

На правах рукописи

УДК 622. 276. 1/4

КОКОРЕВ ВАЛЕРИЙ ИВАНОВИЧ

**ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ И
НЕТРАДИЦИОННЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ**

**Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»**

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание ученой степени

доктора технических наук

Москва – 2010 г.

Работа выполнена в ОАО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» (РИТЭК)

Научный консультант: доктор технических наук, профессор
Боксерман Аркадий Анатольевич

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Михайлов Николай Нилович
доктор технических наук, профессор
Тер-Саркисов Рудольф Михайлович
доктор технических наук
Хисметов Тофик Велиевич

Ведущее предприятие: ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт (ВНИИнефть) имени академика А.П. Крылова».

Защита состоится «20» октября 2010 г. в 14-00 часов на заседании Диссертационного Совета Д.002.076.01 Института проблем нефти и газа РАН по адресу: 119933, г. Москва, ул. Губкина, 3.

С диссертацией можно ознакомиться у Ученого секретаря Диссертационного Совета Д.002.076.01 Института проблем нефти и газа РАН.

Отзывы на автореферат можно присылать по адресу: 119933, г. Москва, ул. Губкина, 3. Институт проблем нефти и газа РАН.

Автореферат разослан «20» июля 2010 г.

Ученый секретарь

Диссертационного Совета Д.002.076.01,

кандидат технических наук

М.Н. Баганова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Первоочередной задачей на современном этапе развития нефтедобывающего комплекса России является преодоление многолетних негативных процессов в воспроизводстве сырьевой базы нефтедобычи. В связи с этим возрастает значимость внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и в первую очередь:

- на возрастающей доле месторождений с трудноизвлекаемыми запасами;
- на не введенных в промышленную разработку месторождениях, содержащих нетрадиционные ресурсы в нефтематеринских породах баженовской свиты.

Инновационное развитие нефтедобычи в стране возможно за счет создания, развития и внедрения новых наукоемких и эффективных МУН. Это предопределяет решение проблемы воспроизводства сырьевой базы, стабильного развития в долгосрочной перспективе российской нефтедобычи и обеспечения энергетической безопасности страны.

Согласно зарубежному опыту, в течение последних 15 лет на основе промышленного освоения современных МУН, мировые доказанные извлекаемые запасы увеличились в 1,4 раза, а проектная нефтеотдача приблизилась к 50 %. И это на фоне заметного ухудшения структуры запасов и увеличения доли трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов нефти.

Актуальность тематики данной диссертации предопределяется и тем, что решение указанных задач предусмотрено Энергетической стратегией России на период до 2030 года.

Диссертационная работа выполнена в рамках тематических научно-исследовательских работ ОАО «РИТЭК» по Государственному контракту с Федеральным агентством по науке и инновациям от 16.05.07. № 02.525.11.5002 «Создание и внедрение инновационного технологического комплекса для добычи трудноизвлекаемого и нетрадиционного углеводородного сырья (кероген, битуминозные пески, высоковязкие нефти)». В результате соответствующих исследований в работе представлены сформированные к

настоящему времени технико-технологические основы данного инновационного комплекса, а также данные промысловой апробации большинства его составных компонентов применительно к условиям месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти.

Цель работы – обобщение, развитие, создание и внедрение технико-технологических основ инновационного комплекса методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти с использованием результатов теоретических, экспериментальных и промысловых исследований водогазового, парагазового и термогазового МУН.

Основные задачи исследований

1. На основе анализа состояния сырьевой базы нефтедобычи, потенциала трудноизвлекаемых запасов нефти и нетрадиционных углеводородных ресурсов для её воспроизводства обосновать приоритетные направления инновационного развития современных МУН применительно к структуре запасов России.

2. Исследовать повышение эффективности водогазового воздействия на основе модернизации и использования бустерных насосно-компрессорных установок на экспериментальном стенде и в промысловых условиях.

3. Исследовать пути увеличения эффективности разработки месторождений высоковязкой нефти (ВВН) на основе создания и применения забойного парагазогенератора, работающего на монотопливе с обеспечением интеграции теплового и газового воздействий на пласт.

4. Выявить причины неэффективности разработки месторождений БС традиционными способами. В результате обобщения отечественных и зарубежных данных оценить роль инновационного развития способов разработки нетрадиционных углеводородных ресурсов баженовской свиты (БС) в воспроизводстве сырьевой базы нефтедобычи.

5. Обосновать возможности интеграции теплового и газового

воздействий, т.е. термогазового МУН в качестве эффективного технико-технологического комплекса разработки месторождений БС на основе обобщения результатов промысловых и лабораторных исследований.

6. Установить влияние температуры на фильтрационно-емкостные свойства пород БС по данным промысловых и лабораторных исследований.

- Исследовать особенности термогазового воздействия (ТГВ) с целью преодоления негативного влияния фильтрационно-емкостных свойств породы БС применительно к условиям реальных месторождений.

- Исследовать влияние темпов закачки водовоздушной смеси и величины водовоздушного отношения на эффективность ТГВ на недренируемые зоны матрицы БС и извлечение из них нефти.

- Разработать принципы управления термогазовое воздействие на породы БС путем регулирования величины отношения закачиваемых в пласт воды и воздуха.

7. Обосновать программу промысловых испытаний инновационного технико-технологического комплекса по ТГВ на реальном месторождении, методов контроля результатов опытных работ, научного сопровождения и мониторинга промысловых испытаний.

8. Оценить возможный потенциал прироста извлекаемых запасов в результате применения термогазового МУН, с учетом условий реального месторождения.

Выполнить анализ первых результатов опытных работ на реальном месторождении и провести сопоставление теоретических и экспериментальных исследований.

Методы решения поставленных задач. Для решения поставленных в диссертации задач проводились следующие научные работы:

- учтен отечественный и зарубежный опыт разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, в том числе, на основе МУН;

- выполнены необходимые теоретические, лабораторные и

промысловые исследования на основе традиционных или специализированных методик и алгоритмов;

- за основу методов увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами приняты газовые и тепловые технологии воздействия, эффективность которых повышена за счет авторских технико-технологических решений;

- при создании и промысловых испытаниях технико-технологических средств для реализации интегрированных МУН проводились стендовые исследования, исследования скважин, анализ фактических отказов оборудования с учетом отечественного и зарубежного опыта.

Научная новизна работы. По мнению автора, она заключается в следующем.

1. Обоснованы технические и технологические решения по реализации инновационных интегрированных МУН, обеспечивающих существенное повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и углеводородного сырья в нефтекерогеносодержащих породах.

2. Создан экспериментальный стенд, не имеющий аналогов в России, с помощью которого проведены исследования и испытания бустерных насосно-компрессорных установок с жидкостным поршнем (гидрозатвором). На основании полученных результатов проведена модернизация бустерных камер с целью повышения эффективности и надежности их работы как наиболее важной компоненты при использовании газового МУН и его интеграции с заводнением, т.е. при чередующейся и совместной закачке вытесняющих агентов (газа и воды) на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

3. Впервые сконструирован и прошел промысловые испытания забойный парогазогенератор (ЗПГГ), работающий на монотопливе, для теплового воздействия на пласт и обработки призабойных зон скважин.

Обоснован оптимальный состав монотоплива на основе водных растворов горючего (карбамида) и окислителя (аммиачной селитры),

обеспечивающий при начальном нагреве высокотемпературное разложение и генерацию парогазовой смеси.

4. В результате проведения и обобщения лабораторных исследований установлена перспективность применения теплового воздействия на породы баженовской свиты за счет:

- возрастания, с повышением температуры пласта, фильтрационно-емкостных свойств пород БС;
- роста размеров области дренирования;
- вовлечения в процесс дренирования запасов легкой нефти как в микротрещиноватых, так и в макротрещиноватых породах;
- извлечения углеводородов из керогена.

5. В качестве базового теплового воздействия на отложения БС предложено использовать термогазовое воздействие, обеспечивающее выработку тепловой энергии непосредственно в пласте за счет самопроизвольных внутрипластовых окислительных процессов.

Согласно выполненным исследованиям, реализация интегрированного воздействия позволит обеспечить не только эффективное смешивающееся вытеснение нефти из дренируемых зон, но и ввод в активную разработку нефтекерогеносодержащих микропроницаемых зон, а также извлечение углеводородов из керогена за счет его термического крекинга и пиролиза.

6. Установлено влияние темпов закачки воздуха и величины водовоздушной смеси на степень прогрева до определенной температуры недренируемой низкопроницаемой зоны пласта. В частности, показано, что:

- с увеличением водовоздушного отношения возрастает скорость перемещения тепловой оторочки в дренируемой зоне, сопровождающаяся ростом размера прогреваемой недренируемой зоны, примыкающей к дренируемой зоне;
- увеличение скорости перемещения тепловой оторочки приводит к уменьшению глубины прогрева недренируемой зоны (матрицы).

7. Обоснован термогазовый способ разработки применительно к

условиям геологического строения Средне-Назымского месторождения на основе оптимизации темпов закачки кислородсодержащей смеси и соотношения её состава – водовоздушного отношения (ВВО) из условия необходимости прогрева (до температуры не ниже 250–300 °С) максимально возможного объема нефтекерогеносодержащей недренируемой матрицы, окружающей охваченные дренированием теплогенерирующие зоны пласта.

В результате обеспечивается не только эффективное смешивающееся вытеснение нефти из дренируемых зон, но и ввод в активную разработку нефтекерогеносодержащих микропроницаемых зон, запасы нефти в которых, при традиционных методах воздействия в разработку не вовлекаются.

8. Обоснован комплекс мероприятий контроля реализации процесса ТГВ на скважинах и во всех элементах системы обустройства промысла, исключая аварийные ситуации.

Практическая значимость результатов исследований

- Для нефтедобывающего комплекса страны характерен крайне незначительный опыт внедрения газовых методов увеличения нефтеотдачи пластов. Одна из причин состоит в отсутствии необходимой номенклатуры отечественного оборудования. В связи с этим, накопленный опыт по обоснованию технико-технологических решений, созданию оборудования и выполнение опытно-промысловых исследований разнохарактерных технологий повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) на трех опытных участках, разных по геологическим условиям месторождений представляет несомненный интерес для отечественных нефтегазовых компаний.

- Из технических средств, используемых при повышении КИН, внимания промысловиков заслуживают модернизированный бустерный насосно-компрессорный агрегат и новая разновидность забойного парогазогенератора, работающего на монотопливе.

- Предложенный комплекс технико-технологических решений, реализованный на Средне-Назымском месторождении, представляется

перспективным для освоения огромных запасов нефти в баженовских отложениях.

- Проведенные опытно-промышленные работы (ОПР) по водогазовому воздействию (ВГВ) на Восточно-Перевальном месторождении обеспечили дополнительную добычу нефти более 23 тыс. т.

Применение ЗПГГ на месторождениях ВВН, позволит дополнительно добыть от проведения только одной скважино-операции ~700 т нефти.

Новые результаты ОПР, при использовании ТГВ на Средне-Назымском месторождении, обеспечат дополнительную добычу нефти из матрицы и керогена в размере ~300 тыс. т., а суммарная добыча составит ~760 тыс. т.

Степень внедрения результатов исследований. Результаты выполненных в диссертации исследований вошли в проектные документы и в настоящее время проводятся ОПР на четырех месторождениях, разрабатываемых ОАО «РИТЭК».

Подготовлены и утверждены в Роснедра следующие проектные документы для внедрения новых методов:

- Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Перевального месторождения с использованием водогазового воздействия (Протокол ЦКР Роснедра № 4569 от 29 апреля 2009 г.);

- Технологическая схема опытно-промышленных работ по термогазовому воздействию на отложениях баженовской свиты Средне-Назымского месторождения. (Протокол ЦКР Роснедра № 4842 от 17 марта 2010 г.);

- Дополнение к технологической схеме разработки Средне-Хулымского нефтяного месторождения с использованием водогазового воздействия (Протокол ЦКР Роснедра № 4052 от 21 июня 2007 г.);

В настоящее время реализуется Программа опытно-промышленных работ ОАО «РИТЭК» по применению метода парагазового воздействия на Мельниковском месторождении (Приказ № 1 ОАО «РИТЭК» от 11 января 2010 г.).

Подготовлены и утверждены в Роснедра проектные документы для внедрения методов водогазового воздействия ещё на трёх нефтяных

месторождениях: Сергинском, Выинтойском и Большом Ольховском.

Произведена оценка потенциала прироста извлекаемых запасов нефти за счет освоения и развития предложенного инновационного технико-технологического комплекса, а также его составных компонентов.

Публикации. Основные положения диссертационной работы изложены в 24-х научно-исследовательских отчетах и 39 опубликованных работах, в том числе, в одной монографии, 22-х статьях в российских рецензируемых журналах и изданиях (из них 13 в журналах, входящих в перечень, рекомендованный ВАК Минобрнауки РФ), 12 патентах и 4-х поданных заявках на изобретения и полезные модели.

