

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение Нефтегазовое дело

Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ современных технологий водогазового воздействия на продуктивный пласт УДК <u>622 276 42'43-047.44</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Финаев Александр Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Зятиков П.Н. _____

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Финаев Александр Сергеевич

Тема работы:

Анализ современных технологий водогазового воздействия на продуктивный пласт	
Утверждена приказом директора ИШПР	Приказ №1396/с от <u>01.03.2018</u>

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общие сведения о методах увеличения нефтеотдачи. 2. Общие сведения о водогазовом воздействии. 3. Анализ оборудования водогазового воздействия. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Раздел	Консультант
<i>Финансовый менеджмент...</i>	Вера Борисовна Романюк, доцент ОНД, ТПУ
<i>Социальная ответственность</i>	Никита Сергеевич Абраменко, ассистент, ТПУ
<i>если вы консультировались у кого-то по иным разделам ВКР, внесите их сюда</i>	Юлия Анатольевна Максимова, старший преподаватель, ТПУ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Методы увеличения нефтеотдачи	
Водогазовое воздействие на продуктивный пласт	
Мировой и отечественный опыт применения технологии водогазового воздействия на продуктивный пласт	
Анализ технологий водогазового воздействия на продуктивный пласт	
Обзор новых технологий реализации водогазового воздействия	
Water-Alternating-gas injection with Pump-Ejector System (WAG)	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
-------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Финаев Александр Сергеевич		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23

	нести ответственность за результаты работы	
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 90 страниц, 12 таблиц, 21 рисунка, 30 источников, 2 приложений.

Ключевые слова: ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, СИСТЕМА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, ОБРАТНАЯ ЗАКАЧКА ГАЗА В ПЛАСТ, ВОДОГАЗОВАЯ СМЕСЬ, МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫЕ УСТРОЙСТВА, НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА, ОПТИМИЗАЦИЯ.

Объектом исследования является оборудование для обратной закачки газа в пласт с целью увеличения нефтеотдачи а также утилизации попутного нефтяного газа.

Цель работы – анализ эффективности внедрения новой технологической схемы по подготовке водогазовой смеси для закачки в пласт.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения о современном состоянии технологии обратной закачки газа в пласт. На основе промышленных испытаний на месторождениях и лабораторных испытаний были проанализированы технологические схемы закачки водогазовой смеси в пласт с целью увеличения КИН. Рассчитано устьевое давление необходимое для закачки раннее подготовленной смеси воды, газа и ПАВ. Приведены экономические расчеты, подтверждающие положительный эффект предлагаемой технологической схемы в виде дополнительной прибыли. Магистерская диссертация выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, Microsoft Excel.

Обозначения, определения, сокращения

ВГВ – водогазовое воздействие

ПНГ – попутный нефтяной газ

НЭС – насосно-эжекторные системы

ППД – поддержание пластового давления

ГЖС – газожидкостная смесь

ДНС – дожимная насосная станция

КПД – коэффициент полезного действия

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПНП – повышение нефтеотдачи пласта

СА – струйные аппараты

КИН – коэффициент извлечения нефти

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	10
1 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	12
1.1 Классификация методов увеличения нефтеотдачи	12
1.2 Условия применения методов нефтеотдачи.....	14
1.3 Критерии применимости методов повышения нефтеотдачи	16
2 ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ.....	23
2.1 Классификация водогазового воздействия	23
2.2 Достоинства и недостатки технологии водогазового воздействия	26
2.3 Условия применения водогазового воздействия	27
2.4 Механизм и первые исследования применения водогазового воздействия	28
3 МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ.....	18
4 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ	30
4.1 Насосно-эжекторные системы в составе систем повышения нефтеотдачи.....	33
4.1.1 Анализ проблем использования насосно-эжекторных систем при водогазовом воздействии	34
4.2 Оценка эффективности вытеснения нефти водой и газом на различных режимах.....	37
4.3 Анализ технологических схем реализации водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем	39
4.4 Схемы реализации технологии водогазового воздействия на нефтяных месторождениях	41
4.5 Новые технологии реализации водогазового воздействия.....	43
4.6 Расчет технологической схемы для осуществления водогазового воздействия	12
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	56
5.1 Производственная безопасность.....	57
5.2 Анализ вредных факторов.....	57
5.2.1 Превышения уровня шума и вибрации.....	57
5.2.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	58
5.3 Пожарная безопасность.....	60

5.3.1 Электробезопасность	61
5.4 Экологическая безопасность.....	63
5.4.2 Защита гидросферы	64
5.4.3 Защита литосферы	65
5.4.4 Твёрдые отходы.....	65
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	66
5.5.1 Вероятные ЧС на месте проведения работ.....	66
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	68
5.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	70
5.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	71
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	74
6.1 Обоснование показателей экономической эффективности.....	75
6.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.....	79
6.3 Выручка от реализации	81
6.4 Эксплуатационные затраты.....	81
6.5 Платежи и налоги	81
6.6 Расчет экономических показателей проекта	83
6.6.1 Поток денежной наличности	83
6.6.2 Индекс доходности	84
6.6.3. Период окупаемости вложенных средств	84
6.6.4 Экономическая оценка проекта.....	85
Заключение	87
Список литературы	88

Введение

На сегодняшний день эффективность извлечения нефти основными методами разработки, считается неудовлетворительной, учитывая, что потребление нефтепродуктов растет во всем мире. Показатель средней конечной нефтеотдачи пластов по различным данным составляет 25-40%.

Поэтому внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи является актуальным и растет с каждым годом. Приоритетным направлением в нефтедобыче является развитие современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи, которые смогут обеспечить высокий коэффициент нефтеотдачи на уже разрабатываемых, а также новых месторождениях.

Водогазовое воздействие является одним из таких методов, к которому каждый год растет все больший интерес. Это связано с тем что данная технология сочетает в себе технологию заводнения и метод закачки углеводородного газа в пласт. Согласно различным исследованиям введение технологии водогазового воздействия увеличивает коэффициент извлечения нефти на 10-15% по отношению к технологии заводнения. Также интерес к данному методу обусловлен тем что при водогазовом методе вовлекаются в разработку запасы нефти, которые сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах, в которых коэффициент нефтеизвлечения при обычном заводнении составляет не больше 30% также в 2012 году вступило в действие постановление правительства Российской Федерации которое устанавливает требования к нефтекомпаниям об утилизации 95% добываемого попутного нефтяного газа, ограничивающее объем его сжигания в факелах на месторождениях и повышающее платежи за сверхлимитное сжигание газа.

Поэтому многие компании ищут пути для использования попутного нефтяного газа, одно из направлений утилизации попутного нефтяного газа — это возможность использования данного газа на собственные нужды или коммерческой реализации необходимо применение компрессорных технологий, что в свою очередь связано с большими капитальными и эксплуатационными

затратами. Альтернативным же вариантом может быть применение эжекторов, позволяющим значительно снизить капитальные затраты.

Целью данной работы является анализ, и оценка эффективности применения технологии водогазового воздействия на продуктивный пласт с целью повешения нефтеотдачи и утилизации попутного нефтяного газа. Путем оценки и анализа применяемого оборудования с целью выявления эффективного и менее затратного способа воздействия на продуктивные пласты.

Актуальность данной темы заключается в том, что, проведение водогазового воздействия на продуктивный пласт даст положительных экономический эффект за счет увеличения нефтеотдачи а также за счет оптимизации оборудования и внедрения новых технологий позволит недропользователю сократить капитальные вложения на проведения данной технологии.

Задачи:

- Произвести обзор основных понятий и опыта применения технологии водогазового воздействия на продуктивные пласты;
- Рассмотреть принципиальные схемы и варианты реализации технологии водогазового воздействия;
- Произвести оценку и анализ оборудования с целью выявления наиболее эффективного и менее затратного варианта реализации данной технологии;
- Рассчитать экономическую эффективность.

1 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

1.1 Классификация методов увеличения нефтеотдачи

Виды известных методик увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта по закачиваемому агенту подразделяются на следующие виды: [1]

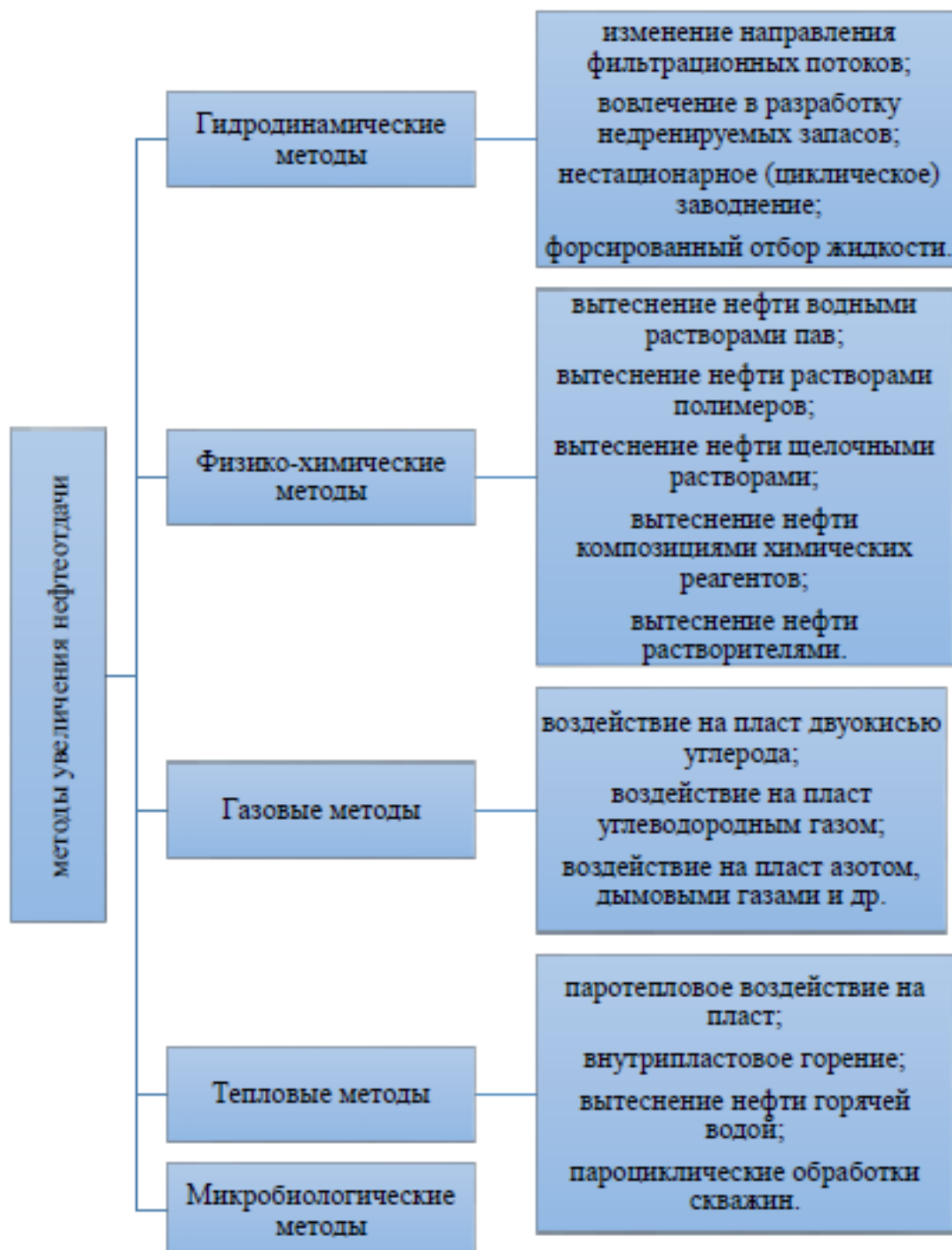


Рисунок 1 – Классификация методов увеличения нефтеотдачи по типу рабочих агентов

Также существует классификация по этапам эксплуатации месторождения, представленная на рисунке 2.

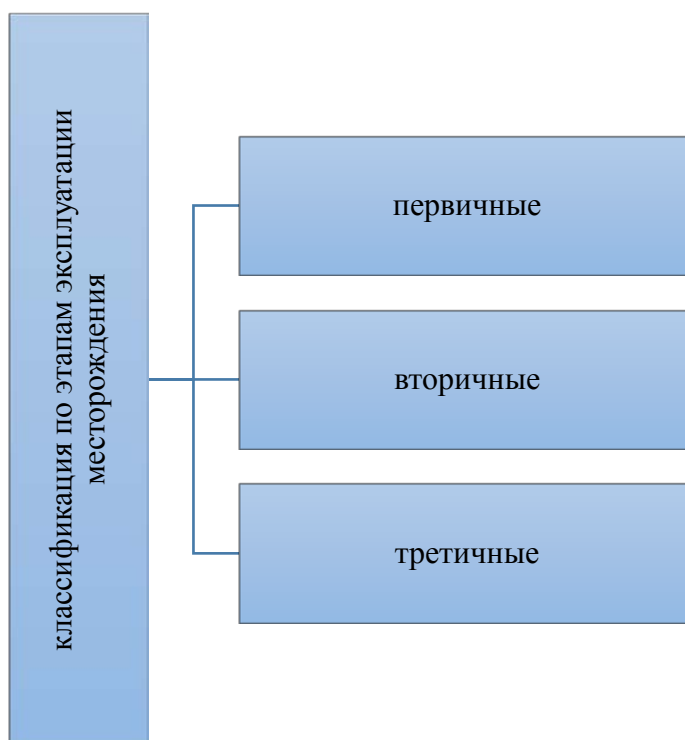


Рисунок 2 – Классификация методов увеличения нефтеотдачи по этапам эксплуатации месторождения

На практике в основном происходит реализация комбинированного воздействия, которое подразумевает сочетание нескольких методов одновременно.

1.2 Условия применения методов нефтеотдачи

Для выбора оптимального метода увеличения нефтеотдачи на начальном этапе применяют скрининг, это сопоставление средних характеристик пласта с заранее установленными пределами применимости того или иного метода увеличения нефтеотдачи. Основные показатели которые учитываются при скрининге это вязкость и глубина залегания коллектора, также есть много других параметров, которые нужно учитывать при скрининге, такие как: пластовое давление, свойство пластовой воды, температура, и тд. Пределы применимости МУН представлены на рисунке 3.

