

На правах рукописи



МИГУНОВА СВЕТЛАНА ВЛАДИМИРОВНА

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ ЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

09 АПР 2009

Тюмень – 2009

Работа выполнена в Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) Федерального агентства по образованию (филиал в г. Нижневартовске)

Научный руководитель

– доктор технических наук

Андреева Наталья Николаевна

Официальные оппоненты:

– доктор технических наук, профессор

Федоров Константин Михайлович;

– кандидат технических наук

Стрекалов Александр Владимирович

Ведущая организация

– Открытое акционерное общество

«Самотлорнефтегаз»

(ОАО «Самотлорнефтегаз»)

Защита состоится 25 апреля 2009 г. в 9.00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38, ауд. 225.

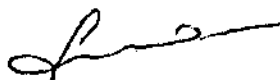
С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72 а, каб. 32.

Автореферат разослан 25 марта 2009 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета,

доктор технических наук, профессор



Г.П. Зозуля

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Практически на всех месторождениях Западной Сибири в целях поддержания пластового давления (ППД) применяется закачивание воды в пласт, что позволяет поддерживать высокие темпы отборов и выработки запасов залежей.

Особенностью геологического строения нефтегазовых месторождений Западной Сибири является то, что значительная часть продуктивных пластов меловых и юрских отложений представлена мелкозернистыми полимиктовыми коллекторами, имеющими высокую геологическую неоднородность и долю микрокапиллярных поровых каналов. В таких условиях эффективность традиционных методов ППД резко снижается за счет того, что вода промывает, в основном образом, высокопроницаемые зоны и пропластки, а в низкопроницаемые зоны закачиваемая жидкость практически не поступает. В юрских отложениях наблюдаются сравнительно низкий коэффициент приемистости нагнетательных скважин, что обуславливает сравнительно низкий коэффициент охвата залежи процессом вытеснения и неудовлетворительный конечный коэффициент извлечения нефти. При высокой обводненности продукции скважин значительные запасы нефти остаются в пластах.

Значительная часть попутного нефтяного газа (ПНГ) нефтегазодобывающими предприятиями до сих пор сжигается в факелах из-за недостаточно развитой инфраструктуры транспорта и переработки газа. Особенно остро эта проблема стоит на вновь вводимых и малых месторождениях, находящихся в малонаселенных труднодоступных районах. В то же время требованием государства является ограничение и сокращение вредных выбросов в атмосферу за счет использования 95 % объема попутного нефтяного газа («Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», утверждены Приказом МПР России от 21.03.2007 № 61).

Поставленные вопросы в условиях Западной Сибири могут быть успешно решены посредством использования методов газового и водогазового воздействия (ВГВ) на пласт в целях ППД и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) путем поочередной закачки газа и воды.

Как известно, применение метода ВГВ с использованием углеводородных газов способствует увеличению КИН на 11–24 % относительно исходного, при этом затраты на внедрение технологии сопоставимы с другими способами воздействия. В то же время параллельно решается и проблема утилизации ПНГ.

Несмотря на большое количество теоретических и экспериментальных исследований в области применения водогазового воздействия, эти методы повышения нефтеотдачи в условиях Западной Сибири в настоящее время не нашли широкого применения. Это вызвано тем, что нет достаточных исследований, отражающих ВГВ на пластах с определенным спектром геологофизических свойств, не решены многие технологические вопросы контроля и регулирования процесса ВГВ в пласте. Вышесказанное позволяет утверждать о значимой актуальности выбранной для исследования тематики.

Цель работы

Повышение нефтеотдачи пластов юрских отложений Западной Сибири за счет рационального применения технологии водогазового воздействия.

Основные задачи исследований

1. Изучение проблем разработки сложнопостроенных неоднородных геологических объектов и обобщение имеющегося отечественного и зарубежного опыта использования водогазового воздействия для применения его в условиях юрских отложений.

2. Изучение характеристик фильтрации и вытеснения при реализации технологии водогазового воздействия посредством лабораторных исследований керна пласта ЮВ₁ Мыхпайского месторождения.

3. Обоснование области применения и критериев эффективности водогазового воздействия посредством анализа особенностей выработки запасов

нефти на основании вычислительных экспериментов над адаптированной гидродинамической моделью пласта ЮВ₁ Мыхпайского месторождения.

Научная новизна выполненной работы

1. Выявлены основные критерии эффективного применения водогазового воздействия на юрских отложениях месторождений Западной Сибири, выраженные в низких значениях относительных проницаемостей по воде, гидрофобности коллекторов, величиной остаточной нефтенасыщенности – более 35 % и наличия существенных капиллярных сил, обусловленных высокой долей микрокапилляров – более 25 %.

2. Для коллекторов юрских отложений с низкой проницаемостью установлено оптимальное значение отношения массы нагнетаемого газа к массе воды равным 0,16 д.е., что приводит к увеличению КИН на 28 % по сравнению с традиционным закачиванием воды в нефтяной пласт.

3. Обоснованы наиболее рациональные периоды и объемы закачивания газа и воды при поочередном нагнетании, которые показывают, что в условиях разработки юрских отложений возможно значительное повышение нефтеотдачи за счет применения технологии поочередного закачивания, обуславливающей перераспределение фильтрационных потоков и снижение доли связанной нефти.

Практическая ценность

1. В условиях Западной Сибири возможно значительное повышение нефтеотдачи большинства нефтяных залежей за счет довытеснения нефти, в том числе прикровельных частей пласта, а также за счет изменения фильтрационных потоков при использовании технологии ВГВ.

2. Технология ВГВ является ресурсосберегающей и природоохранной. Она позволяет утилизировать до 50 % попутного газа в природный резервуар.

3. Внедрение ВГВ рекомендуется рассматривать в первую очередь на месторождениях, динамика добычи которых существенно ниже показателей, принятых в проектных документах и на месторождениях, где недостаточно развита инфраструктура транспорта и переработки попутного нефтяного газа.

