

На правах рукописи

УДК 622.276.344

Телков Виктор Павлович

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ПУТЁМ НАСОСНО-
ЭЖЕКТОРНОЙ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ЗАКАЧКИ
ВОДОГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ С ПЕНООБРАЗУЮЩИМИ ПАВ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва – 2009 год

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

Научный руководитель – доктор технических наук, профессор

Дроздов Александр Николаевич

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор

Закиров Сумбат Набиевич

кандидат физико-математических наук

Михайлов Дмитрий Николаевич

Ведущая организация – ОАО «ВНИИнефть имени акад. А.П.
Крылова» (ВНИИнефть, Москва)

Защита состоится «10» марта 2009 г. в ауд. 731 в 15 ч. на заседании
диссертационного совета Д.212.200.08 при Российском государственном
университете нефти и газа им. И.М. Губкина, по адресу:
119991, ГСП-1, Москва, Ленинский проспект, 65.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Российского
государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина.

Автореферат разослан «10» февраля 2009 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д.212.200.08,
д.т.н., проф.



Б.Е. Сомов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

За последнее десятилетие существенно изменилась структура запасов нефти на месторождениях России, возрастает доля трудноизвлекаемых запасов. Есть все предпосылки к тому, что доля трудноизвлекаемых запасов в общем балансе составит к 2020 до 75%.

Трудноизвлекаемые запасы требуют применения новых технологий разработки. Возникает острая необходимость использования методов увеличения нефтеотдачи пласта, в первую очередь газовых и водогазовых. Применение этих методов в настоящее время затруднено недостатками существующих технологических решений, а также малой изученностью области их применения.

Поэтому необходимы дополнительные исследования, позволяющие предложить новые технологические решения для осуществления водогазового воздействия на пласт, а также дополнительное изучение области применения данных технологических решений.

Целью данной работы является исследование процесса вытеснения нефти с повышенной вязкостью водогазовой смесью, разработка технологических схем реализации водогазового воздействия на месторождениях России, причем технологии должны быть максимально адаптированы под промысловые условия.

Основные задачи исследований:

1. Определить эффективность применения водогазового воздействия по результатам физического моделирования с начала разработки при вытеснении нефти с повышенной вязкостью по сравнению с традиционным заводнением.
2. Определить по результатам физического моделирования эффективность применения водогазового воздействия в качестве метода увеличения нефтеотдачи, который применяется при довытеснении нефти повышенной вязкости после заводнения.

3. Разработать и рассчитать технологические схемы насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачки водогазовой смеси применительно к месторождениям России.

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались на основании теоретического анализа и обобщения литературного материала, проведения экспериментов по физическому моделированию водогазового воздействия на моделях пластов на основе современных методик и известных критериев подобия. Для проведения экспериментов автором был модернизирован имеющийся на кафедре Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина стенд для фильтрационных исследований, позволяющий проводить эксперименты на насыпных моделях и на керновых колонках.

Научная новизна работы

1. Экспериментальные исследования позволили установить, что водогазовое воздействие позволяет эффективно вытеснять нефть повышенной вязкости (от 1,1 до 70 мПа·с) по сравнению с традиционным заводнением. Прирост коэффициента вытеснения по сравнению с заводнением 12÷23% при ВГВ с начала разработки, 7÷11% при использовании ВГВ в качестве метода довытеснения после заводнения. Выявлен оптимальный интервал газосодержаний смеси (от 20 до 75%), при котором достигается максимальный коэффициент вытеснения нефти из модели пласта.
2. На керновых колонках проверены результаты экспериментов, полученных на насыпных моделях пласта. Получен прирост коэффициента вытеснения 6% при использовании ВГВ в качестве метода довытеснения после заводнения. Доказана эффективность воздействия водогазовой смесью (газосодержание 20÷75%) в качестве метода довытеснения нефти после заводнения.
3. Рассчитаны и разработаны принципиально новые системы для водогазового воздействия на пласт (патенты РФ № 2293178 и № 2315589).

Данные системы просты, надежны, относительно недороги, они позволяют эффективно закачивать в пласт водогазовые смеси с необходимыми условиями нагнетания.

Практическая ценность

Результаты диссертационных исследований вошли в отчеты по договору № 42-05 между РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и ООО «ПермНИПИнефть» от 01.09.2005г. «Разработка технологического комплекса и технологии подготовки газированной воды для закачки в систему ППД с использованием линии многофазного транспорта продукции скважин для Ножовского, Шумовского, Москудьинского и Шагиртского месторождений», приняты к внедрению и будут реализованы в 2010 г.

В диссертации предоставлены технологические схемы закачки водогазовых смесей в пласт для Крапивинского и Южно-Тарасовского месторождений.

Апробация работы

Основные положения и результаты исследований докладывались и обсуждались:

на научной конференции аспирантов, молодых преподавателей и сотрудников вузов и научных организаций “Молодежная наука нефтегазовому комплексу” (Москва, 2004);

на Научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых “Молодые – наукам о Земле” (Москва, 2006);

на Русско-Каспийском форуме под эгидой SPE (Москва, 2006);

на 7-ой научно-технической конференции “Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России” (Москва, 2007);

на 1-ой Всероссийской научно-практической конференции “Современные технологии для ТЭК Западной Сибири” (Тюмень, 2007);

на первой межрегиональной конференции молодых специалистов “Извлечение трудноизвлекаемых запасов нефти” (Ноябрьск, 2007);

на ежегодной технической конференции SPE - Annual Technical Conference and Exhibition (Анахайм, США, 2007);

на молодёжной научно-технической конференции с международным участием “Основные проблемы освоения и обустройства нефтегазовых месторождений и пути их решения” (Оренбург, 2008);

на научно-технической конференции ОАО «ЛУКОЙЛ» “Совершенствование технологий разработки и повышения нефтеотдачи пластов месторождений Группы «ЛУКОЙЛ»” (Москва, 2008);

на Российской нефтегазовой конференции и выставке SPE 2008 (Москва, 2008).

Публикации

По теме диссертации опубликовано всего 19 печатных работ, в том числе 2 патента РФ и 2 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, основных результатов и выводов и списка литературы из 162 наименований. Общий объем работы – 166 страниц, в том числе 23 таблиц и 50 рисунков.

Автор выражает свою благодарность научному руководителю – д.т.н., профессору Дроздову А.Н., членам кафедры РиЭНМ и заведующему кафедрой д.т.н., профессору Мищенко И.Т., к.т.н. Егорову Ю.А., сотрудникам ЦНТТМ «Смена».

СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулирована цель и основные задачи исследований.

В первой главе предложена классификация известных технологий водогазового воздействия, приведён обзор оборудования, применяемого для реализации различных технологий, приведён обзор применения водогазового воздействия на месторождениях России и за рубежом, приведены наиболее важные и интересные результаты лабораторных исследований. Необходимо отметить, что в настоящее время не существует единой классификации технологий водогазового воздействия, наличие некоторых градаций вызывает множество спорных суждений и противоречий. В предложенной

классификации были рассмотрены основные критерии, которые характеризуют известные технологии водогазового воздействия, такие как способ нагнетания воды и газа, соотношение вытесняющих агентов, тип и состав газа, источник газа, место образования водогазовой смеси, режим вытеснения, выбор технологического оборудования для реализации технологии, типу выбранного для воздействия объекта.