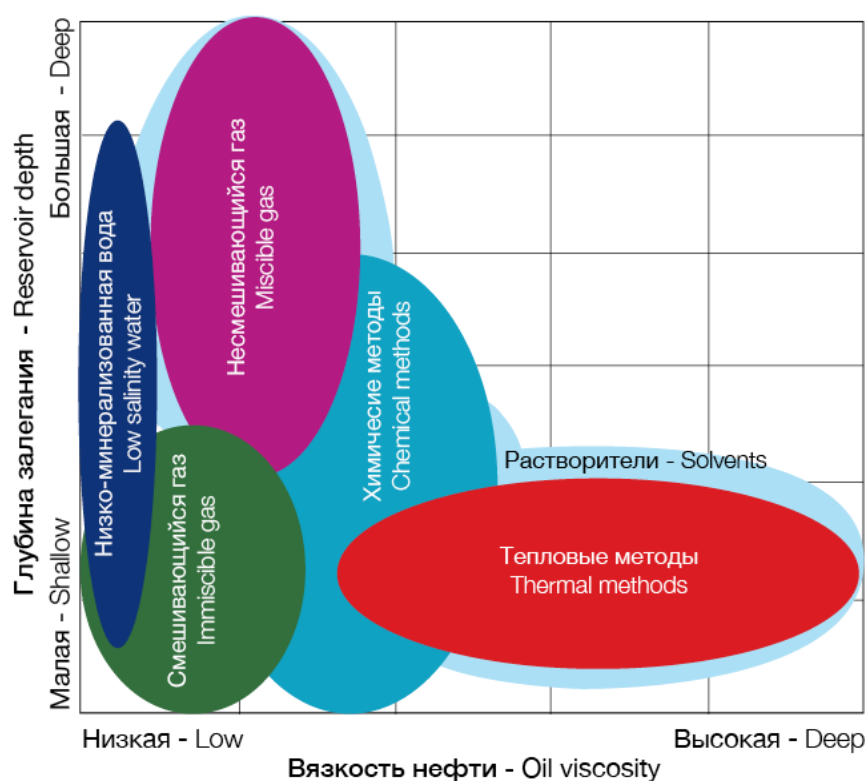


Рисунок 3 – Пределы применимости методов увеличения нефтеотдачи.

Внедрение новых методов — это сложный процесс, так как современные методы более дорогостоящие и сложные по сравнению с традиционными методами. При применении новых технологий в пласте происходят сложные процессы: фазовые переходы, химические реакции, превращения веществ, капиллярные и гравитационные процессы и др.

Внедрение новых технологий должно проходить ряд следующих этапов: [1]

- Детальное изучение особенностей геологического строения залежи, коллекторских, фильтрационных и физико-химических свойств пластовой системы;
- Анализ истории разработки месторождения;
- Лабораторные исследования физической сущности происходящих в пласте процессов при различных видах воздействия на пласт;
- Подготовка геолого-фильтрационных моделей и численное моделирование различных вариантов разработки залежи;
- Выбор технологий, основанных на максимальном учете геолого-промысловой характеристики залежи и использовании наиболее эффективных факторов, повышающих нефтеотдачу пласта;
- Проведение промысловых пилотных испытаний возможных технологий разработки залежи на представительных участках залежи минимального масштаба для доказательства качественного эффекта и выбора наилучших технологий;
- Уточнение геолого-фильтрационных моделей путем их адаптации к фактическим данным разработки опытных участков;
- Составление технологической схемы опытно-промышленных работ по испытанию и оценки технико-экономической эффективности выбранных технологий;
- Анализ результатов опытно-промышленных работ;
- Составление технологической схемы разработки всей залежи.

1.3 Критерии применимости методов повышения нефтеотдачи

Критерии применимости методов используются лишь для первичного отбора пригодных методов. В некоторых случаях геолого-физическая характеристика конкретной залежи может соответствовать критериям применимости двух или трех методов. Тогда наилучший метод выбирается основываясь на детальном технико-экономическом расчете с учетом наличия материально-технических средств и капитальных вложений.

Существуют общие критерии применимости для всех методов, а также и отдельно для каждого метода, которые обусловлены особенностями реализуемого процесса разработки. К общим критериям относятся: [1]

- трещиноватость коллектора;
- высокая водонасыщенность нефтяного пласта, которая составляет более 65-70%.
- высокая вязкость нефти, более 50 МПа·с, исключает эффективное применение многих методов, применяемых при заводнении. Если вязкость нефти будет 150-200 МПа·с, то следует применять полимерное заводнение, когда вязкость нефти более 200 МПа·с то следует применять термические методы или их комбинации с другими методами для достижения высокой нефтеотдачи;
- высокая глинистость коллектора, где содержание глин более 10%, негативно влияет на эффективность применения физико-химических методов и тепловых;
- большая жесткость пластовых вод, особенно вод используемых для приготовления растворов закачиваемых реагентов, снижает эффективность почти всех физико-химических методов.

Критерии, ограничивающие применение отдельных методов:

Закачка углекислого газа, применение данного метода целесообразно при вязкости нефти не более 10-15 мПа·с, если вязкость будет больше, то ухудшаются условия совместимости углекислого газа с нефтью, для лучшей совместимости также пластовое давление должно быть не более 8-9 Мпа.

Толщина пласта должна быть не более 25 м, так как при большой толщине пласта эффективность метода снижается из-за гравитационного разделения нефти и газа и снижения охвата пласта вытеснением.

Полимерное заводнение, температура пласта должна быть не более 80-90°C, при больших температурах полимер разрушается. Также на данный метод влияет проницаемость, если проницаемость пласта менее 0,2 мкм²то процесс сложно провести из-за того что размер молекул становится больше размеров пор при это происходит заполнение пор призабойной части пласта, или механическое разрушение молекул.

Щелочное заводнение, В основном зависит от состава нефти. Данный метод не применим если пластовая нефть обладает малым индексом кислотности, менее 0,5 мг/г. По сравнению с другими физико-химическими методами щелочные растворы могут применяться при температурах до 200°C, а также в карбонатных коллекторах.

Тепловые методы, критерии применимости данного метода делятся на три группы:

- геолого-физические, к ним относятся: строение и свойства коллектора, свойства пластовых флюидов и др.;
- технологические, к ним относятся: сетка скважин, система и параметры воздействия, система контроля и регулирования процесса и др.;
- технические, к ним относятся: наличие соответствующего оборудования, источников воды и энергии, состояние фонда скважин.

2 МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Площадь экспериментов по применению водогазового воздействия на продуктивный пласт очень обширна. Рассмотрим применение данной технологии более подробно на примере некоторых месторождений, какие процессы происходили и как повлияло водогазовое воздействие в целом на участки проведения метода.

Мировой опыт свидетельствует о высокой привлекательности водогазового воздействия. Так уже к 2009 году метод был реализован на 37 объектах в США, на 9 объектах в Канаде, на 5 в России и Норвегии, и по 1 в Китае, Великобритании и Алжире[10].

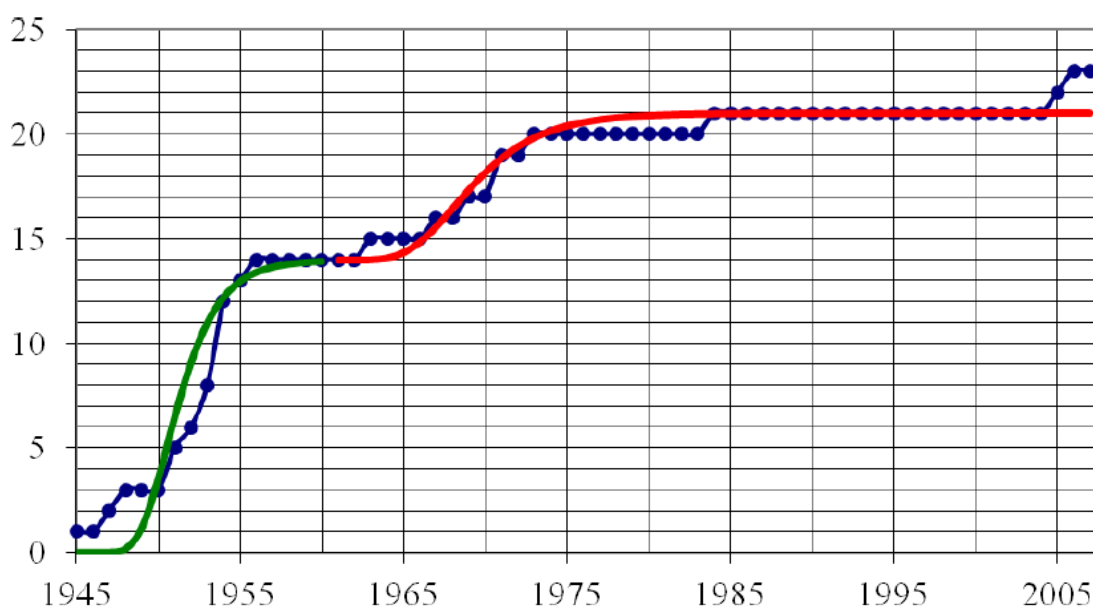


Рисунок 4 – Динамика проведенных проектов ВГВ с отдельной закачкой вытесняющих агентов на месторождениях СССР и РФ

Одним из самых крупных проектов применения водогазового воздействия в отечественной практике является промышленный эксперимент на Самотлорском месторождении, данный проект будет описан далее. Достигнутый здесь технологический эффект превышает суммарную дополнительную добычу по остальным проектам.

Несмотря на широкое использование импортного оборудования, имевшие место основные технические проблемы подтверждают тезис о неготовности отечественной промышленности к применению данной технологии, что проявилось в:

- конструкции водогазонагнетательных скважин не надежная;
- некачественные трубы;
- некачественная запорная арматура;
- плохое качество изготовленной газораспределительной батареи;
- используемая аппаратура для замера дебитов и газового фактора продукции скважин также плохого изготовления.

Опыт применения метода водогазового воздействия с поочередной закачкой водогазовой смеси или так называемый WAG-процесс, за рубежом представлена на Рисунке 5.

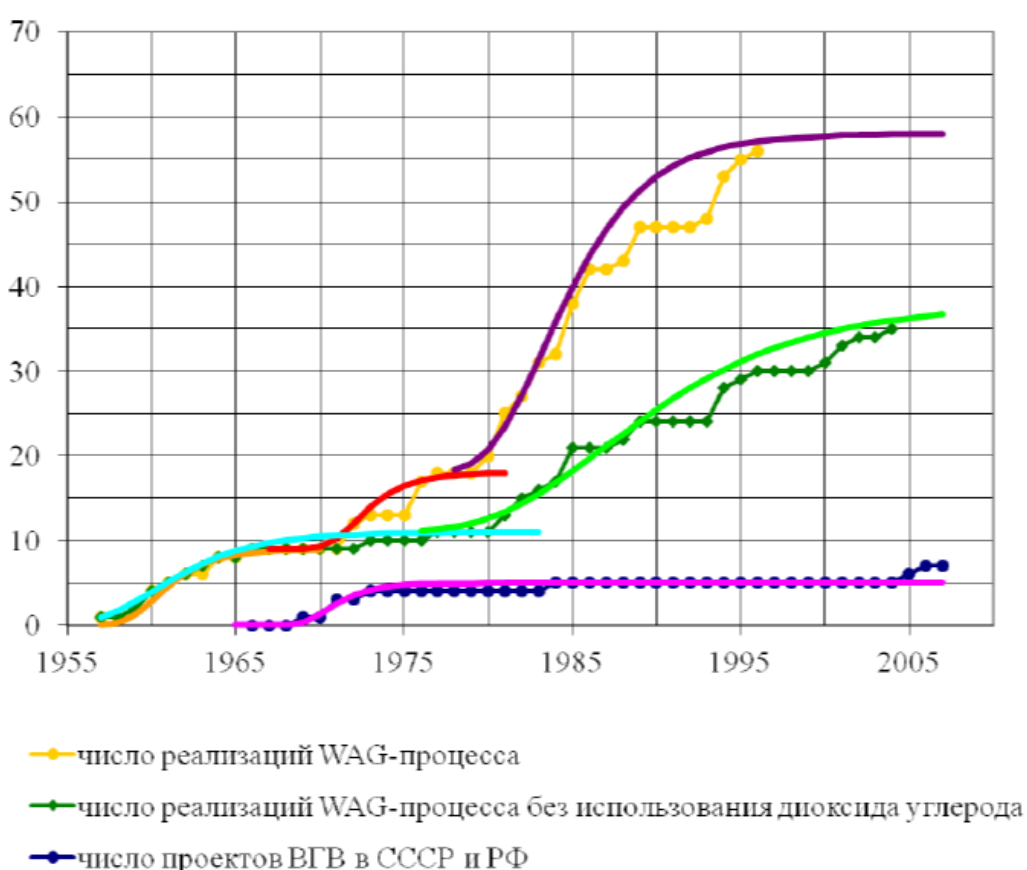


Рисунок 5 – Динамика, накопленного количества проектов ВГВ с использованием WAG-процесса

Самотлорское месторождение

В 80 годах на пластах месторождения проводились опытные испытания водогазового воздействия вода и газ закачивались поочередно – при такой реализации технологии закачка попутного газа сменялась нагнетанием воды.

До проведения данного метода интенсификации опытный участок характеризовался падением дебитов. После проведения водогазового воздействия многие скважины начали фонтанировать, а по остальным скважинам произошел рост дебита и снизилась обводненность продукции.

По результатам проведения ВГВ на участке, его анализе и оценки технологической эффективности при сопоставлении с заводнением был сделан вывод что данный метод показал себя успешно, но при этом появился вопрос связанный с необходимостью оптимизации действующей системы поддержания пластового давления (ППД). Первые опыты выявили, что успешность ВГВ зависит от охвата пласта воздействием, для увеличения которого было предложено: изменить объем газа и воды; изменить соотношения воды и газа, давления закачки; применить интенсифицирующие технологии в добывающих скважинах которые слабо реагируют на закачку водогазовой смеси; водоизоляционные работы.

При практической реализации данной технологии в 1984 году прирост нефтеотдачи составил около 7 %, а темпы разработки увеличились более чем в три раза.

Введенская площадь

Именно здесь в 1959 году впервые попробовали применить водогазовое воздействие с совместной закачкой агентов, при этом ВГС рассматривалась не метод для увеличения вытеснения газом или водой, а в качестве автономного агента. За основу в данном примере брали воздух, он являлся газовой основой. За счет применения технологии предусматривалось сократить прорывы вытесняющего агента по промытым зонам пласта, а также увеличить нефтеотдачу пласта. Для достижения данной цели роль механизма отводилась крупным газовым пузырькам которые содержались в воде, и наиболее

гидрофобных участках поверхности пористой среды смогут разрывать пленку нефти и вытеснять ее в водную среду [11].

