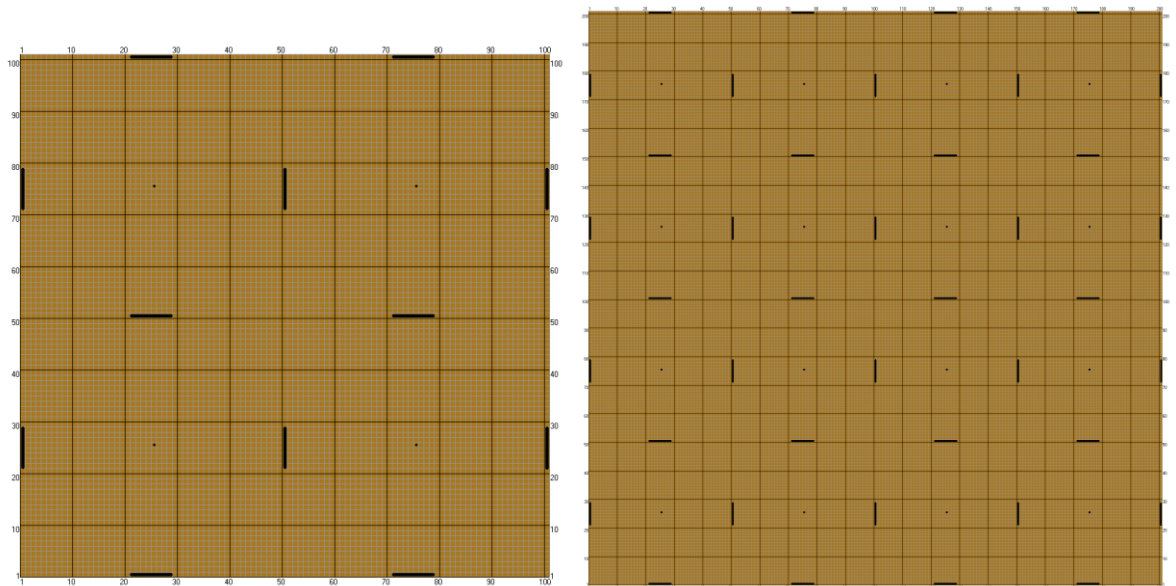


Рисунок 5.2 – Расположение скважин во второй и третьей моделях

В первой модели, выполняющей роль единичного элемента, в работу вводилось сразу 5 скважин: четыре добывающих (в подобных расчетах их принято считать половинами) с отбором нефти по 75 т / сут на скважину и нагнетательная с закачкой воды  $330 \text{ м}^3 / \text{сут}$ .

Во второй и в третьей моделях скважины в единичных элементах вводи-

лись постепенно: во второй – по два единичных элемента в год, то есть объект вводился в течение двух лет, в третий – по четыре единичных элемента в год, в течение четырех лет.

По результатам расчетов на первой модели накопленная добыча нефти составила 751 тыс. т, КИН – 0,297. Применяя принцип суперпозиции для этого результата, учитывая запаздывание ввода скважин для больших моделей, получаем добычу нефти для второй варианта – 2994 тыс. т, для третьего – 11890 тыс. т.

По результатам масштабного моделирования на второй гидродинамической модели накопленная добыча нефти составила 2894 тыс. т, на третьей модели – 11452 тыс. т. Погрешность принципа суперпозиции в первом случае получилась 100 тыс. т или 3,4 %, во втором – 438 тыс. т или 3,8 %. Отклонение носит систематический характер, который обусловлен неравенством запасов в силу неполного соответствия суперпозиционной модели к масштабной, а также изменений фильтрационных потоков при гидродинамическом моделировании.

Сравнение показателей расчетов представлено в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Сравнительные характеристики расчетных вариантов

Показатели	Единицы измерения	Вторая модель		Третья модель	
		По принципу суперпозиции	Расчет на модели	По принципу суперпозиции	Расчет на модели
Максимальный уровень добычи нефти в год	тыс. т	323	309	1026	962
Накопленная добыча за расчетный период	тыс. т	2994	2894	11890	11452
Обводненность к концу срока разработки	%	95,1	94,9	95,0	94,8
Отклонение в КИН	%	3,4		3,8	

По результатам расчетов были построены графики темпов отборов нефти (рис. 5.3, 5.4). Одна из зависимостей на графиках показывает результаты с применением принципа суперпозиций, вторая – масштабные показатели расчетов в соответствующих гидродинамических моделях.