Описаны основные преимущества и недостатки оборудования для следующих технологий водогазового воздействия на пласт: компрессорной, бескомпрессорной, бустерной, комбинированной, с использованием бустерных насосов-компрессоров или струйных аппаратов, насосно-эжекторной технологии.

Приведён обзор промыслового применения метода водогазового воздействия на месторождениях России и за рубежом. Так, в нашей стране опытно-промышленное внедрение различных технологий водогазового воздействия было реализовано на следующих месторождениях: Ромашкинском, Журавлевско-Степановском, Битковском, Фёдоровском, Самотлорском, Советском, Вахском, Илишевском, Алексеевском, Новогоднем, Восточно-Перевальном, Средне-Хулымском. Большинство зарубежных месторождений, на которых применялось водогазовое воздействие, расположено в Канаде и Соединенных Штатах. Первый известный опыт промыслового применения, обнаруженный при литературном поиске, это проект на месторождении North Pembina в провинции Альберта, Канада. Известно, что проект был начат в 1957 г. и проводился компанией Mobil. Последний описанный в зарубежной литературе проект был начат в 2005 г. на месторождении Chihuido в Аргентине. За этот период было зафиксировано почти сто случаев промыслового применения технологий водогазового воздействия на пласт.

Общеизвестно, что не может существовать единого механизма для всех случаев водогазового воздействия на нефтяные и нефтегазовые пласты. На реализацию различных механизмов водогазового воздействия может влиять бесконечное количество критериев, сопутствующих этому воздействию. В

качестве критериев реализации различных механизмов могут выступать как пластовые условия (форма, фильтрационно-емкостные характеристики, геометрические размеры, пластовые давление и температура, наличие или отсутствие газовой шапки, подстилающей воды, расчлененность пласта и др.), свойства флюидов насыщающих пласт (плотность, вязкость нефти, состав газа и др.), так и возможности реализации технологии на конкретном месторождении (наличие специальной техники и профессиональных специалистов, источника агента для закачки, инфраструктуры и др.). Для того, чтобы учесть эти критерии, оценить эффективность от применения предполагаемой для внедрения технологии, необходимо провести значительное количество лабораторных экспериментов по вытеснению нефти водой, газом, их комбинациями.

Как показал литературный анализ, эксперименты по вытеснению нефти из пласта водой, газом и различными комбинациями этих агентов проводятся уже достаточно давно. Существенный вклад в эти исследования внесли Иванишин В.С., Лискевич Е.И., Островский Ю.М., Пияков Г.Н., Бураков Ю.Г., Степанова Г.С., Михайлов Д.Н., Егоров Ю.А. и др. Выявлено, что многие области применения водогазового воздействия исследованы мало или не исследованы, в первую очередь необходимо дополнительно исследовать процесс вытеснения водогазовой смесью нефти с повышенной вязкостью. В первой главе кратко приведены результаты наиболее интересных экспериментов.

Итогом этого раздела диссертационной работы является постановка основных задач исследования, результаты решения этих задач приведены в следующих главах.

Во второй главе отражены результаты экспериментов по вытеснению нефти повышенной вязкости водогазовыми смесями с добавкой нефтеводорастворимого ПАВ (Нефтенол-МЛ в концентрации 0,1%) из моделей пластов и определению оптимального для повышения коэффициента вытеснения интервала газосодержаний смеси.

Для проведения исследований был модернизирован экспериментальный стенд, имеющийся на кафедре РиЭНМ, что позволило проводить эксперименты по вытеснению нефти водогазовыми смесями не только из насыпных моделей пластов, но и из составных керновых колонок. В этом случае создается боковой обжим колонки, имитируя естественное горное давление. Модели изготовлялись с учетом существующих критериев подобия при фильтрации через пористые среды.

Были проведены эксперименты по вытеснению нефти повышенной вязкости (рекомбинированная проба нефти Москудьинского месторождения, 70 мПа·с) водогазовой смесью в широком интервале газосодержаний (рис. 1).

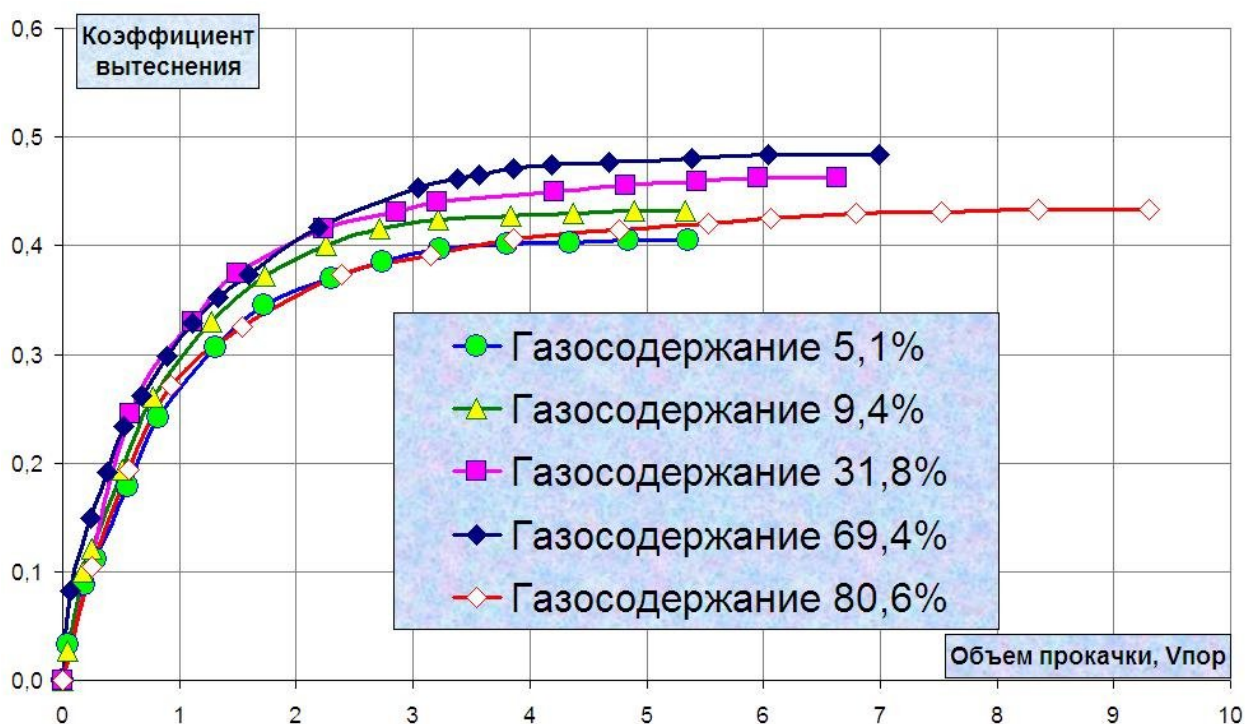


Рис. 1 - Динамика вытеснения нефти Москудьинского месторождения (70 мПа·с) водогазовыми смесями с начала разработки.