Битковское месторождение

На данной территории опытно-промышленные работы по закачке водогазовой смеси были начаты в 1972 году. По предварительным расчетам показателей, коэффициент нефтеотдачи при реализации водогазового воздействия должен был вырасти до 16%. Данное месторождение характеризовалось низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллектора, осложнённым геологическим строением и неоднородностью пласта. На основании проведенных лабораторных исследований, в которых КИН получился 27%, сделан был вывод что водогазовую смесь стоит закачивать с содержанием воды 25-30 %.

В результате применения технологии ВГВ на данном месторождении произошло снижение газового фактора, а также темп уменьшения пластового давления с 0,2 до 0,1 МПа/год, среднесуточный дебит нефти стабилизировался, и был заметен рост удельного отбора нефти и газа. Однако среди всех плюсов были и значительные минусы такие как обводненность, которая на некоторых скважинах повысилась. В сумме эффект от внедрения метода ВГВ в промышленных масштабах составил 750 тыс. т. нефти[11].

Федоровское месторождение

В Западной Сибири Федоровское месторождение НГДУ «Сургутнефтегаз» стало одним из первых участков где применили метод ВГВ для увеличения нефтеотдачи.

На данном месторождении были благоприятные условия для нагнетания газожидкостной смеси в пласт этому способствовала как геологическая характеристика, так и технологическая схема данного объекта.

На данном участке использовался так называемый бескомпрессорный метод ВГВ основанный на подачи газа в нагнетательные скважины за счет пластовой энергии, основаниями для применения данной технологии стало то что в разрезе присутствовал газонасыщенный пласт АС4 с высокой величиной

давления на устьях скважин. Для реализации технологии выбрали два опытно-промышленных участка. На первом участке присутствовала газовая шапка, на втором была высокая неоднородность пласта. На основании проведенных лабораторных исследований перед тем как провести мероприятие, было решено водогазовую смесь (ВГС) готовить в специальных смесителях, находящийся недалеко от скважин. При этом скорость водогазовой смеси по стволу скважины должна быть больше 0,2 м/с, смесь однородна по всей протяженности пласта, газовый фактор равен 100 м³/м³.

Мероприятия по проведению водогазового воздействия ввелись в период с 1975 по 1977 гг. За два осуществления данного метода в пласт было закачано 122 тыс. м³ воды и 1646 тыс. м³ газа.

Эффектом от ВГВ стало увеличение профиля приемистости и улучшение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта. Однако при анализе проделанной работы были выявлены недостатки технологии: оборудование, используемое для ВГВ было надежно, гидратообразование в процессе нагнетания ВГС, технологические параметры не были установлены, не было методики основ расчета оптимального газоводяного фактора газожидкостной смеси для каждого из горизонтов. ОПР носил кратковременный и несистемный характер, что затруднило оценку экономической эффективности водогазового воздействия. [12]

Месторождения Советское и Вахское

В северной части Томской области в 92-93 годах на двух участках была реализована технология ВГВ, но не в больших объемах. Это пласт АВі Советского месторождения который довольно неоднородный, где отметка водонефтяного контакта расположена на глубине 1650 м, а проницаемость - 0,050 мкм², при совместной перфорации нескольких пластов по данным исследований в разработке не принимал участие.

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

3.1 Классификация водогазового воздействия

Водогазовое воздействие на продуктивные пласты с целью повышения нефтеотдачи в последнее время приобретает все больший интерес. Это связано с тем что данная технология сочетает в себе технологию заводнения и метод закачки углеводородного газа в пласт. Согласно различным исследованиям введение технологии водогазового воздействия увеличивает коэффициент извлечения нефти на 10-15% по отношению к технологии заводнения. Также интерес к данному методу обусловлен тем что при водогазовом методе вовлекаются в разработку запасы нефти, которые сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах, в которых коэффициент нефтеизвлечения при обычном заводнении составляет не больше 30%. Вызвано это тем что коэффициент вытеснения водой не велик[3]. Метод водогазового воздействия предусматривает закачку в пласт в различных сочетаниях воды и газа. Газ может применяться как углеводородный, так и не углеводородный[2].

Водогазовое воздействие чаще всего рассматривается как один из газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН), классификация газовых методов представлена на рисунке 6[4].

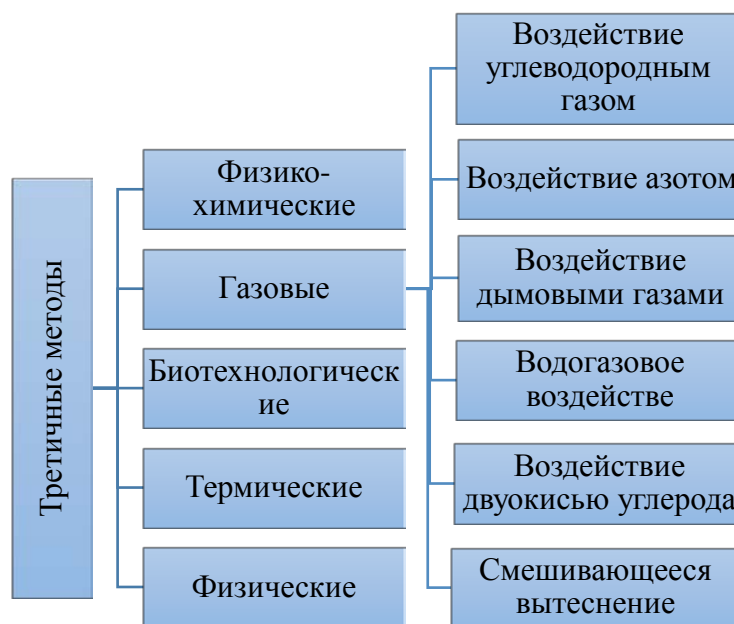


Рисунок 6 – Классификация газовых методов

Водогазовое воздействие или так называемый ВГВ – это метод основанный на воздействия на продуктивный пласт, в пласт закачивается водогазовая смесь за счет которой происходит поддержание, а также восстановление пластового давления, смесь закачивается в разных сочетаниях и модификациях. На основании предложенных в рассмотренных публикациях определений и предложенных системы[8], для анализа в работе используется классификация, основанная и разработанная за счет отечественных нормативных документов [9] и анализа публикаций по теме водогазового воздействия на пласт.

В работе используется трёхуровневая классификация методов увеличения нефтеотдачи, по такой классификации водогазовое воздействие (ВГВ) является самостоятельной группой технологий, которая относится к газовым методам увеличения нефтеотдачи пласта[8], так же как и газовый метод подразделяется на виды по закачиваемому агенту, данная классификация представлена в приложении А.

По взаимодействию газа с вытесняемой нефтью

Существуют следующие виды: газовая репрессия, режим ограниченной взаимной растворимости и режим неограниченной взаимной растворимости.

При газовой репрессии отсутствует массообмен среди жидких и газовых фаз. Где вытеснение нефти произойдет только под действием газодинамических сил.

Режим ограниченной взаимной растворимости характеризуется происходящим обменом компонентами между газовой и жидкой фазами при вытеснении нефти в пласте. Кроме воздействия газодинамических сил имеет место частичное перемещение компонентов из нефтяной фазы в газовую и в обратном порядке. При этом процессе границы раздела фаз, а также межфазное натяжение не изменяются.

Для режима неограниченной взаимной растворимости, или так называемого смешивающегося режима, границы раздела фаз, а также межфазное натяжение между нефтью и газом не происходит. Существуют

следующие разновидности режимов неограниченной взаимной растворимости это одноконттактный и многоконттактный режимы.

По используемому газовому агенту

Водогазовое воздействие делится на воздействия: углеводородным газом; диоксидом углерода; азотом; дымовыми газами и закачку воздуха. Также существует закачка «сухого» или углеводородного газа и применение «обогащенного» газа, в котором содержатся высокое число углеводородных растворителей (пропан, бутан и пр.).

При закачке в пласт воздуха возникает возможность прохождения окислительных экзотермических процессов между кислородом и воздухом, а также углеводородами нефти. Воздух в данной реакции не будет рабочим агентом, а будет исходным веществом для того чтобы получить вытесняющий агент. В зависимости от термобарических условий пласта и свойств пластовых флюидов возможны три различных процесса вытеснения нефти: вытеснение дымовыми газами применяется в случае если тепловое воздействие на нефтеотдачу мало; термогазовое воздействие применяется при возникновении высокотемпературной зоны за фронтом вытеснения нефти газами горения образуется «нефтяной вал» и внутрипластовое горение.

При вытеснении нефти дымовыми газами закачка воздуха в пласт считается газовым методом. При этом термогазовое воздействие на пласт является интегрированным методом, который также взаимодействует с технологиями водогазового воздействия. Внутрипластовое горение относится к тепловым методам увеличения нефтеотдачи.

По способу нагнетания технологии водогазового воздействия на продуктивные пласты делится на следующие виды: последовательная закачка; попеременная или чередующаяся закачка и совместная закачка в пласт[5].

При последовательной закачке предусматривается закачка воды после того как нагнетался газ в течении длительного периода. Чередующаяся закачка в пласт производится отдельно инжектированием в пласт вытесняющих агентов, при этом объем оторочек в пластовых условиях не должен превышать

10 – 12% от начального нефтенасыщенного порового объема дренируемой области пласта [5]. При совместной закачке газ и вода нагнетаются в пласт одновременно, при этом образуют водогазовую смесь (ВГС).

3.2 Достоинства и недостатки технологии водогазового воздействия

Достоинства технологии:

- повышает нефтеотдачу пласта за счет достижения в присутствии:
 - газа – более высокого коэффициента вытеснения;
 - воды – более высокого коэффициента охвата;
- ограничивает темпы прорыва воды в добывающие скважины;
- возможно применение технологии
 - в составе действующей системы ППД;
 - как на отдельных скважинах, так и на месторождении в целом;
- рациональное решение проблемы утилизации попутного газа на промыслах.

Недостатки технологии:

- требования к наличию источников газа в требуемых объемах;
- необходимость использования газа повышенного давления;
- усложнение конструкции скважины в связи с повышенными требованиями к герметичности эксплуатационной колонны и НКТ, возможной необходимости применения пакера;
- сравнительно высокие единовременные капитальные вложения по созданию системы газоснабжения в оптимальных объемах.

Основную техническую сложность при внедрении ВГВ составляет подбор насосного (компрессионного) оборудования и установления параметров его бесперебойной устойчивой работы.

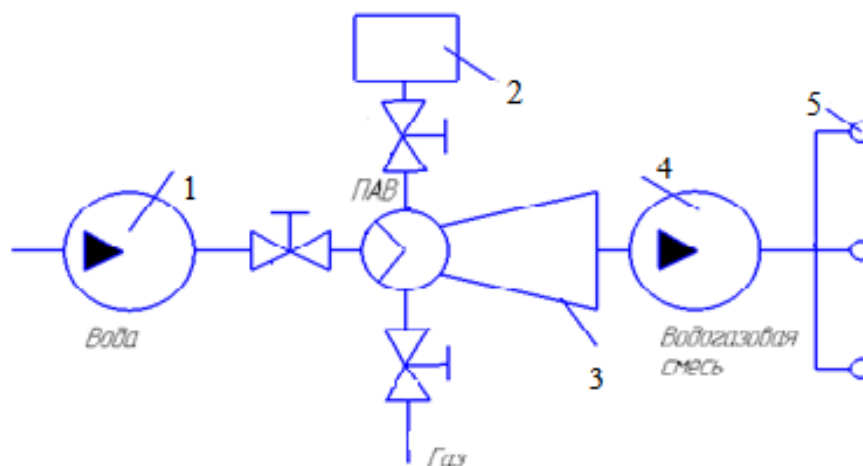


Рисунок 7 – Принципиальная схема технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты:

1,4 – Электроцентробежные насосы; 2 – ёмкость с поверхностно-активными веществами; 3 – эжектор; 5 – нагнетательные скважины

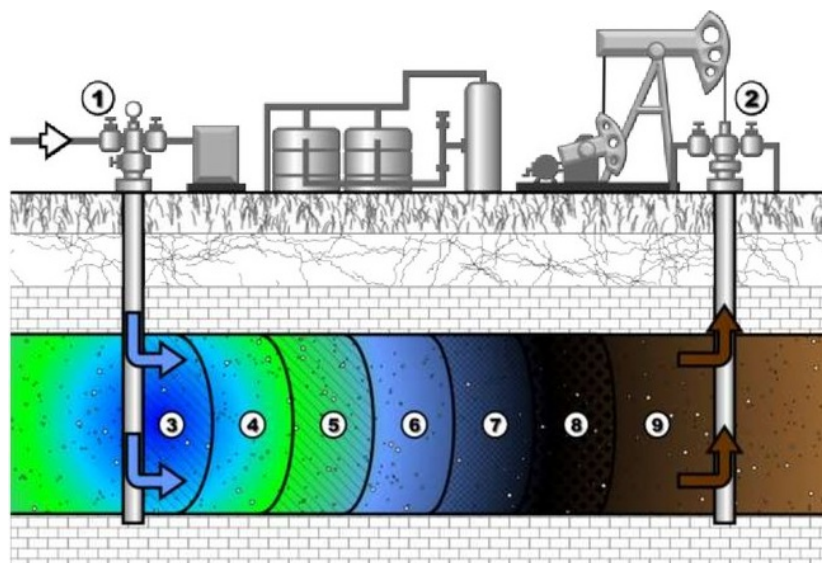


Рисунок 8 – Схема вытеснения нефти водогазовым воздействием:

1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина; 3 – водогазовая зона;
4 – газ(CO_2); 5 – водогазовая зона; 6 – газ; 7-зона смешения;
8 – вал нефти; 9 – зона начального состояния пласта.

3.3 Условия применения водогазового воздействия

Эффективность разработки нефтяного месторождения определяется точностью выбора метода воздействия на продуктивный пласт, направленного

на повышение или сохранение подвижности нефти. Для выбора метода воздействия нужно знать данные о геолого-физических условиях нефтяной залежи, составе, структуре, петрофизических свойствах пород пласта и характеристиках пластовых флюидов, с учетом этих данных которые должны удовлетворять условиям применимости метода воздействия (в англоязычной литературе – «критерии скрининга») выбирается метод воздействия. Такие критерии есть и для водогазового воздействия, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Критерии применимости водогазового воздействия

Параметр	Единицы измерения	Критерии применимости
Глубина	м	1500-1800
Тип коллектора	-	Терригенный, карбонатный
Пластовое давление	МПа	Более 15-18
Толщина пласта	м	2-20
пористость	%	10-35
проницаемость	мкм ²	0.02-0.8
нефтенасыщенность	%	>40
Пластовая температура	°С	>50
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1-10
Содержание асфальто-смолистых веществ	%	<10

Существующая неопределенность (нечеткость) критериев применимости для некоторых методов является следствием недостаточной изученности процессов, протекающих в нефтенасыщенном продуктивном пласте при данном виде воздействия.

