

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК  
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

---

на правах рукописи  
УДК

СЕВЕРОВ ЯКОВ АНАТОЛЬЕВИЧ

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
УГЛЕВОДОРОДОВ  
ПРИ НАЛИЧИИ ЯВЛЕНИЙ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ

Специальность – 25.00.17 –

«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Москва – 2006

Работа выполнена в ИПНГ РАН

Научный руководитель

– докт. техн. наук, профессор  
**Закиров Сумбат Набиевич**

Официальные оппоненты

– докт. техн. наук, профессор  
**Каган Яков Михайлович**  
канд. техн. наук  
**Билалов Фарит Рифгатович**

Ведущая организация

– Российский Государственный Университет  
нефти и газа им.И.М.Губкина

Защита состоится \_\_\_\_\_ 2006г. в \_\_\_\_ час. \_\_\_\_ мин. на заседании  
Диссертационного Совета Д 002.076.01 при Институте проблем нефти и газа РАН, в  
актовом зале на 7 этаже. Отзывы на автореферат можно присылать по адресу:  
119991, г.Москва, ГСП-1, ул.Губкина, 3, ИПНГ РАН.

С диссертацией можно ознакомиться у Ученого секретаря Диссертационного Совета  
ИПНГ РАН

Автореферат разослан \_\_\_\_\_ 2006г.

Ученый секретарь Диссертационного Совета,  
канд. техн. наук



М.Н. Баганова

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность тематики исследований.

Практически все нефтяные залежи подстилаются контурной или подошвенной водой. При этом водонефтяная зона (ВНЗ) имеет ту или иную ширину. Например, ВНЗ у некоторых месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири в ширину достигает нескольких километров.

Отличительной особенностью ВНЗ является то, что толщина нефтенасыщенного слоя стремится к нулю при приближении к внешнему водонефтяному контуру. Вследствие значительных площадей ВНЗ к ним приурочены немалые запасы нефти, которые оцениваются в качестве трудноизвлекаемых. Особо трудноизвлекаемой является нефть вблизи внешнего водонефтяного контура, где малы ее удельные запасы на единицу площади.

Разработка ВНЗ сопровождается осложнениями в виде прорывов конусов воды и обводнения продукции добывающих скважин. Это значительно снижает конечные значения коэффициента извлечения нефти и рентабельность разработки месторождения в целом.

Запасы нефти в стране, приходящиеся на нефтяные оторочки, составляют около трети от общих запасов. Интегральным показателем эффективности добычи нефти из продуктивного пласта является коэффициент извлечения нефти (КИН). По нефтяным оторочкам КИН обычно характеризуется низкими значениями (на уровне 20% и менее). Неслучайно запасы нефти в нефтяных оторочках также относятся к категории трудноизвлекаемых.

Осложняющими факторами при разработке нефтяных оторочек являются явления конусообразования. В результате продукция скважин довольно быстро загазовывается и обводняется. И рано достигаются нерентабельные дебиты по нефти.

В стране и за рубежом выполнено значительное число исследований, посвященных технологиям разработки ВНЗ и нефтяных оторочек и методам повышения эффективности извлечения нефти из них. Тем не менее практика

нефтедобычи говорит о необходимости повышения эффективности процессов разработки отмеченных объектов с трудноизвлекаемыми запасами.

Сказанное позволяет утверждать о значимой актуальности выбранной для исследований тематики.

### Цель работы.

Она заключается в обосновании, на основе 3D математических экспериментов, новых технологий разработки водонефтяных зон нефтяных месторождений и нефтяных оторочек нефтегазовых месторождений, а также анализе показателей эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, выработки запасов углеводородов и влияния различных технологических решений, включая гидроразрыв пласта, на показатели разработки рассматриваемых объектов с трудноизвлекаемыми запасами.

### Основные задачи исследований.

Они заключаются в следующем.

- Обоснование эффективной технологии выработки запасов нефти из водонефтяных зон месторождений с легкой нефтью.
- Повышение эффективности извлечения нефти повышенной вязкости из водонефтяных зон.
- Обоснование технологических решений по выработке запасов нефти из нефтяных оторочек нефтегазовых залежей.
- Анализ результатов математических экспериментов в 3D многофазной постановке с целью изучения особенностей процессов разработки водонефтяных зон и нефтегазовых залежей.
- Изучение влияния свойств пласта и флюидов, а также различных геолого-технологических мероприятий на показатели разработки ВНЗ и нефтяных оторочек с трудноизвлекаемыми запасами.