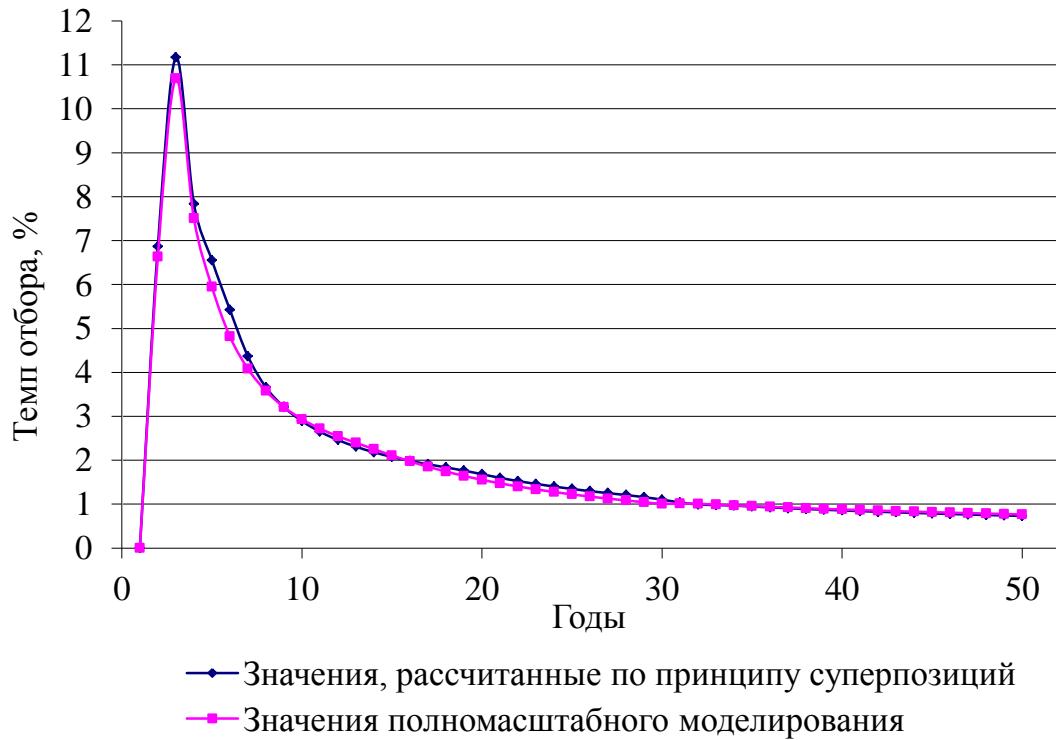


Рисунок 5.3 – Динамика темпов отборов нефти для второй модели

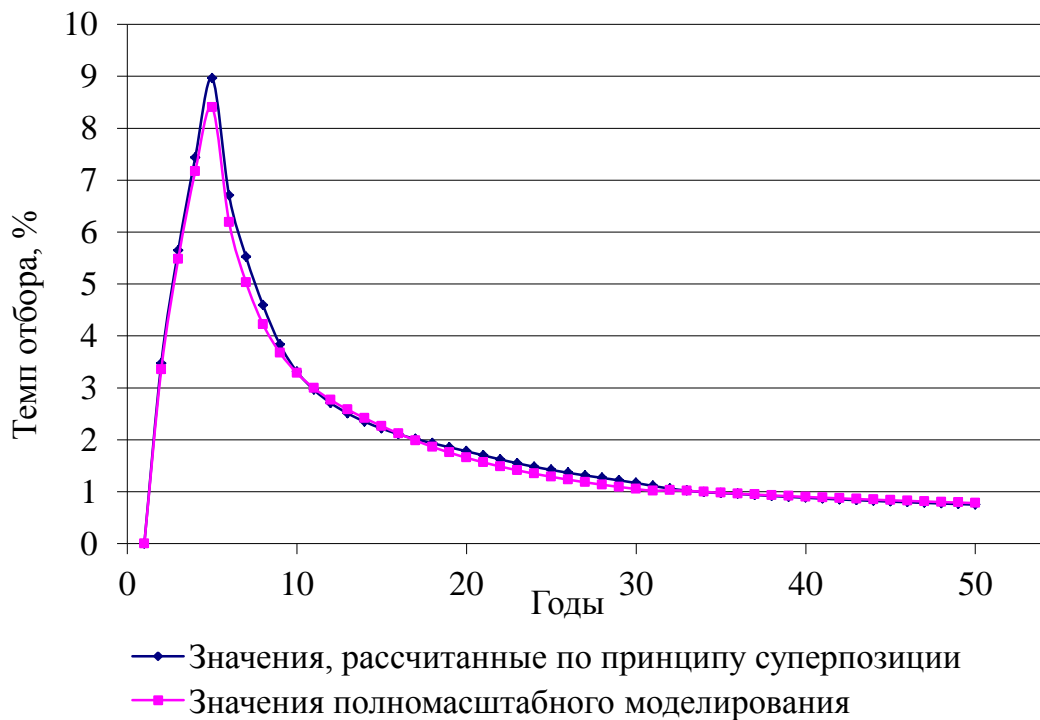


Рисунок 5.4 – Динамика темпов отборов нефти для третьей модели

Результаты, полученные на масштабных объектах разработки, незначительно отклоняются от рассчитанных по принципу суперпозиции. При этом следует отметить, что высокая неопределенность исходной информации на реальных месторождениях может повлечь более существенные отклонения, чем использование данного принципа.