По результатам проведенных экспериментов установлено, что при вытеснении нефти повышенной вязкости водогазовой смесью присутствует область её оптимальных газосодержаний (от 20 до 70%), в которой коэффициент вытеснения максимален (рис. 2). Так, если коэффициент вытеснения при вытеснении водным раствором ПАВ составил 34,5%, при вытеснении газом — 26%, то при вытеснении водогазовой смесью в области оптимальных газосодержаний — 46÷48%. Таким образом, было наглядно

показано, что при вытеснении нефти повышенной вязкости водогазовой смесью можно получить значительный эффект. Для дальнейшего анализа были проведены эксперименты по вытеснению раствором ПАВ и водогазовыми смесями нефти в интервале вязкости от 1÷2 мПа·с до 70 мПа·с.

Были проведены эксперименты на рекомбинированных пробах нефти Шумовского месторождения (Подольского горизонта с вязкостью 18,2 мПа·с и Сакмарского горизонта с вязкостью 64 мПа·с), а также были исследованы модели нефти с вязкостью 22, 30 и 50 мПа·с.

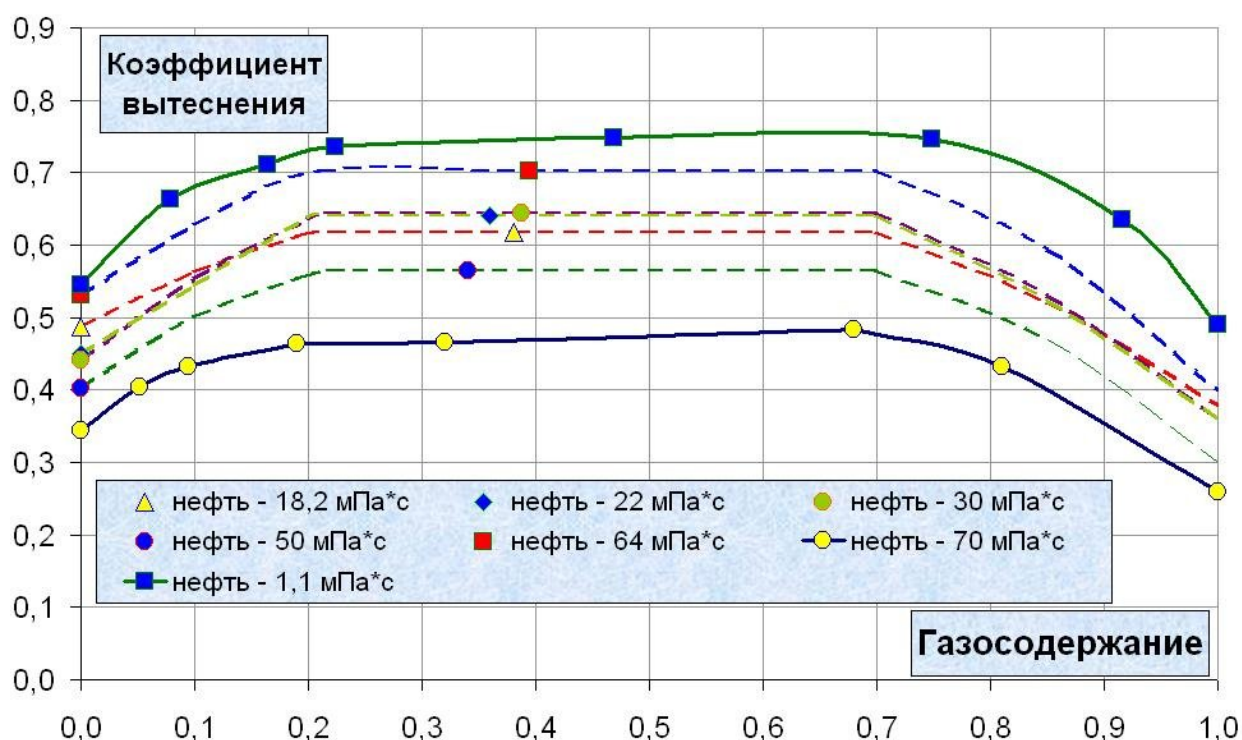


Рис. 2 - Зависимости коэффициента вытеснения нефти различной вязкости от газосодержания водогазовой смеси.

Также на рис. 2 отображено вытеснение маловязкой нефти (1,1 мПа·с) водогазовой смесью, проведенное Ю.М. Островским и Е.И. Лискевичем.

По полученным результатам были построены зависимости прироста коэффициента вытеснения (рис. 3) и относительного коэффициента вытеснения (рис. 4) от вязкости вытесняемого флюида при водогазовом воздействии.

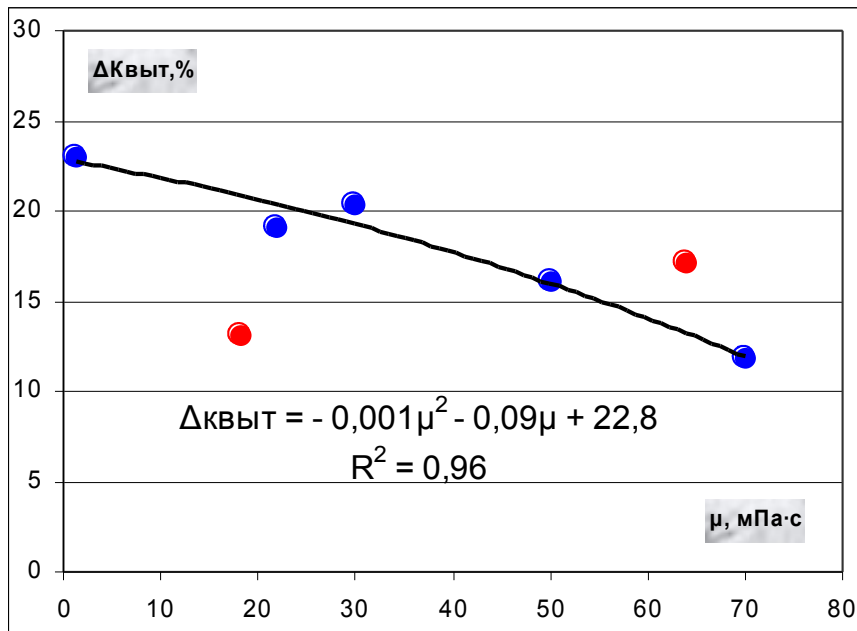


Рис. 3 - Зависимость прироста коэффициента вытеснения нефти от вязкости вытесняемой нефти (коэффициент проницаемости пласта - $0,12 \div 0,22 \text{ мкм}^2$), красные метки соответствуют резко отклоняющимся значениям.