### Методы решения поставленных задач.

Для решения поставленных задач использована современная методология

решения задач теории фильтрации в 3D многофазной постановке. Она включает в себя проведение крупномасштабных математических экспериментов, с использованием сертифицированных программных пакетов Eclipse 100 и Eclipse 300. Применительно к водонефтяным зонам применена модель black oil, а для анализа фильтрационных течений в нефтегазовых залежах использовалась композиционная модель. При анализе получаемых результатов применено программное приложение Microsoft Excel с программами на Visual Basic.

#### **Научная новизна.**

По мнению автора, она заключается в следующем.

1. На основе математических экспериментов предложен новый эффективный способ выработки запасов водонефтяной зоны с маловязкой нефтью и наличием анизотропии коллекторских свойств, предусматривающий активизацию запасов от нулевых нефтенасыщенных толщин.

2. С привлечением методов компьютерного моделирования обоснован способ разработки водонефтяной зоны с нефтью повышенной вязкости, основанный на строительстве горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин и чередующейся закачке полимерного раствора.

3. Предложен эффективный способ разработки нефтегазовой залежи на основе сооружения многофункциональных добывающих и нагнетательных скважин, что позволяет закачивать воду и газ в разные интервалы вскрытия пласта, а также создавать водяной барьер около добывающей скважины с целью сокращения загазования добываемой продукции.

#### **Практическая значимость.**

Она состоит в следующем.

• На уровне патентной новизны предложены способы разработки водонефтяных зон с нефтями малой и повышенной вязкости, способствующие активизации трудноизвлекаемых запасов и улучшению показателей добычи нефти, включая КИН.

• Предложена на уровне патентной новизны технология разработки

нефтегазовой залежи с сооружением многофункциональных добывающих и нагнетательных скважин, повышающая извлекаемые запасы нефти.

• Выполненный анализ особенностей разработки ВНЗ и нефтяных оторочек представляет интерес для практических работников, занимающихся разработкой рассматриваемых объектов с трудноизвлекаемыми запасами.

• Внедрение результатов исследований на конкретных месторождениях будет способствовать повышению эффективности их разработки.

#### **Степень достоверности выводов и рекомендаций.**

Познание закономерностей фильтрационных процессов в рассматриваемых объектах разработки осуществлено в более чем 5600 3D математических экспериментах. Визуализация и анализ полученных результатов позволили обосновать рекомендуемые в работе искомые технологические решения. Естественно, что при этом учтен опыт предшествующих исследований отечественных и зарубежных авторов.

#### **Защищаемые положения.**

Это комплекс исследований по обоснованию новых технологических решений, позволяющих повысить эффективность процессов разработки

- водонефтяных зон залежей с маловязкой нефтью,
- водонефтяных зон залежей с нефтью повышенной вязкости,
- нефтяных оторочек газоконденсатнонефтяных залежей.

#### **Апробация работы.**

Результаты исследований доложены на

- научных семинарах лаборатории газонефтеконденсатоотдачи ИПНГ РАН,
- международном технологическом симпозиуме «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи», Москва, 21-23 марта, 2006г.

#### **Внедрение результатов исследований.**

Результаты выполненных исследований переданы для внедрения руководству

ОАО НК «Роснефть».

### **Публикации.**

По результатам исследований опубликовано две статьи; тезисы доклада в международной конференции, получено положительное решения на выдачу патента РФ по заявке с регистрационным номером №2004138840.

### **Объем работы.**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов, содержит 157 страниц текста, 55 рисунков и 35 таблиц, список использованных источников насчитывает 159 наименований.

### **Благодарности.**

Автор глубоко признателен профессору С.Н.Закирову за научное руководство. Автор также выражает свою благодарность всем сотрудникам лаборатории газонефтеконденсатоотдачи ИПНГ РАН и коллегам по работе за внимание, помощь и поддержку в ходе работы над диссертацией.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **введении** обосновывается актуальность тематики работы, ее цель, основные задачи и методы их решения. Приводится научная новизна результатов исследований, а также практическая значимость работы.

В **главе 1** дается обзор предшествующих публикаций, где описана теория и практика добычи нефти из водонефтяных зон и разработки нефтяных оторочек нефтегазовых залежей.

В стране высока доля запасов нефти, приходящаяся на ВНЗ и на нефтегазовые залежи. Рассматриваются особенности геологического строения подобных месторождений нефти. Описываются осложнения, проявляющиеся при добыче нефти. Приводится типизация ВНЗ и классификация нефтегазовых залежей.

Отмечается проблема определения водонефтяного контакта (ВНК). Ибо на установление отметки ВНК влияют капиллярно-гравитационные силы,

неоднозначность интерпретации геофизических данных, наличие естественного фильтрационного потока воды.

Для ВНЗ и нефтяных оторочек имеет значение теория конусообразования, основы которой заложены М. Маскетом и Р. Виковым. Дальнейшее развитие теории стационарного конусообразования получено в работах отечественных и зарубежных исследователей.