Защищаемые положения

1. Основы инновационных технико-технологических решений для интеграции тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи, обеспечивающие существенное повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и создание нового термогазового способа разработки месторождений углеводородного сырья в нефтекерогеносодержащих породах баженовской свиты с целью их вовлечения в промышленную эксплуатацию.

2. Доказано положительное влияние увеличения температуры прогрева на фильтрационно-емкостные свойства недренируемых зон баженовской свиты и извлечение из них нефти, а также на извлечение углеводородов из керогена за счет пиролиза и крекинга.

3. Обоснован термогазовый способ разработки месторождений баженовской свиты, принципиальная особенность которого заключается во внутрипластовой трансформации закачиваемой водовоздушной смеси в смешивающийся вытесняющий агент и обеспечении значительного прогрева недренируемых зон пласта на основе оптимизационного регулирования водовоздушного отношения.

4. Предложен и реализован забойный парогазогенератор, работающий на монотопливе, формируемом на основе водных растворов горючего (карбамида) и окислителя (аммиачная селитра).

5. Проведены исследования режимов работы бустерных насосно-компрессорных установок в широком диапазоне объемов перекачки газа и водогазовых смесей на созданном экспериментальном стенде, с целью модернизации конструкции бустерных камер и минимизации промысловых рисков, связанных с пожаро- и взрывобезопасностью при эксплуатации водогазовых комплексов, с доведением исследований до уровня практической реализации.

Личный вклад. Автором лично обоснованы научные основы создания и развития инновационного технико-технологического комплекса разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти. Автору принадлежит постановка проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти, с использованием современных и эффективных МУН (водогазового, парогазового и термогазового) и доведения исследований до уровня практической реализации.

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов, заключения, списка литературы, включающего более 203 публикаций отечественных и зарубежных исследователей. Работа изложена на 339 страницах машинописного текста, включает 39 таблиц и 107 рисунков.

Благодарности. Автор выражает благодарность научному консультанту А.А. Боксерману за плодотворные идеи, ценные советы и внимание в процессе работы над диссертацией. Автор выражает искреннюю признательность В.И. Грайферу, С.Н. Закирову, О.В. Чубанову, В.М. Максимову, Н.Н. Михайлову, Л.А. Абуковой, В.Д. Лысенко, А.С. Якимову, В.Б. Карпову, Г.И. Орлову, В.А. Галустянцу, В.Н. Мартынову, А.М. Полищуку, С.А. Власову, К.А. Бугаеву, Т.А. Алекперову, В.А. Плынину, С.Г. Вольпину, М.С. Лыкину, Д.И. Слепцову,

И.А. Ахмадейшину и другим коллегам и соавторам за многолетнее сотрудничество, а также сотрудникам предприятий, участвующих в разработке и внедрении положений диссертации: ОАО «РИТЭК», НГДУ «РИТЭКнефть», НГДУ «ТатРИТЭКнефть», НГДУ «РИТЭКХанты-Мансийскнефть», НГДУ «РИТЭКНадымнефть», ФГУП «Центр им. М.В.Келдыша», ОАО «ВНИИнефть», ОАО «Зарубежнефть», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ООО НПК «РАНКО», ОАО «НижневартовскНИПИнефть», АНО НТО «ИТИН» и другим.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность темы исследований, определены основные задачи, показаны научная новизна и практическая ценность работы, сформулированы защищаемые положения.

Показана необходимость преодоления негативных процессов в воспроизводстве сырьевой базы нефтедобычи и её использования на основе инновационного развития и внедрения современных МУН. В первую очередь, выделяются месторождения с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными ресурсами в нефтематеринских породах БС, что предопределяет актуальность исследуемых в диссертационной работе задач.

Проблемы повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами, на основе создания и развития современных МУН, широко освещены в трудах таких известных ученых, как М.Т. Абасов, Д.Г. Антониади, Ю.Е. Батурин, К.С. Басниев, А.А. Боксерман, Ю.П. Борисов, Г.Г. Вахитов, С.А. Власов, С.Г. Вольпин, А.Т. Горбунов, В.И. Грайфер, И.С. Джафаров, А.Н. Дмитриевский, А.И. Ермолаев, С.А. Жданов, Ю.П. Желтов, С.Н. Закиров, М.Ю. Зубков, А.П. Крылов, А.К. Курбанов, В.Д. Лысенко, Р.А. Максutow, Г.Е. Малофеев, Г.С. Малютин, И.И. Нестеров, А.Х. Мирзаджанзаде, Р.Х. Муслимов, М.Д. Розенберг, Б.Ф. Сазонов, М.М. Саттаров, Э.М. Симкин, В.П. Сонич, Э.М. Соломатин, Г.С. Степанова, Л.М. Сургучев, А.Я. Фурсов, М.М. Хасанов, Э.М. Халимов, А.Х., Шахвердиев, И.Г. Шпуров, Д. Арпс, Ф. Крейг, М. Маскет, Р. Мур, А. Фассихи и многих других.

В первой главе работы проводится анализ состояния современной структуры сырьевой базы нефтедобычи России. На основе обобщения мирового и отечественного опыта, показывается необходимость воспроизводства сырьевой базы отечественной нефтедобычи за счет применения современных МУН и ввода в эффективную разработку трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных ресурсов в керогенонефтематеринских породах БС.

Рассматриваются наиболее важные характеристики структуры ресурсной базы, обозначен широкий диапазон неравномерного распределения перспективных и прогнозных ресурсов, запасов по нефтегазоносным провинциям разведанных месторождений, по качеству нефти, по размерам залежей и степени их освоения.

Актуальность формирования и развития этого направления определяется и тем, что предотвратить долговременное падение российской нефтедобычи невозможно только за счет открытия и ввода в разработку новых месторождений в труднодоступных регионах Восточной Сибири и континентального шельфа. Выявлено, что среди трудноизвлекаемых запасов нефти наибольшим потенциалом их прироста обладают месторождения с низкопроницаемыми коллекторами и высоковязкой нефтью. Для них характерны соответственно высокая доля в трудноизвлекаемых запасах (71 и 25 %), низкая степень извлечения нефти (не более 28 и 25 %) и низкая степень выработки запасов (18 и 25 %).

Установлено, что основная доля запасов нетрадиционных углеводородов, многократно превышающих традиционные запасы нефти в России, сосредоточена в виде легкой нефти в уникальных нефтематеринских породах БС, распространенных в центральной части Западно-Сибирской низменности площадью более 1 млн км². Характерными для этих пород БС являются сложные фильтрационно-емкостные свойства залежей при средней глубине залегания от 2500 до 3000 м, толщине залежей от 10 до 40 м и температуре пласта от 80 до 134 °С.

К настоящему времени эффективный способ разработки месторождений

БС еще не создан и все попытки применения традиционных технологий, в конечном итоге, сопровождаются весьма низкой нефтеотдачей (3–5 %). Ввиду отсутствия эффективных технологий рентабельного извлечения нефти из отложений БС, эти гигантские запасы отнесены к категории забалансовых. Тем не менее, огромный потенциал ресурсов БС диктует необходимость их эффективного освоения уже в ближайшей перспективе.

Главным условием промышленного освоения этих запасов является создание инновационного способа термогазового воздействия на породы БС, отдельные компоненты которого, в то же время могут быть использованы для повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти.

Во второй главе изложены инновационные технико-технологические основы водогазового способа разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. В данной главе рассматриваются особенности внутрипластовых процессов при реализации газовых МУН, проведен анализ и обобщены результаты лабораторных и промысловых экспериментов по водогазовому воздействию (ВГВ) на пласт.

ВГВ является методом значительного увеличения нефтеотдачи пластов. Интегрированный эффект обоих вытесняющих агентов (газа и воды) обеспечивает значительное повышение нефтеотдачи пластов (в 1,2–1,4 раза больше, чем при заводнении) и позволяет рентабельно осваивать трудноизвлекаемые запасы нефти.

В России эти методы не нашли широкого применения, потому что отечественная промышленность не выпускает компрессионное оборудование высокого давления для закачки попутного нефтяного газа в пласт без предварительной его подготовки (осушки).

К настоящему времени наиболее разработанными и применяемыми в ОАО «РИТЭК» являются два метода ВГВ. Они различаются технологией закачки вытесняющих агентов. Используемые технологии характеризуются чередующейся (попеременной) закачкой газа и воды либо совместной (одновременной) закачкой вытесняющих агентов в составе водогазовой смеси.

Так как давление нагнетания достаточно высокое (до 30–40 МПа), следовательно, требуется уникальное и дорогостоящее оборудование. Для этих целей в качестве компрессорного агрегата был выбран насос-компрессор с жидкостным поршнем (гидрозатвором), созданный на базе плунжерного насоса. Такое техническое решение позволило обойтись без дорогостоящей в строительстве и эксплуатации системы подготовки газа перед насос-компрессором. В связи с тем, что основным составным компонентом ВГВ является именно бустерная насосно-компрессорная установка (БНКУ), данный фактор и предопределяет высокие требования к её надежности и безопасности.

Опытно-промышленная эксплуатация данной БНКУ показала необходимость проведения стендовых исследовательских работ с целью повышения производительности и надежности работы этой установки.

В связи с этим, под руководством и при непосредственном участии автора был сконструирован (защищенный патентом) экспериментальный стенд (рис. 1) для проведения исследований компрессионной части бустерных установок и выявления причин влияния эксплуатационных факторов на режимы нагнетания водогазовых смесей с различными водогазовыми отношениями.



Рис. 1. Стенд для испытания компрессоров с жидкостным поршнем

Конечной целью этой работы было повышение показателей и надежности работы БНКУ.

Особое внимание в работе обращается на то, что созданный экспериментальный стенд может использоваться для проведения испытаний с целью минимизации промышленных рисков, связанных с пожаро- и взрывобезопасностью при эксплуатации комплексов водогазового воздействия. По результатам серии экспериментов получены данные об объёмной производительности насос-компрессора по условиям всасывания, а также проведён анализ влияния на неё режимных параметров. На рисунке 2 показана зависимость объёмной производительности по газу от относительного расхода питательной жидкости. Как видно из графика, реальная производительность по газу при увеличении расхода питательной жидкости снижается незначительно (в диапазоне $q_{отн} = 5-10\%$ снижение составляет не более 2%). Это объясняется улучшением условий замещения верхней части жидкостного поршня, что положительно влияет на процесс компремирования газа.

Зависимость объёмной производительности по газу от скорости вращения коренного вала (n), представленная на рис. 3, показывает, что она практически линейно растёт с увеличением n . Таким образом, по характеру кривой можно сделать заключение, что вполне реально и дальнейшее повышение производительности установки путём увеличения скорости вращения коренного вала.

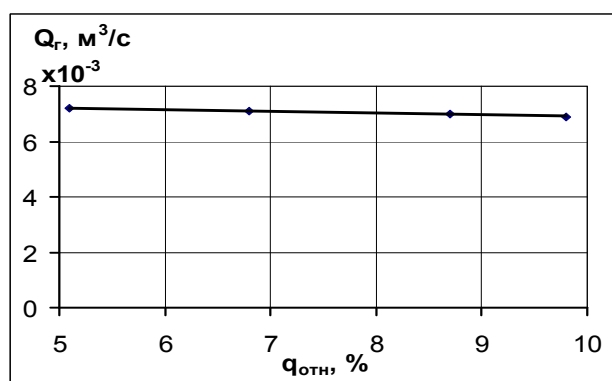


Рис. 2. Зависимость объёмной производительности по газу от относительного расхода питательной жидкости ($\varepsilon = 5$; $n = 1,2 \text{ с}^{-1}$)

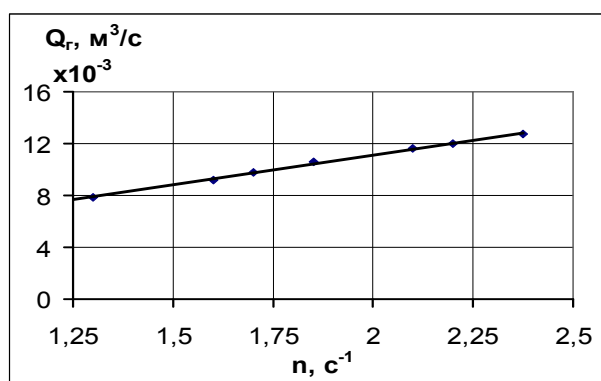


Рис. 3. Зависимость объёмной производительности по газу от скорости вращения коренного вала ($\varepsilon = 4$; $Q_{ж} = 27 \text{ л/мин}$)

С увеличением отношения давлений на входе и выходе, объёмная производительность по газу практически линейно снижается, как это видно из

графика (рис. 4). Данная зависимость характерна и для традиционных компрессоров, так как с ростом отношения давлений увеличивается влияние остаточного газа.