По результатам проведенных исследований можно сделать вывод о применимости рассмотренного метода прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений, особенно на ранних стадиях проектирования, а также возможности перенесения результатов расчетов с небольших объектов разработки на масштабные.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам исследований процессов фильтрации жидкости к скважине выявлено, что притоки жидкости значительно зависят от продуктивной характеристики пласта и пропускной способности создаваемых в скважине каналов. Различие характеров притоков связано с проницаемостью слоев и распределением давлений в прискважинной зоне и вдоль перфорационных каналов.

В низкопроницаемом пропластке в среднем давление в узлах канала ниже и практически не растёт, что связано с малыми гидродинамическими сопротивлениями по причине незначительных притоков. При этом давление в ПЗ относительно более проницаемых слоев восстанавливается примерно равными темпами, что приводит к большим перепадам давлений между областями фильтрации в низкопроницаемом пропластке. По этой причине притоки жидкости к участкам каналов в низкопроницаемом пласте имеют более высокие приросты в процентном выражении.

Притоки жидкости к одним и тем же участкам каналов при разных их длинах не равны – при увеличении длины в основном наблюдается перераспределение объёма притока, а не пропорциональный рост.

Наибольшие приросты притоков в однородных коллекторах при увеличении радиуса дренирования в процентном выражении будут получены по низкопроницаемым слоям, но в то же время в объёмном выражении приросты будут минимальными.

В работе показано, что приросты притоков при значительных глубинах вскрытия в разных по продуктивности пластам в процентном выражении сопоставимы, но в объёмном отличаются существенно.

Получить существенный рост дебита в целом по скважине от воздействия на низкопроницаемый слой проблематично, так как притоки из них незначительны. Основной перспективой прироста дебита по данным пластам является вовлечение или присоединение в работу «случайных» высокопроница-



емых зон или трещин, что имеет низкую вероятность в однородных коллекторах.

Приросты притоков в среднепроницаемых и высокопроницаемых пластах при увеличении глины дренирования в объемном выражении существенней, поэтому по данным коллекторам есть смысл увеличивать глубину воздействия, но при этом необходимо помнить, что приросты притоков по мере углубления затухают.

Представленные в работе результаты, возможно, объясняют причины, по которым не достигаются ожидаемые приросты дебитов при радиальном бурении и применении ГС в однородных коллекторах. Оценочный максимальный рост дебита за счет увеличения длины ствола в однородных коллекторах составит примерно в два раза.

Исследования закономерностей фильтрации флюидов к создаваемым в прискважинной зоне каналам от предполагаемых ГТМ показали, что по мероприятиям, создающим низкую пропускную способность притоки жидкости к каналам (трещинам) уже на незначительных расстояниях от скважины практически отсутствуют, при этом их величина существенна в прискважинной зоне, что связано с высоким перепадом давлений между областями фильтрации. Данные мероприятия будут иметь низкую эффективность в любых коллекторах. Поэтому при проведении подобных мероприятий необходимо обязательно соблюдать рекомендуемую технологию и выполнять хорошую очистку ПЗ после обработок.

Характеры притоков жидкости по мероприятиям, создающим среднюю пропускную способность в каналах фильтрации, существенно отличаются между собой. В высокопроницаемом пласте по мере отдаления от скважины притоки к участкам каналов снижаются, а низкопроницаемом – растут. Данные виды мероприятий можно рекомендовать по низкопроницаемым и среднепроницаемым пластам.

Характеры притоков жидкости вдоль каналов с высокой пропускной способностью схожи – нет тенденции снижения притоков жидкости по участкам. Такого рода мероприятия будут эффективны во всех коллекторах.

Совокупность результатов исследований третьей главы указали на то, что главной целью всех мероприятий является максимальное восстановление начального состояния ПЗС (до среднего по пласту), так как ухудшение ПЗС значительно снижает дебиты скважин, в тоже время степень вовлечения коллектора в разработку несущественно влияет на приросты дебитов. При проведении мероприятий необходимо стремиться к созданию в каналах максимально высокой пропускной способности, но при этом параллельно учитывать продуктивный потенциал коллектора с целью минимизации затрат по мероприятиям.

По результатам исследований были разработаны следующие рекомендации по оптимизации технологий воздействия на пласт и ПЗС:

- при проведении гидроразрыва пласта (ГРП) с целью минимизации затрат в низкопроницаемых коллекторах использовать мелкую фракцию пропанта, высокопроницаемых – только крупную;

- при проведении ГРП в низкопроницаемых коллекторах необходимо стремиться к созданию максимального радиуса трещины, высокопроницаемых – эта величина может быть меньше;

- в низкопроницаемых коллекторах с целью экономии можно использовать ГС малого диаметра (или радиальное бурение);

- в низкопроницаемых коллекторах применять ГТМ со значительной глубиной дренирования, при этом используя технологии, создающие невысокие пропускные способности в каналах фильтрации с целью минимизации затрат;

- во всех горизонтальных скважинах проводить вторичное вскрытие пласта перфорацией и обработку призабойной зоны (ОПЗ);

- проведение повторных однотипных мероприятий, направленных на увеличение эффективной пористости в ПЗ или трещиноватости будут мало-

эффективны, так как пористость (проницаемость) в ПЗ едва ли увеличится, а улучшение состояния удалённых участков не приводит к существенным приростам притоков к скважине;

– если по результатам гидродинамических исследований состояние ПЗ сопоставимо или лучше удалённой зоны пласта, то в данных скважинах проведение ГТМ будет малоэффективно.