Приводится опыт разработки ряда месторождений с ВНЗ в нашей стране – Ромашкинского, Туймазинского, Бавлинского, Арланского.

Описываются способы добычи нефти из ВНЗ и некоторые методы, применяемые для борьбы с конусообразованием.

В практике добычи нефти из рассматриваемого типа залежей начинают повсеместно использоваться горизонтальные скважины. Отмечаются осложнения при применении скважин с горизонтальными стволами.

Кратко описываются газовые методы повышения КИН. В их число входят методы закачки водогазовой смеси на основе попутного газа, метод закачки воды в газоконденсатную шапку, а газа – в водоносную зону пласта, образования  $\text{CO}_2$  в пластовых условиях в результате термохимической реакции предварительно закачанных в пласт водных растворов газообразующих химреагентов.

Рассмотрены проблемы, возникающие при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП). Общепринято мнение, что ГРП нельзя использовать в ВНЗ и при разработке нефтяных оторочек.

Дается обоснование тематики диссертационной работы и методики решения поставленных задач.

В **главе 2** исследуется возможность и целесообразность разработки ВНЗ при естественном режиме истощения пластовой энергии. Другими словами – это базовый вариант, по отношению к которому обычно сопоставляются альтернативные варианты.

Одна из причин низкой эффективности разработки ВНЗ связана с действующими РД – регламентирующими документами. Согласно РД,

предписывается обосновать минимальную нефтенасыщенную толщину, в пределах которой осуществляется бурение скважин эксплуатационного фонда. Это означает, что запасы нефти за пределами указанной нефтенасыщенной толщины исключаются из разработки.

В данной и следующей главе секторные модели ВНЗ включают все запасы нефти, вплоть до нулевых значений нефтенасыщенных толщин. То есть, делается попытка вовлечения в разработку забалансовых запасов нефти (формированных согласно традиционным представлениям).

При рассматриваемом режиме истощения пластовой энергии поступление нефти к забоям скважин имеет место, в значительной мере, за счет энергетики водоносного пласта. Исследование соответствующих закономерностей фильтрационных процессов осуществлялось на секторной модели – элементе ВНЗ.

При секторном моделировании рассматривались факторы, в наибольшей степени, влияющие на показатели разработки. К этим факторам относятся интервалы вскрытия пласта в добывающей скважине, тип скважины, технологический режим эксплуатации скважины, проведение ГРП, положение горизонтального ствола.

В каждом случае задача решалась в 3Д трехфазной (нефть – вода – растворенный в нефти газ) постановке. В качестве объекта исследования рассматривается элемент ВНЗ нефтяной залежи. Исследуемый элемент пласта учитывает все ФЕС продуктивного коллектора и свойства флюидов реально существующей залежи.

Изучены варианты с вертикальной и горизонтальной скважиной, с различными местоположениями горизонтального ствола, с разными технологическими режимами эксплуатации скважины, с разнообразными интервалами вскрытия пласта, с проведением ГРП.

Расчеты проводились до минимального дебита нефти равного  $1 \text{ м}^3/\text{сут}$  или до максимальной обводненности продукции в 98%. При достижении одного из этих параметров добывающая скважина отключалась, и расчет прекращался.

Трещина гидроразрыва пласта моделировалась при помощи локального измельчения сетки.

Анализ и сравнение вариантов разработки проводился по таким параметрам, как коэффициент извлечения нефти (КИН), коэффициент извлечения газа (КИГ), относительный срок разработки (ОСР) – срок разработки отнесенный к 50-ти годам, водонефтяной фактор (ВНФ), обводненность продукции, начальный дебит по нефти.

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы.

1. Варианты с горизонтальным стволом при реализации режима истощения имеют преимущество перед вариантами с вертикальным стволом при исследованных технологических решениях и параметрах разработки секторной модели пласта.

2. Наилучшим вариантом при разработке водонефтяной зоны без поддержания пластового давления является вариант с горизонтальным добывающим стволом, расположенным параллельно внешнему контуру ВНК.

3. При эксплуатации добывающей скважины с горизонтальным стволом возможна эксплуатация ее при меньшей депрессии на пласт, по сравнению с вертикальной скважиной, и, как следствие, уменьшение отрицательного влияния “гребня” воды на КИН и ВНФ.

4. Увеличение депрессии на пласт как в случае вертикальной, так и горизонтальной скважины, приводит к росту накопленной добычи воды и снижению коэффициента нефтеотдачи пласта.

5. Варианты разработки ВНЗ в режиме истощения отличаются не достаточно высокими значениями КИН. В этой связи напрашивается необходимость исследований на основе альтернативных вариантов заводнения ВНЗ.

6. Применение ГРП в добывающей скважине не оказало значительного влияния на параметры разработки. Но вместе с этим оно не привело и к явно негативным последствиям.