Использование результатов работы при внедрении водогазового воздействия на Мыхпайском месторождении позволит спланировать объемы, длительность и порядок закачивания воды и газа и, как следствие, повысить конечный коэффициент извлечения нефти.

Апробация результатов исследований

Основные положения и результаты диссертации докладывались и обсуждались на: 5-й научно-технической конференции в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (Москва, 2003 г.); Всероссийской конференции «Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы» в УГТУ (Ухта, 2003 г.); Международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию ТюмГНГУ (Тюмень, 2003 г.); Международном симпозиуме «Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений в Институте нефтегазового бизнеса (Москва, 2004 г.); 6-й научно-технической конференции посвященной 75-летию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (Москва, 2005 г.); Международном симпозиуме «Новые технологии разработки и повышение нефтеотдачи» в Институте нефтегазового бизнеса (Москва, 2005 г.); заседании Центральной комиссии по разработке месторождений углеводородного сырья (Москва, 2005 г.); расширенном заседании кафедры «Проектирование, строительство и эксплуатация скважин» в филиале ГОУ ВПО ТюмГНГУ в г. Нижневартовске (Нижневартовск, 2005 г.); расширенном научно-техническом семинаре кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» в Институте нефти и газа ТюмГНГУ (Тюмень, 2005 г.).

Публикации

Результаты выполненных исследований отражены в 12 печатных работах, в том числе одна статья в издании, рекомендованном ВАК РФ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех разделов, списка используемой литературы из 117 наименований. Диссертация изложена на 170 страницах, содержит 34 рисунка, 39 таблиц и 21 формулу.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приведена характеристика работы, обоснована актуальность тематики, поставлена цель и основные задачи исследования, а также методы их решения. Показана научная и практическая значимость результатов исследований.

В первом разделе рассмотрены проблемы разработки сложнопостроенных неоднородных нефтегазовых пластов месторождений Западной Сибири, а также рассмотрен ряд важнейших научно-практических работ, посвященных данной тематике.

Приоритет идеи использования углеводородного газа для повышения нефтеотдачи пластов принадлежит отечественным учёным М.А. Капелюшникову, В.М. Фоксеву и И.Н. Стрижову (1948 г.). За рубежом первые лабораторные исследования по изучению нефтеотдачи при закачке сухого и обогащенного газа были проведены в 1950 г. американскими учеными Л.П. Вартоном и В.Л. Кишняком. В дальнейшем теоретическими и экспериментальными работами в области воздействия на пласт углеводородными газами и водогазовыми смесями занимались: Ю.Е. Батурин, А.И. Вашуркин, Ю.П. Борисов, С.А. Жданов, Ю.В. Желтов, Ю.П. Желтов, Т.П. Жузе, П.И. Забродин, С.Л. Закс, Л.А. Ковалева, С.А. Кундил, А.К. Курбанов, И.А. Левченко, Е.И. Лискевич, Г.В. Ложкин, В.Д. Лысенко, В.Ю. Маслянецв, В.И. Николаевский, Ю.М. Островский, В.Г. Полянский, М.Д. Розенберг, М.Ф. Свищев, В.И. Сергеевич, И.Н. Стрижов, Н.И. Суворов, Г.С. Степанова, Е.В. Теслюк, А.С. Трофимов, А.И. Хазнаферов, Д.А. Эфрос, а также Бенхем, Керн, Коваль, Кох, Слобод, Узлдж, Хатчинсон, Холм и другие.

Основными причинами низкого КИН при классическом закачивании воды является преждевременный прорыв се по наиболее проницаемым прослоям, невовлечение в разработку купольной части пластов и слабодренируемых участков, что приводит к снижению коэффициента охвата залежи воздействием.

На основании обзора литературных источников и анализа промыслового опыта по применению технологии ВГВ на продуктивный пласт сделаны

следующие выводы: применение технологии ВГВ приводит к увеличению нефтеотдачи (по сравнению с нагнетанием только воды) почти во всех случаях практического использования данного метода, причем эффект тем выше, чем выше факторы неоднородности пластов; несмотря на значительный опыт применения ВГВ, нет четкого представления об объемах закачиваемого агента, выборе времени и последовательности закачивания оторочек при поочередном ВГВ; эффективность ВГВ будет определяться индивидуальными особенностями нефтегазовых месторождений; отсутствует опыт использования ВГВ на юрские отложения нефтяных залежей.

Таким образом, необходим адресный подход к выбору объектов для водогазового воздействия (адаптация условий проведения ВГВ), дополнительные лабораторные исследования и анализ вычислительных экспериментов для оценки эффективности ВГВ на конкретном месторождении. В условиях эксплуатации пласта ЮВ₁ Мыхпайского месторождения, который выбран в качестве прототипа большинства юрских отложений Западной Сибири, существуют все предпосылки для повышения нефтеизвлечения посредством применения водогазового воздействия, так как пласт характеризуется высокой степенью неоднородности, низкой проницаемостью и высоким газовым фактором.

Во втором разделе приводятся результаты лабораторных исследований кернов с целью исследования фильтрационно-емкостных свойств и характеристик вытеснения нефти газом и водой для коллекторов различных месторождений Западной Сибири (таблица 1).

При последовательном закачивании в пласт вначале сухого газа, а затем воды, или наоборот, вначале воды, а затем сухого газа, коэффициент вытеснения нефти модели пласта АВ³₁ Самотлорского месторождения увеличился в среднем на 11–13 % по сравнению с обычным закачиванием воды (опыты ЦНИЛ) и практически не зависел от очередности нагнетания агентов.

В опытах СибНИИНП, при распространении данной технологии на другие объекты разработки, диапазон прироста коэффициента вытеснения оказался шире и составил 2,7–15,0 %.

