

на правах рукописи



КУЗЬМИЧЕВ Дмитрий Николаевич

**Обоснование эффективных технологий разработки залежей
высоковязкой нефти с подошвенной водой и газовой шапкой**

**Специальность 25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений**

**Автореферат на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Москва – 2009

Работа выполнена в Российском государственном университете нефти и газа
им. И.М. Губкина

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент
Стрижов Иван Николаевич

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Симкин Эрнст Михайлович

кандидат физико-математических наук,
Степанов Валентин Петрович


Ведущая организация: ЗАО «ИНКОНКО»

Защита диссертации состоится 24 ноября 2009 г. в 15.00 ч. на заседании
диссертационного совета Д.212.200.08 при Российском государственном
университете нефти и газа им. И.М. Губкина по адресу 119991, г. Москва,
Ленинский проспект, д.65, ауд. 731

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Автореферат разослан 21 сент 2009

Ученый секретарь
диссертационного совета,
д.т.н., проф.

 Сомов Б.Е.

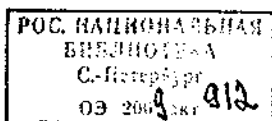
2009А
22788

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Современный этап развития нефтегазовой промышленности связан с ростом доли трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к сложнопостроенным коллекторам. На ряде месторождений Западной Сибири разведаны залежи высоковязкой нефти, приуроченные к нефтяным оторочкам небольшой толщины. Они характеризуются сложными условиями залегания: малая нефтенасыщенная толщина, значительная для высоковязких нефтей глубина залегания, наличие газовой шапки и активной подошвенной воды, неоднородность коллектора и его высокая расчлененность, слабая цементированность нефтенасыщенных пород и др. Перспективы рентабельного дренирования таких запасов связаны сегодня с использованием горизонтальных скважин.

Традиционно для разработки залежей, содержащих нефть высокой вязкости, применяют тепловые методы воздействия. В России давно применяются технологии теплового воздействия на пласт. Однако, как показывает практика, применение традиционных подходов для выработки запасов залежей высоковязких нефтей с малыми нефтенасыщенными толщинами малоэффективно. При разработке тонких оторочек высоковязкой нефти с газовой шапкой и подошвенной водой нефтяники столкнулись с рядом проблем. К ним относятся: быстрое обводнение скважин, прорывы газа из газовой шапки, вынос большого количества песка и ряд других.

В настоящее время регламентирующие документы требуют при проектировании системы разработки месторождений проводить обоснование эффективности предлагаемых технологий. Для этого рекомендуется применять сертифицированные компьютерные симуляторы, которые позволяют моделировать различные виды воздействия на пласт. Самыми известными являются пакеты программ Schlumberger Eclipse, CMG STARS, Landmark VIP, Roxar Tempest и RFD tNavigator.



Основная цель диссертационной работы заключается в том, чтобы на основе численного моделирования исследовать особенности применения теплового воздействия на пласт и барьерного заводнения применительно к залежам с газовой шапкой и подошвенной водой и обосновать наиболее рациональные технологии дренирования запасов при подобных геолого-промысловых условиях.

Задачи исследования

В работе поставлены и решены следующие задачи:

1. Создание компьютерных моделей для изучения основных особенностей дренирования запасов высоковязкой нефти в условиях неоднородного расчлененного коллектора;
2. Изучение влияния неоднородности коллектора по проницаемости и его расчлененности на эффективность теплового воздействия и барьерного заводнения;
3. Исследование особенностей применения горизонтальных скважин для организации закачки теплоносителя и извлечения высоковязкой нефти из оторочки с газовой шапкой и подошвенной водой;
4. Исследование влияния системы расположения скважин на эффективность теплового воздействия на пласт и барьерного заводнения;
5. Оценка и обоснование технологической эффективности применения теплового воздействия и барьерного заводнения на пилотных участках реального месторождения на основе вычислительных экспериментов.

Методы решения поставленных задач

Методами исследования являются:

- анализ и обобщение опыта применения термических и газовых методов воздействия на пласт;

- численные исследования основных особенностей реализации теплового воздействия и барьерного заводнения с применением компьютерного моделирования.

Научная новизна

1. Обоснованы способы гидродинамического моделирования дренирования запасов высоковязкой нефти из оторочек в подгазовых зонах;
2. Исследованы основные особенности извлечения высоковязких нефтей из залежей с газовой шапкой и подошвенной водой;
3. Предложены инновационные способы реализации термического воздействия на пласт, которые являются перспективными для эффективной разработки оторочек высоковязких нефтей.