3.4 Механизм и первые исследования применения водогазового воздействия

На данный момент наиболее распространенное объяснение механизмов, происходящих при водогазовом воздействии, является модель процесса, при котором происходит пропитка водой мелких и дренирование газом крупных

поровых каналов при условии, что каналы меньшего сечения являются гидрофильными, а большего, соответственно – гидрофобными [5, 6].

Данная модель была предложена на основании обобщения результатов экспериментальных исследований Островским Ю.М. и Лискевичем Е.И. в 1973 году в работе [6]. Справедливость этой теории доказана накопленным опытом и подтверждена зарубежными исследователями которые при проведении экспериментов с использованием прозрачных микромоделей пористой среды в работе [7] в которой были получены визуальные данные, подтверждающие, что вода пропитывает мелкие, а газ при этом дренирует крупные поры. Так как в данной модели водогазовое воздействие рассматривается как гидродинамический процесс, то эффективность водогазового воздействия должна определяться не только свойствами нефти и газа которые определяют режим вытеснения нефти как при газовом воздействии, а и свойствами пористой среды.

4 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Для оценки и анализа оборудования и технологии водогазового воздействия рассмотрим современную классификацию технологий ВГВ которую поддерживает большинство специалистов[17].

Классификация технологий водогазового воздействия:

1. Попеременная закачка воды и газа

- Компрессорная технология реализации ВГВ;
- Бескомпрессорная технология реализации ВГВ.

2. Совместная закачка воды и газа

- Бустерная технология реализации ВГВ;
- Эжекторные технологии реализации ВГВ;
- Насосно-эжекторные технологии реализации ВГВ;
- Насосно-компрессорные технологии реализации ВГВ.

Более распространенной технологией является технология закачки в пласт попеременно, но совместная закачка хоть и используется реже в настоящее время имеет ряд преимуществ, доказанных опытным путем. При совместной закачки воды и газа более высокая нефтеотдача, а также водогазовая смесь поступала на забой скважины более равномерно. Несмотря на большое количество опытных проектов по ВГВ, крупномасштабного применения данная технология не получила из-за недостатков известных технологий. Рассмотрим каждую технологию по отдельности и выявим достоинства и недостатки, а также наиболее эффективную технологию.

Компрессорная технология реализации водогазового воздействия

При компрессорной технологии газ нагнетается в скважину с помощью компрессорной станции (от 2-3 до 10 компрессоров высокого давления) в течение какого-то времени, обычно это 2-3 месяца, затем в скважину нагнетается вода посредством насосной станции.

Данная технология самая распространённая и часто применяемая, однако данная технология хоть и самая распространённая также она и имеет наибольшее количество недостатков и в первую очередь, связанную с затратами на оборудование. Так самая простая конструкция компрессорной станции, состоящая из 2-3 компрессоров высокого давления, будет стоить два три млн. долларов. Также высокая стоимость и у газопровода высокого давления для закачки газа 35-40 МПа и выше, так как при закачке газа отсутствует гидростатический напор закачиваемого флюида в скважине.

Также при эксплуатации газопровода высокого давления возникает повышенная опасность при эксплуатации. Учитывая все вышеизложенные факторы, можно сделать вывод, что применение данной технологии нецелесообразно для небольшого опытного участка, связано это с высокими капитальными затратами которые отпугивают недропользователей от внедрения данной технологии. Кроме всего изложенного у компрессорной станции есть минусы, связанные с частыми ремонтами отдельных элементов так как компрессор сложная техническая система, тем самым прерывается постоянный цикл закачки агента (газа). Ко всему сказанному компрессорные станции высокого могут использовать не весь газ, а имеют ограничения по составу перекачиваемого газа (содержание жидких фракций, а это при высоких давлениях С3 и выше, не более 5), станции позволяют перекачивать только сухой газ, а это отрицательно влияет на нефтеотдачу пластов.

Бескомпрессорная технология реализации ВГВ

Одним из вариантов реализации процесса ВГВ является бескомпрессорная технология с использованием газа из газовых пластов. Минусы у данной технологии заключаются в том, что не на всех

месторождениях присутствуют высоконапорные газовые пласты, давления на устьях составляет 8-12 МПа, а этого недостаточно для того чтобы закачать газ в нагнетательные скважины. При этом газ придется «дожимать» при помощи какого-либо оборудования.

Также при проведении операции по воздействию на продуктивный пласт оторочками воды и газа относительная проницаемость в прискважинной зоне пласта падает более чем в 10 раз по воде, примером может служить Илишевское месторождение). Это происходит из-за чрезмерного насыщения пласта вблизи нагнетательной скважины газом.

Технология совместная закачки газожидкостной смеси представлена технологиями с применением бустерных, плунжерных насосов различного вида а также использование струйных аппаратов (СА). Так как совместная закачка наиболее эффективна так как коэффициент нефтеотдачи выше, мы более подробно и детально рассмотрим данные технологии реализации ВГВ. А также у совместной закачки есть положительная особенность, при использовании данного метода проницаемость пласта в районе нагнетательной скважины не будет изменяться.

Бустерные (дожимные) насосы плунжерного типа.

При применении плунжерных бустерных установок мы нуждаемся в высоком давлении газа на приеме, давление должно составлять более 10 МПа, так как степень сжатия у насоса ВГС не более 4 МПа. Из этого следует, при отсутствие высоконапорных источников газа при реализации данной технологии уйти от использования компрессорной установки не возможно. Кроме того, производительность установки снижается это связано со сжимаемостью газа, который значительно уменьшает коэффициент заполнения рабочей камеры. Если мы хотим высокую производительность, то для этого установка должна быть значительных размеров. При высоких давлениях нагнетания межремонтный период бустерных установок значительно сокращается.

Эжекторные технологии совместной закачки воды и газа

Данный метод основан на применении струйных аппаратов, которые могут быть расположены на поверхности или над забоем скважины.

При том, что создается однородная водогазовая смесь, данная технология все равно используется в небольшом количестве случаев. Связано это с тем, что струйные аппараты не могут создать достаточно высокое давление нагнетания водогазовой смеси в пласт. Также значительным недостатком является расположение струйного аппарата на забое скважины, так как при этом регулирование работы не возможно, требуется подъем оборудования на поверхность.

В данной работе наиболее подробно предлагается рассмотреть насосно-эжекторные системы, так как это технология, позволяющая использовать преимущества струйных аппаратов, так и центробежных насосов.

4.1 Насосно-эжекторные системы в составе систем повышения нефтеотдачи

Для того чтобы повысить нефтеотдачу и увеличить дебит в последнее время широко распространен метод ВГВ на пласт – которая включает в себя технологию попеременной или одновременной закачки воды и газа в пласт которые были описаны в разделах ранее.

Водогазовое воздействие выполняет три основные задачи:

- Увеличение коэффициента извлечения нефти в том числе в пластах с нефтью повышенной вязкостью, происходит это за счет того, что увеличивается коэффициент охвата и вытеснения;
- Утилизация попутного нефтяного газа;
- Поддержание пластового давления.

Основной отличительной чертой водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем является отсутствие ограничений по составу газа. Газ может быть, как сухой, так и обогащенный или жирный.

При использовании жирного газа достигается высокая эффективность водогазового воздействия. Технологию насосно-эжекторного оборудования при ВГВ возможно реализовать как на отдельных скважинах, так и на кустах или на всем месторождении в целом, также при использовании данного оборудования появляются плюсы связанные с отсутствием проблем гидрат образования, так же предотвращение прорывов газа в добывающие скважины связано это с тем что закачка воды и газа при использовании НЭС ведется одновременно.

Также основным плюсом является как говорилось ранее в отличии от компрессорных и бустерных установок капитальные вложения на обустройство и эксплуатацию у НЭС значительно меньше.

Использование насосно-эжекторных систем снижает затраты за счет применения более надежного и дешевого по сравнению с другими технологиями производимого оборудования.

Технология НЭС имеет потенциал и возможность широкого внедрения для решения задач в области разработки месторождений водогазовым воздействием, так как в данной технологии используется доступное и качественное оборудование.

Существенным минусам применения ВГВ можно считать то, что для закачки ГЖС в пласт необходимо создавать достаточное давление потока, а для этого жидкость и газ должны подаваться под высоким давлением, что часто бывает сложно осуществимо на месторождении.

4.1.1 Анализ проблем использования насосно-эжекторных систем при водогазовом воздействии

Струйный аппарат в общем представлении представляет собой устройство для нагнетания инжектор или устройство для откачки эжектор жидких или газообразных веществ и гидроэлеватор для транспортирования принцип, которого основывается на взаимодействии и обмене энергией разных потоков жидкости посредством увеличения перекачиваемой среды струей

жидкости, пара или газа. Принципиальная схема струйного аппарата представлена на рисунке 10.

Поток рабочей жидкости под высоким давлением подается в сопло, где скорость потока увеличивается, а давление падает. Из сопла рабочая жидкость через приемную камеру аппарата попадает в камеру смешения. Обе камеры при этом заполнены перекачиваемой жидкостью, давление и скорость которой значительно меньше рабочей.

В зависимости от противодействия на выходе аппарата, на каком-то определенном расстоянии от сопла активная струя распадается, и рабочий и перекачиваемый потоки перемешиваются. При этом процессе происходит преобразование энергии – где энергия скорости рабочей жидкости преобразуется в энергию давления образовавшейся смеси. Преобразование энергии продолжается и в следующем за камерой смешения диффузоре, где за счет увеличения проходного сечения идет рост давления, и снижение скорости смеси.

Струйные аппараты применяются намного реже чем традиционные насосы и компрессоры, которые используются для увеличения и поддержания давления перекачиваемой жидкости и газа объемных и динамических машин.

Связано это с тем что:

- низкий КПД струйных аппаратов – обычно составляет 30–35%, но верхняя его граница на данный момент точно не установлена;
- возможности работы и устойчивость на переменных режимах данных аппаратов мало изучены;
- мало изучены вопросы регулирования струйных аппаратов.

Не смотря на недостатки, в основном связанные с мало изученностью аппаратов, с практической точки зрения струйные аппараты обладают рядом преимуществ, таких как:

- Низкая стоимость и сроки окупаемости оборудования;
- Простота и компактность конструкции, а также нет трудностей при монтаже и изготовлении оборудования;

- Большая пропускная способность, способны перекачивать газ и газожидкостные смеси в широких диапазонах;

Благодаря выше перечисленным достоинствам данные аппараты нашли применение и зарекомендовали себя в нефтегазодобывающем и нефтеперерабатывающем секторе промышленности.

Возможность работы струйных аппаратов в связке с насосом (схема НЭС) позволяет расширить диапазон применения данного оборудования и совместно использовать основные преимущества струйных аппаратов и насосов, в т.ч. ЭЦН: для насосов – создавать высокий напор и перекачивать большие объемы жидкости, для СА – способность работать с газом, ГЖС и твердыми веществами. Таким образом, НЭС могут быть использованы для решения различных задач в составе как наземного, так и погружного оборудования.

Задачи в составе наземного оборудования:

- системы для повышения нефтеотдачи с применением водогазового воздействия (ВГВ);
- системы для перекачки всех типов ГЖС (например, в условиях шельфа).

Задачи в составе погружного оборудования:

- системы для освоения скважин;
- системы гидродинамических исследований скважин (ГДИС);
- системы в составе с ЭЦН – в качестве способа добычи нефти в скважинах со сложными условиями эксплуатации, для морских скважин (с перепуском газа в НКТ из-за особенностей сбора продукции на шельфовых месторождениях).

Именно задачи в составе наземного оборудования, а в частности системы для повышения нефтеотдачи с применением водогазового воздействия (ВГВ) в связке с насосом (схема НЭС) будут рассмотрены в работе;

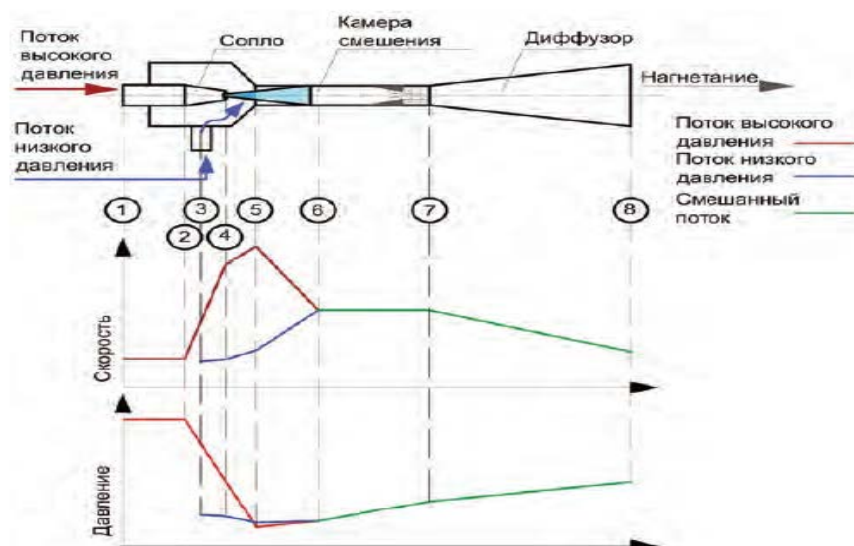


Рисунок 9 – Схема струйного аппарата и принцип действия

4.2 Оценка эффективности вытеснения нефти водой и газом на различных режимах

В данном разделе представлены результаты исследований, проделанных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и представленных в работе [7].