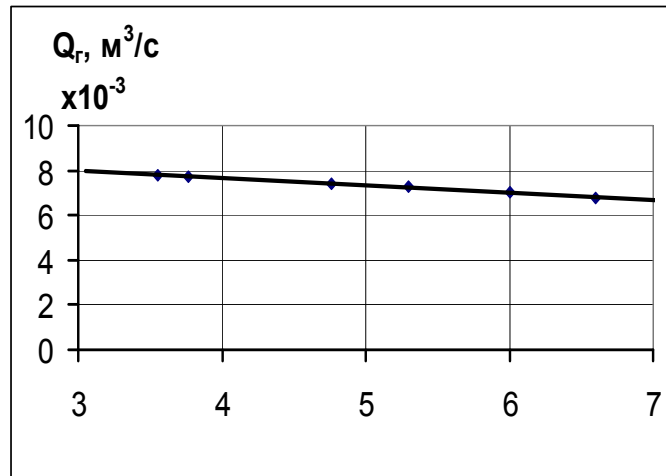


Рис. 4. Зависимость объёмной производительности по газу от отношения давлений на входе и выходе ($Q_{\text{ж}}=27$ л/мин, $n=1,3$ с⁻¹)

Основываясь на данных проведенных, на полноразмерной установке стендовых испытаний, автор делает следующие выводы.

- Разработанные компрессионные камеры стабильно функционируют в исследованном диапазоне режимов: отношение давлений $\varepsilon = 3,0\text{--}6,6$ при давлении всасывания $P_{\text{вс}} = 2,1$ МПа; относительный расход питательной жидкости $q_{\text{отн}} = 4,5\text{--}10$ % (29,6–52,7 л/мин); частота вращения коренного вала насос-компрессора $n_0 = 73\text{--}142$ мин⁻¹.

- Производительность установки несущественно снижается с ростом расхода питательной жидкости.

- Возможно увеличение производительности установки за счёт увеличения скорости вращения коренного вала насос-компрессора.

- Конструкторские разработки были направлены на оптимизацию внутреннего профиля рабочей камеры, рациональную организацию подвода газа и отвода газожидкостной смеси, подбор параметров всасывающего и нагнетательного клапанов, обеспечивающий их надёжность и своевременное перекрытие всасывающей и нагнетательной линий.

На основе стендовых испытаний, теоретической концептуальной

проработки и математического моделирования рабочего процесса насосно-компрессорной установки с жидкостным поршнем была разработана и модернизирована конструкция компрессионной камеры (рис. 5, б).

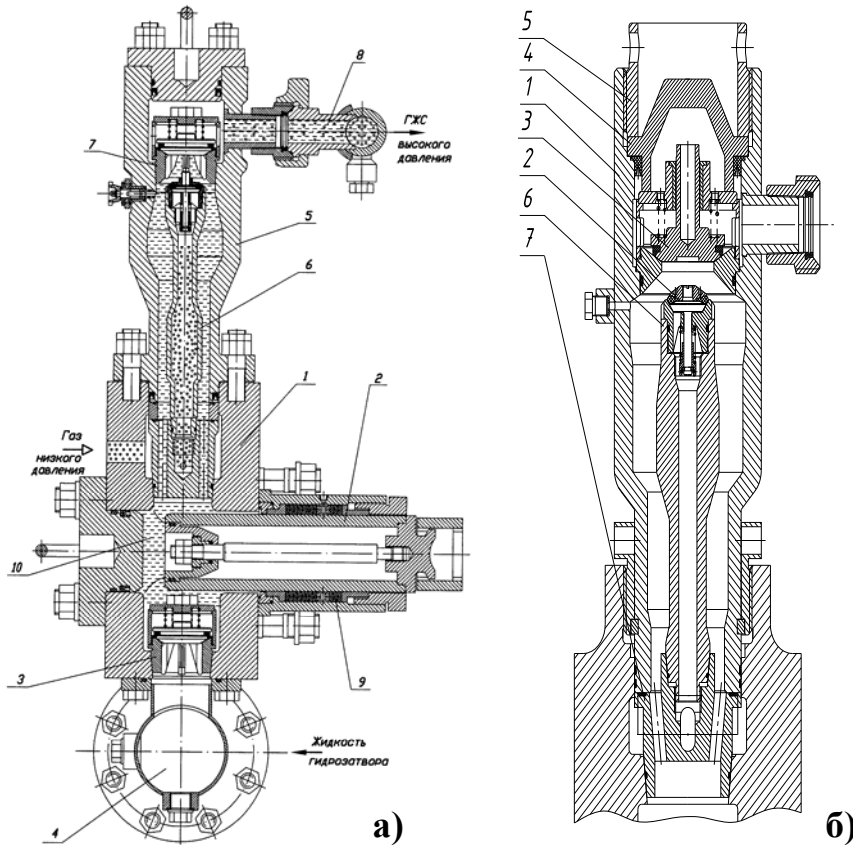


Рис. 5. Компрессионная камера БНКУ до и после модернизации

а) до модернизации:

1-корпус насоса; 2-цилиндр насоса; 3-седло клапана; 4-приемный водовод; 5-компрессионная камера; 6-выход газа; 7-выпускной клапан; 8-выход ГЖС; 9-рубашка; 10-рабочая жидкость.

б) после модернизации:

1-компрессионная камера; 2-всасывающий клапан; 3-клапан нагнетательный; 4-клапанная крышка; 5-гайка; 6-газовая труба; 7-седло.

Доработанную по результатам исследований компрессионную камеру насосно-компрессорного оборудования включили в состав дожимной насосно-компрессорной установки типа УБ-400х40КЭ, которую применили на западном куполе Восточно-Перевального месторождения.

В целом по исследуемой задаче достигнуты следующие результаты.

- Создан стенд для экспериментальных исследований работы полноразмерных компрессоров с жидкостным поршнем в условиях, максимально приближенных к реальным, позволяющий варьировать содержание жидкой фазы в компрессируемом газе.

- По результатам обработки экспериментальных данных выведены зависимости содержания остаточного газа в компрессионной камере от числа двойных ходов.

- Исследованы зависимости влияния наличия жидкой фазы в

компримируемом газе на объемную производительность насос-компрессора с жидкостным поршнем на базе трехплунжерных насосов.

- Определена зависимость снижения объемной производительности компрессора с жидкостным поршнем от отношения давлений, при наличии во всасываемом газе жидкой фазы в диапазоне до 10 % (объемных), что качественно совпадает с зависимостью при подаче жидкости питательным насосом. Вместе с тем, при наличии жидкости во всасываемом газе производительность уменьшается на 4–5 %.

В настоящее время под руководством автора совершенствуются два направления газовых методов воздействия: чередующаяся закачка газа и воды на Восточно-Перевальном месторождении и совместная закачка газа и воды, реализуемая на Средне-Хулымском месторождении.

В работе показано, что увеличение нефтеотдачи при проведении попеременной закачки газа и воды связано с проявлением эффекта растворения газа в нефти и, как следствие, снижением вязкости нефти и увеличением её подвижности.

В процессе разработки нефтяных пластов, посредством закачки газа, достигается высокий коэффициент вытеснения при низком коэффициенте охвата вытеснением. При реализации же технологии закачки воды, наоборот, коэффициент вытеснения невысок, но достигается высокое значение коэффициента охвата вытеснением. В связи с этим обращается внимание на то, что объединение двух технологий с реализацией их преимуществ и устранением недостатков обеспечивает «газовое заводнение».

Отмечается, что характерным для метода чередующейся закачки газа и воды, является его эффективность на небольших месторождениях, при наличии рядом залежей природного газа с высоким пластовым давлением. Это позволяет уменьшить в технической цепочке число ступеней сжатия и, соответственно, капитальные и эксплуатационные расходы. Данная технология «газового заводнения» обоснована в ОАО «РИТЭК» и в настоящее время отрабатывается на западном и восточном куполах разрабатываемого Восточно-

Перевального месторождения (рис. 6), на территории которого имеется непромышленная залежь природного газа.



Рис. 6. Техничко-технологический комплекс водогазового воздействия на западном куполе Восточно-Перевального месторождения

За период применения ВГВ (с 01.11.2005 г. по 01.01.2010 г.) в пласт закачано 33,7 млн nm^3 газа и 56,7 тыс. m^3 воды. Период закачки газа продолжался с конца 2005г. по октябрь 2007 г. После формирования широкой газовой оторочки и увеличения газового фактора в окружающих добывающих скважинах приступили ко второй стадии воздействия – стадии закачки воды. В пласт в течение 9 месяцев закачано более 54 тыс. m^3 (рис. 7). В настоящее время на Восточно-Перевальном месторождении продолжают работы по водогазовому воздействию.

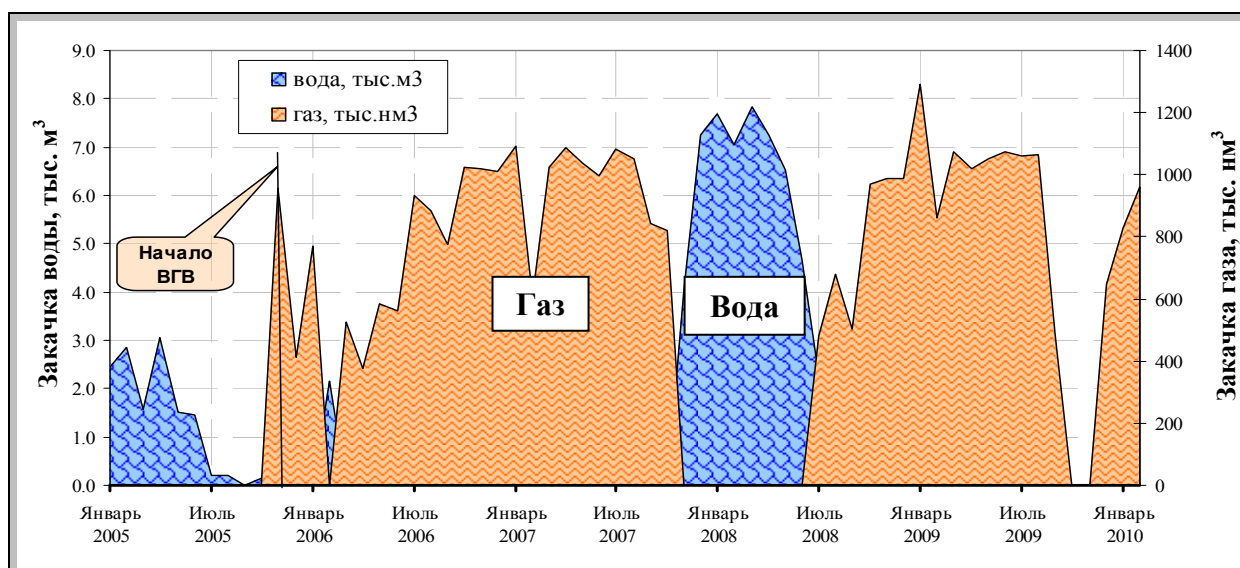


Рис. 7. Динамика закачки газа и воды в нагнетательную скв. № 222 Восточно-Перевального месторождения

Дополнительная накопленная добыча нефти по состоянию на 31.12.2009 г., за счет применения ВГВ на участке нагнетательной скв. № 222 (западный купол) Восточно-Перевального месторождения составила 16,2 тыс. т, а на участке нагнетательной скв. № 480 (восточный купол) – 6,9 тыс. т (рис. 8 и 9).