Практическая ценность работы

Полученные в результате исследований результаты использованы при обосновании вариантов опытно-промышленных работ на залежи высоковязкой нефти с газовой шапкой и подошвенной водой. Обоснован вариант достижения максимального коэффициента извлечения нефти с использованием новой системы разработки оторочек высоковязких нефтей.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на:

- конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» 2007 г. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;
- семинаре кафедры РиЭНМ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;
- II-м международном научном симпозиуме и выставке «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи» 2009 г., ОАО «ВНИИнефть».

Публикации. По результатам выполненных научных исследований опубликовано 6 печатных работ, в том числе 2 - в материалах научных конференций, получено 2 патента.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, выводов и заключения. Общий объем работы составляет 150 страниц печатного текста, в том числе 13 таблиц, 42 рисунка. Список литературы включает 106 источников.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлены тематика исследований, их актуальность, цель и задачи диссертационной работы.

В первой главе рассматриваются залежи высоковязких нефтей в России и мире, их география, строение, свойства коллекторов и насыщающих флюидов. Даны основные термические методы разработки залежей высоковязких нефтей с использованием теплоносителей, приводится опыт их применения на месторождениях России и за рубежом. Проведен литературный обзор и анализ патентов в области разработки высоковязких нефтей, рассмотрены как традиционные технологии добычи, так и инновационные методы. Предшествующие исследования в области разработки залежей высоковязких нефтей, на которых базируется данная диссертация, выполнены видными специалистами в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с использованием тепловых методов такими, как Антониади Д.Г., Байбаков Н.К., Боксерман А.А., Бондаренко В.В., Гарушев А.Р., Желтов Ю.П., Коноплев Ю.П., Кудинов В.И., Мищенко И.Т., Рузин Л.М., Стрижов И.Н., Чекалюк Э.Б., Шандрыгин А.И. и многие другие.

Во второй главе проведен анализ проблем разработки залежей высоковязкой нефти с газовой шапкой и подошвенной водой. Выделены основные факторы, осложняющие добычу нефти, проведено обоснование

необходимости применения горизонтальных скважин при разработке залежей высоковязкой нефти малой толщины.

Сделан вывод, что для эффективной разработки рассматриваемых залежей высоковязкой нефти требуется комплексный подход при проектировании системы разработки, который должен позволять минимизировать влияние сразу ряда осложняющих добычу факторов. Предложены перспективные технологии разработки залежей с газовой шапкой и подошвенной водой с помощью горизонтальных скважин (см. рисунки 1а и 1б) и скважин сложного профиля (см. рисунки 1г и 1д), которые предусматривают нагнетание теплоносителя в область ГНК (для залежей с газовой шапкой) и ВНК (для залежей с подошвенной водой). На залежах с низкой песчаностью и высокой расчлененностью предлагается закачивать мелкодисперсную водогазовую смесь (МВГС) различной плотности. Для оценки и обоснования эффективности предложенных решений в конкретных геолого-физических условиях использованы современные возможности компьютерного моделирования.

В третьей главе приведено детальное описание и результаты численных экспериментов, полученных с помощью пакетов гидродинамического моделирования.

Исследования в работе проводились на примере залежи Вап-Еганского месторождения, приуроченной к пластам покурской свиты ПК_{1,2}. По типу залежь в пластах ПК_{1,2} пластово-массивная, водоплавающая, по углеводородному составу газонефтяная. При общей высоте залежи 95 м, высота газовой шапки 70 м. Коллектор сложен неоднородными терригенными продуктивными пластами. Средневзвешенное по эффективной толщине значение коэффициента пористости меняется от 30 % до 50 %, коэффициента нефтенасыщения – от 30 % до 90 %, проницаемость – от 0,005 мкм² до 5 мкм². Наименьшая толщина пропластков – 0,4 м.