В главе 3 исследованы и обоснованы технологические решения по наиболее эффективной разработке различных элементов ВНЗ с поддержанием пластового

давления.

В параграфе 3.1 изучался процесс разработки элемента пласта с подошвенной водой, приуроченного к центральной зоне залежи.

Все ФЕС коллектора и свойства флюидов, насыщающих пласт, подобны рассмотренным в главе 2. Дополнительно был исследован случай с нефтью повышенной вязкости.

Исследованию подвергнута серия вариантов разработки элемента на основе 3D моделирования. Они отличаются друг от друга видом обоих скважин, проведением или нет ГРП, различными типами ГРП, и разными комбинациями с нагнетательной и добывающей скважинами. Кроме того, все варианты рассчитывались с различными перепадами давления между добывающей и нагнетательной скважинами, а именно 2, 4, 6, 20, 40 кгс/см<sup>2</sup>. Также рассматривался вариант эксплуатации скважин при заданных забойных давлениях и вариант эксплуатации скважин при полной компенсации отборов закачкой воды.

Анализ проведенных крупномасштабных математических экспериментов позволяет сделать следующие выводы:

1. Свойства нефти оказывают большое влияние на показатели разработки ВНЗ и водоплавающих залежей.

При разработке залежи с маловязкой нефтью с увеличением перепада давления между добывающей и нагнетательной скважинами увеличиваются дебит нефти, КИН, обводненность, ВНФ и уменьшается срок разработки.

В случае нефти повышенной вязкости такая закономерность сохраняется. Однако, указанные показатели являются менее привлекательными по сравнению с залежью маловязкой нефти.

2. После создания трещины ГРП, катастрофического обводнения добывающей скважины не происходит. Вместе с тем, имеет место увеличение дебита скважины, в ряде случаев и КИН, а также сокращается срок разработки.

3. Усиление воздействия со стороны нагнетательной скважины улучшает показатели добычи нефти в залежи с ВНЗ.

Варианты с горизонтальной добывающей скважиной обычно являются предпочтительными по показателям разработки по сравнению со случаем вертикальной скважины.

С увеличением перепада давления между добывающей и нагнетательной скважинами, показатели разработки по типам скважин сглаживаются.

В параграфе 3.2 исследовано влияние на показатели разработки площадной анизотропии пласта. Для проведения математических экспериментов выбран участок вблизи внешнего контура ВНК.

В последние годы открываемые и вводимые в разработку месторождения нефти отличаются низкой проницаемостью продуктивных коллекторов. Поэтому все большее распространение получает применение технология гидравлического разрыва пласта (ГРП). Как правило, при разработке ВНЗ избегают проводить операции ГРП из опасения активизировать притоки в скважины пластовой воды. Несмотря на это, исследованы и варианты с ГРП. Моделировалось их использование в горизонтальных и вертикальных скважинах, добывающих и нагнетательных скважинах. Учитывалась направленность трещины ГРП в зависимости от площадной анизотропии коллекторских свойств.

Предполагается, что такие элементы ВНЗ взяты из трех характерных зон залежи нефти с ориентацией ее длинной оси с юга на север. В первой серии вариантов данный элемент приурочен к западной части ВНЗ, во второй – к северо-западной и в третьей – к северной.

Вдоль длинной оси имеет место преобладающее направление трещиноватости. Вдоль короткой оси проницаемость в десять раз меньше. Следовательно, каждое из местоположений элемента ВНЗ характеризуется своей особенностью анизотропии коллекторских свойств.

На каждом элементе сформированы системы разработки из горизонтальной добывающей и вертикальной нагнетательной скважин. Горизонтальная добывающая скважина размещается на лицевом торце элемента разработки вблизи кровли пласта. Нагнетательная вертикальная скважина размещается или на том же лицевом торце,

но в другом углу элемента разработки, либо на противоположном торце сразу за отметкой внешней границы водонефтяного контакта.

Гидроразрыв пласта моделировался при помощи локального измельчения сетки в зависимости от направления горизонтальной анизотропии.

В результате проведения многочисленных экспериментов выявлен и предложен наилучший способ разработки залежи нефти, обладающей вышеописанными особенностями.

Проведенные эксперименты позволяют сделать следующие выводы:

1. При организации внутриконтурного заводнения лучше вырабатывается элемент разработки, в котором линии тока между добывающей и нагнетательной скважинами направлены параллельно главному направлению тензора проницаемости с наименьшим значением проницаемости. Худшие показатели разработки имеют место, когда линии тока между добывающей и нагнетательной скважинами направлены перпендикулярно к компоненте тензора с наименьшей проницаемостью.

2. При организации приконтурного заводнения варианты по параметрам КИН, ВНФ и срокам разработки выравниваются.