Исследования проводились на экспериментальном измерительном комплексе. Авторы в своей работе исследовали коэффициент вытеснения нефти при различных режимах водогазового воздействия:

- последовательное вытеснение нефти газом и водой, а также в обратной последовательности;
- одновременная закачка воды и газа;
- чередующаяся закачка воды и газа с различной продолжительностью циклов;

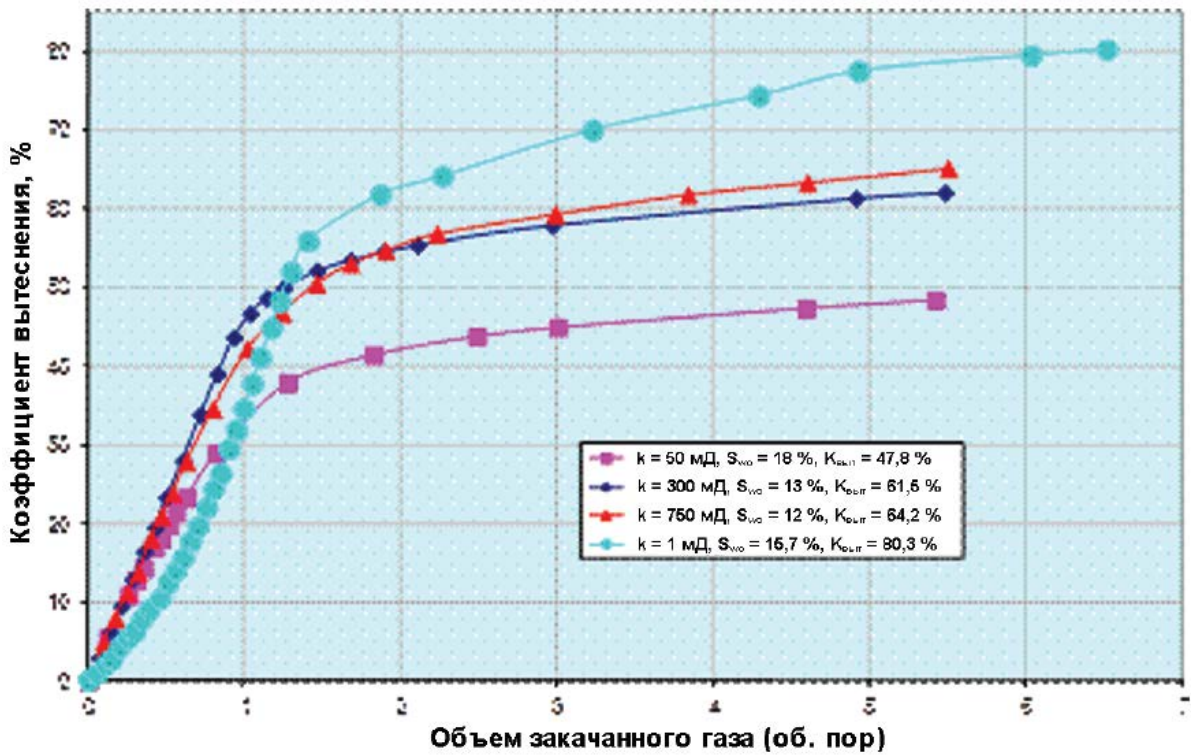


Рисунок 10 – Коэффициент вытеснения нефти газом сепарации из идентичных моделей пласта с приблизительно одинаковой начальной водонасыщенностью и с различными значениями абсолютных проницаемостей

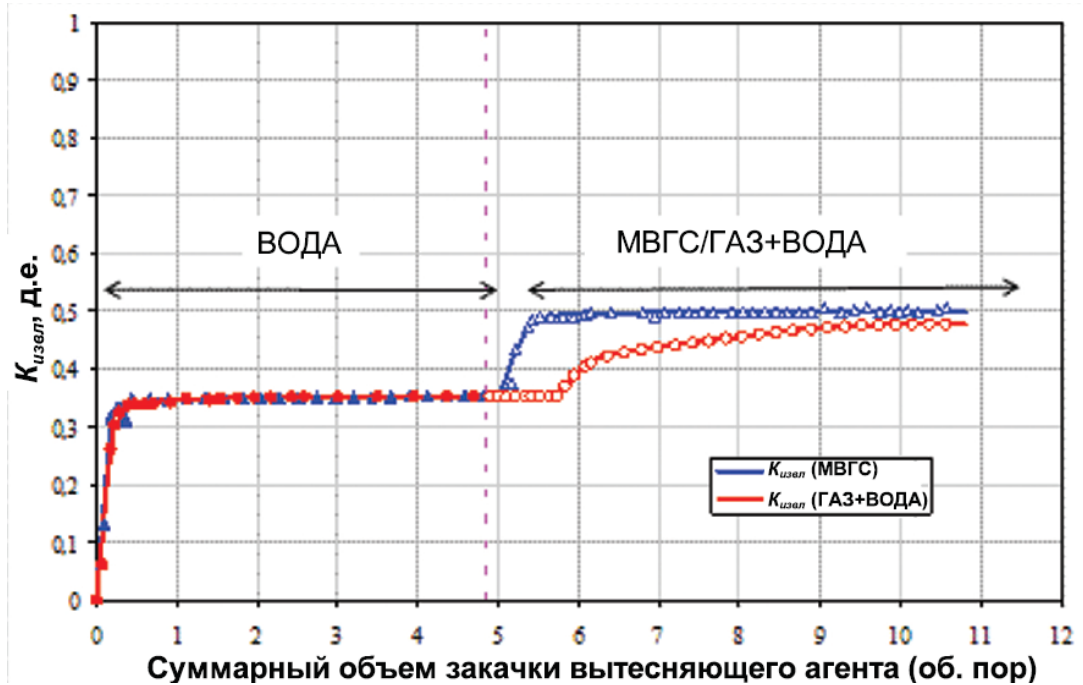


Рисунок 11 – Динамика коэффициента извлечения при вытеснении нефти водой и последующем воздействии 20%-ной МВГС на модель пласта.

По результатам проделанной работы авторами исследований можно сделать вывод о огромном воздействии процессов смачивания на конечный результат вытеснения:

- от того какой агент для вытеснения взят, зависит значение конечного коэффициента вытеснения нефти;
- Очередность закачивания смеси также имеет огромное значение при использовании метода ВГВ;
- Режимы закачки и Абсолютная проницаемость так же играют огромную роль в процессе вытеснения нефти;
- Чтобы достичь высоких показателей коэффициента вытеснения нефти на участках следует проводить углубленные лабораторные исследования процессов, а также режимов вытеснения и как различные агенты влияют на эффективность мероприятия.

Таким образом, физическое моделирование процесса разработки нефтенасыщенных пластов с использованием вторичных и третичных методов увеличения нефтеотдачи приобретает определяющее важное значение как при планировании опытно-промышленного эксперимента на участке месторождения, так и при разработке всего объекта добычи природных углеводородов.

4.3 Анализ технологических схем реализации водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем

Для анализа технологических схем реализации ВГВ следует руководствоваться тем набором оборудования и конфигурацией технологических процессов сжатия газа (нагнетания водогазовой смеси в пласт). Для достижения этой цели для анализа стоит использовать графические модели процессов, принципы которых описаны в трудах[6].

Процесс нагнетания газа водой при использовании струйной компрессорной установки основан на использовании схемы с замкнутой циркуляцией рабочей смеси, в схему входят насос, компрессор жидкоструйный,

жидкостно-газовый сепаратор, и трубопроводную обвязку, обеспечивающую связь элементов рисунок 12, эта установка используется для компримирования газа, а также для приготовления и нагнетания водогазовых смесей [7].

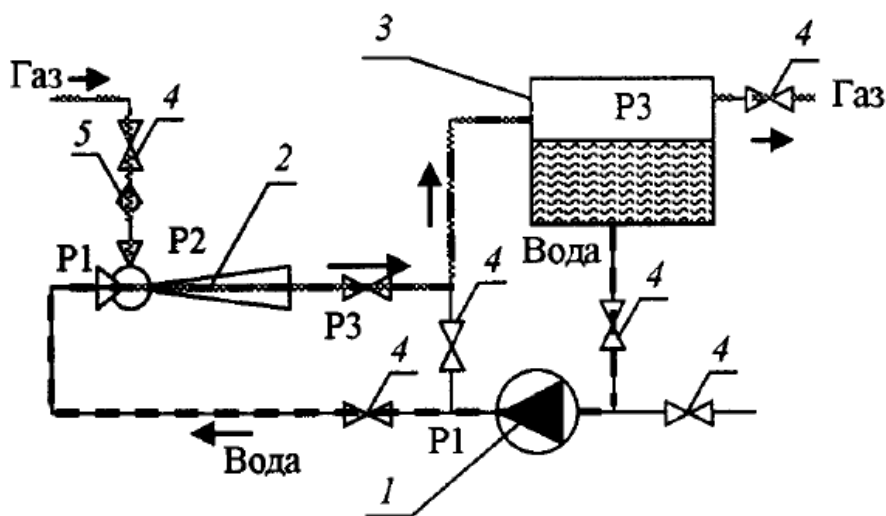


Рисунок 12–Схема компримирования газа с использованием струйного насоса компрессора

1-рабочий насос;2-эжектор (струйный насос-компрессор);3-сепаратор;4-трубопроводная арматура;5-обратный клапан.

В соответствии с представлениями о графических моделях, руководствуясь положением, что определяющим является поток основного объекта воздействия в нашем случае газа рисунок 13, преобразуется, так как это показано на рисунке 6. Если мы имеем частных случай применения технологии водогазового воздействия с закачкой в пласт водогазовой смеси, и образующейся в результате на выходе из струйного насоса водогазовой смеси имеет объемное содержание газа, который обеспечивает реализацию процесса вытеснения нефти в соответствии с принятой технологией, то схема представлена на рисунке 12 и рисунке 13 преобразуется в частный вариант представленный на рисунке 14.

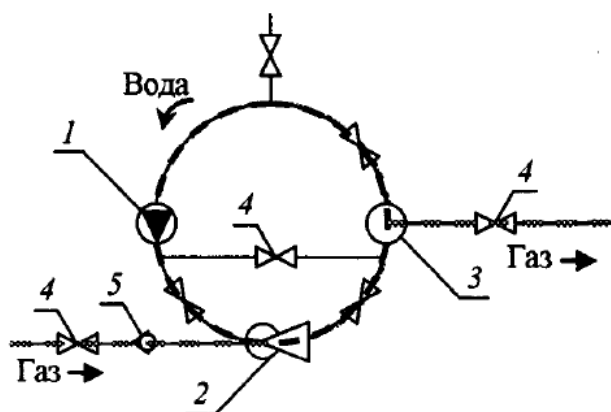


Рисунок 13 –Схема компримирования газа с использованием струйного насоса компрессора:1-рабочий насос;2-эжектор (струйный насос-компрессор);3-сепаратор;4- трубопроводная арматура;5-обратный клапан.

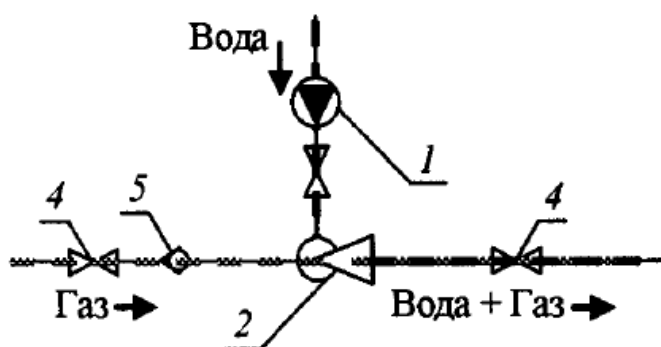


Рисунок 14–Схема компримирования газа с использованием струйного насоса компрессора

1-рабочий насос;2-эжектор (струйный насос-компрессор);3-сепаратор;4- трубопроводная арматура;5-обратный клапан.

4.4 Схемы реализации технологии водогазового воздействия на нефтяных месторождениях

В данном разделе рассмотрены различные варианты технологических схем водогазового воздействия. Одним из вариантов реализации водогазового воздействия является схема насосно-эжекторной системы ВГВ с нагнетателем газа перед эжектором.

В данном варианте реализации, скважинная продукция, поступающая по линии 14 в сепаратор 15 где разделяется на нефть, газ и воду. Далее нефть поступает в нефтепровод по линии 16, газ подается на прием струйного

аппарата. В случае если давление газа на выходе из сепаратора 15 не достигло нужного значения его дожимают нагнетателем 19.

Для расхода газа предусмотрена регулирующая задвижка 8. Воду подают на прием подпорного насоса 4 и затем подается в рабочее сопло эжектора 1. По линии 11 насосом 13 из емкости 5 в рабочую воду добавляют пенообразующие ПАВ. Полученная в эжекторе 1 водогазовая смесь дожимается до необходимого давления насосом 3 и по линии 12 закачивается в нагнетательные скважины 2.

В качестве нагнетателя 19 для повышения давления газа перед приемом струйного аппарата можно использовать струйный компрессор — насосно-эжекторную установку первой ступени, представленную на рисунке 15.

В этом случае вода из сепаратора 15 подается по линии 17 на прием подкачивающего насоса 23 и далее в газовойдяной сепаратор 22, из которого насосом 21 она подается в рабочее сопло эжектора 20. Газ из сепаратора 15 поступает на прием эжектора 20. Полученная газожидкостная смесь с повышенным давлением поступает в газовойдяной сепаратор 22, где происходит отделение газа от воды. Газ под некоторым повышенным давлением идет на прием основного эжектора 1, а вода – в насос 4, а затем по схеме, аналогичной рисунку 15, – в рабочее сопло эжектора 1. Остальная часть схемы остается без изменений.

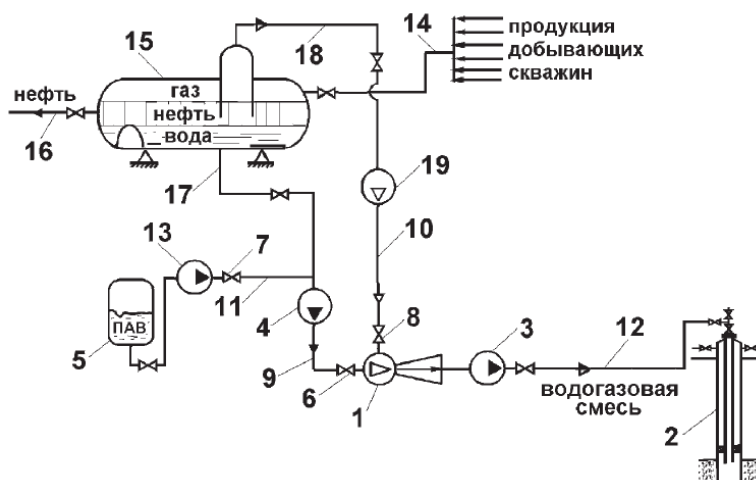


Рисунок 15 – Схема насосно-эжекторной системы для ВГВ с нагнетателем газа перед эжектором

Часть рабочей жидкости циркулирует по замкнутому контуру в насосно-эжекторной установке первой ступени 19 и существенно нагревается. Поэтому происходит и нагрев воды, закачиваемой в нагнетательные скважины. Следовательно, в данной технологической схеме ВГВ возможно не только поддержание пластового давления, но и поддержание пластовой температуры, что актуально для разработки вязких и высокопарафинистых нефтей.