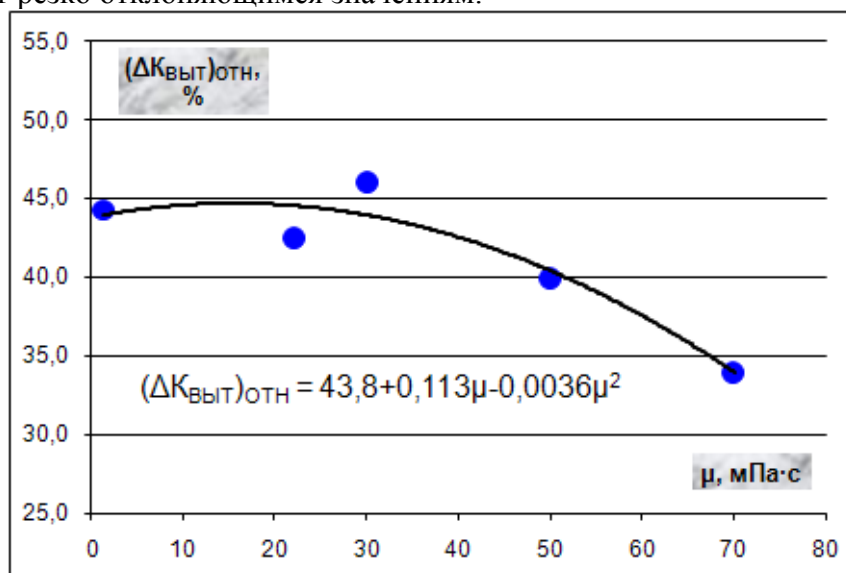


Рис. 4 - Зависимость относительного прироста коэффициента вытеснения нефти от вязкости вытесняемой нефти (коэффициент проницаемости пласта - $0,12 \div 0,22 \text{ мкм}^2$).

Прирост коэффициента вытеснения определяется как разница между конечными значениями коэффициентами вытеснения после ВГВ и заводнения. Относительный коэффициент вытеснения определяется как отношение прироста коэффициента вытеснения после ВГВ к конечному коэффициенту вытеснения, полученному при заводнении. По характеру полученных зависимостей можно сделать вывод о том, что область эффективного водогазового воздействия не ограничивается исключительно

коллекторами маловязкой нефти, а может распространяться и на трудноизвлекаемые запасы нефти повышенной вязкости.

После исключения резко отклоняющихся значений (объясняются сильно отличающейся проницаемостью моделей) определены аппроксимирующие зависимости, позволяющие сделать прогноз прироста коэффициента вытеснения при вытеснении нефти вязкостью до 70 мПа·с из пласта со значением коэффициента проницаемости $0,12 \div 0,22$ мкм².

Показана эффективность вытеснения нефти водогазовой смесью как метода повышения нефтеотдачи после заводнения на насыпных моделях пластов Шумовского месторождения, а затем подтверждена и на керновых колонках (рис. 5-6), при этом использованы рекомбинированные пробы нефти Шумовского месторождения (для Подольского горизонта с вязкостью 18,2 мПа·с и для Сакмарского горизонта с вязкостью 64 мПа·с). Отмечено, что хотя виден значительный прирост коэффициента вытеснения, но он намного ниже, чем в случае применения ВГВ с начала разработки. Все эксперименты по довытеснению проводились водогазовой смесью с газосодержанием из оптимальной области.

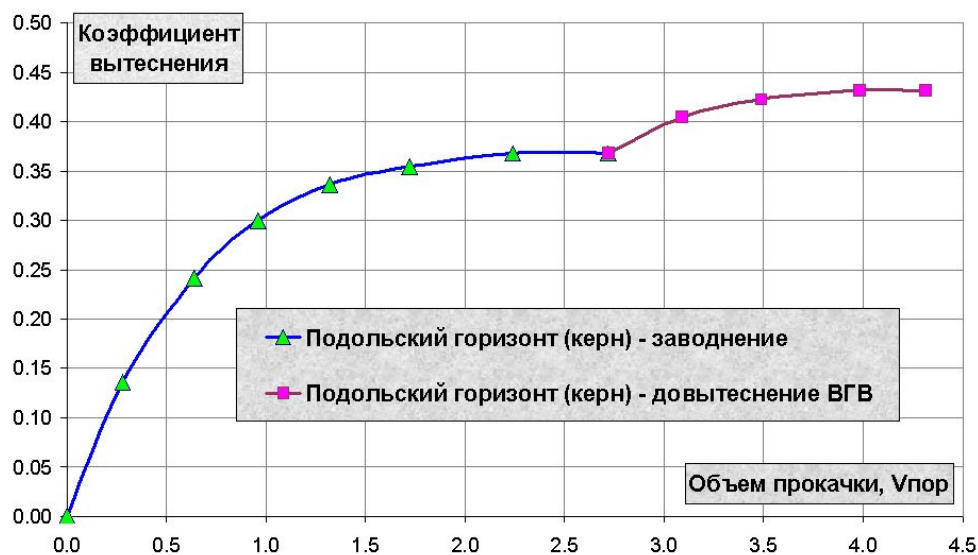


Рис. 5 - Зависимость коэффициента вытеснения от объема прокачанного флюида при заводнении и последующем довытеснении нефти водогазовой смесью после заводнения для подольского горизонта (на керне).

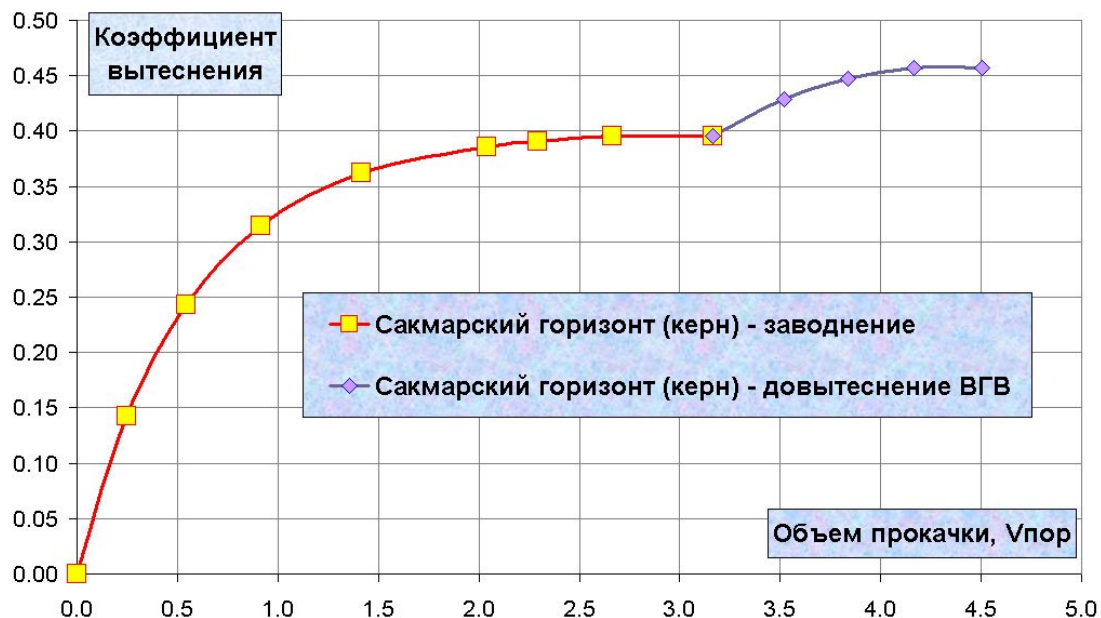


Рис. 6 - Зависимость коэффициента вытеснения от объема прокачанного флюида при заводнении и последующем довытеснении нефти водогазовой смесью после заводнения для сакмарского горизонта (на керне).