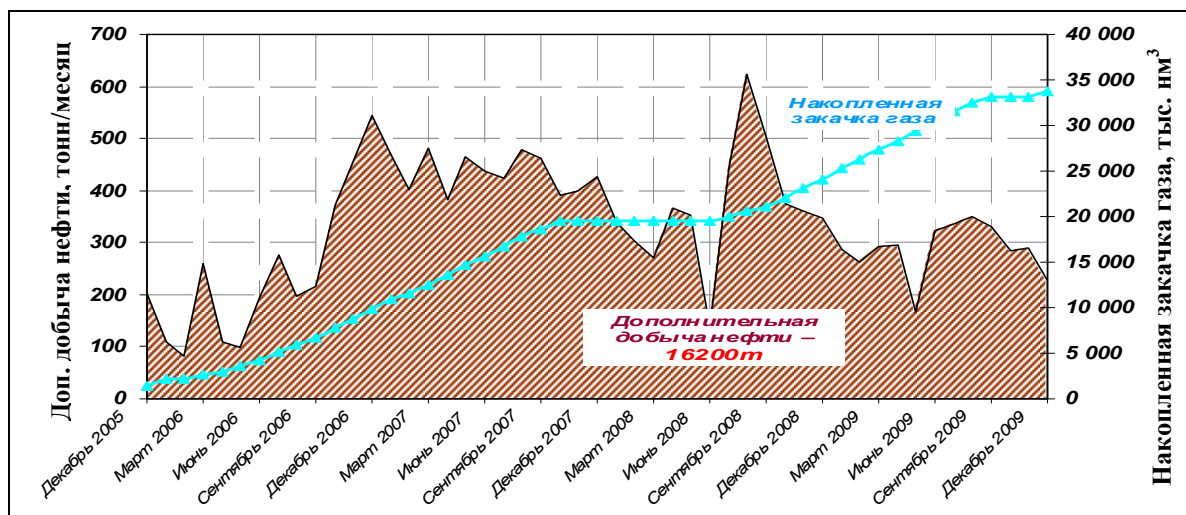


Рис. 8. Дополнительная добыча нефти за счет применения ВГВ на участке нагнетательной скв. № 222 (западный купол)

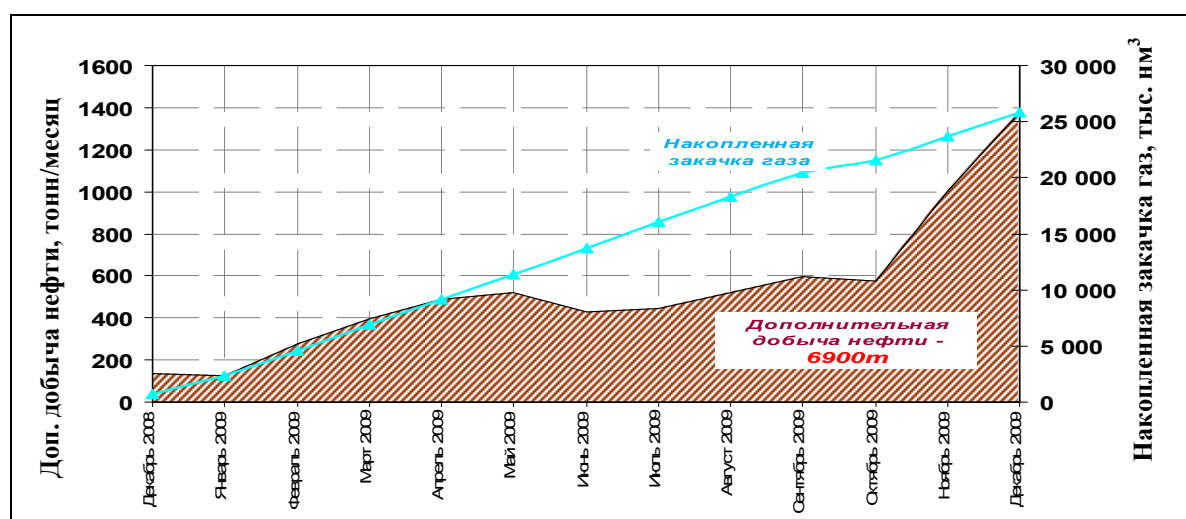


Рис. 9. Дополнительная добыча нефти за счет применения ВГВ на участке нагнетательной скв. № 480 (восточный купол)

Сравнение КИН при заводнении, при закачке газа высокого давления и «газовом заводнении» показывает, что его значение при чередующейся закачке газа и воды выше в 1,5 раза и более, чем при заводнении (табл. 1).

Технологическая эффективность ВГВ по участку в целом рассчитывалась как разница между фактической и проектной накопленной добычей нефти за период расчета – с декабря 2005 г. по декабрь 2009 г. включительно.

Таблица 1

Значения КИН при различных технологиях добычи нефти

№ п/п	Масштаб технологии	Заводнение	Закачка газа высокого давления	«Газовое заводнение»
1	Элемент пласта (опытный участок)	0,392	0,347	0,712
2	Залежь	0,410	0,320	0,640

Далее в главе проводится обоснование технологии совместной закачки вытесняющих агентов (газа и воды) в составе водогазовой смеси, которая решает как проблему повышения нефтеотдачи пластов, так и проблему утилизации попутного нефтяного газа. В качестве опытного полигона для реализации данной технологии было предложено Средне-Хулымское месторождение.

По предложению автора в реализованной технологической схеме совместной закачки газа и воды включены последовательно установленные:

- мультифазная винтовая насосно-компрессорная установка с частотным регулируемым электроприводом (I степень компремирования газа);
- бустерная насосно-компрессорная установка с частотным регулируемым электроприводом (II степень компремирования газа).

Расчеты ожидаемой технологической эффективности одновременной закачки газа и воды показали следующее. По сравнению с базовым вариантом (заводнение: КИН = 0,365 и $K_{\text{выт}} = 0,490$) после ВГВ значение КИН возрастет до 0,433, а $K_{\text{выт}}$ составит 0,579. При этом дополнительная добыча нефти за счет внедрения технологии одновременной закачки газа и воды оценивается в 70 тыс. т, а прирост КИН – 6,8 %.

В заключение главы автор показывает, что перспективным развитием технологии ВГВ может стать технология закачки тонкодисперсной водогазовой смеси с применением, в качестве нагнетательного средства, стандартного поршневого насосного оборудования вместо многоступенчатого и дорогостоящего компрессорного.

Суть данной технологии заключается в создании на поверхности

устойчивой тонкодисперсной смеси (эмульсии) воды и газа с достаточно высоким содержанием газа в воде (варьируемой в широком диапазоне от 20:1 до 200:1) и плотностью (при давлении 20 МПа) значительно выше плотности газа. При этом закачиваемая эмульсия имеет повышенную вязкость и избирательно входит в наиболее высокопроницаемые пропластки. По мере продвижения по ним, вследствие падения давления, пузырьки газа увеличиваются в размере, повышают фильтрационное сопротивление в этих пропластках, увеличивая степень охвата. Данные факторы будут способствовать возрастанию коэффициента охвата вытеснением, следовательно, и КИН. По мере выравнивания профиля приемистости, можно увеличивать степень дисперсности водогазовой смеси (уменьшать диаметр пузырьков газа), обеспечивая подключение к разработке менее проницаемых пропластков.

В третьей главе изложены инновационные технико-технологические основы парогазового метода с использованием забойного парогазогенератора (ЗПГГ), работающего на монотопливе (не имеющего мировых аналогов), для разработки месторождений с запасами высоковязкой нефти (ВВН).

Автором рассматриваются особенности внутрислоистовых процессов при реализации тепловых МУН. Особое внимание уделяется механизму извлечения нефти при реализации парогазового воздействия (ПГВ).

С участием автора создана технология с использованием ЗПГГ на монотопливе, которая предусматривает совместное нагнетание в скважину теплоносителя (пара) и газов горения (азота и углекислого газа). При этом обеспечивается интегрированное (тепловое, химическое, физическое) воздействие на продуктивный пласт за счет следующих факторов:

- нагнетание одновременно с паром продуктов сгорания топлива оказывает положительное влияние на коэффициент вытеснения нефти;
- закачка совместно с паром растворимого в углеводородах углекислого газа ведет к дополнительному снижению вязкости нефти

В рассматриваемой технологии на основе ЗПГГ в качестве топлива автор предлагает использовать монотопливо (МТ). Исходя из требований к его

компонентам и рассмотренных вариантов окислителей и горючих веществ, в качестве оптимальной рецептуры МТ выбран водный раствор двух сорастворимых твердых азотсодержащих соединений. Одно из них является горючим – карбамид, а второе окислителем – аммиачная селитра. Оба компонента МТ являются недефицитными, безопасными и водорастворимыми продуктами. В состав монотоплива в качестве растворителя входит вода, которая при высоких температурах процесса переходит в парообразную фазу.

Разложение оптимального состава МТ протекает по следующей реакции:



Таким образом, в общем случае состав парогаса с учетом использования МТ представлен водяным паром, двуокисью углерода и азотом.

Показано, что МТ при начальном нагреве в ЗПГГ предопределяет процесс высокотемпературного окисления с производством парогазовой смеси непосредственно над интервалом перфорации продуктивного пласта. При этом не используется компрессионное оборудование высокого давления для подачи воздуха в генератор в качестве окислителя. Кроме того, отсутствуют тепловые потери в наземных и скважинных парогазопроводах, что позволяет использовать комплекс ЗПГГ на скважинах глубиной до 2000м.

С целью исследования процесса ПГВ на пласт с участием автора была разработана экспериментальная установка, включающая линейную физическую модель пласта. Основные характеристики установки (геометрические размеры, теплофизические свойства применяемых материалов и сред, давление и температура, расход флюидов) выбраны из условия равенства для модели и натуре.

Для обеспечения технологии парогазового воздействия с участием автора впервые была разработана конструкция ЗПГГ – основного компонента инновационного технико-технологического комплекса парогазового МУН, а также создан комплекс наземного и внутрискважинного оборудования. Данная конструкция ЗПГГ на монотопливе защищена патентом.

Конструктивно парогазогенератор состоит из трех отсеков (рис. 10) с техническими характеристиками приведенными в табл. 2.

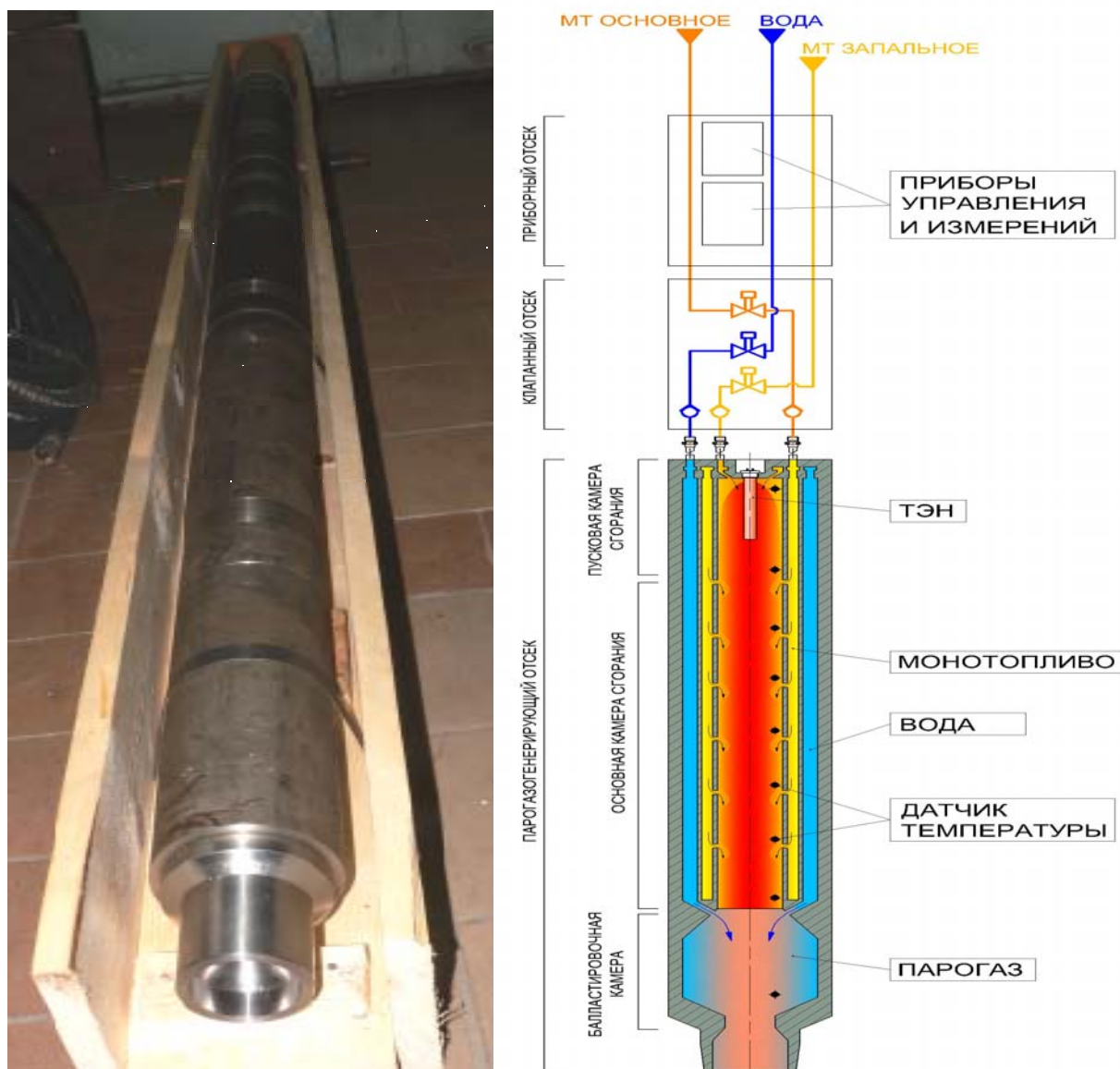


Рис. 10. Общий вид и принципиальная схема ЗПГ на монотопливе

Таблица 2
Технические характеристики ЗПГ на монотопливе

№ п/п	Параметр	Значение параметра
1	Производительность по парогазу	1 – 4 т/ч
2	Максимальное давление нагнетания парогаса	21 МПа
3	Диапазон изменения температуры теплоносителя	150 – 350 °С
4	Расход компонентов на выработку 1т парогазовой смеси при температуре 350 °С	монотопливо – 720 кг; вода – 280 кг

1. В приборном отсеке размещены электронный блок сбора данных с датчиков температуры и давления ЗПГ, блок управления электромагнитными клапанами и обмена данными с контроллером.