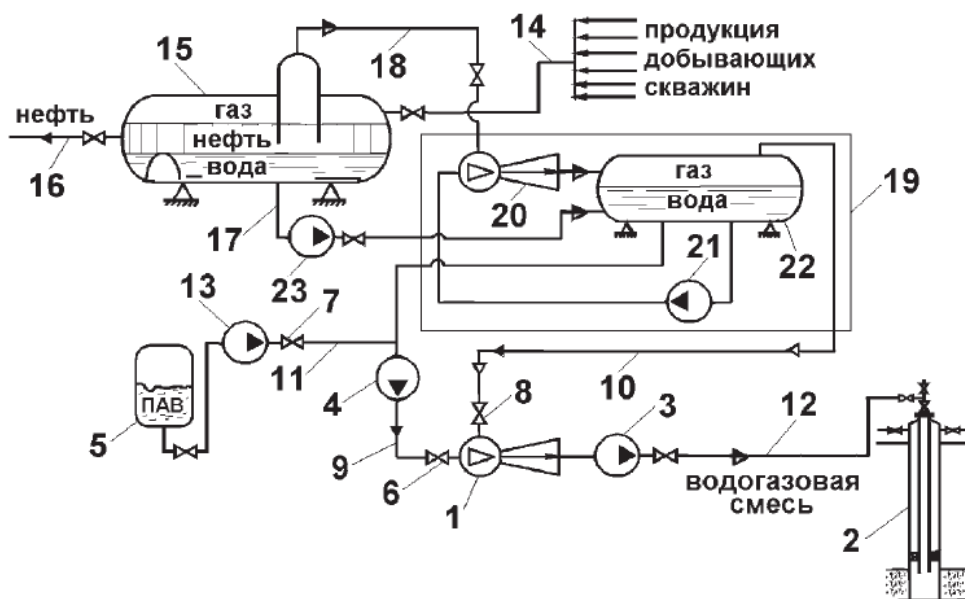


Рисунок 16– Схема двухступенчатой насосно-эжекторной системы для ВГВ

В предусмотренных технологиях, схемах предусматривается высокое давление на входе и закачивается высокая количество газа. Также в схеме присутствует оборудование которое уже выпускается в промышленностью, а также не используется дорогостоящее и не надежное оборудование.

Данную технологию можно очень быстро внедрить при этом избежать высоких затрат на внедрение на промысле.

4.5 Новые технологии реализации водогазового воздействия

В России одной из компаний которая реализует проекты по созданию и внедрению оборудования для метода водогазового воздействия на пласт с целью утилизации попутного нефтяного газа и закачкой в пласт водогазовой смеси является АО «Новомет-Пермь». Одним из проектов стал заказ станции для закачки водогазовой смеси в пласт, а также для утилизации попутного нефтяного газа

(ПНГ). На рисунке 17 представлена технологическая схема станции. На входе в закачивающий насос установлен эжектор, в который под давлением от 11 до 19 МПа поступает вода. Параллельно подается попутный газ. Образовавшаяся в результате смешения водогазовая смесь поступает на вход насосной установки и далее закачивается в пласт.

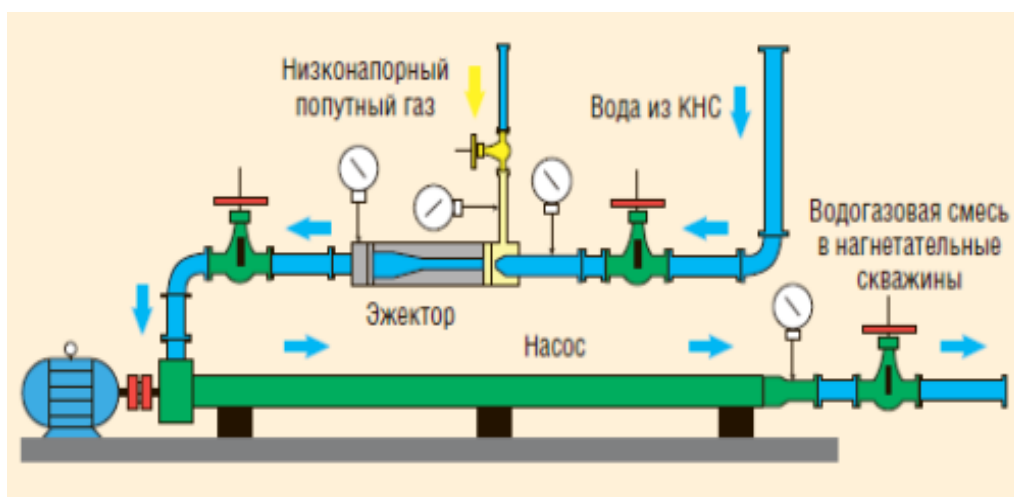


Рисунок 17– Технологическая схема станции для водогазового воздействия

На конференции 2018 года компанией было представлено оборудование для систем ППД как с наземным, так и погружным электроприводом, станций водогазового воздействия которые могли бы снизить затраты.

Одной из особенностей оборудования, а также и новизной в этом секторе является то что, станции исполняются в модульном варианте рисунок 18. Такие станции быстро воспроизводятся на месторождениях, есть возможность последующего разбора и транспортировки оборудования на другой участок, а также одним из плюсов, возможно самым важным является то что затраты на такие станции будут меньше.

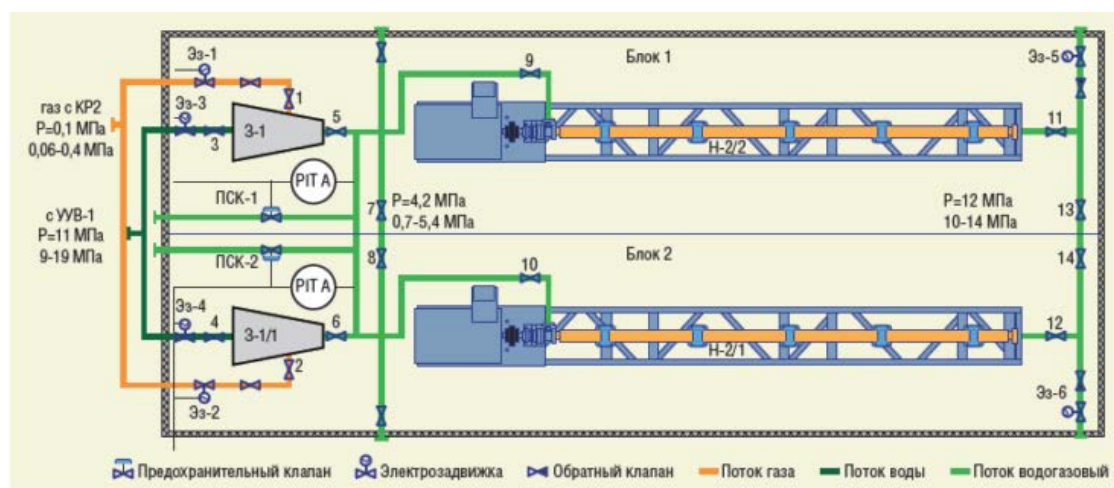


Рисунок 18 – Станция в модульном варианте для водогазового воздействия на пласт

На ряду с модульно блочным исполнением станции ВГВ, стоит еще одна не менее интересная разработка. Это новое направление струйной техники, так называемые многопоточные эжекторы. Востребованными направлениями для реализации проектов, где используются усовершенствованные свойства многопоточных эжекторов, являются: одновременно-раздельная эксплуатация продуктивных пластов, мультифазные насосные установки для совместной перекачки нефти и газа, водогазовое воздействие на продуктивные пласты [13].

При поиске вариантов сокращения вложений на добычу и перекачку нефти и газа, проводят научно исследовательские работы, чтобы

спроектировать энергосберегающие технологии, для этого изучаются эжекторы, которые смогут выполнять функции, как струйных насосов, струйных компрессоров, так и мультифазных насосов. Учитывая то что история развития струйных аппаратов прошла долгий путь. Многие вопросы на данный момент остаются не изучены, а учитывая многообразие видов и вариаций данной техники можно сделать вывод, что многие вопросы нам только предстоит изучить. [14].

В однопоточном эжекторе будем рассматривать один поток для рабочей среды, которую подают в сопло той или иной конструкции, и один поток для перекачиваемой среды, которую подают на вход камеры смешения, это может быть жидкость, или газ, или газожидкостная смесь. В многопоточном эжекторе будем рассматривать два или более потоков для перекачиваемой среды (или для рабочей среды), и важная особенность этих задач – начальные значения давления в потоках отличаются друг от друга. Но если начальные давления в потоках совпадают, то схема многопоточного эжектора может быть преобразована в схему однопоточного эжектора, и, таким образом, получается, что задача с однопоточным эжектором есть лишь частный случай от более общей задачи с многопоточным эжектором. Возможны варианты, где и для рабочей, и для перекачиваемой среды будут выделены по несколько каналов. На рисунке 20 схематично представлены варианты исполнений эжектора.

Чтобы подчеркнуть современное состояние изученности темы о многопоточном эжекторе, в таблице 2 представлены некоторые из обычных вопросов, которые рассматривают при создании струйных аппаратов.

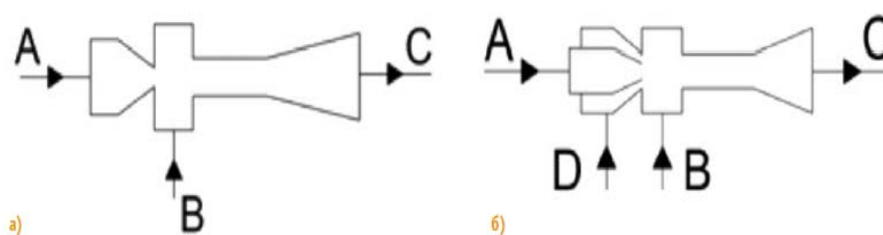


Рисунок 19 – Схемы: а) однопоточный эжектор; б) многопоточный эжектор

Таблица 2 – Перечень тематических вопросов

<u>№</u> <u>п.п.</u>	Рассматриваемый вопрос	Наличие информации (да/нет)	Наличие информации (да/нет)
		Однопоточный эжектор	Многopotочный эжектор
1	Наличие формул для расчета КПД при перекачке жидкости, газа, газожидкостной смеси	да	нет
2	Наличие методик для подбора оптимального расстояния между соплом и камерой смещения	да	нет
3	Наличие методик для подбора оптимальной длины камеры смещения	да	нет
4	Наличие методик подбора диаметральных размеров сопла и камеры смещения	да	нет
5	Наличие методик для оценки влияния вязкости используемых текучих сред	да	нет
	Конструкторские работы		
6	Наличие принципиальных схем в патентной документации	да	да
7	Наличие широкой информации о практическом применении	да	нет

У многopotочных эжекторов есть очевидное преимущество, которое говорит в пользу развития этого направления техники: так одним многopotочным эжектором есть возможность заменить пару однопоточных эжекторов. Примерами, где будет популярна данная техника можно назвать одновременно-раздельную эксплуатацию продуктивных пластов, мультифазные насосные установки для совместной перекачки нефти и газа, а также водогазовое воздействие на продуктивные пласты. При этом один многopotочный эжектор способен заменить два или три обычных однопоточных эжектора, при этом уменьшается и количество трубопроводов, и количество силовых насосов в гидравлической схеме, а это уменьшает габариты оборудования и его цену, повышается надежность работы системы управления. Теоретически возможно с применением одного многopotочного эжектора эксплуатировать и два, и три продуктивных пласта, при этом замена насоса (для ремонта или для корректировки режима работы) не потребует проведения подземного ремонта скважины. Такие уникальные возможности

вполне могут заинтересовать производителей, а значит, представленное направление развития струйной техники видится весьма перспективным.

4.6 Расчет технологической схемы для осуществления водогазового воздействия

Внедрение технологии водогазового воздействия преследует следующие цели: повышение текущей нефтеотдачи пласта и утилизация попутного газа. Для достижения желаемого результата при закачке водогазовой смеси необходимо для обеспечения заданной приемистости поддерживать давление на забое нагнетательной скважины на том же уровне что и при нагнетании воды. Водогазовую смесь закачивать в пласт с газосодержанием 25 % в пластовых условиях.

Для проведения расчетов была выбрана технологическая схема с применением эжектора, разработанная на основе полученного патента № 2293178.

Данные для расчета:

Газосодержание смеси в пластовых условиях $\beta = 25\%$, плотность воды и газа в ст. усл. рводы = 1028 кг/м³, $\rho_{г.ст} = 1,152$ кг/м³. Давление на устье нагнетательной скважины при закачке газа $P_y = 20$ МПа. Объем закачиваемой воды 150 м³/сут. Глубина скважины $H = 2580$ м, внутренний диаметр НКТ – 0,073м.

Определяем гидростатическую составляющую забойного давления при текущей закачке воды по формуле:

$$P_{гид} = \rho_v \cdot g \cdot H = 1028 \cdot 9,81 \cdot 2580 = 26,018 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Определяем потери давления, полученные в результате сил трения при закачке воды по формуле:

$$P_{тр} = \rho_v \cdot g \cdot h_{тр},$$

где потери напора на трение находятся по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}$$

Скорость воды в трубе:

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{150 \cdot 4}{86400 \cdot \pi \cdot 0,073^2} = 0,415 \text{ м/с}$$

Число Re:

$$Re = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{0,415 \cdot 0,073 \cdot 1028}{10^{-3}} = 31128$$

Так как $Re = 31128$ больше чем $Re_{кр} = 2300$ режим турбулентный, поэтому находим границы зон течения:

$$10 \frac{d}{\Delta} = 10 \frac{73}{0,1} = 7300$$

$$500 \frac{d}{\Delta} = 500 \frac{73}{0,1} = 365000$$

Коэффициент гидравлического сопротивления находим по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{31128} + \frac{0,1}{73} \right)^{0,25} = 0,027$$

Определим потери давления на трение:

$$P_{\text{тр}} = 1028 \cdot 9,81 \cdot 8,38 = 0,845 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

Полное забойное давление при закачке воды рассчитывается как:

$$P_3 = P_{\Gamma} \cdot P_{\text{тр}} \cdot P_{\gamma} = (260,18 + 0,845 + 200) \cdot 10^5 = 46,84 \text{ Мпа}$$

При замене закачиваемого агента на водогазовую смесь необходимо сохранить неизменным забойное давление $P_3=46,84$ МПа, для сохранения приёмистости. При этом общий расход нагнетаемого агента остается равным $Q_{\text{см}} = 150$ м³/сут. Необходимо пересчитать гидростатическую составляющую забойного давления.