а) расположение горизонтального ствола нагнетательной скважины на залежи нефти с газовой шапкой



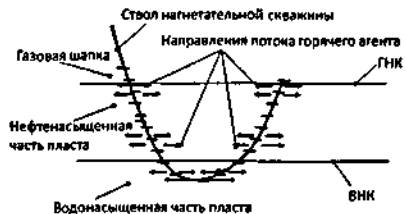
б) расположение горизонтального ствола нагнетательной скважины на залежи нефти с подошвенной водой



в) расположение горизонтальных нагнетательных скважин при наличии непроницаемой перегородки в области ГНК



г) использование горизонтальных скважин сложного профиля для нагнетания подогретого агента в нефтенасыщенный пласт и для барьерного воздействия в область ГНК



д) использование горизонтальных скважин сложного профиля для нагнетания подогретого агента в нефтенасыщенный пласт и в область ВНК для ускорения прогрева пласта

Рисунок 1 – Способы разработки залежей нефти с газовой шапкой и подошвенной водой с использованием горизонтальных скважин и скважин сложного профиля

Характерной особенностью является то, что газовая шапка покрывает практически всю площадь залежи, исключение составляют краевые части, отсутствуют зоны замещения коллекторов. Эффективная толщина нефтяной оторочки колеблется от 1,5 м до 20 м.

Пласты очень неоднородны. Количество коллекторов, выделенных в интервале, варьируется от 10 до 50. Средняя расчлененность по залежи равна 26. Коэффициент песчаности меняется в широких пределах от 0,3 до 0,85.

Нефтяная оторочка газонефтяной залежи также неоднородна. И расчлененность и песчаность разреза меняются в широких пределах от 1 до 15 и от 0,2 до 0,95 соответственно. Больше половины, как от общей толщины, так и нефтенасыщенной зоны, представлено коллекторами.

Вязкость нефти в пластовых условиях составляет около 400 мПа·с, а плотность нефти в поверхностных условиях 900 кг/м³. Начальная пластовая температура составляет около 35 °С, начальное пластовое давление – 10 МПа.

При разработке пластов, содержащих вязкую нефть, газ и пластовую воду протекает ряд процессов, влияние которых необходимо учитывать при моделировании. Например, изменение компонентного состава фаз (фазовые переходы), изменение свойств флюидов в зависимости от давления и температуры и другие. Поэтому, для построения численных моделей разработки залежей вязких нефтей были использованы композиционные многофазные термальные симуляторы: Schlumberger Eclipse и CMG STARS. При моделировании учитывались 3 фазы: нефтяная фаза, которая содержит только углеводородные компоненты; газовая фаза, которая содержит углеводородные компоненты и водяной пар; водная фаза, которая содержит только воду.

Термические модели не используют уравнение состояния для определения термодинамических свойств. Вместо этого задавались коэффициенты фазового перехода, чтобы определить условия равновесия, а также плотности, вязкости и энтальпии для каждого компонента в каждой фазе.

Они являются функциями только давления и температуры. Для определения значений данных коэффициентов использованы корреляции (например, корреляция Вильсона).

Численные эксперименты по оценке эффективности технологий теплового барьерного заводнения на первом этапе проводились с помощью неоднородной упрощенной сеточной модели. Впоследствии численные эксперименты основывались на сеточных моделях участков залежи пластов ПК_{1,2}.

Предварительные расчетные варианты описывались двумерной сеточной моделью, которая предусматривала бурение двух горизонтальных скважин, нагнетательной и добывающей. Рассмотрены варианты с расстоянием между скважинами 50 и 200 м. Условия залегания соответствуют продуктивным пластам покурской свиты Вап-Еганского месторождения. Модель флюидов включала в себя один нелетучий нефтяной компонент, моделирующий высоковязкую нефть и один газовый компонент (метан), насыщающий газовую шапку.

Во всех предварительных вариантах наблюдалось быстрое обводнение горизонтальных добывающих скважин, время прорыва воды к которым варьировалось от недель до года. Использование упрощенной фильтрационной модели показало значительное занижение расчетных показателей разработки по сравнению с промысловыми данными. Это связано с тем, что в реальном пласте, аналогичном ПК_{1,2} дренирование запасов происходит преимущественно вдоль напластования, тогда как упрощенная модель не учитывает реальное строение расчлененного пласта и, в таком случае, вода и газ фильтруются преимущественно в направлении, перпендикулярном напластованию. При малой нефтенасыщенной толщине обводнение скважин и прорывы газа происходят в течение первых месяцев после начала добычи.

Оценка эффективности теплового барьерного заводнения в различных геологических условиях осуществлялась с использованием фильтрационных

моделей нескольких участков залежи пластов ПК₁₋₂ Ван-Еганского месторождения. Особенность данных моделей заключается в том, что они описывают реальные неоднородные высоко расчлененные продуктивные пласты покурской свиты. В этой же главе приводится описание гидродинамических моделей, а также основных расчетных вариантов.