2. Клапанный отсек предназначен для размещения электромагнитных клапанов, управляющих подачей рабочих компонентов в ЗПГГ. В отсеке установлен датчик, контролирующий давление в камере сгорания. Также в этих отсеках проходят гидравлические линии для подачи МТ и воды.

3. Парогазогенерирующий отсек предназначен для выработки парагаза в результате высокотемпературного разложения монотоплива и смешения горячих продуктов реакции с водой для получения требуемой температуры и состава теплоносителя.

Технологическая часть ЗПГГ представляет собой оснащённую теплоизоляцией и датчиками температуры цилиндрическую камеру сгорания с кольцевыми ярусами форсунок подачи монотоплива и трубчатого электронагревателя (ТЭН). Из камеры сгорания газообразные продукты реакции попадают в балластировочную камеру, где происходит их смешение с водой.

Государственные приемочные испытания ЗПГГ на монотопливе проводились на скв. № 249 Мельниковского месторождения на глубине 812 м. В ходе приемочных испытаний проведено несколько контрольных запусков ЗПГГ, в результате которых исследованы процессы вывода и поддержание рабочего режима с регулировкой температуры и расхода вырабатываемого парагаза, а также его остановка. Общее время работы парогазогенератора превысило 12 часов. При испытании достигнуты следующие рабочие параметры: температура парагаза 250–350 °С, расход парагаза – 2,8 т/час.

Таким образом, показано, что разработанная универсальная технология ПГВ с использованием ЗПГГ на монотопливе объединяет термические и газовые методы разработки месторождений в одном технико-технологическом цикле. Это позволяет достичь интегрированного эффекта воздействия на залежи ВВН, значительно снизить капитальные вложения и эксплуатационные затраты.

В заключение главы автор приводит основные результаты, достигнутые при реализации технологии ПГВ:

- снижение потерь тепла при закачке теплоносителя в пласт и увеличение его энергетической эффективности;
- полное предотвращение образования сажи в призабойной зоне скважины в режиме пуска и стационарной работы, по сравнению с работой скважинного парогазогенератора, работающего на углеводородном топливе;
- увеличение нефтеотдачи пластов на месторождениях ВВН;
- создание инновационной технологии разработки месторождений высоковязкой нефти с использованием глубокой парогазоциклической обработки призабойной зоны скважины.

В четвертой главе изложены научные основы инновационного технико-технологического комплекса термогазового способа разработки месторождений баженовской свиты (БС).

Накопленный многолетний промысловый опыт добычи нефти из месторождений БС с использованием естественного режима истощения пластовой энергии свидетельствует о его низкой эффективности и бесперспективности, так как не учитываются особенности фильтрационно-емкостных свойств коллектора и содержание в нём нефтекерогеновых ресурсов. Более чем тридцатилетняя история освоения месторождений БС показала, что применение традиционных способов разработки на месторождениях БС характеризуется весьма низкой нефтеотдачей (порядка 3–5 %). В связи с этим, в работе подчеркивается необходимость инновационного развития нефтедобычи за счет создания эффективного способа извлечения нефти из пород БС и их ввода в промышленную разработку. В основу инновационного технико-технологического комплекса был положен термогазовый МУН, предложенный во ВНИИнефть в 1971 году.

Следует подчеркнуть, что предпосылки для решения этой сложной проблемы связаны с положительными результатами обширных исследовательских и промысловых работ по развитию и испытаниям данного метода, проведенных в предшествующие 25–30 лет во ВНИИнефть в сотрудничестве с ИФХ АН СССР, СибНИИНП, НК «Сургутнефтегаз»,

НК «Союзтермнефть», НК «Амоко» (США) и др. Ранее эти работы проводились применительно к условиям залегания легкой нефти в традиционных коллекторах.

В данной главе проведен анализ и обобщены результаты этих исследований с акцентом на факторы, способствующие инновационному развитию термогазового воздействия (ТГВ) применительно к нетривиальным фильтрационно-емкостным особенностям пород БС и влиянию на них интеграции теплового и газового воздействия. При этом учитывался также значительный объем новых лабораторных исследований, выполненных под руководством автора в процессе формирования технико-технологических основ термогазового способа разработки месторождений БС. В результате анализа были установлены основные предпосылки целесообразности применения и развития ТГВ на породы БС.

Прежде всего, отмечается возможность обеспечения высокой эффективности вытеснения нефти из дренируемых пород за счет того, что активные внутрипластовые окислительные процессы обеспечивают внутрипластовую трансформацию закачиваемого в пласт воздуха в эффективный смешивающийся с нефтью вытесняющий агент. Вместе с тем, формируемый в дренируемых зонах высокий уровень температуры (до 350 °С) наряду с высоким пластовым давлением (свыше 20,0–25,0 МПа) обеспечивает высокую эффективность вытеснения нефти водой, закачиваемой в пласт вместе с воздухом. В результате следует ожидать, что в зонах, охваченных процессом вытеснения нефти, смешивающийся газовый агент и горячая вода могут обеспечить практически полное вытеснение содержащейся в этих зонах пластовой нефти.

Высокая эффективность ТГВ подтверждена результатами промысловых испытаний и освоения как на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, так и с активными запасами. В этой связи в работе приводятся результаты применения метода ТГВ в США, которые показали высокое значение нефтеотдачи, достигающей 64 %. Следует особо отметить, что в настоящее время промысловые испытания и освоение термогазового метода в США получают все большее распространение. Если в 2003 г. технология ТГВ

применялась на 6 объектах, то в 2009 г. – уже на 11. По итогам 2003 г. с применением метода добыто около 150 тыс. т нефти, а в 2009 г.– 964 тыс. т, что в 6,4 раза больше, чем в 2003 г.

Наиболее важной предпосылкой целесообразности применения ТГВ на породы БС является установленный по результатам промысловых и лабораторных исследований факт, что фильтрационно-емкостные характеристики пород БС в значительной мере определяются уровнем температуры. С увеличением температуры для всех литотипов нефтекерогеносодержащих пород отмечается увеличение общей пустотности, а значит проницаемости и зоны дренажа (рис. 11).

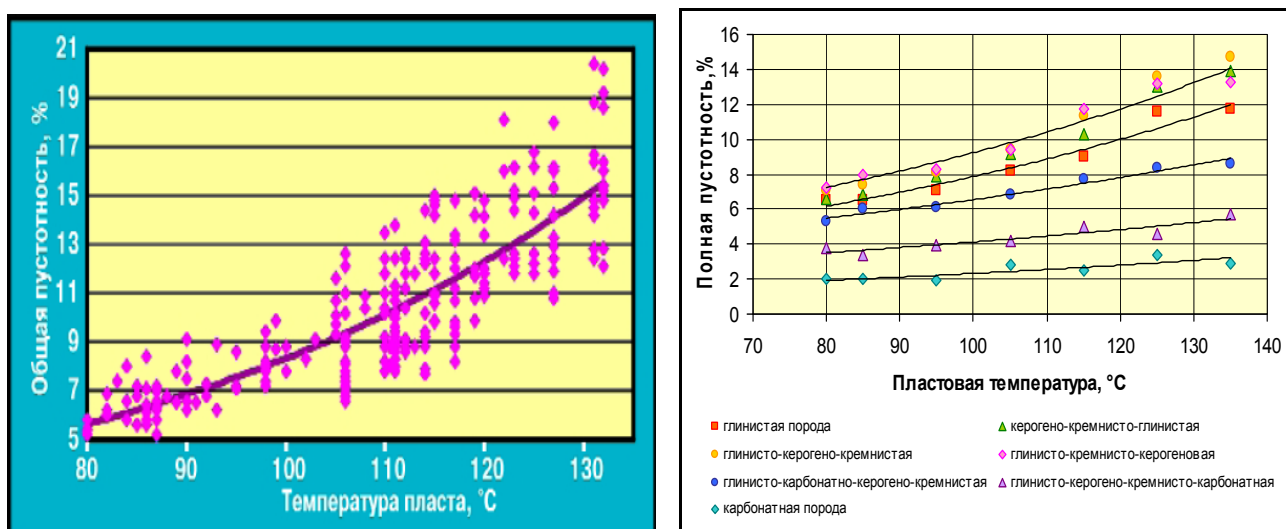


Рис. 11. Фильтрационно-емкостные характеристики пород БС в функции температуры

Особое внимание обращается на то, что положительное влияние повышения температуры в основном наблюдается в литотипах пород с преобладанием глин и керогена, т.е. в недренируемых породах. Именно это обстоятельство является важной предпосылкой проведения теплового воздействия прежде всего на недренируемые литотипы пород БС. Это подтверждается приводимыми в работе результатами новых экспериментальных исследований, выполненных в процессе формирования технико-технологических основ нового термогазового способа разработки месторождений БС (рис. 12).

Согласно результатам экспериментальных исследований кернов, отобранных из пород БС, при их нагреве до 250–350 °C из микротрещиноватой породы извлекается легкая нефть, объем которой сопоставим, и даже может

превышать количество легкой нефти, содержащейся в дренируемой макротрещиноватой породе.

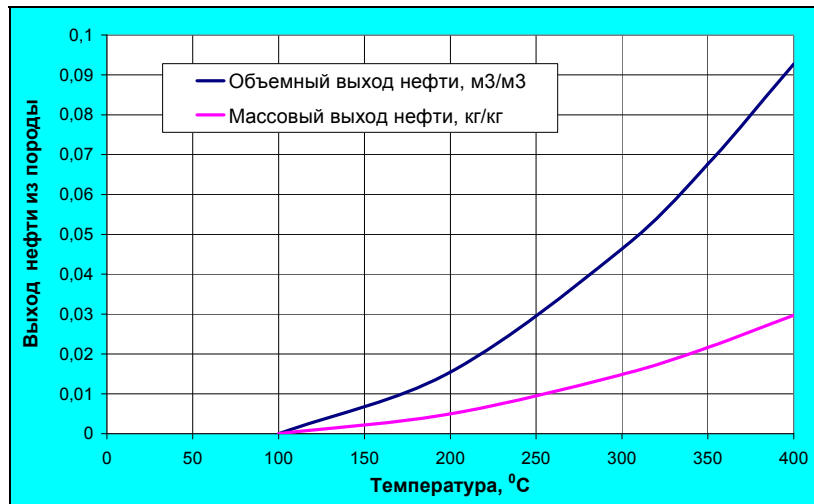


Рис. 12. Зависимость выхода нефти из пород БС от температуры

Действительно, величина пустотного пространства дренируемых пород составляет от 3 до 6 %, а объемный выход нефти из матрицы при указанном выше уровне прогрева может составить от 3 до 9 % от объема пород.

В качестве важной предпосылки необходимости применения теплового воздействия на породы БС, отмечается в работе, является значительное содержание керогена во всех литотипах пород БС (от 12–30 % в керогеноглинистых и до 35–40 % в глинисто-кремнисто-керогеновых породах).

Согласно экспериментальным исследованиям, при тепловом воздействии на кероген наблюдается выход легкой нефти и газообразных углеводородов в результате пиролиза и крекинга. При этом суммарная объемная доля выхода углеводородов может достигать 50–60 % от объемного содержания керогена в породах. Также важно и то обстоятельство, что в дренируемых зонах топливом для внутрислоевого горения при закачке воздуха служит в основном кероген, а не остаточная нефть. Это объясняется, во-первых, тем, что доля керогена в дренируемых породах сопоставима с величиной их пустотности, а значит кратно или даже на порядок больше остаточной нефтенасыщенности.

Во-вторых, согласно экспериментальным исследованиям, кинетика окисления керогена значительно выше кинетики окисления остаточной нефти. В частности, время самовоспламенения керогена не превышает двух суток, что

кратно меньше времени воспламенения остаточной нефти.

В работе приводятся данные о положительном влиянии реализации ТГВ на породы БС путем закачки воды и воздуха, позволяющей реализовать интегрированный эффект термического и гидродинамического воздействия. При этом гидродинамическое воздействие призвано обеспечить опережающее улучшение фильтрационных характеристик пород БС, что приведет к ускорению распространения теплового воздействия и повышению его эффективности, которая выражается в увеличении фильтрационно-емкостных характеристик пород и, в конечном счете, в степени извлечения нефти из них.

Приведенные выше основные предпосылки применения ТГВ для разработки месторождений БС определяют принципиальную особенность его реализации путем закачки в пласт кислородсодержащей смеси, в частности, водовоздушной смеси.