Итогом этого раздела стало определение эффективности водогазового воздействия при вытеснении нефти повышенной вязкости как с начала разработки, так и после заводнения. Также была определена область оптимальных газосодержаний водогазовой смеси для водогазового воздействия на пласт.

В третьей главе диссертационной работы представлены новые системы с применением насосов и струйных аппаратов, на которые получены патенты РФ. В разделе также приведены расчёты технологических схем для насосно-компрессорной закачки водогазовой смеси для Крапивинского и Южно-Тарасовского месторождений.

Известная принципиальная схема насосно-эжекторной технологии водогазового воздействия (авторы А.Н. Дроздов и А.А. Фаткуллин) не может быть реализована на многих месторождениях. Для реализации водогазового воздействия необходимо одновременно откачивать значительное количество газа, для получения водогазовой смеси с эффективным газосодержанием, а также создавать высокое давление на выходе из струйного аппарата, чтобы получить высокое давление нагнетания водогазовой смеси на выходе из всей системы, чтобы избежать негативного влияния газовой фазы на работу

дожимного центробежного насоса. Возникла необходимость развития известной схемы для адаптации к конкретным промышленным условиям.

Разработаны новые технические решения по насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачке водогазовой смеси, отличающиеся более высокими значениями производительности по газу, КПД системы, лучшей защитой дожимного насоса от вредного влияния свободного газа, которые защищены 2 патентами РФ на изобретение (№ 2293178 и № 2315589).

Задачей изобретения, защищенного патентом РФ № 2293178 (рис. 7-8), является повышение эффективности и расширение области применения водогазового воздействия на залежь путём увеличения производительности по газу и КПД при росте давления на приёме струйного аппарата. Повышение эффективности и расширение области применения системы достигаются тем, что в системе для водогазового воздействия на пласт на линии откачки газа установлен нагнетатель газа. Приём нагнетателя газа подключен к выходной газовой линии трёхфазного сепаратора, а выкидная газовая линия нагнетателя газа сообщена с приёмом струйного аппарата.

Повышение эффективности и расширение области применения системы достигается также тем, что линия подачи воды в подпорный насос сообщена с линией сброса воды трёхфазного сепаратора и/или с водозаборной скважиной. В водозаборной скважине установлен погружной насос. В качестве нагнетателя газа может использоваться компрессорная станция, винтовой мультифазный насос с буферной ёмкостью и циркуляцией жидкости или струйный компрессор, состоящий из трёхфазного сепаратора, дополнительного подпорного насоса, создающего циркуляцию рабочей жидкости в замкнутом контуре, линии отвода конденсата. Циркуляция воды в замкнутом контуре повышает её температуру, что может дополнительно увеличивать нефтеотдачу пласта. Конденсат либо закачивается в пласт (благоприятствует дополнительному вытеснению нефти из породы-коллектора), либо в нефтепровод (для снижения вязкости нефти и улучшения её качества), или в линию заправки баллонов.

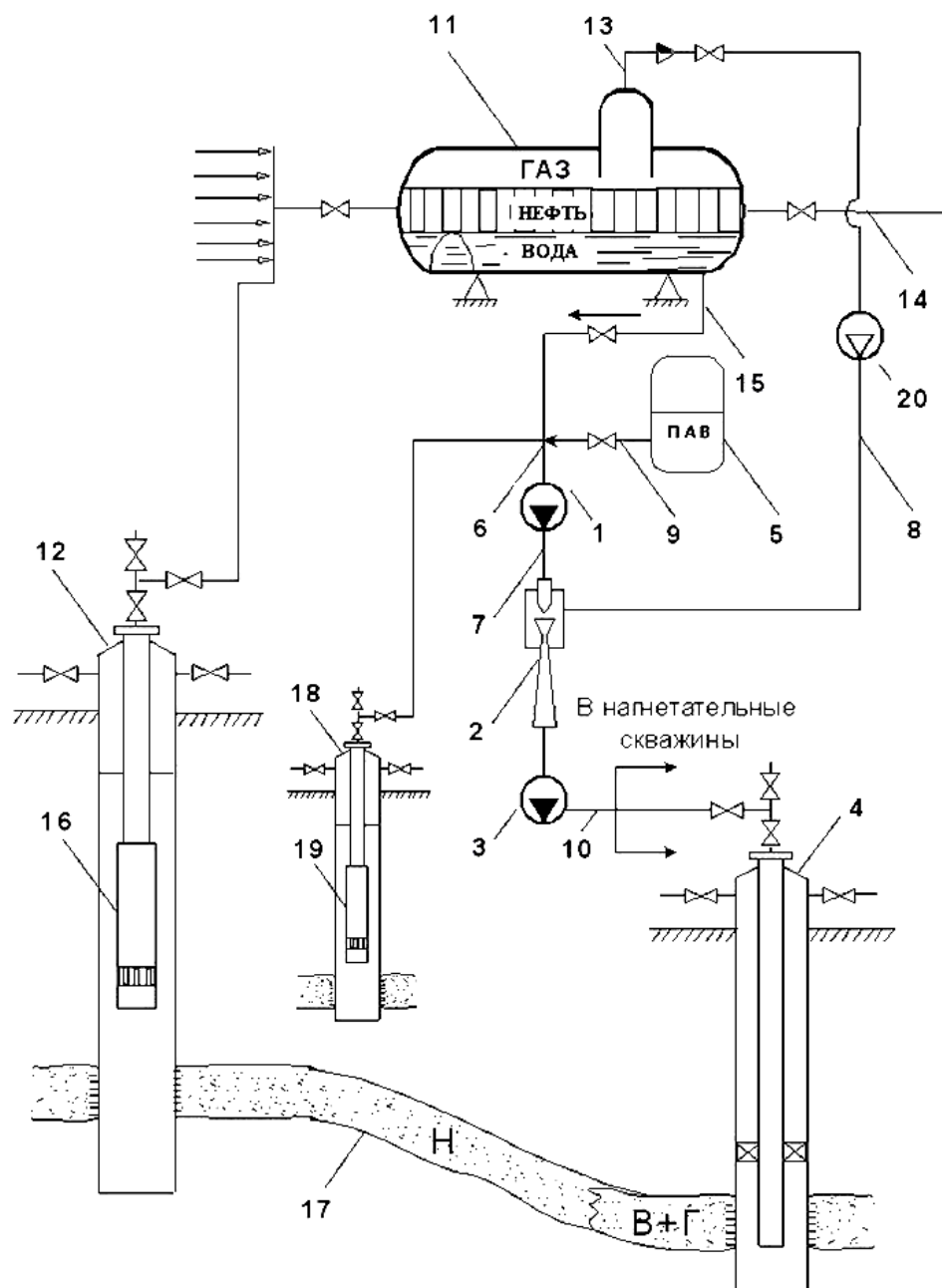


Рис. 7 - Система для водогазового воздействия на пласт (патент РФ № 2293178), в которой нагнетатель газа - компрессорная станция: 1,3 – центробежные насосы, 2 – струйные аппараты, 4 – нагнетательная скважина, 5 – ёмкость с ПАВ, 6,7,8,9,10,13,14,15 – линии для подачи воды, газа, водогазовой смеси, 11 – трёхфазные сепараторы, 12 – добывающая скважина, 16 – добывающий центробежный насос, 17 – пласт, 18 – водозаборная скважина, 19 – погружной насос, 20 – компрессорная станция.