Определяем расход газа в пластовых условиях при $P_{\text{пл}} = 25,9$ МПа:

$$Q_{г.пл} = Q_{см} \cdot \beta = 150 \cdot 0,25 = 37,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Необходимы расход воды:

$$Q_{воды} = Q_{см} - Q_{г.пл} = 150 - 37,5 = 112,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

При пересчете расход газа при забойном давлении $P_z = 46,84 \text{ МПа}$:

$$Q_{г.з} = 22,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Газосодержание в условиях забоя скважины:

$$\beta_z = \frac{Q_{г.з}}{Q_{г.з} + Q_{воды}} = \frac{22,5}{22,5 + 112,5} = 17\%$$

Плотность смеси в условиях забоя скважины $P_z = 46,84 \text{ МПа}$:

$$\begin{aligned} \rho_{вгс} &= \rho_{воды} \cdot (1 - \beta_z) + \rho_{г.ст} \cdot P_z \cdot \beta_z = 1028 \cdot (1 - 0,17) + 1,152 \cdot 544 \cdot 0,17 \\ &= 959,8 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

Определяем изменение давления за счет сил трения при закачке водогазовой смеси ($\beta_z=17\%$).

Средняя скорость водогазовой смеси в трубе:

$$v = \frac{Q_{воды} + Q_{газа}}{S} = \frac{(112,5 + 22,5) \cdot 4}{86400 \cdot \pi \cdot 0,073^2} = 0,373 \text{ м/с}$$

Число Re:

$$Re = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{0,373 \cdot 0,073 \cdot 959,8}{1,41 \cdot 10^{-3}} = 18535$$

Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается как:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{18535} + \frac{0,1}{73} \right)^{0,25} = 0,029$$

Найдем потери напора на трение:

$$h_{тр} = 0,026 \cdot \frac{2580}{0,073} \cdot \frac{0,373^2}{2 \cdot 9,81} = 6,5 \text{ м}$$

Найдем потери давления на трение:

$$P_{тр} = 959,8 \cdot 9,81 \cdot 6,5 = 61,353 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

а) Задаем давление на устье скважины $P_{вгв.у.} = 25 \text{ МПа}$.

Найдем расход газа в условиях устьевого давления:

$$Q_{\text{ГУ}25} = Q_{\text{ГЗ}} \cdot \frac{P_{\text{ГЗ}}}{P_{\text{ВГВ у}}} = 37,5 \cdot \frac{46,84}{25} = 70,26 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Найдем газосодержание в условиях устья:

$$\beta_y = \frac{Q_{\text{ГУ}}}{Q_{\text{ГУ}} + Q_{\text{Воды}}} = \frac{70,26}{70,26 + 112,5} = 0,38$$

Тогда плотность смеси в условиях устья $P_{\text{ВГВ.у.}}=22$ Мпа будет равна:

$$\begin{aligned} \rho_{\text{ВГС у}} &= \rho_{\text{Воды}} \cdot (1 - \beta_y) + \rho_{\text{Г.ст}} \cdot P_{\text{ВГВ у}} \cdot \beta_y \\ &= 1028 \cdot (1 - 0,384) + 1,152 \cdot 250 \cdot 0,384 = 743,84 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

Найдем гидростатическую составляющую забойного давления:

$$\rho g H = \frac{\rho_{\text{ВГС з}} + \rho_{\text{ВГС у}}}{2} \cdot g \cdot H = \frac{959,8 + 743,84}{2} \cdot 9,81 \cdot 2580 = 21,6 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Найдем изменение давления за счет работы сил трения при закачке водогазовой смеси ($\beta_y=19\%$).

Средняя скорость водогазовой смеси в трубе:

$$v = \frac{(70,6 + 112,5) \cdot 4}{86400 \cdot \pi \cdot 0,073^2} = 0,5 \text{ м/с}$$

Число Re:

$$Re = \frac{0,5 \cdot 0,073 \cdot 743,84}{1,76 \cdot 10^{-3}} = 15592$$

Найдем потери напора на трение:

$$h_{\text{тр}} = 0,03 \cdot \frac{2580}{0,073} \cdot \frac{0,5^2}{2 \cdot 9,81} = 13,5 \text{ м}$$

Найдем потери давления на трение:

$$P_{\text{тр}2} = \rho_{\text{ВГС}} \cdot g \cdot h_{\text{тр}} = 743,84 \cdot 9,81 \cdot 13,5 = 0,98 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

$$P_{\text{тр}} = \frac{(P_{\text{тр}1} + P_{\text{тр}2})}{2} = 0,895 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

Рассчитаем полное забойное давление при закачке водогазовой смеси:

$$P_z = 21,6 + 0,895 + 25 = 47,49 \text{ Мпа}$$

Давление на устье должно быть изменено.

б) Уменьшаем давление до $P_y = 23$ МПа.

Определяем расход газа в условиях устьевого давления:

$$Q_{\text{ГУ}} = Q_{\text{ГЗ}} \cdot \frac{P_{\text{ГЗ}}}{P_{\text{ВГВ у}}} = 32,5 \cdot \frac{46,84}{23} = 66,17 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Найдем газосодержание в условиях устья:

$$\beta_{\text{у}} = \frac{Q_{\text{ГУ}}}{Q_{\text{ГУ}} + Q_{\text{воды}}} = \frac{66,17}{66,17 + 112,5} = 0,37$$

Тогда плотность смеси в условиях устья $P_{\text{ВГВ.у.}}=23$ Мпа будет равна:

$$\begin{aligned} \rho_{\text{ВГС у}} &= \rho_{\text{воды}} \cdot (1 - \beta_{\text{у}}) + \rho_{\text{г.ст}} \cdot P_{\text{ВГВ у}} \cdot \beta_{\text{у}} \\ &= 1028 \cdot (1 - 0,37) + 1,152 \cdot 230 \cdot 0,37 = 745,68 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

Найдем гидростатическую составляющую забойного давления:

$$\rho g H = \frac{\rho_{\text{ВГС з}} + \rho_{\text{ВГС у}}}{2} \cdot g \cdot H = \frac{959,8 + 745,68}{2} \cdot 9,81 \cdot 2580 = 21,6 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Найдем изменение давления за счет работы сил трения при закачке водогазовой смеси ($\beta_{\text{у}}=19\%$).

Средняя скорость водогазовой смеси в трубе:

$$v = \frac{(66,17 + 112,5) \cdot 4}{86400 \cdot \pi \cdot 0,073^2} = 0,49 \text{ м/с}$$

Число Re:

$$Re = \frac{0,49 \cdot 0,073 \cdot 745,68}{1,7725 \cdot 10^{-3}} = 15173$$

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{15173} + \frac{0,1}{73} \right)^{0,25} = 0,034$$

Найдем потери давления на трение:

$$h_{\text{тр}} = 0,034 \cdot \frac{2580}{0,073} \cdot \frac{0,49^2}{2 \cdot 9,81} = 14,7 \text{ м}$$

Найдем потери давления на трение:

$$P_{\text{тр2}} = \rho_{\text{ВГС}} \cdot g \cdot h_{\text{тр}} = 745,68 \cdot 9,81 \cdot 14,7 = 0,1 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Рассчитаем полное забойное давление при закачке водогазовой смеси:

$$P_{\text{з}} = 21,6 + 0,1 + 23 = 44,4 \text{ Мпа}$$

Давление на устье должно быть увеличено.

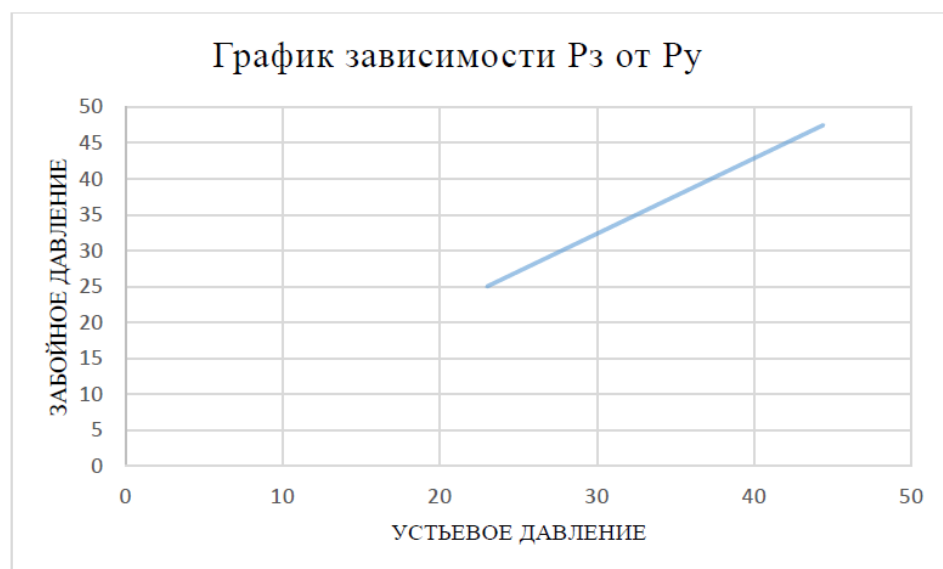


Рисунок 20 – Зависимость забойного давления от устьевого

По графику определяем устьевое давление при выбранном забойном. P_u
= 33,75 МПа.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Финаев Александр Сергеевич

Институт	ИШПР	Отделение нефтегазового дела	
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является водогазовое воздействие на пласт с целью повышения нефтеотдачи.
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>5.1 Производственная безопасность</p> <p>5.2 Анализ вредных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте.</p> <p>5.2.1 Превышения уровня шума</p> <p>5.2.2 Превышения уровня вибрации</p> <p>5.2.3 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.</p> <p>5.3 Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте.</p> <p>5.3.3 Электробезопасность.</p> <p>5.3.2 Аппараты под давлением</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу 	<p>5.4 Экологическая безопасность</p> <p>5.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения</p>

<p>(сбросы);</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>5.4.2 Защита гидросферы</p> <p>5.4.3 Защита литосферы</p> <p>5.4.4 Твёрдые отходы</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>5.5.1 Анализ вероятных ЧС на месте проведения работ</p> <p>5.5.2 Мероприятия, направленные на предотвращение ЧС, и порядок действий в случае его возникновения.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.</p> <p>5.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.</p> <p>5.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
-------------------------------------------------------------	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Финаев Александр Сергеевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

На данный момент эффективность извлечения нефти основными методами разработки, считается неудовлетворительной, учитывая, что потребление нефтепродуктов растет во всем мире. Поэтому внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи является актуальным и растет с каждым годом. Приоритетным направлением в нефтедобыче является развитие современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи, которые смогут обеспечить высокий коэффициент нефтеотдачи на уже разрабатываемых, а также новых месторождениях.

Водогазовое воздействие является одним из таких методов, к которому каждый год растет все больший интерес. Также этот метод интересен с точки зрения утилизации попутного газа. Водогазовое воздействие одним из методов утилизации газа путем закачки его обратно в пласт для поддержания пластового давления. Обслуживают установки по закачке газа в пласт операторы поддержания пластового давления. Данная установка улучшает экологическое состояние месторождения, однако, имеет некоторые вредные факторы при работе с ней. Например, повышенная вибрация и шум.

5.1 Производственная безопасность

Таблица 3 – Опасные и вредные факторы при водогазовом воздействии на пласт

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Компрессорные установки; 2. Фонтанная арматура; 3. Трубопроводы и различные коллектора; 4. Различные электроустановки и трансформаторы. 5. Пуск компрессорной станции. 6. Обслуживание насосных установок	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Аппараты под давлением; 2. Электрический ток; 3. Пожароопасность.	1. СанПиН 2.2.4-548-96 2. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. 3. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. 4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ 5. ГОСТ 12.2.061-81 6. ГОСТ 12.1.004-91

5.2 Анализ вредных факторов

5.2.1 Превышения уровня шума и вибрации

В рабочем помещении, в котором расположены насосно-компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования. Норма для помещения управления» составляет 75 дБА.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.051 могут быть: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски перерывы на отдых от данного помещения.

Защита от шума при работе на ПК обеспечивается:

- установкой газоперекачивающих агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест. Компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0\div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Со временем, так как эти вибрации имеют постоянный характер, вибрации от работы компрессоров могут усилиться из-за износа оборудования, в особенности элементы крепления. Для частичного устранения этих вибраций рекомендуется установить прокладки из резины, асбеста, резины между полом и самим компрессором в качестве коллективной меры защиты.

5.2.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При нарушении герметичности трубопроводов, запорной арматуры происходят утечки газа, конденсата, нефти.

Поэтому основная задача оперативного персонала своевременно обнаружить место порыва и принять незамедлительные меры по локализации и отключению поврежденных участков. При необходимости производства работ в месте, где произошел порыв и утечка продукта, до начала огневых работ должен быть убран весь грунт, пропитанный продукцией в радиусе не менее 30 м. При этом производится снятие специальной техникой загрязненного слоя

почвы и вывоз его на полигон утилизации отходов. После выполнения ремонтных работ, вывезенная почва восполняется новой.

Во время эксплуатации КС могут происходить следующие выбросы в атмосферу:

- выхлопные газы от двигателей Waukesha;
- сброс пускового газа;
- сбросы с предохранительных и регулирующих клапанов;
- выбросы на факел высокого давления;
- выбросы на свечу.

Выброс выхлопных газов происходит через выхлопной коллектор по 1 точке выброса для каждого агрегата.

Выбросы с предохранительных клапанов могут происходить при повышении давления в сосудах, работающих под давлением и трубопроводах, выше разрешенного и срабатывании клапанов в течение нескольких секунд.

Выбросы на свечу. Газ горючий природный сбрасывается с технологического оборудования, трубопроводов и сепараторов при пусках и остановках поршневых агрегатов при проведении ремонтных работ.

Характеристика выбросов в атмосферу приведена в таблице 5.

Таблица 4 – Характеристика выбросов в атмосферу

Наименование сброса	Количество выбросов по видам		Условия (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов
	-	м3/год		
Азот	-	50		
Линейные выбросы через не плотности во фланцевых соединениях арматуры и трубопроводов.	Точное значение выбросов в атмосферу через не плотности во фланцевых соединениях арматуры и трубопроводах определяется при лабораторных исследованиях			
Вентиляционные выбросы	-	-	в атмосферу	постоянно

При нормальной эксплуатации выбросы попутного газа отсутствуют. Незначительные выбросы газа возможны при разгерметизации оборудования. Необходимо периодически проводить поиск утечек газа.