Расчеты с использованием секторных моделей проведены для нескольких участков залежи ПК₁₋₂. Сначала рассматривались различные способы дренирования запасов на первом участке залежи. Было рассчитано 16 вариантов, предусматривающих:

- работу пласта на режиме истощения;
- барьерное заводнение горячей водой различной температуры с использованием горизонтальных нагнетательных скважин;
- реализацию заводнения теплоносителем нефтяной оторочки совместно с барьерным заводнением с помощью нагнетательных скважин сложного профиля;
- применение теплоносителя различной температуры: 10 (холодная вода), 33, 100, 200 °С;
- применение технологий создания тепловых оторочек с последующим проталкиванием их холодной водой.

Варианты по второму участку характеризуются сложными геологическими условиями, поскольку толщина нефтенасыщенной части пласта мала (в среднем около 5,6 м) и нефтяная оторочка гидродинамически связана с газовой шапкой и водонасыщенной областью. Здесь использовались горизонтальные добывающие скважины и наклонно-направленные нагнетательные скважины. Было рассчитано 4 основных варианта с температурами теплоносителя 33 и 150 °С.

Третий участок характеризуется большей толщиной нефтенасыщенной части (около 10,5 м) и наличием непроницаемых прослоев в области ВНК.

Здесь были рассчитаны варианты:

- истощения;
- нагнетания горячей воды с температурами 33 и 150 °С;
- нагнетания водяного пара.

На рисунках 2 и 3 приведены показатели разработки на 20 год в расчетных вариантах 12-27 (первый участок). Накопленная добыча нефти значительно различается при разработке на режиме истощения и с закачкой воды. В варианте 21 теплоноситель с температурой 200 °С непрерывно нагнетается в нефтенасыщенный пласт и в область ГНК для барьерного заводнения. При таких условиях достигаются максимальные отборы нефти 866 тыс. т за 20 лет. Если рассматривать вариант создания тепловой оторочки (вариант 23) в течение 10 лет путем нагнетания горячей воды с температурой 200 °С с последующим переходом на закачку холодной (10 °С) воды, то за 20 лет накопленная добыча нефти составит 806 тыс.т. Однако, в варианте 19, в котором вытеснение нефти осуществляется холодной водой, накопленная добыча нефти меньше по сравнению с вариантом 23 всего на 80 тыс. т, или примерно на 10% от накопленной добычи за этот срок. Это связано с тем, что в вариантах, где используются нагнетательные скважины сложного профиля, закачиваемая вода на начальном этапе поступает главным образом в газовую шапку, в которой фильтрационные сопротивления для воды низкие. В нефтенасыщенную часть коллектора вода в первые годы поступает слабо из-за высокой вязкости нефти. Затем по мере прогрева пластов и вытеснения вязкой нефти приемистость нефтенасыщенных пропластков постепенно возрастает, а различия в добыче нефти увеличиваются (по сравнению с закачкой холодной воды). Температура закачиваемой воды сказывается на показателях разработки через большой срок непрерывной закачки теплоносителя.

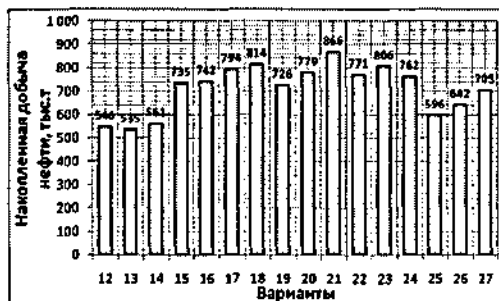


Рисунок 2 – Накопленная добыча нефти за 20 лет по первому участку (варианты 12-27)

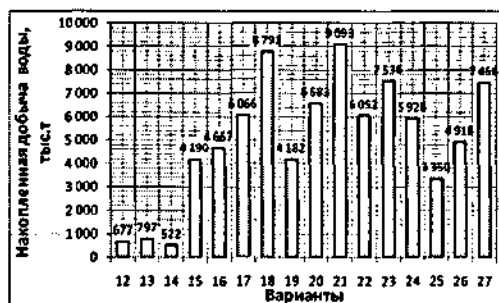


Рисунок 3 – Накопленная добыча воды за 20 лет по первому участку (варианты 12-27)

Варианты 25, 26 и 27 показали сравнительно низкую накопленную добычу нефти по сравнению с остальными вариантами. Это связано с тем, что в этих вариантах разработка ведется 5-ю скважинами, в то время как в остальных вариантах пробурено 11 скважин.