Таблица 1 – Результаты лабораторных исследований керна при ВГВ

Объект исследования	Нагнетаемый газ (молярная доля), %	Технология вытеснения	K_v при вытеснении			Прирост K_v относительно вытеснения	
			водой	газом	по технологиям	водой	газом
Самотлорское, АВ ³ ₁	Сухой метан (92-94)	Последовательная, газ-вода	–	0,41–0,42	0,65-0,66	–	0,24
Самотлорское, АВ ³ ₁	Сухой метан (92-94)	Совместная $0,22 < R < 0,78 - 0,8$	0,53–0,55	0,41–0,42	0,750	0,20–0,22	0,33–0,34
Самотлорское, АВ ³ ₁	Сухой метан (92-94)	Попеременная $S_0 < 0,1 V_{\text{пл}}$	0,53–0,55	0,41–0,42	0,750	0,20–0,22	0,33–0,34
Восточно-Толумское	Двуокись углерода	Последовательная, вода-газ	0,610	–	0,740	0,130	–
Восточно-Толумское	Двуокись углерода	Попеременная $S_0 = 0,1 - 0,2 V_{\text{пл}}$	0,610	–	0,900	0,200	–
Самотлорское, АВ ³ ₁	Оторочка ШФЛУ, сухой метан (98,4)	Последовательная, вода-ШФЛУ-газ-вода	0,572	–	0,985	0,413	–
Быстринское, БС ₁	Сухой метан (98,4)	Последовательная, вода-газ	0,437	–	0,524	0,087	–
Быстринское, БС ₁	Сухой метан (98,4)	Попеременная, $S_0 = 0,2 V_{\text{пл}}$	0,437	–	0,733	0,296	–
Савуйское, БС ₁₀	Сухой метан (98,4)	Последовательная, вода-газ	0,631	–	0,658	0,027	–
Савуйское, БС ₁₀	Сухой метан (98,4)	Попеременная (добав. ПАВ) $S_0 = 0,07 - 0,1 V_{\text{пл}}$	0,631	–	0,850	0,210	–

Причем прирост коэффициента вытеснения зависел от очередности нагнетания агентов в пласт: он оказывался несколько выше при первоочередном нагнетании газа в нефтенасыщенный пласт, а затем воды ($\Delta K_v = 13-15\%$) по сравнению с закачиванием газа в предварительно заводненный пласт ($\Delta K_v = 2,7-8,7\%$). Применение технологии для более вязких нефтей (Быстринское, Савуйское месторождения) менее эффективно. Обогащение нагнетаемого газа промежуточными компонентами (опыты СевКавНИПИнефти) увеличивает эффективность данной технологии ($\Delta K_v = 19-21\%$).

При совместном закачивании сухого газа и воды в соотношениях (R) каждого агента в общем объеме в пределах $0,22 < R < 0,8$ (опыты ЦНИЛ) прирост

коэффициента вытеснения нефти для модели пласта АВ³₁ Самотлорского месторождения составил 22–24 % по сравнению с заводнением. Аналогичные приросты коэффициента вытеснения получены и при попеременной закачке агентов, при условии, что размер чередующейся оторочки каждого агента S_0 не превысил 10 % начального нефтенасыщенного объема модели пласта ($S_0 \leq 0,1 \cdot V_{\text{пл}}$). Распространение технологии попеременной закачки агентов на другие объекты (опыты СибНИИИП) увеличило диапазон изменения прироста коэффициентов вытеснения нефти ($\Delta K_v = 8,1-9,6$ %). Обогащение нагнетаемого газа промежуточными компонентами ($C_2...C_6$) дало увеличение коэффициента вытеснения нефти в технологии попеременной закачки агентов.

При комбинированных технологиях водогазового воздействия, когда применяется оторочка обогащенного газа или углеводородных растворителей (ШФЛУ), возможно практически полное вытеснение нефти из участков пласта, охваченных воздействием.

В качестве газовой фазы в технологиях водогазового воздействия возможно использование других (но уже неуглеводородных) газов или их смесей. Применение двуокиси углерода в технологии последовательном закачивании агентов увеличило коэффициент вытеснения нефти предварительно заводненного пласта Восточно-Толумского месторождения на 13 %. Попеременная закачка CO_2 и воды обеспечила прирост коэффициента нефтьвытеснения на 19 % по сравнению с нагнетанием воды.

Таким образом, эффективность ВГВ зависит от множества факторов, но, тем не менее, в экспериментах всегда показывает положительные результаты при применении углеводородных, природных и неорганических газов.

Единственно возможным в текущих условиях эксплуатации залежи пласта ЮВ₁ Мышайского месторождения методом изменения вытесняющих и фильтрационных свойств нагнетаемой воды является применение ВГВ.

С целью оценки эффективности технологии ВГВ на юрских отложениях и получения исходных данных для адаптации численной гидродинамической модели были проведены лабораторные исследования фильтрационно-емкостных

свойств коллекторов, представленных образцами керна пластов ЮВ₁ Мыхпайского месторождения.

Моделирование вытеснения нефти водой и газом проводились на установке FDS-210 (рисунок 1) компании Литтон/Дрессер на образцах керна продуктивных пластов в полном соответствии с требованиями ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициентов вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».

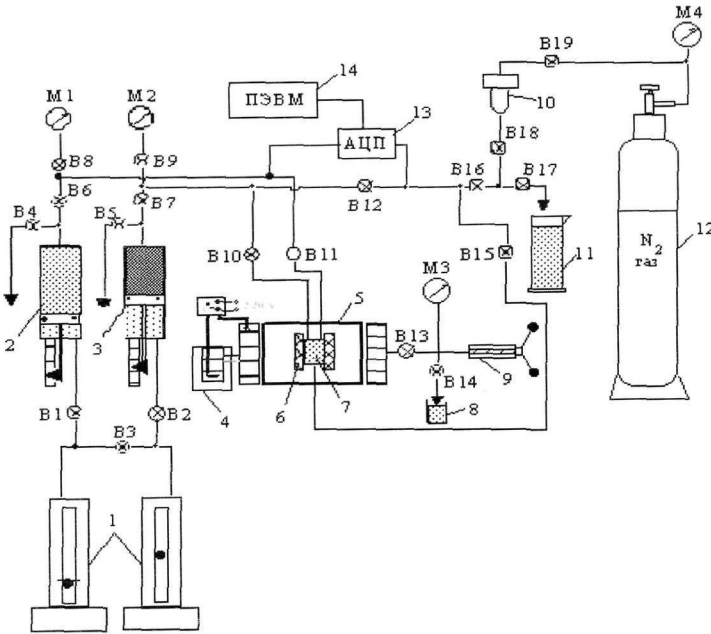


Рисунок 1 – Принципиальная схема экспериментальной установки FDS-210:

1 – дозировочные прессы; 2, 3 – контейнеры для подачи реагентов; 4 – жидкостный ультратермостат; 5 – кернодержатель; 6 – манжета резиновая; 7 – образец керна; 8 – сосуд для заполнения ручного прессы; 9 – ручной пресс гидрообжима; 10 – система противодавления; 11 – пробоотборник; 12 – газовый баллон; 13 – аналого-цифровой преобразователь; 14 – компьютер; M1-M4 – манометры/тензотренические датчики давления; B1-B19 – вентили

Начальный этап исследований – экстракция, определение коллекторских свойств образцов керн, проводились согласно требованиям ОСТа 39–181–85. При создании начальной водонасыщенности в качестве порового электролита, как правило, применяется раствор $\text{NaCl}+\text{KCl}$ с концентрацией, равной пластовой. Начальная нефтенасыщенность создаётся методом донасыщения частично водонасыщенных (с остаточной водонасыщенностью) образцов керосином под вакуумом в течение 4 часов.

Для полного и равномерного насыщения модели пласта проводится фильтрация двух поровых объемов керосина. Затем керосин замещается моделью нефти (рекомбинированная нефть), что реализуется прокачкой через образцы 3–4 поровых объемов последней. Подобная технология позволяет максимально приблизить лабораторное моделирование к реальному процессу нефтенасыщения, гарантирует достоверность полученных результатов.

Модель нефти готовилась из безводной дегазированной нефти соответствующих пластов исследуемого объекта. Ее вязкость доводилась до пластовой добавлением керосина при термобарических условиях.

В качестве вытесняющего агента в исследованиях используется раствор $\text{NaCl}+\text{KCl}$ пластовой минерализации. Модель пласта выдерживается в пластовых условиях в течение 10–12 часов, на этом моделирование условий в залежи завершается.

Водогазовая смесь готовилась в камере 3 (рисунок 1) посредством смешивания эжектором, в который подавался природный осушенный газ из баллона 12. В опытах по прокачке воды без газа баллон 12 использовался как ресивер.

Процесс вытеснения нефти водогазовой смесью осуществляется закачивание последней в модель пласта с помощью дозировочных прессов 1 через камеру 3 (рисунок 1).

Расход подаваемой воды определяется из необходимости поддержания скорости продвижения фронта «нефть-вода» или «нефть-вода-газ», имеющей

место в естественных условиях. Линейная скорость продвижения фронта в образцах рассчитывалась по формуле

$$V = 864 \frac{Q}{F} m (1 - K_{ов} - K_{он}), \quad (1)$$

где V – линейная скорость, м/с;

Q – расход прокачиваемой воды, м³/с;

F – площадь поперечного сечения модели горной породы, м²;

m – пористость, д.ед.;

$K_{ов}$ – остаточная водонасыщенность, д.ед.;

$K_{он}$ – остаточная нефтенасыщенность, д.ед.

Пример результатов лабораторных исследований по определению фазовых и абсолютных проницаемостей трех керновых образцов скважины № 326 и двух керновых образцов скважины № 1355 показан в таблице 2 и на рисунке 2.

Из данных таблицы 2 видно, что одним из критериев эффективности применения ВГВ очевидно являются: высокая величина остаточной нефтенасыщенности – 41,1 %; резкое падение фазовой проницаемости по нефти (в 5,6 раз) при увеличении доли воды в потоке на 20 %; доля микрокапилляров ($d < 10^{-5}$) более 30 %; низкие относительные проницаемости по воде – менее 0,2 д.е.

Как видно из рисунка 2, характер кривых относительных проницаемостей типичен для пород-коллекторов пластов группы Ю. Однако для Мыхпайского месторождения характерно более низкое значение относительной проницаемости по воде в диапазоне от 40 – 60 %, что является показанием к дополнительному воздействию на залежь посредством изменения типовых свойств воды, при которых вытесняющие характеристики будут существенно выше.

Для оценки характеристик вытеснения нефти смесью в течение времени процесс подготовки и прокачивания смеси синхронизировался, этапы подготовки смеси исключались из учета времени прокачки.

Таблица 2 – Фильтрационно-емкостные свойства и режимы проведения эксперимента по определению ОФП по воде и нефти

№ образца/опыта	Доля воды во входном потоке, %	Доля нефти во входном потоке, %	Насыщенность водой, %	Насыщенность нефтью, %	Фазовая проницаемость по воде, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Относительная проницаемость по воде, д.е.	Фазовая проницаемость по нефти, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Относительная проницаемость по нефти, д.е.
1	0	100	35,1	64,9	0,000	0,000	53,569	0,570
2	20	80	44,6	55,4	0,940	0,018	9,403	0,176
3	40	60	48,8	51,2	1,237	0,023	4,638	0,087
4	60	40	50,2	49,8	1,800	0,034	3,000	0,056
5	80	20	51,5	48,5	2,667	0,050	1,667	0,031
6	100	0	58,9	41,1	11,229	0,210	0,000	0,000