Исследования по неравномерному вовлечению в работу пропластков в зависимости от их продуктивной характеристики показали, что благодаря меньшему вовлечению высокопроницаемых слоёв в работу можно снизить темпы обводнения продукции скважин и увеличить коэффициент охвата разработкой. При этом данные пропластки все равно будут хорошо выработаны и промыты вытесняющим агентом. Создание более высоких депрессий на пласт позволит частично скомпенсировать потери жидкости из высокопроницаемых слоев за счет низкопроницаемых. Снижение отборов жидкости и закачки по высокопроницаемым пропласткам увеличит положительную работу системы ППД.

При определении оптимальных интервалов вскрытия пласта в массивно-сводовой залежи выявлено, что при разработке данных залежей интенсивнее работают нижние пропластки, и с течением времени притоки из них увеличиваются, в тоже время из верхних наблюдается снижение, что связано с изменением фазовых проницаемостей в пласте. В связи с этим на конец разработки из нижних обводнившихся слоев поступает наибольший объем жидкости (практически одна вода), а из верхних наименее обводненных притоки незначительны.

Интервалы перфорации в добывающих скважинах следует располагать на достаточном расстоянии от ВНК для предотвращения преждевременного прорыва воды, но при этом необходимо учитывать, что уменьшение вскрытой толщи влечет за собой снижение дебитов скважин.

По результатам расчетов закачку в массивно-сводовых залежах рекомендуется вести под ВНК. Данная рекомендация будет эффективна при усло-

вии отсутствия зоны окисления на границе нефть-вода.

Во всех расчетных вариантах верхние слои в добывающих скважинах оказались наименее выработанными, что говорит о необходимости уже на начальных этапах эксплуатации максимально внедрять данные слои в работу.

По результатам оценки возможности перенесения результатов исследований и показателей разработки с небольших объектов на масштабные по принципу суперпозиции сделан вывод о применимости принципа суперпозиции как метода для прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений, особенно на ранних стадиях проектирования.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на международной молодёжной научной конференции «Севергеоэкотех» (Ухта, март 2011 г.); межрегиональных семинарах «Рассохинские чтения» (Ухта, УГТУ, 2011 г., 2015 г.); научно-практических конференциях молодых учёных и специалистов ООО «ПечорНИПИнефть» (Ухта, УГТУ, 2009 г., 2010 г.); III-й конференции молодых учёных и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Москва, 2013 г.); межрегиональной научно-практической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (Ухта, УГТУ, 2014 г.).

Результаты диссертационных исследований опубликованы в шести работах, в том числе две статьи в журналах, которые входят в перечень рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:

#### **Статьи в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ**

1. Собин А. М. Анализ профиля притока жидкости к созданным каналам от различных видов геолого-технических мероприятий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – №1. – С. 56–62.
2. Собин А. М. Совершенствование разработки водоплавающих залежей // Нефтепромысловое дело. – 2012. – №9. – С. 17–25.

#### **Статьи в научно-технических сборниках и других изданиях**

3. Назаров. А. В., Собин А. М. Применимость принципа суперпозиции для прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторожде-

ний // Эффективность освоения запасов углеводородов: науч.-техн. сб. В 4 ч.; ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазо-конденсатных пластовых систем / Филиал ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ» в г. Ухта. – Ухта, 2010. – С. 169–173.

4. Собин А. М. Профиль притока жидкости к скважине и распределение притока вдоль перфорационного отверстия // Рассохинские чтения: материалы межрегионального семинара (3 – 4 февраля 2011 года) / под редакцией Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2011. – С. 228–235.

5. Собин А. М. О возможности регулирования разработки месторождений с помощью совершенства вскрытия пласта // XII международная молодежная научная конференция «Севергеозкотех – 2011»: материалы конференции (16 – 18 марта 2011 г., Ухта): в 5 ч.; ч. 2. – Ухта : УГТУ, 2011. – С. 357–361.