На рисунках 4 и 5 приведены показатели разработки на 20 год в расчетных вариантах 28-31 (второй участок). Здесь, в вариантах 30 и 31 за 20 лет добыто практически одинаковое количество нефти и достигнут одинаковый КИН. Однако при реализации закачки горячей воды и барьерного заводнения при малой нефтенасыщенной толщине привело к значительному обводнению продукции, что хорошо видно по диаграмме накопленной добычи воды. За 20

лет коэффициент нефтеотдачи составил всего 1,6 %. Однако если рассматривать элемент системы расстановки скважин, то нефтеотдача достигает почти 40 %.

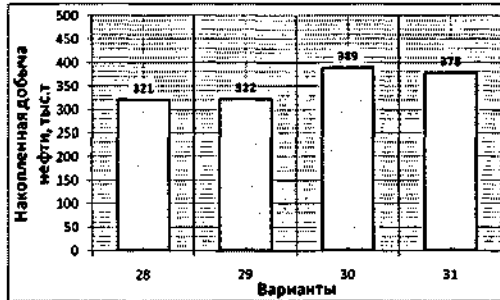


Рисунок 4—Накопленная добыча нефти за 20 лет по второму участку (варианты 28-31)

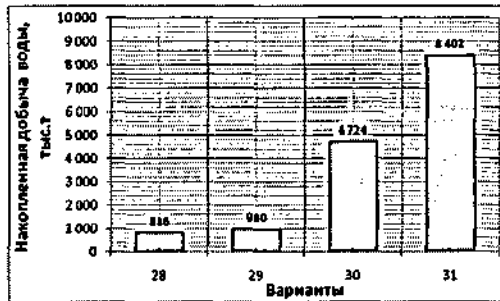


Рисунок 5—Накопленная добыча воды за 20 лет по второму участку (варианты 28-31)

На рисунках 6 и 7 приведены показатели разработки на 20 год в расчетных вариантах 32-38 (третий участок). Из представленных результатов следует, что наилучшие результаты по нефтеотдаче достигаются в вариантах с закачкой вытесняющего агента, где за 20 лет накопленная добычакратно превышает накопленную добычу нефти на режиме истощения. В вариантах расположения нагнетательных скважин в области ГНК (варианты 33, 34, 38) накопленная добыча за 20 лет больше по сравнению с вариантами, в которых,

соответственно, нагнетательные скважины располагаются ниже добывающих (варианты 35, 36, 37). В варианте 38 к концу 20-го года расчетная накопленная добыча нефти достигает 626 тыс. т. За 20 лет коэффициент нефтеотдачи составит всего 1,7 %. Если рассматривать элемент системы расстановки скважин, то расчетная нефтеотдача превысит 35 %. На данном участке испытана технология закачки водяного пара для реализации барьерного заводнения. Расчеты показали, что водяной пар конденсируется, прогревая нефтенасыщенную область, и горячая вода фильтруется к добывающим скважинам. Технология барьерного нагнетания водяного пара в область ГНК оказалась эффективной.

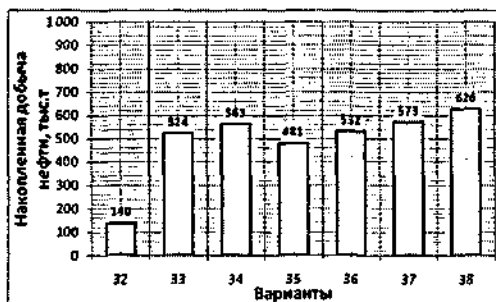


Рисунок 6 – Накопленная добыча нефти за 20 лет по третьему участку (варианты 32-38)

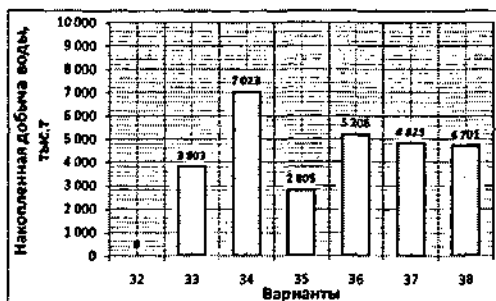


Рисунок 7 – Накопленная добыча воды за 20 лет по третьему участку (варианты 32-38)

Численные эксперименты по оценке эффективности технологий дренирования проведены также на участках, расположенных в краевых зонах залежи ПК_{1,2}. В вариантах 39-46 осуществлялось нагнетание горячей воды с температурой 33 или 100 °С для создания барьера от прорывов газа. Расчетные значения КИН по краевым зонам представлены на рисунке 8. Его величина варьируется в очень широких пределах. На некоторых участках за расчетный срок 20 лет удалось достичь КИН только 5-6% даже в условиях применения тепловых методов (вариант 44, 46). Это связано со сложным геологическим строением на этих участках. Одной из основных проблем разработки краевых частей залежи были быстрые прорывы теплоносителя в добывающие скважины. Они приводили к быстрому обводнению добывающих скважин, поэтому эффективность извлечения нефти в краевых частях залежи оказалась крайне низкой.