3. Приконтурное заводнение для залежей с маловязкой нефтью имеет преимущество перед внутриконтурным. Ибо коэффициент охвата при приконтурном заводнении пласта выше, чем при внутриконтурном заводнении.

4. Варианты, основанные на вертикальных скважинах, характеризуются наименьшими уровнями годовой и накопленной добычи нефти, а также неблагоприятной динамикой обводнения добываемой продукции.

5. Введение в рассмотрение добывающей скважины в варианте горизонтальной позволяет получить лучшие показатели разработки по сравнению с вариантом вертикальной добывающей скважины.

6. Реализация системы приконтурного заводнения у внешнего контура ВНК активизирует запасы нефти вблизи нулевых нефтенасыщенных толщин. Закачиваемая вода вытесняет нефть из труднодренируемой зоны в сторону

добывающей скважины, обеспечивая наибольший коэффициент охвата процессом вытеснения нефти водой.

7. Система разработки по варианту с приконтурным заводнением привлекательна еще и по следующей причине. Здесь нефть в основном вытесняется пластовой водой. А более холодная закачиваемая вода вытесняет в нефтеносную область воду с пластовой температурой. Это положительно сказывается на коэффициенте вытеснения.

8. Система разработки на основе приконтурного заводнения наименее подвержена влиянию анизотропии коллекторских свойств, то есть оказывается в этом смысле универсальной.

9. Вариант с вертикальной нагнетательной скважиной и горизонтальной добывающей скважиной сокращает расходы на разработку ВНЗ по сравнению с вариантом, нагнетательная скважина сооружается с горизонтальным стволом.

10. Успешность проведения ГРП зависит от ширины трещины. В отдельных случаях вертикальная скважина с ГРП оказывается равнозначной горизонтальной скважине.

В параграфе 3.3 рассматривается элемент разработки ВНЗ с нефтью повышенной вязкости. Здесь вязкость нефти в пластовых условиях равна 11 спз.

Рассмотрены различные местоположения добывающей и нагнетательной скважин. Расчеты проводились при различных технологических режимах эксплуатации скважин – с перепадами давления между добывающей и нагнетательной скважинами 2, 4, 6, 20 и 40 кгс/см<sup>2</sup>. Из наилучшего варианта по местоположению и типу добывающей и нагнетательной скважин сформированы и рассчитаны варианты с чередующейся закачкой полимерного раствора. Они отличаются концентрацией полимера и размерами оторочки полимера.

В нагнетательную скважину попеременно закачивают оторочки полимера и воды. Добывающая скважина эксплуатируется с депрессией, превышающей критическую безводную депрессию на пласт. Закачка оторочек полимера и воды осуществляется при забойном давлении выше начального пластового давления.

Исследовалось влияние на показатели разработки концентрации полимера в закачиваемом растворе. Изучались коллектора с различной адсорбцией полимера на породе.

Математические эксперименты, выполненные на элементе ВНЗ с нефтью повышенной вязкости, позволяют выделить следующие характерные моменты.

- При низких перепадах давления между забоями добывающей и нагнетательной скважин образование конусов или гребней воды оказывает преимущественное и негативное влияние на работу добывающей скважины.
- При высоких перепадах давления между добывающей и нагнетательной скважинами на работу добывающей скважины заметно влияет процесс латерального вытеснения нефти от нагнетательной скважины к забою добывающей скважины.
- Наибольшие дебиты по нефти достигаются в скважинах с горизонтальным заканчиванием стволов.
- Варианты с приконтурным заводнением по величине КИН являются предпочтительными перед вариантами с внутриконтурным заводнением, вследствие более высокого коэффициента охвата пласта заводнением.
- Во всех вариантах разработки, кроме шестого (с оторочками полимера), последовательное увеличение перепада давления между добывающей и нагнетательной скважинами оказывает негативное влияние с точки зрения уменьшения КИН и увеличения ВНФ.
- Заводнение на основе полимерных оторочек улучшает условия вытеснения нефти, и как следствие, приводит к увеличению коэффициента охвата и КИН, вместе со значительным снижением ВНФ.
- Выбор горизонтального типа нагнетательной скважины и расположение ее вблизи и параллельно контуру ВНК снижает потери полимера в водонасыщенную часть коллектора.
- С повышением вязкости оторочки полимера увеличивается гидродинамическое сопротивление для фронта вытеснения и, как следствие, замедляется скорость продвижения фронта и увеличивается срок разработки.

Обобщающие выводы по результатам исследований в третьей главе сводятся к следующему.