6. Собин А. М. Вскрытие коллектора в массивно-сводовых залежах // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы межрегиональной научно-практической конференции (13 – 14 декабря 2014 года) / под редакцией Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2015. – С. 166–172.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Аглиуллин М. М., Абдуллин В. М., Шайхулов А. М. Термобарохимический метод обработки призабойной зоны нефтяных скважин и его перспективы для нефтяных месторождений Западного Казахстана. // Нефть и газ. – 2009. – №2. – С. 59–66.
2. Акташев С. П., Волков В. А., Калинин Е. С., Кирьянова Е. В. и др. Увеличение приемистости нагнетательных скважин месторождений Самарской области с применением многофункционального реагента «МЛ-Супер» и «Полисил». // Интервал. – 2003. – №2. – С. 12–14.
3. Аминев М. Х. Минимум воздействия – максимум добычи нефти. // Интервал. – 2009. – №1. – С. 49–52.
4. Амиян В. А., Васильева Н. П. Вскрытие и освоение нефтяного пласта. – М.: Недра, 1972. – 336 с.
5. Атинин Ю. В., Карпов А. А., Тухтеев Р. М. Влияние обработок призабойных зон скважин на показатели разработки карбонатных коллекторов. // Интервал. – 2003. – №8. – С. 39–41.
6. Ахундов Р. И. Промысловые исследования вибровоздействия на призабойную зону скважины на морских нефтяных месторождениях Азербайджана. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №5. – С. 29–32.
7. Балин В. П., Ишин А. В., Малышев И. О. Послойная неоднородность коллекторов – фактор неоднозначности результатов эксплуатации скважин (на примере пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> Западно-асомкинского месторождения). // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – №4. – С. 49–63.
8. Баранов Ю. В. Новые высокоэффективные составы для разглинизации призабойной зоны скважины. // Интервал. – 2003. – №2. – С. 70–71.
9. Бекетов С. Б. Технология интенсификации притока углеводородным путем репрессивно-депресссионного воздействия на призабойную зону пла-

- ста при капитальном ремонте скважин. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №5. – С. 47–50.
10. Блинов С. А., Чупров Н. М., Щербинина Н. В. Исследование изменений порометрических характеристик пород-коллекторов при их взаимодействии с раствором глиноукислоты. // Нефтепромысловое дело. – 2003. – №1. – С. 21–25.
  11. Вафин Р. В., Зарипов М. С. Альтернативный способ оценки реакции добывающих скважин на закачку водогазовой смеси с целью регулирования системы воздействия. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №5. – С. 23–26.
  12. Вафин Р. В., Зарипов М. С. Применение опыта успешных обработок призабойных зон по скважинам Алексеевского месторождения. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – №4. – С. 67–69.
  13. Вежнин С. А., Нечаев В. К. Применение технологии плазменно-импульсного воздействия для выравнивания профиля приемистости. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №5. – С. 94–95.
  14. Вердеревский Ю. Л., Арефьев Ю. Н., Гайнуллин Н. И., Шешукова Л. А. Новая технология обработки призабойной зоны скважин в заглинизированных коллекторах. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №11. – С. 29–31.
  15. Владимиров И. В., Владимирова И. И., Торопчин О. П. Определение профиля притока к пологонаправленной добывающей скважине при различной плотности перфорационных отверстий на основе детальной математической модели. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2010. – №1. – С. 30–33.
  16. Владимиров И. В., Шаймарданов А. Ф., Хальзов А. А., Васильев В. В. Снижение эффективности системы ППД при возникновении гидродинамической связи с водонасыщенными интервалами в водонефтяных зонах пласта. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №3. – С. 17–22.

17. Волков Ю. А., Евлампиев А. В., Кандаурова Г. Ф. и др. К построению критериев выбора скважин для ОПЗ по промысловым данным. // Интервал. – 2002. – №10. – С. 81–83.
18. Габдуллин Р. Г., Ишкаев Р. К. Бесперфораторные способы вторичного вскрытия в повышении нефтеотдачи пластов. // Интервал. – 2002. – №2. – С. 9–12.
19. Газизов А. А. Ограничение отбора воды как важный фактор повышения эффективности заводнения нефтяных залежей. // Интервал. – 2003. – №8. – С. 43–46.
20. Гиматудинов Ш. К., Дунюшкин И. И., Зайцев В. М. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов. – М. : Недра, 1988. – 302 с.
21. Гудков-Кученков С. Ю., Кучумов П. Н. Применение многоствольных скважин для интенсификации нефтедобычи. // Бурение и нефть. – 2009. – №1. – С. 24–26.
22. Гумерский Х. Х. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия. // Нефтяной хозяйство. – 2000. – №12. – С. 12–15.
23. Давлетшина Л. Ф., Магадова Л. А., Силин М. А. Кислотная обработка нагнетательных скважин. Старые проблемы - новые решения. // Территория нефтегаз. – 2009. – №3. – С. 38–41.
24. Джафаров И. С., Нуриев М. Ф., Рожков А. П. Влияние технологий выравнивания профиля приемистости скважин на показатели разработки месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2009. – №12. – С. 33–36.
25. Евдокимова В. А. Кочина И. Н. Сборник задач по подземной гидравлике: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., стереотипное. Перепечатка с издания 1979 г. – М. : ООО ИД «Альянс», 2007. – 168 с.
26. Елисеев Д. Ю., Силин М. А., Заворотный А. В., Поборцев М. В., Губанов В. Б. Применение комплексных технологий повышения нефтеотдачи