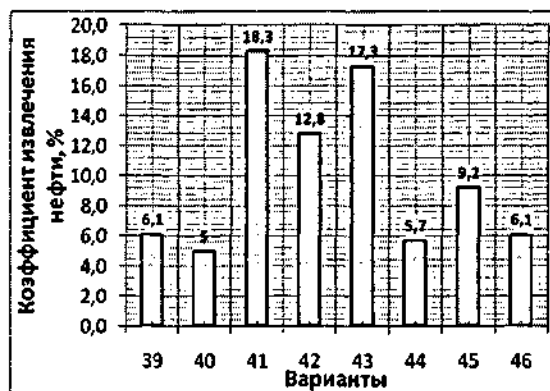


Рисунок 8 - Коефициент извлечения нефти за 20 лет по краевым зонам (варианты 39-46)

Полученные результаты объясняются особенностями процесса дренирования запасов нефти при использовании горизонтальных скважин и вытеснении нефти вдоль напластования. Чем больше длина горизонтального

забоя пересекающего пропластки, тем больше различаются пропластки по проницаемости, тем быстрее происходят прорывы вытесняющего агента от нагнетательной горизонтальной скважины к добывающей. В пропластках с самой высокой проницаемостью при прорыве теплоносителя температура повышается почти до температуры закачиваемого вытесняющего агента. В результате в таких пропластках после прорыва теплоносителя достигается низкая остаточная нефтенасыщенность и высокая фазовая проницаемость для вытесняющего агента, который при высокой температуре имеет очень низкую вязкость. Такое сочетание факторов способствует очень быстрому обводнению добывающих скважин и низкой нефтеотдаче вследствие низкого охвата пласта процессом вытеснения.

Результаты, полученные в данной работе, были использованы при проектировании и обосновании системы разработки залежи ПК_{1,2} Вап-Еганского месторождения. Всего было рассмотрено четыре основных расчетных варианта реализации технологии барьерного заводнения с использованием горизонтальных скважин на залежи ПК_{1,2}. В первом расчетном варианте предусматривалось использование нагнетательных и добывающих скважин с горизонтальными забоями длиной в среднем 500 м. Расстояние между забоями в среднем 200 м. Предполагалось на первом этапе нагнетание подогретой воды с температурой на забое 33 °С в течение 7 лет с последующим переходом на закачку холодной воды с температурой на забое 10 °С. Общий фонд скважин для бурения в варианте 1 составил 1251 штук (623 добывающих и 628 нагнетательных) при пробуренном фонде 18 скважин (11 добывающих и 7 нагнетательных). За расчетный срок разработки был достигнут КИН равный 0,207.

Второй расчетный вариант отличался от первого только изменением температуры закачиваемой воды до 90 °С (на забое). За счет увеличения температуры закачиваемой воды к концу расчетного срока, был достигнут КИН равный 0,223.

В третьем расчетном варианте, который отличается от первых двух вариантов только увеличением температуры закачиваемой воды до 150 °С, был достигнут КИН равный 0,238.

В четвертом расчетном варианте по сравнению с третьим вариантом изменилось только среднее расстояние между стволами скважин до 150 м. Количество проектных скважин в этом варианте увеличилось до 1964, а КИН составил 0,255.

В четвертой главе проведен анализ эффективности и обоснование применения технологий термического воздействия на залежах высоковязких нефтей малой нефтенасыщенной толщины с газовой шапкой и подошвенной водой. Проведено обобщение результатов, полученных с помощью построенных секторных фильтрационных моделей. Обоснование эффективности проведено для геолого-физических условий пластов ПК_{1,2} Ван-Еганского месторождения.