Одновременная закачка воды и воздуха позволяет реализовать синергетический эффект термического, газового и гидродинамического воздействия. Такое интегрированное воздействие определяет, возникающие при этом, отличительные особенности ТГВ в породах БС, которые сводятся к следующему.

- В дренируемых зонах формируется процесс эффективного смешивающегося вытеснения нефти.
- Активные внутрислоевые окислительные процессы в дренируемых зонах и генерация в них тепла позволяют обеспечить прогрев недренируемых зон, примыкающих к дренируемым, и тем самым вовлечь их в активную разработку.
- Высокая кинетическая способность окислительных процессов керогена позволяет обеспечить не только стабильный процесс генерации тепла в дренируемых зонах, но и дополнительное извлечение углеводородов в жидкой и газообразных фазах, как в дренируемых, так и недренируемых зонах за счет пиролиза и крекинга керогена.

Пятая глава посвящена обоснованию технологии ТГВ применительно к геолого-промысловым условиям Средне-Назымского месторождения.

Геологическое строение БС этого месторождения характеризуется чередованием дренируемых и недренируемых зон. Такое строение весьма благоприятно для организации отработки основной отличительной особенности термогазового способа разработки месторождений БС – вовлечение в разработку максимально возможного объема недренируемых зон за счет их прогрева из дренируемых зон до температуры не ниже 250–300 °С. Очевидно, что для организации такого воздействия необходимо сформировать тепловую оторочку в дренируемых породах (рис. 13), перемещение которой позволит обеспечить прогрев окружающих недренируемых матриц.



Рис. 13. Схема прогрева недренируемой зоны (матрицы) пород БС

Величина тепловой оторочки, уровень её температуры и скорость перемещения в значительной мере определяют эффективность теплового воздействия на матрицу, а значит и извлечение из неё нефти. В свою очередь, упомянутые выше параметры тепловой оторочки в конкретных геологических условиях в основном определяются темпом закачки кислородсодержащей смеси и её водовоздушным соотношением (ВВС).

В этой связи, в работе приводятся результаты численных исследований влияния упомянутых выше управляющих параметров.

При постановке таких исследований автор использовал результаты многочисленных исследований процесса сверхвлажного горения, в частности, особенности формирования и перемещения по пласту тепловой оторочки. При

этом учитывалось, что в дренируемых зонах БС, вследствие значительного содержания топлива (в основном керогена), при закачке ВВС должен реализовываться вариант сверхвлажного горения, потому что он позволяет обеспечить необходимую скорость перемещения тепловой оторочки.

В результате численных исследований установлено, что при заданном темпе закачки воздуха с увеличением водовоздушного отношения (ВВО) увеличивается величина тепловой оторочки (рис. 14) и скорость её перемещения.

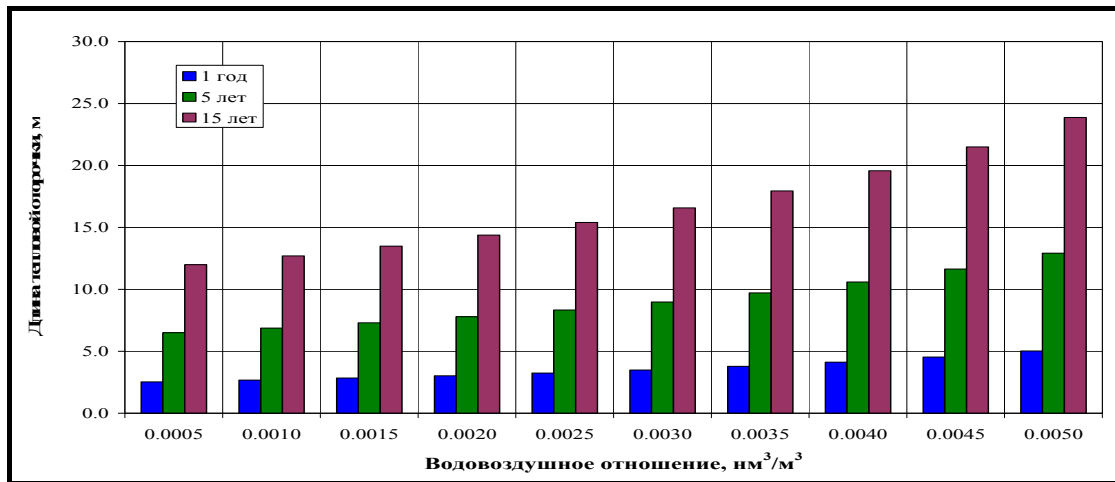


Рис. 14. Зависимости длины тепловой оторочки от водовоздушного отношения и времени закачки при нагнетании воздуха в объеме 24 000 м³/сут. и h=2м (h – толщина дренируемого пропластка)

В то же время, уменьшается средний уровень температуры тепловой оторочки (ТО) (табл. 3). Это означает, что с увеличением ВВО глубина прогрева до необходимой температуры недренируемой зоны (матрицы) может как увеличиваться, так и уменьшаться.

Таблица 3

Зависимость температуры ТО от водовоздушного отношения

Водовоздушное отношение	0.0005	0.001	0.0015	0.002	0.0025	0.003	0.0035	0.004	0.0045
Температура ТО, °С	498	476	454	432	410	388	366	344	322

Сказанное объясняется тем, что увеличение размера оторочки может не компенсировать падение в ней уровня температуры, а также уменьшение времени теплопередачи в матрицу в связи с увеличением скорости

перемещения тепловой оторочки.

Такой характер влияния ВВО был установлен в результате численных исследований, пример которого приведен на рисунке 15. Из этого рисунка следует, что имеется оптимальное значение ВВО, которое обеспечивает максимально возможный объем прогрева матрицы, а значит и степень извлечения из неё нефти.

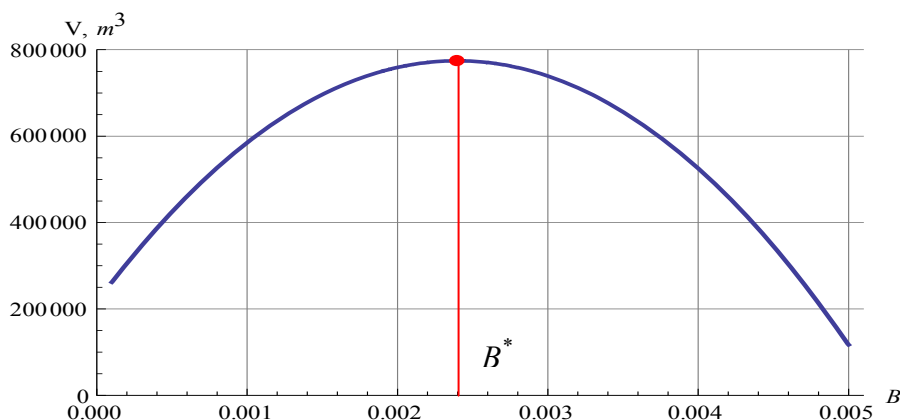


Рис. 15. Зависимость объема прогретой матрицы (V) от ВВО (B) при ТГВ

Таким образом, выявлена принципиальная особенность предлагаемого способа разработки, которая заключается в том, что величина ВВО закачиваемых в дренируемые литотипы пород БС воды и воздуха, темп и давление их нагнетания устанавливаются исходя из условия необходимости прогрева до температуры не ниже 250–350 °С, максимально возможного объема нефтекерогеносодержащей непроницаемой матрицы, окружающей охваченные дренированием теплогенерирующие зоны пласта. Реализация такого регулирования позволяет обеспечить не только эффективное смешивающееся вытеснение легкой нефти из дренируемых зон, но и вовлечение в активную разработку нефтекерогеносодержащих микропроницаемых зон.

Управление величиной ВВО и её оптимизацию следует осуществлять на основе математического моделирования с учетом конкретных геологических условий применения ТГВ. При этом величина ВВО должна обеспечивать формирование зоны генерации тепла в дренируемой зоне, размеры, уровень температуры и скорость перемещения которых позволяют реализовать тепловое воздействие на окружающие дренируемые зоны нефтекерогеносодержащие породы на заданные расстояния и средний уровень температуры.

На такой способ разработки с участием автора подана заявка на изобретение (№ 20101150870 от 16.04.2010), которая в настоящее время находится в стадии рассмотрения.

Оценка оптимального значения водовоздушного отношения осуществляется на основе предложенного автором математического выражения

$$B^* = \frac{\gamma r_k \rho_{\Gamma}^0}{2 c_{\text{в}} \rho_{\text{в}} (T_{\text{прогрев}} - T_0)}$$

где B^* – оптимальное значение водовоздушного отношения (ВВО); γ – доля кислорода в закачиваемом воздухе (0,2 долей единицы); r_k – теплотворная способность кислорода ($12,6 \cdot 10^6$ Дж/кг); ρ_{Γ}^0 – плотность воздуха в поверхностных условиях ($1,3$ кг/м³); $c_{\text{в}}$ – удельная теплоемкость воды (4339 Дж/(кг·°С)); $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды (891 кг/м³); $T_{\text{прогрев}}$ – температура, до которой требуется прогреть матрицу (250 °С); T_0 – начальная пластовая температура (100 °С).

Прогноз технологических показателей осуществлен с использованием программного продукта – стандартного симулятора STARS (CMG, Канада) и опосредствованного учета теплового воздействия на кероген и матрицу. Согласно прогнозу, в случае успешной реализации ТГВ на опытном участке Средне-Назымского месторождения, в течение 30 лет могут быть достигнуты следующие основные технологические результаты:

- суммарная добыча нефти 760 тыс. т;
- дополнительная добыча нефти из матрицы и керогена... 300 тыс. т;
- коэффициент нефтеотдачи 43 %;
- суммарная закачка воздуха 260 млн нм³;
- воздухонептяной фактор (средний) 380 нм³/т.

Результаты компьютерного моделирования подтверждают, что применение ТГВ на породы БС приводит к высоким значениям КИН (рис. 16). Для успешной реализации технологии ТГВ на пласты БС опытного участка Средне-Назымского месторождения, анализа эффективности процесса, а также для контроля состояния пласта необходимо проведение комплекса мероприятий.

Они предусматривают исследования перед началом реализации технологии ТГВ, в ходе процесса, а также комплекс исследований после завершения опытно-промысловых работ. Основной задачей контроля за реализацией ОПР по опробованию метода ТГВ на пласты БС опытного участка Средне-Назымского месторождения является получение информации для оперативного управления процессом воздействия. Соответствующая программа мониторинга для условий ТГВ обосновывается в диссертации.

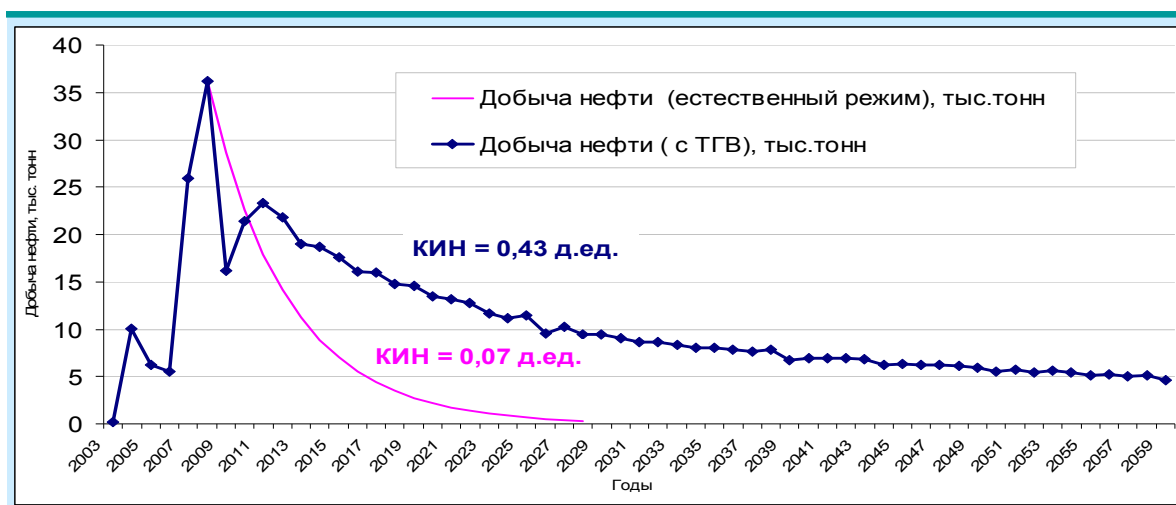


Рис. 16. Сравнение расчетной динамики добычи нефти при естественном режиме и с применением термогазового воздействия (Технологическая схема утверждена на ЦКР МПР в марте 2010 г.)

В завершающей части этого раздела отмечается, что работы на опытном участке Средне-Назымского месторождения (рис. 17) были начаты в 2009 г.