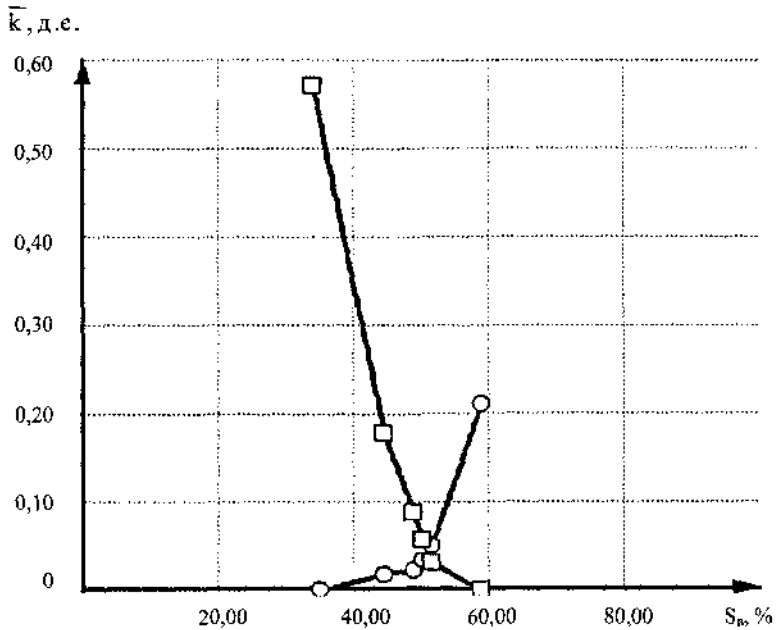


Рисунок 2 – Результаты определения относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти, образец 20

На рисунке 3 показаны зависимости коэффициента остаточной нефтенасыщенности после прокачки через образец смеси воды и газа в течение 1, 2 и 4-х часов при различных массовых долях газа к воде.

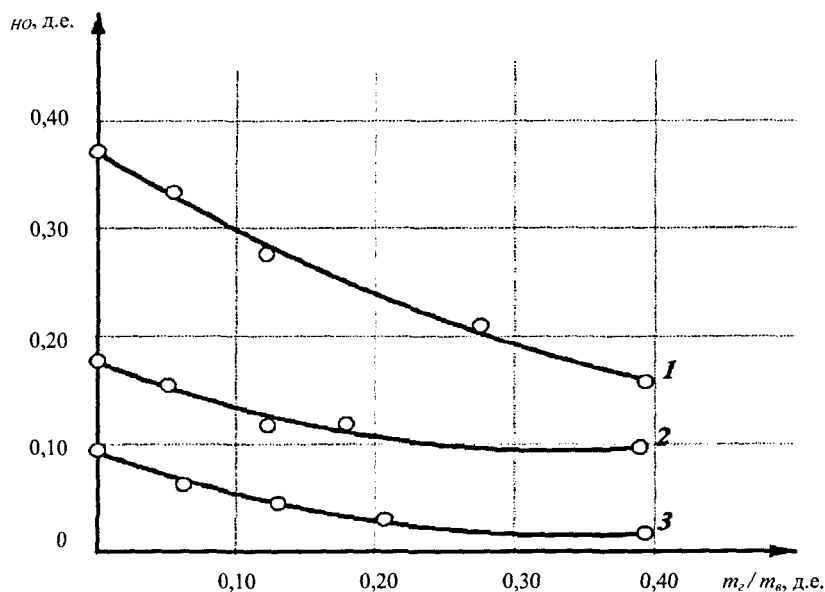


Рисунок 3 – Зависимость коэффициента остаточной нефтенасыщенности от массовой доли газа к воде при промывке образца: 1 – в течение 1 ч; 2 – в течение 2 ч; 3 – в течение 4 ч.

Как видно из графиков (рисунок 3), величина K_{no} минимальна при $m_g/m_v = 0,39$ и составляет 0,04 д.е., что является наилучшим результатом. Однако в промышленных условиях таких результатов достичь будет практически невозможно, так как в условиях эксперимента массовый расход промывающей смеси составил $3,8 \cdot 10^5$ кг/с при перепаде давления от 0,9–1,2 МПа. Перепад давления периодически снижался в течение прокачки в пределах от 12–17 % относительно начального перепада давления – 1,2 МПа.

В связи с этим наиболее реальные – близкие к промышленным условиям результаты соответствуют кривой – 1 (рисунок 3). Вытеснение нефти смесью

газа и воды, очевидно, имеет большую эффективность по сравнению с вытеснением чистой водой, что с физической точки зрения объясняется следующими факторами: при смешивании газа с водой полученная текучая среда имеет повышенную адгезию к нефти, сдерживаемой капиллярными силами; вязкость смеси газа и воды будет ниже вязкости чистой воды.

На рисунке 4 показаны зависимости, отражающие результаты тех же экспериментов в виде функций отношения массы вытесненной нефти (M_n) к массе прокачанной смеси ($M_c = M_r + M_b$) от массовой доли газа (m_r / M_r) в массе прокачанной смеси.

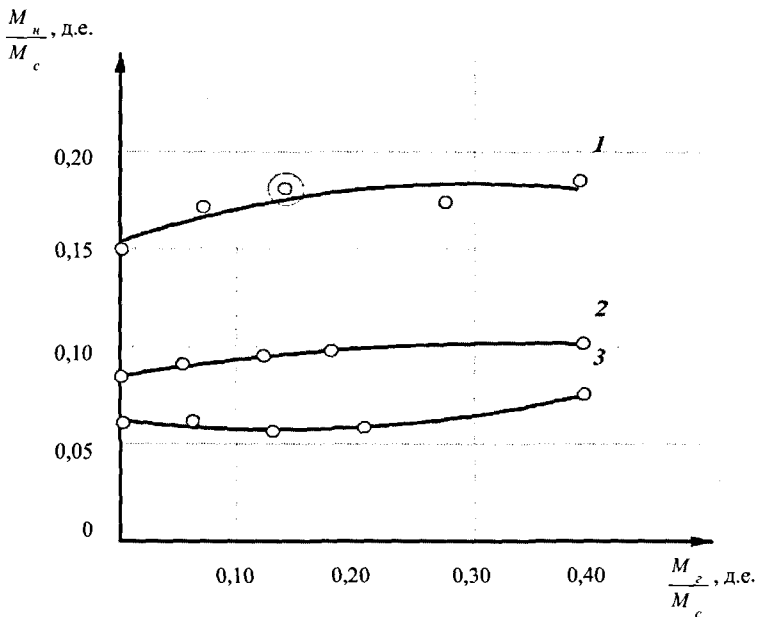


Рисунок 4 – Зависимость отношения массы вытесненной нефти к массе смеси от массовой доли газа в массе прокачанной смеси при промывке образца: 1 – в течение 1 ч; 2 – в течение 2 ч; 3 – в течение 4 ч.