1. В случае ВНЗ с маловязкой нефтью наилучшие технологические показатели разработки имеют место при использовании горизонтальной добывающей скважины и размещении ее перпендикулярно к контуру ВНК и закачке воды в вертикальную скважину на внешнем контуре ВНК.
2. Применительно к разработке ВНЗ залежей нефти с повышенной вязкостью наилучшие параметры разработки дает вариант с горизонтальными добывающей и нагнетательной скважинами, расположенными параллельно внешнему контуру ВНК.
3. Свойства нефти в водонефтяной зоне оказывают сильное влияние на выбор системы разработки и на технологические показатели разработки.
4. Практически во всех случаях варианты с горизонтальной добывающей скважиной оказываются предпочтительнее вариантов с вертикальными скважинами.
5. Трещина ГРП с шириной трещины 1 мм не оказывает существенного влияния на технологические показатели работы добывающих скважин. Только при ширине трещины ГРП 10 мм появляется заметная прибавка в начальном дебите нефти.
6. Трещина ГРП увеличивает коэффициент охвата.
7. Применение ГРП при наличии подошвенной воды не приводит к серьезным негативным последствиям. На параметры разработки превалирующее влияние оказывают система разработки, тип скважин, технологический режим работы скважин.
8. Применение полимерных оторочек при разработке залежей с нефтью повышенной вязкости позволяет значительно увеличить КИН и снизить ВНФ.
9. При увеличении депрессии на пласт вместе с увеличением начального дебита нефти также увеличивается и начальная обводненность продукции, что приближает момент прорыва подошвенной воды к забою добывающей скважины.

В главе 4 исследована возможность повышения эффективности разработки нефтяной оторочки газоконденсатнонефтяной залежи.

Запасы нефти, приходящиеся на нефтяные оторочки, характеризуются как трудноизвлекаемые. По нефтяным оторочкам КИН обычно характеризуется низкими значениями (на уровне 20% и менее).

Теоретический и практический интерес представляет рассмотрение зависимости показателей добычи нефти от следующих технологических факторов:

- взаиморасположение добывающих и нагнетательных скважин;
- тип и параметры нагнетательной скважины;
- гидроразрыв пласта (ГРП) в добывающих и/или нагнетательных скважинах;
- интервалы воздействия на нефтяную оторочку рабочим агентом;
- технологические режимы эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин;
- состав закачиваемого газообразного агента.

Анализ вариантов разработки проводился по следующим показателям: коэффициент извлечения нефти (КИН), начальный дебит нефти ( $Q_{н.н}$ ), начальная обводненность продукции ( $W_n$ ), водонефтяной фактор (ВНФ), коэффициент извлечения газа из газовой шапки (КИГ), относительный срок разработки (ОСР) – срок разработки отнесенный к 50 годам.

Все эти показатели в полном объеме характеризуют варианты разработки и оказывают непосредственное влияние на экономические параметры разработки нефтяной оторочки.

В параграфе 4.1 исследовался пятиточечный элемент разработки газоконденсатно-нефтяной залежи. Вследствие симметрии расчеты велись на четвертинке элемента.

Исследования проведены применительно к глубокозалегающей залежи маловязкой нефти и для залежи нефти с повышенной вязкостью. Во всех вариантах вскрывалась нефтенасыщенная часть продуктивного коллектора.

Результаты исследований по рассмотренной совокупности вариантов позволяют отметить следующие моменты.

- Наилучшими по технологическим показателям разработки являются варианты

с горизонтальной добывающей скважиной. При небольших перепадах давления между скважинами предпочтение имеет добывающая и нагнетательная скважины в варианте горизонтальной. При больших перепадах давления более эффективной является вертикальная нагнетательная скважина с горизонтальной добывающей.

- Наилучшим по значению КИН является вариант при небольшом перепаде давления между скважинами ( $2 \text{ кгс/см}^2$ ), а следовательно при невысокой депрессии на пласт.

- С увеличением перепада давления между забоями добывающей и нагнетательной скважин происходит относительное выравнивание значений показателей разработки по вариантам.

- Интервал вскрытия нефтяной оторочки перфорацией предпочтительнее сдвигать в сторону ВНК от середины нефтенасыщенной толщины пласта.

- Проведение ГРП не вызывает заметной негативности в обводненности или загазованности добываемой продукции.

- Трещина ГРП наряду с повышением начального дебита нефти увеличивает КИН, так как возрастает коэффициент охвата пласта. Но вместе с этим имеет место рост объемов добываемой воды и газа из пласта.

- В случае коллекторов с низкой проницаемостью ухудшается гидродинамическая связь между добывающей и нагнетательной скважинами. Поэтому в таких коллекторах требуется бурить скважины по более плотной сетке скважин. И идти на интенсификацию добычи за счет увеличения депрессии и репрессии на пласт.