- эффективный метод прироста трудноизвлекаемых запасов нефти. // Интервал. – 2009. – №1. – С. 38–40.
27. Жданов С. А. Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти: взаимосвязь и различие. // Бурение и нефть. – 2003. – №5. – С. 53–56.
28. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
29. Зейгман Ю. В., Мухаметшин В. В. Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №5. – С. 10–12.
30. Ибатуллин Р. Р., Губайдуллин Ф. А., Уваров С. Г., Фирсов С. В., Крупин С. В. Модифицирование поверхностных свойств призабойной зоны добывающих скважин для увеличения добычи нефти. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №6. – С. 69–71.
31. Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т., Челоянц Д. К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
32. Ибрашев К. Н., Ермеков М. М. Физико-химические методы воздействия на трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти. // Нефть и газ. – 2009. – №2. – С. 67–73.
33. Иванова М. М., Дементьева Л. Ф., Чоловский И. П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1985. – 422 с.
34. Иванова М. М., Михайлов Н. Н., Яремийчук Р. С. Регулирование фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах. – М.: ВНИИОЭНГ 1988. – 56 с.
35. Казакова Л. В., Южанинов П. М., Чабина Т. В., Миков А. И., Можайев С. В. Результаты интенсификации добычи нефти новыми кислотными составами серии КСПЭО. // Интервал. – 2003. – №1. – С. 55–57.
36. Калинин Е. С., Кирьянова Е. В., Степаненко В. Ф. К вопросу о применении мощного препарата «МЛ-СУПЕР» в технологиях по реагентной раз-

- глинизации продуктивных коллекторов. // Интервал. – 2002. – №1. – С. 14–16.
37. Капырин Ю. В., Храпова Е. И., Кашицин А. В. Использование комплексной технологии вторичного вскрытия пласта для повышения дебита скважин. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №6. – С. 58–60.
38. Колгано В. И. Проявление относительных фазовых проницаемостей при заводнении трещиновато-поровых карбонатных коллекторов. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №1. – С. 41–43.
39. Кочетков Л. М., Журба В. Н. Применение «струйного» ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». // Бурение и нефть. – 2009. – №1. – С. 27–29.
40. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. – М. : Недра, 1985. – 185 с.
41. Кряквин Д. А. Интенсификация притока в горизонтальных скважинах методом гидравлического разрыва пласта. // Эксплуатация нефтяных месторождений и подготовка нефти. – 2009. – №1. – С. 11–14.
42. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Новые технологии повышения добычи нефти. – Самара : Кн. Изд-во, 1998. – 368 с.
43. Кузькоков В. А., Воронина Т. Н. О первой в Республике Коми горизонтальной скважине. // Проблемы освоения Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции: Сборник трудов / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» «ПЕЧОРНИПИНЕФТЬ». – Киров : О-Краткое, 2007. – С. 159–163.
44. Кузькоков В. А., Воронина Т. Н. Повышение эффективности разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами малой толщины (на примере Расьюского месторождения). // Проблемы освоения Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции: Сборник трудов / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» «ПЕЧОРНИПИНЕФТЬ». – Киров : О-Краткое, 2007. – С. 152–158.
45. Левагин С. А., Бодрягин А. В., Репин В. И. и др. Широкомасштабное ограничение закачки воды и применение методов гидродинамического

- регулирования на поздней стадии разработки месторождений ОАО «ТНК-Нижевартовск». // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №7. – С. 75–80.
46. Литвин В. В., Самойлов М. В., Власов С. А., Каган Я. М., Кудряшов Б. М. Полимерное заводнение на опытном участке Самотлорского месторождения. Обоснование эксперимента и предварительные результаты. // Бурение и нефть. – 2009. – №4. – С. 34–36.
47. Литвин В. В., Сарваров А. Р. Особенности разработки контактных водо-нефтяных пластов при наличии переходных зон. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – №2. – С. 52–56.
48. Лоскутов К. Ю., Буйнов Е. С., Коробейников А. А., Трясин Е. Ю., Никитин А. Ю. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий на Талинской площади Красноленинского месторождения по результатам трассерных исследований. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №2. – С. 17–21.
49. Лысенко В. Д., Грайфер В. И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», – 2005. – 607 с.
50. Лысенко В. Д. Как радикально увеличить добычу нефти и нефтеотдачу пластов. // Технологии нефти и газа. – 2009. – №2. – С. 46–48.
51. Лысенко В. Д. Проблемы эффективной разработки залежей высоковязкой нефти. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №2. – С. 4–11.
52. Лысенко В. Д. Эффективная технология разработки залежи высоковязкой нефти. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №5. – С. 13–16.
53. Лысенко В. Д., Грайфер В. И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», – 2001. – 562 с.
54. Манырин В. Н., Швецов И. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. – Самара. Самара. Дом печати, 2002. – 392 с.
55. Маслов В. В., Кузнецов Р. Ю., Скворцов Ю. П., Султанов Д. Р. Вскрытие низкопроницаемых продуктивных пластов с низким пластовым давлени-