Рис. 17. Экспериментальный участок ТГВ на Средне-Назымском месторождении

На первом этапе проведены испытания и освоение техники и технологии закачки воздуха и воды, а также системы контроля процесса ТГВ. Закачка воздуха была начата в октябре месяце 2009 г. в скв. № 219 и продолжалась до середины апреля 2010 г. Всего было закачано 2 164 000 nm^3 воздуха (при стандартных условиях). Вода закачивалась в основном для проведения гидродинамических исследований, а также для того, чтобы «отодвинуть» процесс горения от забоя нагнетательной скважины. Всего было закачано 4 770 m^3 воды.

Добыча нефти в настоящее время ведется из одной скв. (№ 3001). При этом осуществляется анализ добываемой продукции. На других скважинах наблюдается реакция на закачку воды и воздуха. Опытные работы по ТГВ будут продолжены в конце 2010 г. после завершения и утверждения проекта обустройства. Тем не менее, уже в настоящее время получены результаты, подтверждающие ряд важных положений настоящей работы.

Прежде всего, отмечаются факты протекания активных внутрислоевых окислительных процессов, т.е. (рис. 18):

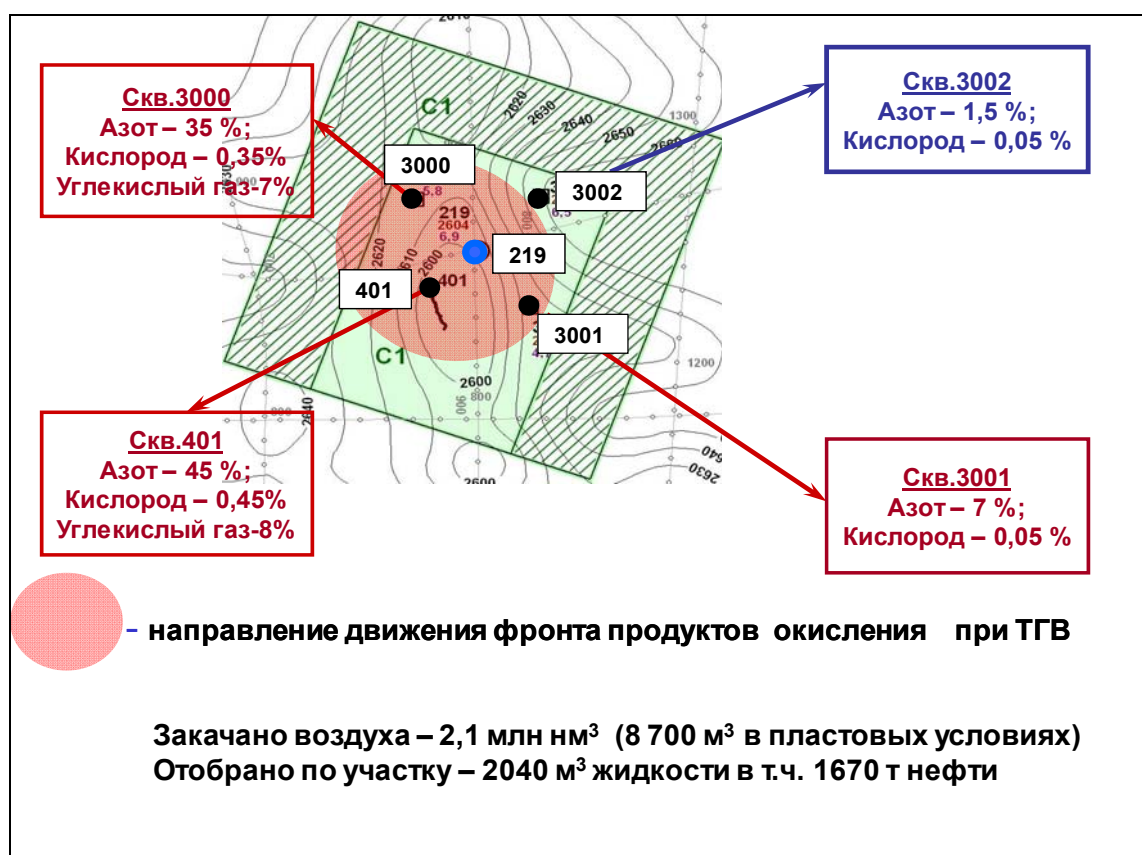


Рис. 18. Результаты анализов проб попутного нефтяного газа на опытно-промышленном участке Средне-Назымского месторождения

- увеличение доли азота в добывающих скв. № 401, № 3000 и № 3001 до 45, 35 и 7 % (объемных) соответственно;
- увеличение доли углекислого газа в добывающих скв. № 3000 от 3 до 7 % (объемных) и в скв. № 401 от 3 до 8 % (объемных);
- практически отсутствует кислород в пробах добываемых газов во всех эксплуатационных скважинах;
- увеличение доли азота до 90 % и отсутствие кислорода в газе, поступившем в нагнетательную скважину при прекращении закачки в неё воздуха.

В работе также отмечается факт значительного, до двукратного увеличения объемов добываемых углеводородных газов (рис. 19), что может быть следствием пиролиза и крекинга керогена. Это подтверждает положение о том, что при внутрислоевых окислительных процессах в качестве основного топлива используется кероген.

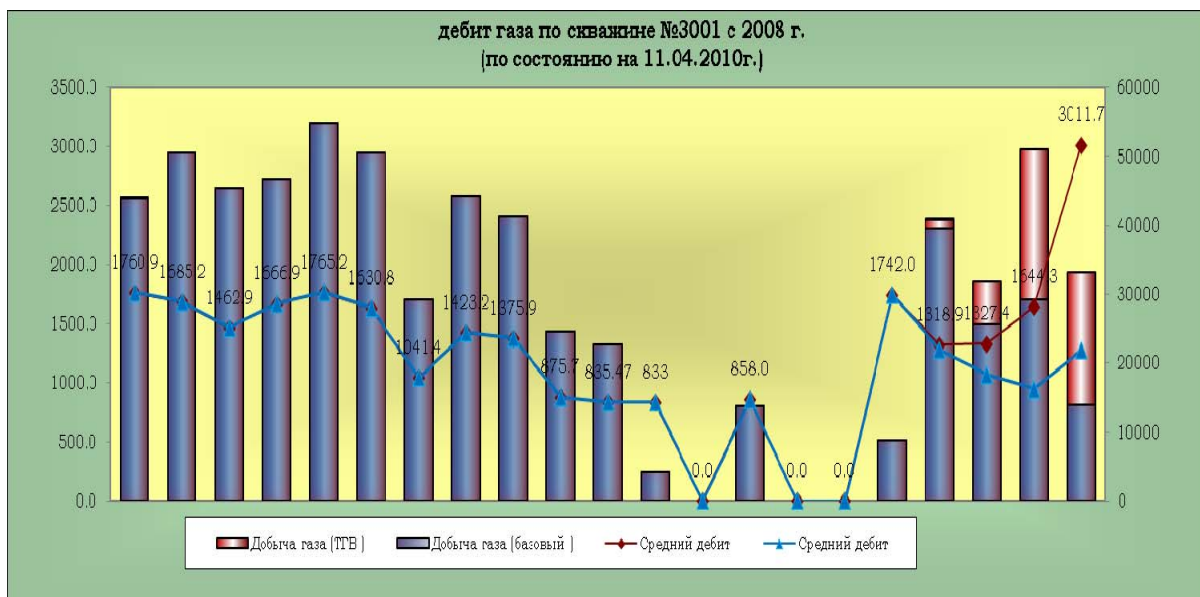


Рис. 19. Увеличение среднемесячной и накопленной добычи газа с начала закачки воздуха на Средне-Назымском месторождении

Наконец, приводятся данные о фракционном составе нефти в добывающих скважинах (рис. 20), согласно которым наблюдается существенное увеличение легких фракций в составе нефти (по сравнению с данными, полученными до начала закачки воздуха в 2009 году). Эти результаты подтверждают расчеты по формированию в пластовых условиях процесса смешивающегося вытеснения.

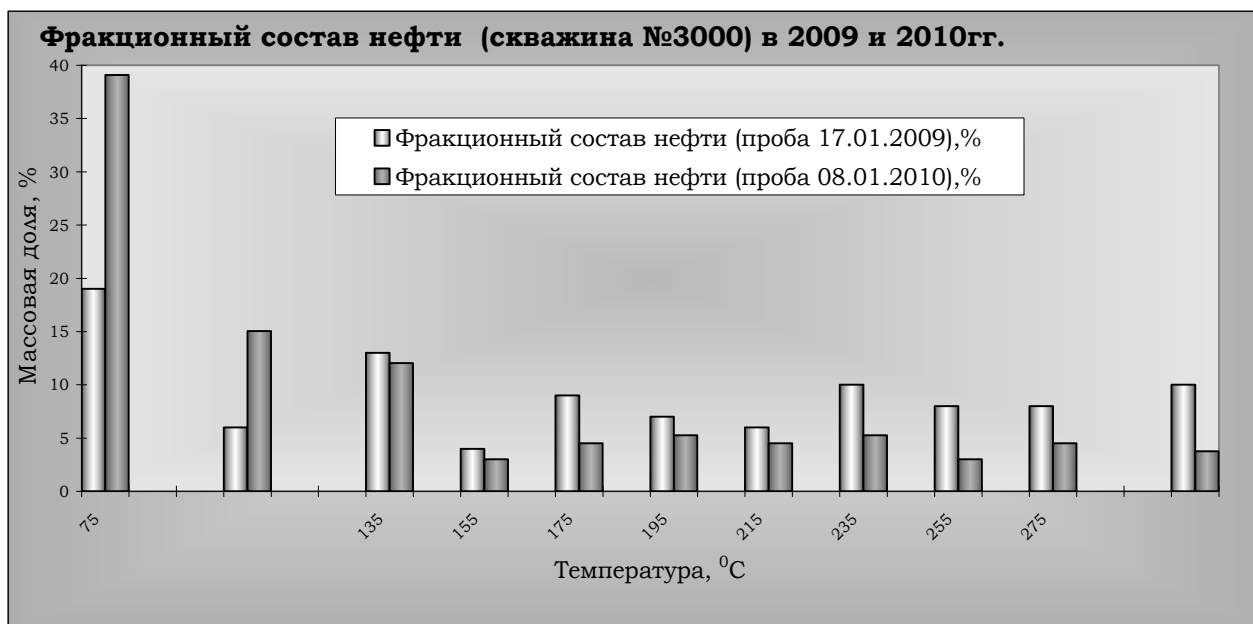


Рис. 20. Изменение фракционного состава нефти на Средне-Хулымском месторождении до проведения ТГВ и в процессе

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Настоящая работа является результатом обобщения состояния сырьевой базы российской нефтедобычи и её использования, а также теоретических, лабораторных, промысловых исследований и конструкторских работ, итогом которых стало создание инновационного технико-технологического комплекса на основе развития и внедрения водогазового, парагазового и термогазового методов увеличения нефтеотдачи.

Применение и совершенствование инновационного технико-технологического комплекса может обеспечить:

- ввод в эффективную разработку нетрадиционных запасов углеводородов в залежах БС;
- увеличение нефтеотдачи пластов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Показано, что среди месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти наибольшим потенциалом их прироста обладают залежи с низкопроницаемыми коллекторами, для которых характерны высокая доля от всех трудноизвлекаемых запасов (более 70 %), низкая степень их выработки (до

20 %), и низкая степень извлечения нефти (не более 28 %).

2. Разработаны и проходят различные стадии промышленных испытаний на месторождениях ОАО «РИТЭК» ряд технических и технологических решений, обеспечивающих повышение эффективности:

- газового МУН, на основе его интеграции с заводнением (чередующаяся и совместная закачка вытесняющих агентов – газа и воды) с применением бустерной насосно-компрессорной установки, винтового мультифазного насоса-компрессора, а также закачки мелкодисперсной водогазовой смеси (эмульсии) без использования компрессорного оборудования;
- парогазового МУН с использованием уникальной, не имеющей мировых аналогов забойной парогазогенераторной установки (ЗПГГ), работающей на монотопливе.

3. Создан экспериментальный стенд, не имеющий аналогов в России, для исследований режимов работы бустерных насосно-компрессорных установок в широком диапазоне объемов перекачки газа и водогазовых смесей, с различными водогазовыми отношениями и для проведения испытаний с целью минимизации промышленных рисков, связанных с пожаро- и взрывобезопасностью при эксплуатации водогазовых комплексов.

Разработана экспериментальная установка и проведены лабораторные исследования для технологии закачки в пласт тонкодисперсной ($\text{Ø } 2\text{--}20 \text{ мкм}$) водогазовой смеси (эмульсии) с содержанием газа $20\text{--}200 \text{ нм}^3$ в 1 м^3 воды.

4. Установлено, что по сравнению с закачкой пара с устья скважины, применение ЗПГГ на монотопливе обеспечивает интегрированный эффект термического и газового воздействия теплоносителя за счет образования парогазовой смеси (пара, углекислого газа и азота) непосредственно над интервалом продуктивного пласта.