- При разработке залежи нефти с повышенной вязкостью следует применять системы разработки с горизонтальными добывающими скважинами. Эксплуатация залежи вертикальными добывающими скважинами приводит к нерентабельным технико-экономическим показателям разработки.

В параграфе 4.2 обоснована новая технология разработки газоконденсатнонефтяной залежи.

Выполнение поставленной задачи достигается тем, что предлагаемый способ

разработки нефтяной оторочки газоконденсатнонефтяного месторождения включает формирование элементов разработки на основе бурения многофункциональных добывающих и нагнетательных скважин и закачку воды для вытеснения нефти и блокирования поступления газа к забоям добывающих скважин.

Для доказательства справедливости сказанного выполнены математические эксперименты на пятиточечной системе разработки элемента пласта. Добывающие скважины предусматриваются в варианте с горизонтальным стволом. Горизонтальные стволы сооружаются по сторонам элемента пласта и вскрывают интервал нефтяной оторочки. Нагнетательная скважина рассматривается в варианте вертикальной.

Рассмотрены различные типы и местоположения нагнетательной скважины, технологический режим эксплуатации скважин, влияние на показатели разработки ГРП, влияние анизотропии в латеральном направлении. Обоснован выбор наилучшего интервала вскрытия пласта при закачке воды и газа, проведена оценка влияния состава закачиваемого газообразного агента. Расчеты проведены для случаев легкой маловязкой нефти, нефти средней вязкости и нефти с повышенной вязкостью. Выявлено влияние расстояния между скважинами на показатели разработки.

На основе 3D математических экспериментов предложен способ разработки нефтяной оторочки газоконденсатнонефтяной залежи.

Предложенный способ разработки газоконденсатнонефтяной залежи по показателям разработки является наиболее предпочтительным по сравнению с другими исследованными вариантами.

Результаты исследований данной главы дают основания для следующих выводов

- Обоснована технология разработки газоконденсатнонефтяной залежи на основе многофункциональных скважин с закачкой воды в газовую шапку и газа в нефтяную оторочку в нагнетательной скважине, а также с закачкой воды в газовую шапку в добывающей скважине. Данный способ разработки наиболее эффективен

среди других исследованных альтернатив.

- Для каждой системы разработки пласта надо подбирать свой технологический режим эксплуатации скважин, при котором достигается максимальный технико-экономический эффект от разработки месторождения.

- Повышение депрессии на пласт может вызвать увеличение обводненности и загазованности продукции, и, как следствие, - снижение КИН. Такой вывод сегодня приобретает повышенную актуальность в связи с повсеместным стремлением недропользователей интенсифицировать процессы нефтеизвлечения в газоконденсатнонефтяных месторождениях.

- При наличии в пласте площадной анизотропии важным становится направление горизонтальных стволов относительно направления главных осей тензора проницаемости. Наилучшим является вариант с расположением стволов скважин перпендикулярно направлению наибольшей проницаемости по латерали.

- Наилучшие показатели разработки получаются в вариантах с нагнетанием воды в газовую шапку или в газовую шапку и нефтенасыщенный интервал. Нагнетание воды только в нефтенасыщенную часть пласта приводит к частичному расформированию нефтяной оторочки и как следствие – к пониженным коэффициентам извлечения нефти.

- Варианты с закачкой жирного газа характеризуются более лучшими показателями добычи, чем варианты с закачкой сухого газа, вследствие лучшей вытесняющей способности жирного газа.

- В результате проведения ГРП коэффициент приемистости у вертикальной нагнетательной скважины увеличивается в четыре раза, у горизонтальной нагнетательной скважины – в два раза. Коэффициент продуктивности добывающей скважины увеличивается в полтора раза.

- Варианты с горизонтальными добывающими скважинами являются наилучшими по показателям разработки газоконденсатнонефтяных залежей.

- Приведенные соображения не являются предметом абсолютизации. Они свидетельствуют о необходимости разносторонних предварительных исследований

на элементах разработки. И только потом следует осуществлять прогнозные расчеты на 3D крупномасштабной модели залежи с сопутствующими технико-экономическими расчетами.

### **ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ**

1. В работе предложен и обоснован способ разработки водонефтяной зоны месторождения нефти. Предлагаемый способ разработки ВНЗ включает формирование элементов разработки на основе бурения добывающих и нагнетательных скважин и закачку воды для вытеснения нефти к забоям добывающих скважин. Он отличается тем, что на одном торце элемента разработки вблизи кровли пласта бурят добывающую горизонтальную скважину перпендикулярную к внешнему водонефтяному контакту, в качестве нагнетательной используют вертикальную скважину, размещаемую на противоположном торце элемента разработки сразу за внешним водонефтяным контактом со вскрытием всего водоносного пласта, а также тем, что в случае значительной слоистости продуктивного пласта добывающий ствол пересекает прослой от кровли до последнего глинистого или плотного прослоя в направлении к чисто нефтяной зоне.