В основе технологий воздействия на пласт лежат два патента, идея которых кратко изложена во второй главе, а так же заявка на изобретение, предусматривающая использование избирательно-лучевой системы разработки на залежах, подобных залежи ПК_{1,2}, в основе которой лежат следующие идеи. Организовывать разбуривание залежи и реализовывать барьерное заводнение целесообразно с центра залежи, где более высокая вероятность вскрытия запасов нефти. Построенные геологическая и гидродинамическая модели свидетельствуют о том, что в различных зонах залежи для воздействия на пласт должны использоваться различные технологии. В зонах контакта продуктивных отложений с газовой шапкой предусматривается барьерное заводнение с использованием горячей воды для предотвращения прорывов газа и увеличения коэффициента вытеснения нефти рабочим агентом. В зонах, где отсутствует контакт нефтенасыщенной части пластов с газовой шапкой и подошвенной водой используются горизонтальные нагнетательные, в том числе сложного профиля, и горизонтальные добывающие скважины, в том числе пологие. В

зонах, где нефтенасыщенная часть залежи контактирует с подошвенной водой, используется опыт разработки Лыя-Йольской площади Ярегского месторождения и месторождения Слокум, где водяной пар попал только в зону ВНК, поскольку закачать такой маловязкий вытесняющий агент в водоплавающую залежь, насыщенную высоковязкой нефтью, практически невозможно. В подобных зонах патентами предусматривается закачка теплоносителя в зону ВНК через горизонтальные нагнетательные скважины.

В приведенных патентах предусматриваются варианты применения подогретых мелкодисперсных водогазовых смесей. Это очень перспективное направление. Во-первых, преодолевается главная проблема закачки водогазовых смесей, связанная с образованием гидратов. Во-вторых, за счет того, что газосодержание в мелкодисперсной водогазовой смеси может достигать 30 %, плотность этого рабочего агента оказывается меньше не только плотности пластовой воды, но и плотности высоковязкой нефти. При низкой плотности закачиваемого вытесняющего агента снижаются потери тепла на прогрев водонасыщенной зоны при закачке в область ВНК и газонасыщенной зоны при барьерном заводнении. В-третьих, коэффициент вытеснения нефти водогазовой смесью будет равен коэффициенту вытеснения нефти паром при соответствующей температуре. Поскольку процесс моделирования вытеснения нефти водогазовой смесью является сложной задачей и заслуживает отдельного исследования, в рамках настоящей работы численные эксперименты с применением МВГС не проводились.

Применение в качестве вытесняющего агента водяного пара позволило увеличить КИН, однако расчетный прирост добычи нефти по сравнению с нагнетанием горячей воды зачастую незначительный. Поэтому, при проектировании системы разработки необходимость применения водяного пара в данных конкретных условиях требует отдельного обоснования.

В настоящей работе рассмотрены варианты использования в качестве вытесняющего агента подогретой воды до температуры 33 °С на забое

нагнетательной скважины, горячей воды с температурой 90 °С и горячей воды с температурой 150 °С. Максимальная температура воды (150 °С) выбиралась, исходя из технологических условий нагрева воды с учетом теплопотерь в стволе скважины, гидравлических потерь и приемистости горизонтальных нагнетательных скважин.

Геологическое строение продуктивных пластов уточняется путем бурения пилотных стволов перед бурением каждой скважины. По результатам исследований в пилотных стволах для каждого участка выбираются конкретные профили добывающих и нагнетательных скважин, расстояния между забоями и их длина.

В расчетных вариантах рассматриваются скважины с длиной горизонтального забоя 500 м. Эта величина считается надежной с учетом слабой цементированности коллектора, сложного строения продуктивных пластов и цены ошибки при реализации выбранного профиля добывающей скважины. Как показала практика проводки скважин на ПК_{1,2}, небольшие отклонения ствола скважины от запроектированного профиля могут приводить к быстрому обводнению скважины или образованию прорывов газа.

Во всех вариантах воздействия на нефтяную оторочку предусматривается предотвращение прорывов газа из газовой шапки к забоям добывающих скважин. Заметные отборы газа могут привести к перемещению нефтяной оторочки в газовую шапку. В этом случае большинство горизонтальных забоев добывающих скважин может оказаться в водонасыщенной зоне с соответствующими катастрофическими последствиями.

В заключении приведены результаты и выводы работы.