Разработан оптимальный состав монотоплива на основе водных растворов горючего (карбамид) и окислителя (аммиачная селитра) для обеспечения в ЗПГГ процесса высокотемпературного окисления и генерации парогазовой смеси с заданными параметрами, без использования

компрессорного оборудования высокого давления для подачи в генератор воздуха (окислителя).

5. Показано особое значение создания эффективного способа разработки месторождений БС, которые практически не вводятся в промышленную разработку традиционными способами из-за неприемлемо низкого использования их углеводородного потенциала (до 5 % запасов).

Выявлена главная причина неэффективности разработки месторождений БС традиционными способами, которая заключается в нетривиальном характере фильтрационно-емкостных свойств её нефтекерогеносодержащих пород.

Установлена возрастающая, с повышением температуры пласта, степень:

- улучшения фильтрационно-емкостных свойств пород БС;
- использования запасов легкой нефти как в микротрещиноватых, так и в макротрещиноватых породах;
- извлечения углеводородов из керогена;
- отмечен рост размеров области дренирования.

6. Показана необходимость применения тепловых методов воздействия в качестве основы эффективного способа разработки месторождений БС. В качестве базового теплового воздействия на пласты предложено использовать термогазовое воздействие, обеспечивающее выработку тепловой энергии непосредственно в пласте, за счет самопроизвольных внутрипластовых окислительных процессов.

7. В результате обобщения и развития газовых и тепловых МУН, показана целесообразность их интеграции между собой и с заводнением, за счет которой обеспечивается синергетический эффект от каждого вида воздействия на продуктивный пласт.

Установлена принципиальная отличительная особенность реализации термогазового воздействия на породы БС, которое в обычных коллекторах предназначено для формирования в пласте эффективного смешивающегося с пластовой нефтью вытесняющего агента.

Принципиальная особенность термогазового воздействия на породы БС заключается в том, что его применение обеспечивает:

- эффективное извлечение нефти из дренируемых зон, за счет трансформации закачиваемой в пласт кислородсодержащей смеси в смешивающийся с нефтью вытесняющий агент в результате самопроизвольных внутрипластовых окислительных процессов;
- извлечение нефти из содержащегося в дренируемых зонах керогена за счет термического крекинга и пиролиза;
- извлечение нефти из недренируемых зон (матрицы) вследствие возрастания её изначально низких фильтрационно-емкостных свойств за счет их прогрева теплом, поступающим из дренируемых зон в результате формирования в них управляемого теплового воздействия.

8. Установлено, что эффективность извлечения нефти из пород БС определяется управлением следующими основными параметрами теплового воздействия на матрицы:

- темпами закачки в пласт воды и воздуха;
- величиной отношения закачиваемых в пласт воды и воздуха.

Выявлено, что величину ВВО закачиваемой кислородсодержащей смеси следует регулировать исходя из условия необходимости прогрева до температуры не ниже 250–350 °С максимально возможного объема нефтекерогеносодержащей недренируемой матрицы.

Реализация такого регулирования позволит обеспечить:

- смешивающееся вытеснение нефти из дренируемых зон;
- ввод в активную разработку нефтекерогеносодержащих микропроницаемых зон, запасы нефти в которых, при традиционных методах воздействия в разработку не вовлекаются.

Установлено, что наличие оптимального значения ВВО определяется тем, что с увеличением ВВО увеличивается скорость перемещения тепловой оторочки в дренируемой зоне, а значит увеличивается размер прогреваемой примыкающей к ней недренируемой зоны. В то же время с увеличением

скорости перемещения тепловой оторочки уменьшается глубина прогрева недренируемой зоны.

9. Установлено, что управление величиной ВВО и её оптимизация должны осуществляться на основе математического моделирования с учетом конкретных геологических условий применения ТГВ. Для успешной реализации технологии ТГВ, анализа эффективности процесса, а также для контроля состояния пласта необходим комплекс мероприятий по мониторингу, предусматривающий исследования перед началом реализации технологии ТГВ, в процессе её проведения и после завершения опытно-промышленных работ.

10. В результате произведенной оценки установлен ориентировочный потенциал прироста извлекаемых запасов нефти за счет освоения и развития предложенного инновационного технико-технологического комплекса, а также его составных компонентов. Прирост может составить:

на месторождениях баженовской свиты..... 35–50 млрд. т;
 на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами....5–6 млрд. т;
 на месторождениях высоковязкой нефти.....1,7–2,0 млрд.т.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Монография

1. Миловидов К.Н., Кокорев В.И. Инновационные технологии в разведке и добыче нефти: организация, управление, эффективность: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс.- 2008.-272с.

Научные статьи в журналах, входящих в перечень, рекомендованных ВАК

2. Кокорев В.И. Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтяное хозяйство. - 2009. - № 8.- С.58-59.
3. Кокорев В.И. Инновационный термогазовый метод разработки отложений керогена баженовской свиты месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. - 2009. - № 9.- С.37-39.

4. Кокорев В.И. Водогазовое воздействие на Восточно-Перевальном месторождении // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2010. - № 3.- С.4-7.
5. Кокорев В.И. Оценка технологической эффективности газовых методов повышения нефтеотдачи пластов ОАО «РИТЭК» // Нефтепромысловое дело. - 2010. - № 5.- С.25-29.
6. Кокорев В.И. О целесообразности применения термогазового метода для разработки залежей, приуроченных к отложениям баженовской свиты в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело.- 2010.- № 6.- С.2-5.
7. Кокорев В.И. Основы управления термогазовым воздействием на породы баженовской свиты применительно к геологическим условиям Средне-Назымского и Галяновского месторождений // Нефтепромысловое дело.- 2010.- № 6.- С.29-32.
8. Кокорев В.И. Особенности парогазового воздействия на нефтяной пласт //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2010. - № 6.- С.37-39.
9. Кокорев В. И. Технология обработки призабойной зоны пласта с помощью термолиза монотоплива // Строительство нефтяных и газовых скважин на море и на суше. - 2010. - № 6.- С.54-55.
10. Кокорев В.И. Причины технологической и экономической эффективности внедрения водогазового воздействия на Восточно-Перевальном месторождении // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2010. - № 6.- С28-30.
11. Кокорев В.И., Власов С.А., Судобин Н.Г., Полищук А.М., Исследование процесса термического воздействия на образцы пород баженовской свиты // Нефтепромысловое дело. - 2010. - № 3.- С.12-19.
12. Кокорев В.И., Бугаев К.А. Результаты государственных приемочных испытаний Технологического комплекса с забойным парогазогенератором на монотопливе // Нефтепромысловое дело. - 2010. - № 6.- С.34-38.
13. Кокорев В.И., Лыкин М.С. Исследование вытеснения нефти парогазом на

физической модели пласта // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2010.- № 6. - С.24-25.

14. Кокорев В.И., Мулица И.С., Стрешинский И.А. и др. Термоманометрическая система контроля работы УЭЦН // Нефтяное хозяйство. – 1986. - № 3.- С.43-45.

Патенты

15. Пат. РФ №90492. Установка термогазового воздействия / В.И.Грайфер, В.И.Кокорев, О.В. Чубанов, А.А. Боксерман и др.; Заявлено 24.09.2009.
16. Пат. РФ №2338060. Способ разработки нефтяных месторождений / В.И. Грайфер, Р.А. Максutow, В.И. Кокорев, Г.И. Орлов и др.; Заявлено 10.11.2008.
17. Пат. РФ №63435. Система нагнетания в скважину газожидкостной смеси / В.И.Грайфер, Р.А. Максutow, В.И. Кокорев, Г.И. Орлов Р.А. В.Б. Карпов; Заявлено 17.01.2007.
18. Пат. РФ №2363837. Способ и установка для термогазохимического воздействия на нефтяной пласт и освоение эксплуатационных и нагнетательных скважин / В.И. Грайфер, В.И. Кокорев, Г.И. Орлов, и др.; Заявлено 10.08.2009.
19. Пат. РФ №71708. Стенд для испытания компрессоров с жидкостным поршнем / В.Н. Мартынов, В.И. Кокорев, С.В. Дегтяренко и др.; Заявлено 20.03.2008.
20. Пат. РФ №2367129. Способ разработки залежей высоковязкой нефти или битума термогазовым воздействием / В.И. Грайфер, В.И. Кокорев, Г.И. Орлов и др.; Заявлено 07.08.2009.
21. Пат. РФ №2382902. Тампонажный состав для селективного ограничения водопритоков в добывающих скважинах / В.И. Кокорев, В.А. Котельников; Заявлено 23.03.2009.
22. Пат. РФ №58170. Устройство механической зондовой перфорации/ В.И. Кокорев, В.А. Галустьянц, Ю.И. Коваленко, и др.; Заявлено 10.11.2006.
23. Пат. СССР №1331158. Способ разработки нефтяной залежи с трещиновато-пористыми коллекторами / И. А. Стрешинский, В. И. Кокорев, А.С. Лерман, и

др.; Заявлено 19.05.1985.

24. Пат. СССР №1412403. Способ разработки карбонатного нефтенасыщенного пласта /А. А. Акульшин, В.И. Кокорев и др.; Заявлено 22.03.1988.
25. Пат. РФ №2386662. Состав для изоляции водопритоков в нефтяных и газовых скважинах/В. И. Кокорев, В. А. Котельников, В. О. Мейнцер, и др.; Заявлено 23.03.2009.
26. Пат. РФ №95027. Забойный парогазогенератор на монотопливе / В.И. Кокорев, Г.И. Орлов, К.А. Бугаев; Заявлено 19.02.2010.
27. Заявка №2010102207. Устройство для одновременного измерения давления в трубном и межтрубном пространстве скважин / В.И. Кокорев, А.В. Кулагин, Н.В. Нефедов и др.; Заявлено 27.01.2010. Принято решение о выдаче патента.
28. Заявка №2009144564. Способ изобарного картирования зонально-неоднородного продуктивного пласта / В.И. Кокорев, А.В. Калмыков, А.А. Давлетшин, и др.; Заявлено 03.12.2009.
29. Заявка №2009400079. Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта и ствола скважины / Г.И. Орлов, В.И. Кокорев, М.С. Лыкин и др.; Заявлено 07.12.2009.
30. Заявка №20101150087. Способ разработки нефтекерогеносодержащих месторождений. / А.А. Боксерман, В.И. Грайфер, В.И. Кокорев и др.; Заявлено 16.04.10.

Другие публикации

31. Кокорев В.И. Инновационному пути развития – сегодня нет альтернативы // Нефть и капитал. - 2007.- № 3. - С.2-5.
32. Водогазовая, парогазовая и термогазовая технологии повышения нефтеотдачи пластов / В.И.Кокорев, И.А.Ахмадейшин // Тезисы докладов итоговой конференции за 2008 г. по приоритетному направлению «Рациональное природопользование». - Санкт-Петербург, 2008. - С.17-19.
33. Исследование гидротермального воздействия на дисперсную нефть и высокоглинистую породу баженовской свиты / В.И.Кокорев,

А.М.Полищук, А.А.Боксерман и др. // Материалы конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». - Москва, 2008. - С.267-272.

34. Термодеструкция керогена битуминозных пород Галяновского месторождения баженовской свиты / В.И. Кокорев, Н.Г. Судобин, А.М. Полищук и др. // Материалы конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». - Москва, 2008. - С.261-266.
35. Термодеструкция керогена битуминозных пород тутлеймской (баженовской) свиты месторождений Красноленинского района / В.И. Кокорев, Н.Г. Судобин, А.М. Полищук и др. // Материалы II международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». - ОАО «ВНИИнефть им. Академика А.П. Крылова». - Москва, 2009. - Том 1.
36. Определение параметров фильтрации трещиновато-поровых коллекторов Белоруссии / В.И.Кокорев, И.А.Стрешинский // Сборник научных трудов УкрГИПРОНИИнефть. - Киев. - С.14-30.
37. Контроль разработки нефтяной залежи, представленной карбонатным трещиновато-поровым коллектором / В.И.Кокорев, А.С.Лерман: Тез. докл. на XV Всесоюзном семинаре по гидродинамическим и промыслово-геофизическим методам исследований продуктивных пластов с целью контроля их разработки. - Сургут, 1985.- С.41-43.
38. Пакет прикладных программ для комплексной оценки результатов гидродинамических исследований карбонатных трещиноватых коллекторов с использованием ЭВМ / В.И. Кокорев, И.А. Стрешинский, А.В. Гребенчук: Тез. докл. на XV Всесоюзном семинаре по гидродинамическим и промыслово-геофизическим методам исследований продуктивных пластов с целью контроля их разработки. - Сургут, 1985.- С.53-55.

39. Проблемы технологического повышения извлекаемых запасов нефти России / А.А. Боксерман, В.И. Грайфер, В.И. Кокорев и др. // Материалы конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». - Москва, 2008.- С.20-25.

Соискатель

Кокорев В.И.