Как видно из графиков (рисунок 4), наиболее эффективным с точки зрения модели и возможности промышленного применения ВГВ является точка

$$\frac{M_n}{M_c} = 0,181; \quad \frac{M_z}{M_c} = 0,141.$$

В качестве газа использовался природный осушенный газ – метан. Газ доводился до давления 25 МПа на компрессорной установке. В качестве резервных емкостей использовались баллоны высокого давления.

Подобие условий проведения лабораторного эксперимента пластовым условиям будет просматриваться в зонах пласта между добывающими и нагнетательными скважинами. Образование смеси газа и воды в пласте будет происходить на расстоянии от забоя, где газ будет достигать границы водонефтяного контакта при периодической закачке.

Лабораторные эксперименты показали, что скорость фильтрации газа (оценена визуально на выходе потока по количеству пузырьков) существенно изменяется: снижается ближе к концу прокачки, когда нефти остается меньше в образце.

Наиболее выгодным с точки зрения промышленного внедрения для пласта ЮВ₁ является закачивание газа при массовом соотношении газа и воды, равном 16 %, так как это соответствует наибольшему соотношению вытесненной нефти к массе прокачанной смеси по данным лабораторных стендовых испытаний технологии ВГВ.

В третьем разделе рассматриваются результаты вычислительных экспериментов над гидродинамическими моделями пласта ЮВ₁ Мыхпайского месторождения при условиях проведения ВГВ.

Целью вычислительных экспериментов являлась оценка нефтсизвлечения при различных вариантах реализации ВГВ: прирост коэффициента извлечения нефти зависит как от свойств нефти, вытесняющего агента и неоднородности пласта, так и от технологии и стадии закачки агентов.

В качестве основного инструмента прогнозирования показателей разработки залежи выбран метод численного моделирования.

При моделировании использовались кривые относительных

проницаемостей по нефти, воде и газу, полученные по результатам исследований ядра продуктивного пласта ЮВ₁ Мыхпайского месторождения. На рисунке 5 представлены относительные фазовые проницаемости в системах газ–нефть по объекту месторождения. Внутри ячеек гидродинамической модели предполагалась раздельная фильтрация «нефть–вода», «нефть–газ», при этом учитывался материальный баланс переноса газа, нефти и воды между ячейками. В связи с последним, для модели достаточно задать кривые, показанные на рисунках 2, 5.

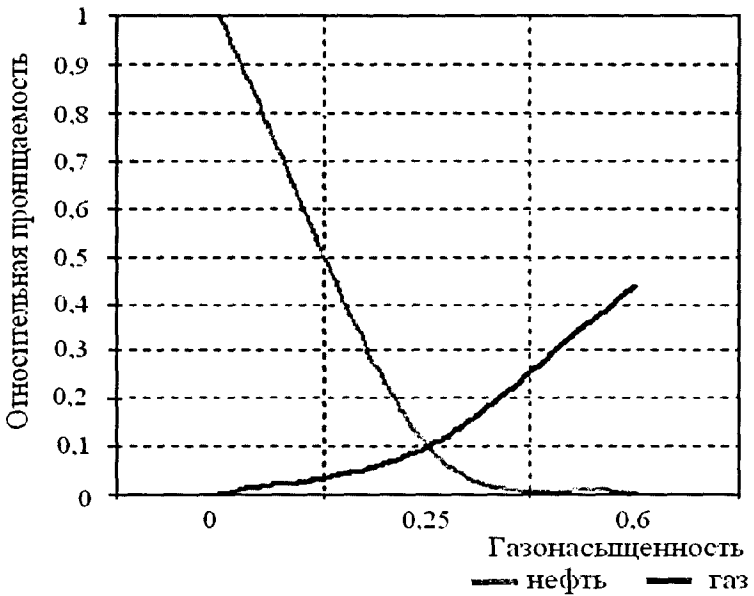


Рисунок 5 – Относительные фазовые проницаемости, принятые для проведения вычислительных экспериментов в системе газ–нефть

На рисунке 6 показаны зависимости накопленной к 2025 г. добычи нефти от компенсации отбора нагнетания воды при различных вариантах закачивания газа.

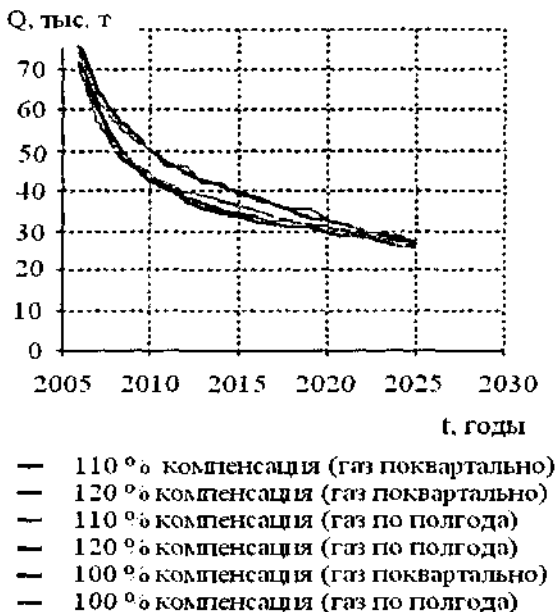


Рисунок 6 – Зависимости годовой добычи нефти от времени для различных показателей ВГВ

Для каждого варианта закачивания газа, в зависимости от компенсации отбора, получены аппроксимационные зависимости:

– для полугодовой закачки

$$\Sigma Q_n = 162,3 \frac{Q_v}{Q_n} - 0,74 \left(\frac{Q_v}{Q_n} \right)^2 - 8069,4; \quad (2)$$

– для закачки по поквартальной и по году (приближенно равны)

$$\Sigma Q_n = 189,7 \frac{Q_v}{Q_n} - 0,86 \left(\frac{Q_v}{Q_n} \right)^2 - 9617,2, \quad (3)$$

где ΣQ_n – накопленная добыча нефти к 2025 г., тыс. т;

$\frac{Q_v}{Q_n}$ – компенсация отбора, %.