Основные выводы и результаты работы:

1. Достоверность прогноза конечной нефтеотдачи при дренировании запасов оторочек высоковязкой нефти в очень большой степени зависит от достоверности исходных геологических моделей объектов разработки. В зависимости от расчлененности и неоднородности продуктивных пластов конечная нефтеотдача может колебаться от 5% до 45% от начальных геологических запасов.
2. Использование геологических моделей с меньшей расчлененностью и неоднородностью может привести к занижению прогнозной нефтеотдачи. Прогнозная нефтеотдача при использовании «однородных» моделей продуктивных пластов не превышает 10%, а в среднем по объекту составляет несколько процентов от геологических запасов.
3. Обоснована необходимость применения адаптивной системы разработки оторочки высоковязкой нефти еще на этапе разбуривания. Адаптивная система предусматривает выделение участков залежи с характерным геологическим строением и реализацию различных систем разработки, отличающихся длиной горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин и их расположением относительно друг друга, видом вытесняющего агента, продолжительностью и объемами нагнетания рабочего агента.
4. Предложены перспективные варианты разработки залежей высоковязкой нефти, предусматривающие различные системы расстановки горизонтальных скважин различного профиля относительно ГНК и ВНК и разные виды рабочего агента (водяной пар, горячая вода, высокодисперсные водогазовые смеси) в зависимости от конкретных геолого-физических условий.
5. При использовании горизонтальных скважин для дренирования запасов нефтяных оторочек с ростом длины горизонтального забоя

увеличивается количество пропластков, которые вскрываются одной скважиной. В пластах ПК_{1,2}, характеризующихся большой расчлененностью и неоднородностью коллектора по проницаемости при вытеснении нефти, имеющей вязкость порядка 1 Па·с, происходит быстрый прорыв вытесняющего агента по пропласткам, имеющим проницаемость более 10 мкм². Поскольку вязкость воды ниже вязкости нефти примерно на три порядка, а фазовая проницаемость для воды меньше абсолютной только на порядок, то скорость фильтрации после вытеснения нефти возрастает примерно на два порядка, поэтому быстро возрастает обводненность горизонтальных скважин.

6. При использовании горизонтальных скважин с большой длиной забоя в залежах с высокой расчлененностью коллектора снижается влияние тепловых методов на КИН, поскольку после прорыва теплоносителя по высокопроницаемым пропласткам кондуктивный прогрев пропластков, имеющих меньшую проницаемость, осуществляется очень медленно вследствие больших расстояний между ними.
7. Для залежей со сложным слабонизученным строением продуктивных пластов предложена адаптивная система разработки, предусматривающая выбор системы размещения и профиля горизонтальных забоев, типа вытесняющего агента и режимов работы скважин по результатам бурения пилотных стволов в процессе разбуривания оторочки, содержащей высоковязкую нефть.

Список опубликованных работ по теме диссертации

1. Кузьмичев Д.Н. Исследование вариантов технологий разработки залежей высоковязких нефтей с газовой шапкой и подошвенной водой // Газовая промышленность. Спецвыпуск «Освоение и разработка месторождений углеводородов» – 2009. – №633. – С. 23-26.
2. Адыя Пурэв, Кузьмичев Д.Н. Экспресс-оценка коэффициентов вытеснения нефти при термическом воздействии на пласт // Нефтепромысловое дело. – 2007. – №8. – С. 37-40.
3. Стрижов И.Н., Кузьмичев Д.Н., Исламова Р.М. Обоснование эффективных технологий разработки залежей высоковязкой нефти с подошвенной водой и газовой шапкой // Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России. Тезисы докладов. Секция 2. – М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2007.
4. Адыя Пурэв, Кузьмичев Д.Н. Определение коэффициента вытеснения нефти при закачке теплоносителей // Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России. Тезисы докладов. Секция 2. – М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2007.
5. Пат. 2307239 РФ, МПК E21B 43/20. Способ разработки нефтяной залежи с подошвенной водой / Стрижов И.Н., Динариев О.Ю., Михайлов Д.Н., Борткевич С.В., Кузьмичев Д.Н. – Оpubл. 27.09.2007. Бюл. №27
6. Пат. 2312983 РФ, МПК E21B 43/24. Способ разработки нефтяных месторождений с газовой шапкой (варианты) / Стрижов И.Н., Динариев О.Ю., Михайлов Д.Н., Борткевич С.В., Кузьмичев Д.Н. – Оpubл. 20.12.2007. Бюл. №35

20091
22788

09-22788

Подписано в печать 15.10.2009 г.
Формат 60x90 1/16. Усл.печ.л. 1,25. Тираж 100 экз. Заказ № 2788
Отпечатано в типографии «Алла Принт»
Тел. (495) 621-86-07, факс (495) 621-70-09
101000, Москва, Лубянский пр-д, д. 21, стр.5-5А
www.allaprint.ru