- ем без нарушения их фильтрационно-емкостных свойств. Бурение и нефть. – 2009. – №4. – С. 26–27.
56. Михайлов Н. Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. – М. : Недра, 1987. – 152 с.
57. Мищенко И. Т. – Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., испр. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
58. Мордвинов А. А., Воронина Н. В., Каракчиев Э. И. Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования нефтегазопромысловых прочесов: Учебное пособие. – Ухта : УГТУ, 2001. – 114 с.
59. Мусабиров М. М. Технология глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта. // Нефтепромысловое дело. – 2003. – №4. – С. 34–36.
60. Назаров А. В. Математическое моделирование одномерного однофазного течения пластовых флюидов: Учебное пособие. – Ухта : УГТУ, 2000. – 99 с.
61. Назаров А. В. Методика распределения отборов по стволу скважины при трехмерном многофазном моделировании. А. В. Назаров, Э. В. Северинов. – Ухта : УГТУ, 1999. – 353 с.
62. Насибулин И. М., Корнильцев Ю. А., Васясин Г. И., Баймашев Б. А. Системный подход к кислотным обработкам призабойных зон скважин. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №2. – С. 21–26.
63. Нюняйкин В. Н., Генералов И. В., Рогачев М. К., Зейман Ю. В. Регулирование фильтрационных характеристик пород призабойной зоны на поздней стадии разработки месторождения. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №2. – С. 44–45.
64. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пласта. – М. : Недра, 1970. – 312 с.
65. Орлов Г. А., Мусабиров М. Х., Денисов Д. Г. Системное применение технологий кислотной стимуляции скважин и повышения нефтеотдачи пластов в карбонатных коллекторах. // Интервал. – 2003. – №9. – С. 27–31.

66. Пияков Г. Н., Хисамутдинов Н. И. К вопросу обоснования коэффициента охвата при водогазовом воздействии на нефтяную залежь. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №5. – С. 16–23.
67. Рахмангулов К. Х., Сергиенко В. Н., Земцов Ю. В. и др. Геолого-промысловые факторы, определяющие эффективность кислотных обработок скважин Ватьеганского месторождения. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №7. – С. 44–46.
68. Ревизский Ю. В., Дыбленко В. П. Исследование и обоснование механизма нефтеотдачи пластов с применением физических методов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 317 с.
69. Саваров А. Р., Казаков Т. Г., Данилов Е. В. Анализ эффективности бурения боковых горизонтальных стволов в контактной водонефтяной зоне (на примере пласта АВ<sub>2-3</sub> Самотлорского месторождения). // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №2. – С. 11–16.
70. Салихов М. М., Рафиков Р. Б., Газизов И. Г., Шайхутдинов Р. М. Технологии восстановления продуктивности добывающих скважин. // Нефтепромысловое дело. – 2003. – №12. – С. 42–47.
71. Сарваров А. Р., Михеев Ю. В., Антонов М. С., Сагитов Д. К. Выработка запасов нефти подгазовых зон горизонтальными скважинами с применением элементов борьерного заводнения. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №5. – С. 26–29.
72. Сафин С. Г. Физико-химические исследования для качественного управления воздействием на призабойную зону. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №2. – С. 28–31.
73. Сафонов Е. Н., Лозин Е. В. Методы увеличения нефтеотдачи: реальность, перспективы, научные проблемы. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №4. – С. 46–48.
74. Селимов Ф. А., Качин В. А., Блинов С. А. и др. Анализ применения соляно-кислотных обработок с ЗСК на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Пермьнефть». // Интервал. – 2003. – №2. – С. 47–49.

75. Сидоровский В. А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. – М. : Недра, 1978. – 256 с.
76. Силин М. А., Магадова Л. А., Мариненко В. Н., Пахомов М. Д. Технологические жидкости для решения проблем, возникающих при кислотных обработках добывающих и нагнетательных скважинах. // Нефтепромышленное дело. – 2009. – №2. – С. 26–30.
77. Собанова О. Б., Фридман Г. Б., Федорова И. Л. Применение углеводородных композиций ПАВ для увеличения добычи нефти из обводнившихся пластов. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №11. – С. 20–23.
78. Сонич В. П., Черемисин Н. А. и др. Влияние на нефтеотдачу форсированных отборов и перспективы их применения. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №8. – С. 31–33.
79. Соркин А. Я., Беляев К. В. Методологические особенности проектирования работ по регулированию профилей приемистости нагнетательных скважин. // Интервал. – 2003. – №6. – С. 31–36.
80. Старковский А. В. Гидрофобизация призабойной зоны пласта как метод повышения нефтеотдачи. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №12. – С. 36–38.
81. Старковский А. В., Старковский В. А. Перераспределение фильтрационных потоков на нефтяных месторождениях гелеобразующими составами на основе силиката натрия. // Бурение и нефть. – 2009. – №1. – С. 34–37.
82. Султанов Ш. Х., Андреев В. Е. Комплексный подход к разработке крупных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. // Нефтепромышленное дело. – 2009. – №3. – С. 13–16.
83. Тазетдинов Р. К., Тазетдинов Р. Р. Методика определения оптимальных параметров работы нагнетательных скважин. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №12. – С. 65–67.
84. Телин А. Г., Исмагилов Т. А., Ахметов Н. З. и др. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №8. – С. 69–74.