Как видно из графиков на рисунке 7, наиболее оптимальными являются квартальное и годовое закачивание газа при компенсации 110 % отбора совместно закачиваемой водой.

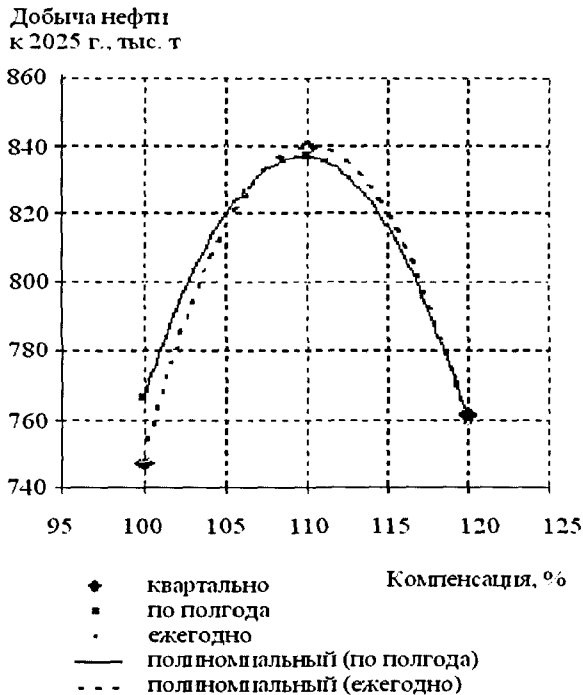


Рисунок 7 – Зависимость накопленной добычи нефти к 2025 г. (ΣQ_n) от компенсации отбора закачивания воды при ВГВ

На рисунке 8 приведены зависимости накопленной к 2025 г. добычи нефти от объема закачанного газа к этому моменту. Согласно результатам численных экспериментов (отмечены точками), наиболее рациональной является поквартальное закачивание газа, так как при этом требуется наименьший объем закачиваемого газа. Если учесть возможные затраты при техническом обеспечении ВГВ, то это может оказаться решающим фактором.

Отраженные на рисунке 8 аппроксимационные зависимости частично отражают результаты вычислительных экспериментов.

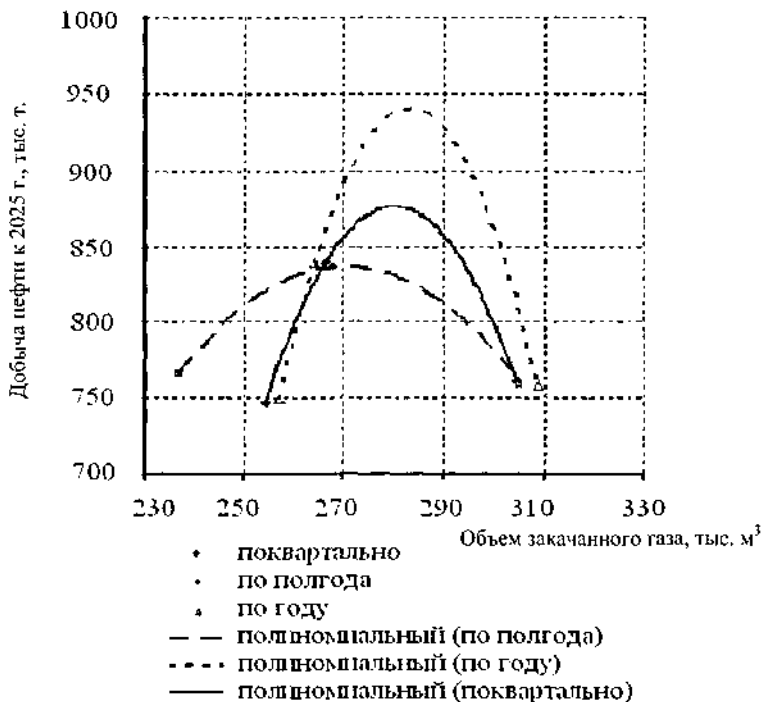


Рисунок 8 – Зависимость накопленной добычи нефти к 2025 г. ($\sum Q_n$) от суммарного закачивания газа (Q_c)

Анализ результатов исследований позволил выявить основные закономерности вытеснения нефти углеводородным газом совместно с водой в условиях неустановившейся фильтрации для пласта ЮВ₁ Мухайского месторождения.

Выявленные особенности ВГВ на нефтяные пласты позволят обоснованно выбирать режимы закачивания рабочих агентов, обеспечивающих максимальную эффективность разработки месторождений.

Таким образом, анализ результатов испытания модели позволил выявить основные закономерности вытеснения углеводородным газом. Прирост коэффициента по площади зависит от системы расстановки нагнетательных и добывающих скважин с учетом геометрии пласта, отношения подвижности

системы, объема флюидов, прокачанных через пласт.