В 3D многофазной постановке исследовано влияние различных факторов на эффективность разработки ВНЗ. В исследованиях варьировался тип добывающих и нагнетательных скважин. Рассмотрены варианты с вертикальными и горизонтальными стволами и разными их сочетаниями. Выполнены исследования по влиянию технологических режимов эксплуатации скважин, проведения ГРП с различными проницаемостями трещины ГРП, латеральной анизотропии на показатели разработки ВНЗ.

2. Предложен и обоснован способ разработки водонефтяной зоны залежи нефти с повышенной вязкостью. Предлагаемый способ разработки ВНЗ с нефтью повышенной вязкости включает формирование элементов разработки на основе бурения в каждом из них добывающей и нагнетательной скважин и закачку воды для вытеснения нефти к забою добывающей скважины. Технология отличается тем,

что на одном торце рассматриваемого элемента разработки вблизи кровли пласта целесообразно бурить добывающую горизонтальную скважину со стволом, параллельным к внешнему контуру водонефтяного контакта, в качестве нагнетательной использовать горизонтальную скважину, ствол которой размещают на противоположном торце элемента разработки вблизи и параллельно внешнему контуру водонефтяного контакта и соответственно параллельно горизонтальной добывающей скважине. В нагнетательную скважину попеременно закачиваются оторочки полимера и воды.

В соответствующих исследованиях варьировался тип добывающих и нагнетательных скважин. Рассмотрены варианты с вертикальными и горизонтальными стволами, с разными их сочетаниями. Эффективность разработки ВНЗ зависит от месторасположения скважин и системы заводнения (внутриконтурная или приконтурная). Выявлено влияние технологических режимов эксплуатации скважин на показатели разработки ВНЗ с нефтью повышенной вязкости. На эффективность разработки ВНЗ оказывает влияние закачка полимерного раствора определенной концентрации, адсорбция полимера на поверхности породы, чередующаяся закачка полимерной оторочки в пласт.

3. В работе предложен и обоснован способ разработки газоконденсатнонефтяной залежи. Технология основана на бурении добывающих и нагнетательных скважин, реализации поддержания пластового давления на основе площадной системы размещения скважин. Она отличается тем, что в каждом элементе площадной системы добывающие скважины сооружают в варианте горизонтальных с размещением стволов по сторонам элемента вблизи водонефтяного контакта. Нагнетательную скважину сооружают в варианте вертикальной с двумя интервалами закачки, разделенными в затрубном пространстве пакером. В верхний интервал по затрубному пространству, находящийся выше газонефтяного контакта, закачивают воду, а в нижний интервал по насосно-компрессорным трубам нагнетают газ в нефтяную оторочку. Кроме того, возможен вариант, когда в добывающих скважинах в затрубном пространстве на уровне газонефтяного

контакта устанавливают пакер, отбор нефти производят по насосно-компрессорным трубам. В вертикальной части добывающей скважины создают зону перфорации в эксплуатационной колонне выше уровня газонефтяного контакта и в этот интервал закачивают воду для формирования водяного барьера и снижения загазованности продукции добывающей скважины.

Отличительная особенность предлагаемой технологии разработки состоит в создании и использовании многофункциональных добывающих и нагнетательных скважин

Достоинством предлагаемого способа разработки является также отсутствие необходимости в капитальных затратах на сооружение магистрального газопровода, что особенно нежелательно в начальной фазе освоения нефтегазовой залежи, например, в Восточной Сибири при неразвитости нефтегазовой инфраструктуры.

4. Анализ многочисленных (более пяти тысяч) вариантов выявил влияние множества геолого-физических, флюидальных свойств, технологических факторов на эффективность разработки ВНЗ и нефтяных оторочек. При различных их сочетаниях имеет место разнонаправленное воздействие на показатели разработки. Поэтому аналогичные исследования применительно к реальным объектам должны дополняться технико-экономическими расчетами и анализом.

**Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:**

1. Закиров С.Н., Северов Я.А. Повышение эффективности разработки водонефтяных зон. Доклады РАН, том 402, № 6, 2005.

2. Закиров С.Н., Северов Я.А. Влияние технологических факторов на извлечение нефти из нефтяной оторочки. Доклады РАН, том 402, № 6, 2006.

3. Закиров С.Н., Булаев В.В., Северов Я.А. Повышение эффективности разработки водонефтяных зон. Труды V Международного технологического симпозиума «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышение нефтеотдачи». Москва, 21-23 марта 2006.

4. Закиров С.Н., Северов Я.А. Способ разработки водонефтяной зоны месторождения нефти. Положительное решение на выдачу патента РФ по заявке №2004138840

Соискатель



Я.А. Северов