В качестве дожимного насоса используется многоступенчатый центробежный насос, который может быть расположен горизонтально с приводом от наземного двигателя либо вертикально в шурфе с приводом от наземного двигателя или от погружного двигателя. Для защиты дожимного насоса от вредного влияния газовой фазы в поток воды до струйного аппарата последней ступени вводятся пенообразующие ПАВ, в струйном

аппарате вода, газ и ПАВ перемешиваются, создавая мелкодисперсную водогазовую смесь с высокими пенообразующими свойствами.

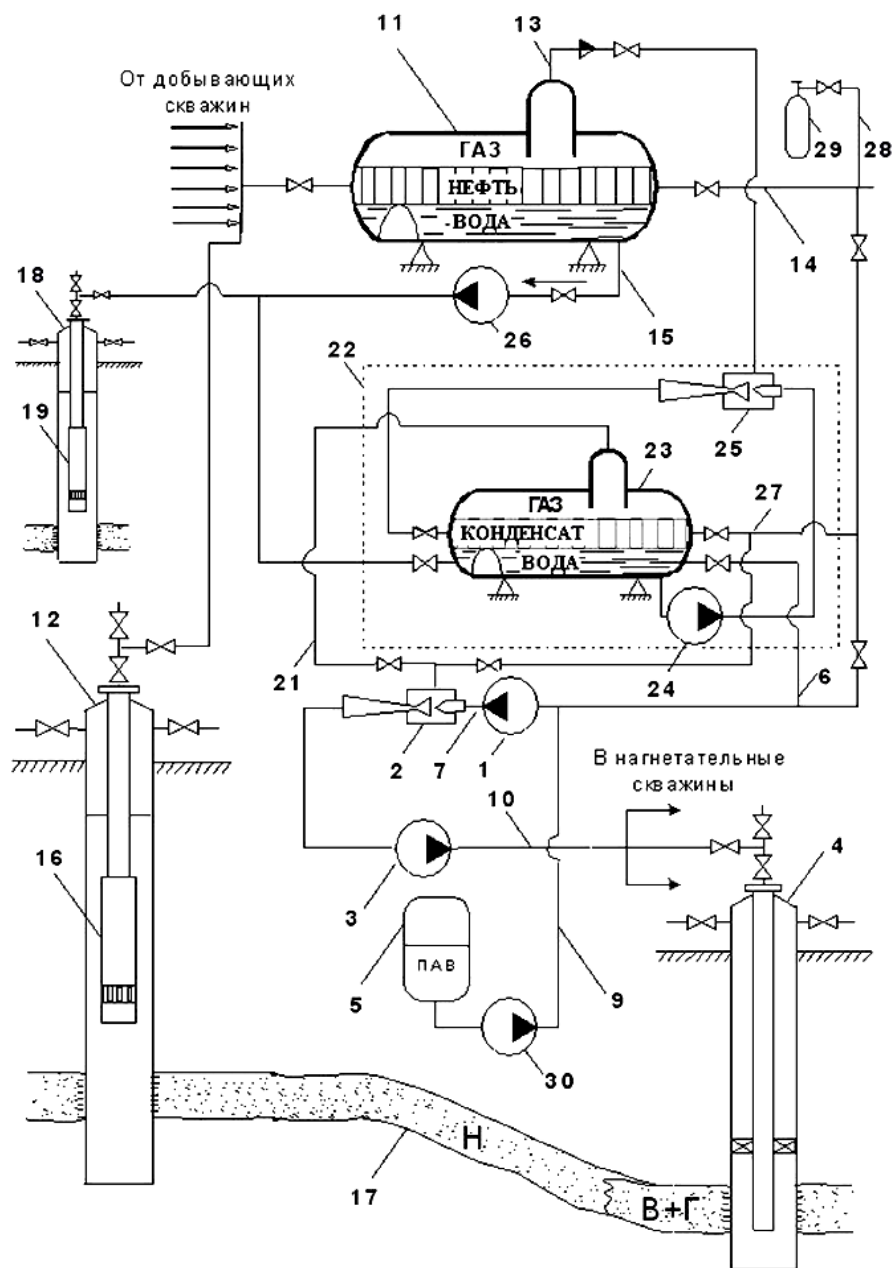


Рис. 8 - Система для водогазового воздействия на пласт (патент РФ № 2293178), в которой нагнетатель газа - "струйный компрессор": 1,3,24,26 – центробежные насосы, 2,25 – струйные аппараты, 4 – нагнетательная скважина, 5 – ёмкость с ПАВ, 6,7,8,9,10,13, 14,15,21,27,28 – линии для подачи воды, газа, водогазовой смеси, 11,23 – трёхфазные сепараторы, 12 – добывающая скважина, 16 – добывающий центробежный насос, 17 – пласт, 18 – водозаборная скважина, 19 – погружной насос, 20 – компрессорная станция, 22 – "струйный компрессор", 29 – баллон для конденсата, 30 – насос для дозирования ПАВ.

Двигатели всех центробежных насосов могут быть сообщены с частотными преобразователями, что позволяет осуществлять плавную регулировку режимных параметров в процессе водогазового воздействия.

Таким образом, предложенное техническое решение позволяет заметно повысить эффективность и расширить область применения водогазового

воздействия на залежь путём увеличения производительности по газу и КПД при росте давления на приёме струйного аппарата по сравнению с известными изобретениями.

Задачей изобретения, защищенного патентом РФ №2315589 (рис. 9), является повышение эффективности работы системы для водогазового воздействия на залежь путём интенсивного диспергирования газожидкостной смеси и снижения вредного влияния газа на характеристику дожимного насоса, а также расширение функциональных возможностей системы путем обеспечения нестационарных режимов закачки водогазовой смеси в пласт.

Повышение эффективности достигается тем, что в системе перед входом в дожимной насос последовательно расположены статический смеситель воды и газа, предварительно формирующий структуру смеси, и динамический диспергатор водогазовой смеси.