Выявленные особенности ВГВ на юрские нефтяные пласты позволят обоснованно выбирать режимы закачивания рабочих агентов, обеспечивающих максимальную эффективность разработки месторождений.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Применение технологии ВГВ приводит к увеличению нефтеотдачи (по сравнению с нагнетанием только воды) почти во всех случаях практического использования данного метода, однако ясно, что условия реализации технологии нагнетания газа зависят от индивидуальных особенностей нефтегазовых месторождений:

– характеристики пластовых систем месторождения требуют адресного подхода к выбору объектов для водогазового воздействия: адаптации условий проведения ВГВ;

– необходимы дополнительные лабораторные исследования и анализ вычислительных экспериментов для оценки эффективности ВГВ на конкретном пласте месторождения;

– в условиях эксплуатации пласта ЮВ₁ Мыхпайского месторождения существуют все предпосылки для повышения нефтеизвлечения посредством применения водогазового воздействия, так как пласт характеризуется высокой степенью неоднородности, низкой проницаемостью и высоким газовым фактором.

2. Проведение лабораторных исследований показало:

– вытеснение нефти смесью газа и воды имеет большую эффективность по сравнению с вытеснением чистой водой, что с физической точки зрения объясняется тем, что при смешивании газа с водой полученная текучая среда имеет повышенную адгезию к нефти, сдерживаемой капиллярными силами;

– наиболее выгодной с точки зрения промышленного внедрения для пласта ЮВ₁ является нагнетание газа при массовом соотношении газа и воды, равном 16%, так как это соответствует наибольшему соотношению вытесненной нефти к массе прокачанной смеси по данным лабораторных стендовых

испытаний технологии ВГВ.

3. Прирост коэффициента вытеснения и добычи нефти зависит от свойств нефти и вытесняющего агента, технологии закачивания и стадии заводнения:

– с позиции реализации технологии водогазового воздействия прирост добычи нефти в основном зависит от компенсации отбора водой и газом, причем при определенных величинах компенсации водой и газом наблюдается максимальное значение, отражающее необходимость в оптимизации технологии ВГВ для конкретных месторождений и сложившихся систем разработки;

– оптимальным массовым соотношением закачиваемого газа к закачиваемой воде для условий пласта ЮВ₁ Мыхпайского месторождения является 0,16 д.е. при 110 % компенсации отбора.

4. Полученные результаты работы используются при составлении проектного документа на разработку месторождений с юрскими отложениями со сходными геолого-физическими условиями

По теме диссертации опубликованы следующие работы:

1. Трофимов А.С. Альтернативность технологии заводнения на основе газовых методов повышения нефтеотдачи / С.А. Трофимов, С.В. Мигунова // 5-я науч.-техн. конф. в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина: Тез. докл. – М., 2003. – С. 77-78.

2. Андреева Н. Н. Результаты опытно-промышленных работ водогазового воздействия на Самотлорском месторождении / Н.Н. Андреева, С.А. Трофимов, С.В. Мигунова // Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы: Материалы Всерос. конф. – Ухта: УГТУ, 2003. – С. 190-191.

3. Андреева Н.Н. Газовые методы повышения нефтеотдачи / Н.Н. Андреева, С.А. Трофимов, С.В. Мигунова // Там же. – С. 191-193.

4. Андреева Н.Н. Утилизация попутного газа с целью увеличения нефтеотдачи / Н.Н. Андреева, С.А. Трофимов, С.В. Мигунова, С.В. Поняев // Междунар. науч.-техн. конф. посвящ. 40-летию ТюмГНГУ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – Т.1. – С. 87-88.

5. Трофимов А.С. Экологическое обоснование использования водогазового воздействия в условиях Западной Сибири / С.А. Трофимов, Е.И.

Гаврилов, С.В. Мигунова // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Тр. Междунар. симпоз. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2004. – С. 387-388.

6. Трофимов А.С. Газовые методы увеличения нефтеотдачи / С.А. Трофимов, С.В. Мигунова, С.В. Поняев // Там же. – С. 400-403.

7. Трофимов А.С. Результаты водогазового воздействия на пласт АВ₁¹ Самотлорского месторождения / С.А. Трофимов, С.В. Мигунова, С.В. Поняев // Там же. – С.410-411.

8. Трофимов А.С. Газовое и водогазовое воздействие с использованием методов регулирования на Самотлорском месторождении / С.А. Трофимов, Н.Р. Кривова, С.П. Шатило, С.В. Гусев, А.Л. Зарубин, Ф.Ф. Галиев, И.Д. Гилимьянов, С.В. Мигунова // Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи: IV Междунар. симпоз. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2005. – С. 216-223.

9. Трофимов А.С. Водогазовое воздействие / С.А. Трофимов, С.В. Мигунова, И.Е. Платонов, С.Т. Полищук// Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России: 6-я науч.-техн. конф. посвящ. 75-летию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина: Тез. докл. – М., 2005. – Т.1. – С. 146-147.

10. Трофимов А.С. Проблемы и методы повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западной Сибири / С.А. Трофимов, С.В. Мигунова, Н.В. Лубягина // Надежность, транспорт, экономика: Сб. науч. тр. – Нижневартовск: Изд-во Нижневартовского гуманит. ун-та, 2006. – С. 233-237.

11. Трофимов А.С. Разработка методов регулирования газового и водогазового воздействия / А.С. Трофимов, Н.Р. Кривова, С.В. Мигунова, Ф.Ф. Галиев, И. Е. Платонов, С. В. Госсв // Вестник Недропользователя. – 2006. – № 17. – С. 65-68.

12. Мигунова С.В. Результаты моделирования водогазового воздействия на Мышайском месторождении / С.В. Мигунова, В.Г. Мухаметшина // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 75-78.

Соискатель



С.В. Мигунова

ООО «Вектор Бук»
Лицензия ЛР № 066721 от 06.07.99 г.

Подписано в печать 19.03.2009 г.
Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Печать Riso.
Усл. печ. л. 1,44. Тираж 100 экз. Заказ 26.

Отпечатано с готового набора в типографии
ООО «Вектор Бук».
Лицензия ПД № 17-0003 от 06.07.2000 г.

625004, г. Тюмень, ул. Володарского, 45.
Тел. (3452) 46-54-04, 46-90-03.