85. Токарев М. А., Файзуллин М. Х. Комплексирование промысловых и физико-химических методов контроля за выработкой продуктивных пластов. // Интервал. – 2003. – №8. – С. 21–23.
86. Токарев М. А., Чинаров А. С., Вагизов А. М. и др. Сравнительная оценка надежности способов контроля за эффективностью методов повышения нефтеотдачи и пути их совершенствования. // Интервал. – 2003. – №8. – С. 24–27.
87. Толстолыткин И. П., Сутормин С. Е. и др. Проблемы нефтеотдачи пластов на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа. // Интервал. – 2002. – №8. – С. 10–14.
88. Усманов Р. Х., Талипов И. Ф. Разработка технико-физического обоснования водогазового воздействия на опытном участке Меретояхинского месторождения с целью увеличения нефтеотдачи. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – №2. – С. 57–60.
89. Федоров В. Н., Мешков В. М. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий на основе синн-фактора. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №12. – С. 50–51.
90. Фридман Г. Б., Собанова О. Б., Федорова И. Л. Результаты использования композиций ПАВ на водной основе и углеводородной основе для обработки нагнетательных и добывающих скважин. // Интервал. – 2003. – №1. – С. 10–12.
91. Фридман Г. Б., Собанова О. Б., Федорова И. Л., Шакиров А. Н. Композиции ПАВ с высоким моющим действием для увеличения приемистости скважин и нефтеотдачи пластов. // Бурение и нефть. – 2003. – №7. – С. 30–32.
92. Хисамов Р. С., Евдокимов А. М., Султанов А. С. Совершенствование системы разработки нефтяных месторождений с использованием оборудования для одновременной раздельной эксплуатации скважин. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №5. – С. 33–39.

93. Хисамов Р. С., Орлов Г. А., Мусабилов М. Х. Концепция развития и рационального применения солянокислотных обработок скважин. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №4. – С. 43–45.
94. Хлебников В. Н. Исследование влияния химических реагентов на взаимодействие соляной кислоты с карбонатной породой. // Интервал. – 2003. – №2. – С. 4–8.
95. Хлебников В. Н., Алмаев Р. Х., Базекина Л. В. и др. Влияние реагентов на взаимодействие кислот с нефтесмоленной карбонатной породой. // Интервал. – 2003. – №2. – С. 44–46.
96. Черемисин Н. А., Ефимов П. А. Роль глинистых перемычек в перетоках воды для залежей с трудноизвлекаемыми запасами. // Интервал. – 2002. – №11. – С. 15–17.
97. Bennion D. B., Bietz R. F., Thomas F. B., Cimolai M. P. Reduction in the productivity of oil and low permeability gas reservoirs due to aqueous phase trapping. // Petrol. Technol. – 1994. – Vol. 33. – № 9. – P. 45–54.
98. Cheremisin N. A., Sonich V. P., Efimov P. A. Influence of Collector's Irreversible Deformation on Oil Recovery/EAGE – 11th European Symposium on Improved Oil Recovery. Amsterdam, The Netherlands, 11-12 June 2001.
99. Craig F. F. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. // Monograph Series, SPE, Dallas, Tex. – 1971.
100. Gazizov A. Sh. Enhanced oil recovery from depleting reservoirs. // World Expo. – 1995. – P. 51, 54, 56, 58.
101. Hoefner M. L., Fogler H. S., Stenius P., Sjoblom J. Role of acid diffusion in matrix acidizing of carbonates. SPE. Int., Semp. Jilfield and Geoterm. Chev. Phenix., Arizona. – 1985. April, 9.
102. Larson R. G., Davis H. T., Scriven I. E. Displacement of residual nonwetting fluid from porous media. // Chemical Engineering Science. – Vol.36. – P. 75–85.
103. Olson R. E. Mechanism controlling the permeability of clays. // Clays and Clay Minerals. – 1971. – Vol.19 – P. 151.



104. Prouvost L. P., Economides M. J. Real - time evaluation of matrix acidizing treatments. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 1987. – № 1. – P. 145–154.
105. Romanov G. V., Lebedev N. A., Yusupova T. N., Zakirov R. Kh., Kryuchkov V. I. Physical and Chemical Problems of IOR and A Combined Approach to Selection of Technologies for Hardly Recoverable Oils. // *Progress in Mining and Oilfield Chemistry*. – 2001. – Vol.3.
106. Shashel A. G., Kolganov V. I. Case Histories of Capillary Imbibition Affecting Ultimate Recovery from Fractured-Matrix Waterflooded Limestones. Extended Abstracts Book, 60nd EAGE Conference and Technical Exhibition Leipzig. – Germany, 8-12 June 1998.
107. Tucker S. C., Susan C. Solvent Density Inhomogeneities in SC Fluid. // *Chemical Reviews*. – 1999. – № 2. – P. 391–420.