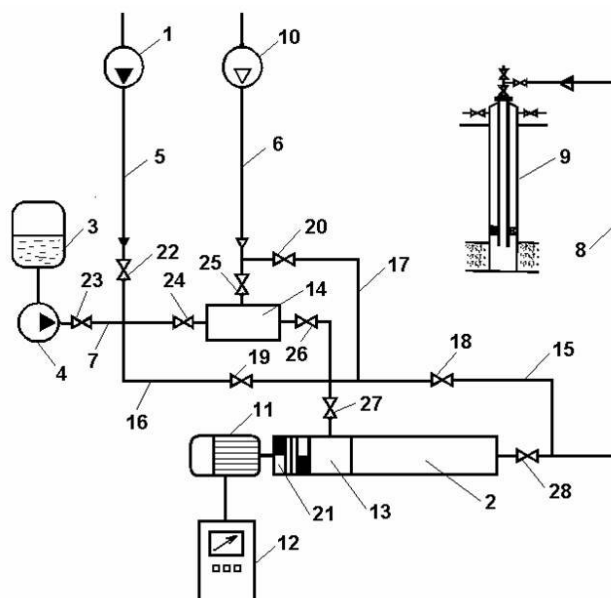


Рис. 9 - Система для водогазового воздействия на пласт (патент РФ № 2315589): 1 – подпорный насос, 2 – многоступенчатый лопастной насос, 3 – ёмкость с ПАВ, 4 – насос для дозирования ПАВ, 5,6,7,8,15,16,17 - линии для подачи воды, газа, водогазовой смеси, 9 – нагнетательная скважина, 10 – нагнетатель газа, 11 – электродвигатель, 12 – частотный преобразователь, 13 - динамический диспергатор, 14 - статический смеситель, 18,19,20,22, 23, 24, 25, 26, 27, 28 – задвижки, 21 – магнитная муфта.

Динамический диспергатор содержит вращающийся шнек и неподвижную лопаточную решётку на периферии шнека, при этом направление установки лопаток решётки противоположно направлению установки лопастей шнека. Динамический диспергатор и дожимной насос выполнены в виде единого модуля, при этом шнек диспергатора установлен

на валу насоса, а лопатки неподвижной решётки диспергатора выполнены в виде винтовой нарезки. Смеситель воды и газа, предварительно формирующий структуру смеси, выполнен в виде пористого фильтра, имеющего форму полого цилиндра. При этом линия подачи воды сообщена с внутренней полостью цилиндра пористого фильтра, линия подачи газа сообщена с внешней поверхностью полого цилиндра пористого фильтра, а внутренний диаметр полого цилиндра пористого фильтра меньше внутреннего диаметра линии подачи воды.

Поток воды с ПАВ поступает во внутреннюю полость цилиндра пористого фильтра. Газ поступает к внешней поверхности полого цилиндра пористого фильтра и далее сквозь него поступает в виде пузырьков в поток воды с ПАВ. В случае меньшего по сравнению с линией подачи воды внутреннего диаметра полого цилиндра пористого фильтра скорость потока увеличивается, что способствует дроблению газовых пузырьков. Так осуществляется предварительное формирование пузырьковой структуры водогазовой смеси. Далее, предварительно подготовленная водогазовая смесь поступает в динамический диспергатор на приёме дожимного насоса. При прохождении смеси через вращающийся шнек и неподвижную лопаточную решётку происходит интенсивное диспергирование предварительно сформированных в смесителе газовых пузырьков с одновременным повышением давления. Пенообразующие ПАВ при этом препятствуют слиянию измельчённых газовых пузырьков, образуя их сольватную “броню”.

Кроме того, в варианте реализации системы дожимной насос состоит из не менее чем двух пакетов ступеней, причём номинальная подача ступеней предыдущего пакета больше, чем номинальная подача ступеней последующего пакета, т.е. дожимной насос является “коническим”.

Мелкодисперсная смесь с высокими пенообразующими свойствами при повышенном давлении поступает в многоступенчатый дожимной лопастной насос, который, не испытывая в таких условиях вредного влияния газа, эффективно закачивает водогазовую смесь под высоким давлением в

нагнетательную скважину. Водогазовая смесь с ПАВ при вытеснении нефти из пласта обеспечивает высокий коэффициент нефтеотдачи.

При необходимости осуществляется также регулирование подачи и давления, развиваемого дожимным насосом, путем изменения частоты тока с помощью частотного преобразователя, что приводит к изменению частоты вращения электродвигателя и вала насоса. Герметичная магнитная муфта для передачи крутящего момента от электродвигателя к дожимному насосу позволяет избежать утечек водогазовой смеси в атмосферу по валу насоса.

Важно отметить, что наиболее сильное диспергирование водогазовой смеси, содержащей пенообразующие ПАВ, полностью устраняющее вредное влияние газа на работу дожимного насоса, обеспечивается только при наличии как предварительного формирования пузырьковой структуры в смесителе, так и дальнейшего дробления газовых пузырьков с повышением давления в динамическом диспергаторе. Раздельное использование этих признаков не приносит эффекта.

Таким образом, предложенное техническое решение позволяет повысить эффективность работы благодаря интенсивной диспергации смеси, устраняющей вредное влияние свободного газа на характеристику дожимного насоса, а также расширить функциональные возможности системы за счет реализации нестационарных режимов закачки воды, газа и водогазовой смеси в пласт.

Для промысловых условий разработаны и рассчитаны технологические схемы насосно-компрессорной закачки водогазовой смеси, при этом учтены имеющаяся инфраструктура и оборудование. Так, на Крапивинском месторождении целью внедрения водогазового воздействия стало повышение текущей нефтеотдачи пласта и одновременная утилизация попутного нефтяного газа в соответствии с лицензионным соглашением. Для этого необходимо при закачке водогазовой смеси для обеспечения заданной приёмистости поддерживать давление на забое нагнетательной скважины на том же уровне, что и при нагнетании воды; а также закачивать в пласт

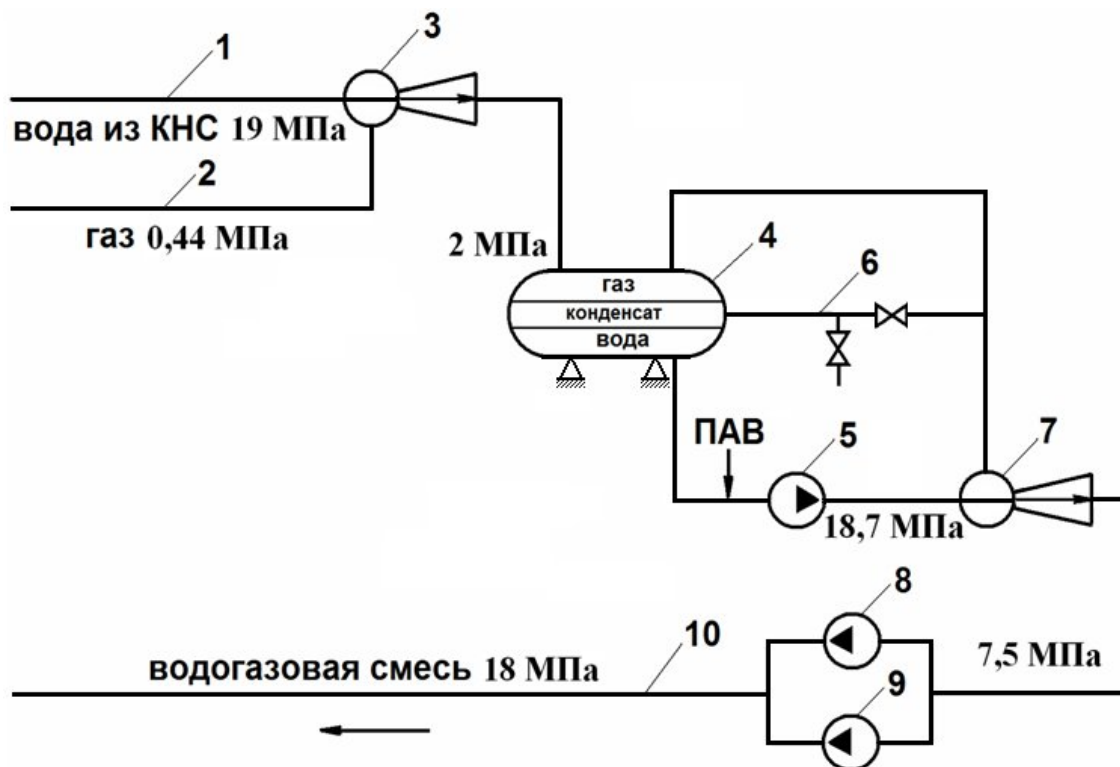


Рис. 10 - Технологическая схема насосно-компрессорной технологии ВГВ для Южно-Тарасовского месторождения: 1 – водовод высокого давления, 2 – газовая линия низкого давления от ДНС, 3 – эжектор первой ступени сжатия газа, 4 – сепаратор, 5, 8, 9 – многоступенчатые лопастные насосы, 6 – линия отвода конденсата, 7 – эжектор второй ступени сжатия газа, 10 – водовод к нагнетательным скважинам.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. По результатам физического моделирования установлена эффективность применения водогазового воздействия с начала разработки при вытеснении нефти с повышенной вязкостью по сравнению с традиционным заводнением.
2. Экспериментальные исследования показали, что водогазовое воздействие эффективно в качестве метода увеличения нефтеотдачи при довытеснении нефти повышенной вязкости после заводнения. Эффективность вытеснения нефти водогазовыми смесями, показанная экспериментами на насыпных моделях пласта, подтверждена физическим моделированием вытеснения нефти на керновых колонках.
3. Экспериментально определён оптимальный интервал газосодержаний водогазовой смеси, это позволяет наиболее эффективно осуществить водогазовое воздействие на пласты, содержащие нефти с повышенной вязкостью (до 70 мПа·с).

4. Получены аппроксимирующие зависимости, которые можно использовать для определения прироста коэффициента вытеснения при водогазовом воздействии (при проницаемости $0,12 \div 0,22$ мкм² и вязкости $1,2 \div 70$ мПа·с).
5. Получены 2 патента РФ на системы для водогазового воздействия на пласт, позволяющие значительно оптимизировать процесс нагнетания водогазовых смесей в пласт.
6. Разработаны и рассчитаны технологические схемы насосно-компрессорной закачки водогазовых смесей применительно к Крапивинскому и Южно-Тарасовскому месторождениям России.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Егоров Ю.А., Телков В.П. Новая технология водогазового воздействия на нефтяной пласт / Тезисы докладов научной конференции аспирантов, молодых преподавателей и сотрудников вузов и научных организаций “Молодежная наука нефтегазовому комплексу”, Москва, 2004.
2. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты / Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. – Территория НЕФТЕГАЗ, 2006, №2, стр. 54-59.
3. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Часть 2. Исследование довытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения / Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. – Территория НЕФТЕГАЗ, 2006, №3, стр. 48-51.
4. The Technology of and equipment for oil strata pressure maintenance by water-gas mixture injection / Drozdov A.N., Yegorov Yu.A., Telkov V.P. at al. – Oil Gas Chemistry, 2006, №2, 18-23.
5. Егоров Ю.А., Телков В.П. Насосно-эжекторная технология водогазового воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи / Тезисы докладов Научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых “Молодые – наукам о Земле”, Москва, 2006, стр. 175.

6. Егоров Ю.А., Телков В.П. Насосно-эжекторная технология водогазового воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи. - Новые идеи молодежи в науках о Земле. М.: ООО "Геоинформмарк", РосГео, 2006, стр. 126-134.
7. Патент 2293178 РФ, МПК E21B 43/20. Система для водогазового воздействия на пласт / Дроздов А.Н., Вербицкий В.С., Деньгаев А.В., Ламбин Д.Н., Красильников И.А., Егоров Ю.А., Телков В.П., Попов Д.И. Опубл. 10.02.2007, Б.И. №4.
8. Телков В.П., Егоров Ю.А. Применение насосно-эжекторной технологии водогазового воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи / Тезисы докладов 7-ой научно-технической конференции "Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России", Москва, 2007, стр. 160-161.
9. Исследование эффективности вытеснения высоковязкой нефти водогазовыми смесями / Дроздов А.Н., Телков В.П., Егоров Ю.А. и др. – Нефтяное хозяйство, 2007, №1, стр. 58-59.
10. Телков В.П. Водогазовое воздействие на пласт: обзор известных технологий, перспективные направления, подтверждение эффективности МУН физическим моделированием / Сборник научных трудов 1-ой Всероссийской научно-практической конференции "Современные технологии для ТЭК Западной Сибири", Тюмень, 2007, стр. 59-60.
11. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. Водогазовое воздействие: исследование процесса вытеснения нефтей различной вязкости применительно к Шумовскому месторождению. – Территория НЕФТЕГАЗ, 2007, №4, стр. 56-61.
12. Телков В.П. Преимущества насосно-компрессорной технологии водогазового воздействия на пласт / Тезисы к докладам первой межрегиональной конференции молодых специалистов "Извлечение трудноизвлекаемых запасов нефти", Ноябрьск, 2007, стр. 62.
13. Telkov V.P.: "Improvement of Oil Recovery by Jet and Electrical Centrifugal Pumping Technology of Water/Gas Influence," paper SPE 114332-

STU presented at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, 11-14 November.

14. Патент 2315589 РФ, МПК E21B 43/20. Система для водогазового воздействия на пласт / Дроздов А.Н., Вербицкий В.С., Деньгаев А.В., Агеев Ш.Р., Анохин В.Д., Егоров Ю.А., Телков В.П., Красильников И.А., Ламбин Д.Н. Опубл. 27.01.2008, Б.И. №3.

15. Телков В.П. Определение оптимальных условий и области применения водогазового воздействия на пласт с целью увеличения КИН и утилизации ПНГ / Тезисы докладов молодежной научно-технической конференции с международным участием “Основные проблемы освоения и обустройства нефтегазовых месторождений и пути их решения”, Оренбург, 2008, стр. 18.

16. Технология и техника водогазового воздействия на пласт для повышения углеводородоотдачи и утилизации попутного газа с помощью насосно-эжекторных систем / Дроздов А.Н., Красильников И.А., Телков В.П. и др. – Территория Нефтегаз, 2008, №8, стр. 54-61.

17. Telkov V.P., Egorov Yu.A. Research of conditions and scopes of water-gas influence on the layer with the purpose of increase in the current and final Oil Recovery factor. - paper SPE 117379 presented at the 2008 SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 28-30 October.

18. Solution of problems of water-gas influence (WGI) on the layer using jet and electrical centrifugal pumping technology / Drozdov A.N., Telkov V.P., Egorov Yu.A. at al. - paper SPE 117380 presented at the 2008 SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 28-30 October.

19. Телков В.П. Определение оптимальных условий и области применения водогазового воздействия на пласт с целью увеличения КИН и утилизации ПНГ. – Нефтепромышленное дело, 2008, №11, стр. 57-59.