5.3 Пожарная безопасность

Для обнаружения пожара в рабочих помещениях предусмотрена общестанционная система пожаротушения, выполняющая две основные функции:

- Контроль и сигнал о возникновении пожара в зданиях, отсеках и блок боксах;
- Управление в ручном и автоматическом режимах выпуском газа из баллонов «Хладон».

В состав системы входят: электроаппаратура, датчики, сирены, кабельное хозяйство, баллоны с газом.

Для обнаружения пожара в блок-боксах установлено по одному тепловому пожарному извещателю, который при пожаре посылает сигнал на ЩУП для включения предупредительной сигнализации.

Для тушения небольших очагов пожара на станции предусмотрены ручные огнетушители ОП-8(б).

Территорию компрессорной установки следует содержать в чистоте и порядке, не загрязнять мусором и отходами производства, не оставлять на территории легковоспламеняющиеся и горючие жидкости. Сгораемые отходы и мусор следует убирать, а места разлива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей - засыпать песком с его последующим вывозом.

Ко всем зданиям и сооружениям КС предусматривается свободный доступ. Проезды и подъезды к зданиям, а также к пожарному инвентарю и оборудованию должны быть всегда свободными. В противопожарных разрывах между зданиями и сооружениями нельзя хранить материалы, оборудование и инвентарь, а также использовать их под стоянку автотранспорта.

На территории КС следует предусматривать предупредительные знаки согласно ГОСТ 12.4.026-2001 "Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная" и плакаты по безопасному проведению работ или надписи: "Взрывоопасно", "Огнеопасно", "Курить воспрещается", "Вход посторонним воспрещен" и т. п.

Работа технологического оборудования в производственных помещениях категорий А, Б, и В при наличии неисправностей в устройствах системы вентиляции запрещается.

Все металлические воздуховоды, трубопроводы, фильтры и другое оборудование вытяжных установок в производственных помещениях категорий А, Б и В должны заземляться.

Вентиляторы для производственных помещений категории А, Б, В следует применять во взрывоопасном исполнении в соответствии с требованиями ПУЭ.

Все средства автоматического контроля, защиты, управления и регулирования должны содержаться в исправном состоянии и проверяться на безотказность действия в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих средств. Обнаруженные при этом неисправности должны немедленно устраняться.

5.3.1 Электробезопасность

При закачке газа в пласт заряды статического электричества в большинстве случаев образуются при движении нефтепродуктов и газов по трубопроводам, при сливо-наливных операциях, заполнении или освобождении емкостей, дросселировании потоков газов, пропаривании и других операциях. Электростатические разряды, возникающие в условиях взрывоопасных сред, могут привести к взрывам, а возникновение высоких потенциалов представляет опасность для жизни обслуживающего персонала.

Опасность действия статического электричества должна устраняться тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращающая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А в мин.

Для защиты от накопления и проявления зарядов статического электричества на оборудовании, на теле человека и на перекачиваемых веществах должны предусматриваться, с учетом особенностей производства, следующие меры, обеспечивающие стекание возникающих зарядов:

а) отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования и коммуникаций, а также обеспечения постоянного электрического контакта нефтепродуктов и тела человека с заземлением;

б) отвод зарядов путем уменьшения удельных, объемных и поверхностных электрических сопротивлений;

в) нейтрализация зарядов путем использования радиоизотопных, индукционных и других нейтрализаторов.

Все электропроводящие части технического оборудования должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

5.3.2 Аппараты под давлением

Эксплуатация производств и объектов нефтяной и газовой промышленности разрешена только после получения лицензии органов Ростехнадзора (лицензия ВП-00-009985 (ДКНСХ) от 24.04.2009).

Аппараты и сосуды, находящиеся под давлением, используемые подъемные механизмы, приспособления и установки подконтрольные органам Ростехнадзора, должны быть зарегистрированы, подвергаться техническому освидетельствованию и экспертизе промышленной безопасности в установленном порядке.

Меры по предотвращению возникновения опасных и вредных производственных факторов предусматриваются планами проведения ремонтных работ, производственными инструкциями, выполнением требований промсанитарии, соблюдением ПТЭ. Контроль за соблюдением требований промышленной безопасности осуществляется согласно «Положению о производственном контроле за соблюдением требований промышленной

безопасности на опасных производственных объектах», утв. директором ГПУ от 22.03.2000г.

5.4 Экологическая безопасность

Раздел охраны окружающей среды разработан в соответствии с действующими нормативными документами и законодательством в области охраны окружающей природной среды.

Воздействие намечаемой деятельности на окружающую среду будет заключаться в:

- воздействию на атмосферный воздух;
- воздействию на водную среду;
- использовании территории, воздействию на почвы и растительность;
- воздействию на животный мир;
- образовании отходов.

5.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения

Основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации будут являться: факел, резервный дизельгенератор ДЭС-200, ГДЭС-1 МВт (2 шт.), буферные емкости нефти 50 м³(2 шт.), неплотности нефтяного оборудования, база ГСМ и топливораздаточные колонки (ТРК), проезд автотранспорта, ОБП, неплотности оборудования БКНС;

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от планируемых объектов относятся к 1 – 4 классам опасности.

Удаленность месторождения от населенных пунктов, равнинность территории создают благоприятные условия для рассеивания ЗВ в приземном слое атмосферы.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией системы сбора нефти;
- утилизацией попутного нефтяного газа на месторождении;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;

- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- откачкой нефти при аварийной ситуации в дренажные емкости;

5.4.2 Защита гидросферы

Охрана водной среды будет заключаться в контроле герметичности трубопровода, и своевременном сборе нефти при аварийной ситуации в дренажные емкости.

Для охраны поверхностных и подземных вод от загрязнения с поверхности планируемых площадок строительства эксплуатационных скважин предусмотрен сбор производственно-дождевых сточных вод в заглубленные дренажно-канализационные емкости с последующим вывозом их и жидких отходов бурения из шламовых амбаров на очистные сооружения производственных стоков.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утверждённым Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введённым в действие с 1 октября 2001 г.

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- обваловка кустовых и нефтесборных площадок;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин;

- применение сорбентов и микробов-деструкторов аборигенной микрофлоры для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;

- сбор производственно-дождевых стоков на нефтесборных площадках в дренажно-канализационные ёмкости с последующим вывозом на очистные сооружения.

- сбор и обезвреживание жидких отходов бурения;

- применение антикоррозионной защиты нефтепровода;

- обеспечение мероприятий, контролирующих герметичность оборудования.

Реализация перечисленных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и позволит снизить до минимума негативное воздействие разработки месторождения на поверхностные и подземные воды.

5.4.3 Защита литосферы

В процессе эксплуатации установки образуются твердые отходы, производятся выбросы в атмосферу газообразных продуктов, а также производится сброс сточных вод.

5.4.4 Твёрдые отходы

Твердые отходы образуются в результате ремонта и обслуживания оборудования, содержания санитарно-бытовых помещений. Жидкими отходами производства являются отработанное масло с компрессоров и насосов. Откачка масла из агрегатных маслобаков производится в дренажную емкость. Для слива небольшого количества с лубрикаторной системы предусмотрена дренажная емкость для каждого ПК. При ремонте технологических трубопроводов и оборудования удаление углеводородного конденсата производится по плану организации и проведения огневых или газоопасных работ с вывозом его в дренажную ёмкость сбора конденсата. Характеристика твердых и жидких отходов приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Твердые отходы

Наименование	Потребность на год	Периодичность замены	Единовременная загрузка
Ветошь	12кг	При техобслуживании	-
Пленка полиэтиленовая	50м ²	При техобслуживании	-

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.5.1 Вероятные ЧС на месте проведения работ

При работе с компрессорной установкой оператор по поддержанию пластового давления подвержен опасности взрыва/прорыва трубопроводов из-за гидратообразования, которые образуют пробку в трубопроводе, что в свою очередь ведет к прорыву газа под высоким давлением (сотни МПа).

Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией является разлив нефти или выброс газа вследствие неправильной работы установки. Крупномасштабные пожары вследствие разлива нефти или выброса газа.

А также в процессе эксплуатации лицензионного участка возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование нефти из скважин;
- порывы нефтесборной сети.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

5.5.2 Мероприятия, направленные на предотвращение ЧС, и порядок действий в случае его возникновения

Для предупреждения возможных аварий предусматривается:

- вскрытие нефтяных пластов с установкой превенторов - противовыбросовых устройств на устья скважин;

- оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками;

- создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий;

- применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием;

- организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода;

- проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.

При аварийном разливе нефти на суходоле производится:

- ликвидация (заглушка, перекрытие) источника разлива в течение суток;

- локализация растекания нефти по земной поверхности прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек в течение двух суток;

- откачка и вывоз их на очистные сооружения месторождения.

Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами применяются адсорбирующие материалы: пенополиуретан, перлит.

Предусматриваемые мероприятия по охране окружающей среды и недр направлены на обеспечение эффективной и безаварийной разработки месторождения и рациональное использование природных ресурсов.

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Разработка месторождений нефти и газа в Западной Сибири, относится работам по извлечению трудно добываемых полезных ископаемых, которые расположены в труднодоступной местности. Поэтому данный вид деятельности в данном регионе Российской Федерации имеет ряд своих особенностей.

Поэтому осуществление правового регулирования труда рабочих, в данной отрасли и в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Кроме того, учитываются нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», статьи с 313 по 327.

Существует ряд характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- Величина рабочего времени;
- Величина времени отдыха;
- Заработная плата;
- Охрана труда.

Исходя из статьи номер 91, трудового кодекса, можно сделать вывод, максимально возможное рабочее время не должно превышать 40 часов в неделю. Однако в связи со спецификой некоторых работ в нефтегазовой отрасли, данное положение не всегда выполняется. Аргументируется это тем, что большую часть работ в отрасли, относят к вредным или опасным, следовательно, для работников должно быть снижено максимально возможное время работы на 3 или 4 часа в неделю. Также приказом работодателя, должны быть установлены нормативы по прекращению работы на открытом воздухе. Важные вопросы, которые касаются социальной защищенности работников

(беспроцентные кредиты, материальная помощь, компенсация затрат на лечение и т.д.), решаются в договорном порядке непосредственно между работником и работодателем (статья 9 Трудового кодекса Российской Федерации).

Российским законодательством работникам за тяжелые работы и работы с вредными и опасными условиями предусмотрены следующие льготы и компенсации:

- ежегодный дополнительный отпуск минимальной продолжительности 7 календарных дней (ст.117 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда»);

- повышение оплаты труда - не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда (ст. 147 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);

- сокращенная продолжительность рабочего времени - не более 36 часов в неделю (ст. 92 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);

- выдача молока и лечебно-профилактического питания (ст. 222 ТК РФ);

Работникам могут быть установлены дополнительные по сравнению с законодательством трудовые и социально-бытовые льготы и компенсации за работу в неблагоприятных условиях труда за счет собственных средств работодателя. Перечень и размер дополнительных льгот фиксируется в коллективном договоре.

В случае обеспечения на рабочих местах безопасных условий труда, подтвержденных результатами аттестации рабочих мест по условиям труда или заключением государственной экспертизы условий труда, компенсации работникам не устанавливаются (ст.219 ТК РФ).

В отличие от повышенной оплаты труда в условиях наличия вредного производственного фактора компенсационные выплаты, в силу требований статей 129, 219, 164 ТК РФ являются выплатами, призванными компенсировать работникам их психофизиологические затраты (затраты здоровья), которые они несут на работе с вредными и (или) опасными условиями труда, то есть компенсациями.

Конкретные размеры компенсаций, основания, порядок и форма их представления определяются в соответствии с ТК РФ, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором.

5.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Порядок допуска персонала к работе определен Трудовым кодексом РФ от 26.12.2001г., ГОСТом 12.004-90 "Организация обучения безопасности труда, «Положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утв. 29.01.2007 №37 и предполагает наличие у специалистов образования, соответствующего профилю работы, а у рабочих – соответствующей профессиональной подготовки.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. Целевой инструктаж – указания по безопасному выполнению конкретной работы в электроустановке, охватывающие категорию работников, определенных нарядом или распоряжением (от выдавшего наряд – до члена бригады). Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается.

Целевой инструктаж при работах по наряду (распоряжению) проводят:

1. выдающий наряд – ответственному руководителю (если он не назначается производителю работ или наблюдающему);
2. допускающий – ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

3. ответственный руководитель работ – производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

4. производитель работ (наблюдающий) – членам бригады.

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

5.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Порядок подготовки и выполнения газоопасных, огневых и аварийно-ремонтных работ на компрессорной установке, определены «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения газоопасных работ», утв. Госгортехнадзором 20.02.85г., «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах. РД 09-364-00 №38», утв. Госгортехнадзором России. Постановление № 38 от 23.06.00г.

Технологический процесс на КС должен вестись в соответствии с разделом настоящего «Регламента...» «Нормы технологического режима», соблюдая требования правил, положений и инструкций по охране труда и технике безопасности.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Финаев Александр Сергеевич

Институт	ИШПР	Отделение нефтегазового дела	
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Линейный календарный график выполнения работ
2. График безубыточности реализации проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Финаев А.С.		

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение проводится экономическое обоснование целесообразности проведения водогазового воздействия на продуктивные пласты с целью утилизации газа и повышения нефтеотдачи пласта.

Основная цель данного расчета – экономическая оценка предлагаемого нового оборудования для проведения водогазового воздействия на примере одного из месторождений, эффективность проекта выражается в достижении максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи, а также за счет сокращения капитальных затрат на приобретение и монтаж оборудования, при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

6.1 Обоснование показателей экономической эффективности

Основными показателями по принятию проекта к реализации являются такие показатели, как дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации, выручка от реализации, индекс доходности, период окупаемости [23].

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения, расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если $PI > 1$, проект эффективен, если $PI < 1$ – проект не рентабелен.

Показатель – период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

Научно технический прогресс - это улучшение параметров производства, техники и технологии.

Конкретные действия, направленные на улучшение определенных параметров производства НТП называются мероприятиями.

Технологический эффект - это улучшение каких-либо технологических или технических показателей, происходящее в результате проведения НТМ.

Экономический эффект считают на базе технологического эффекта.

Год, предшествующий получению технологического эффекта называется расчетным годом.

Экономический эффект считается в виде потока денежной наличности.

Инвестиции – вложения на определенный срок капитала во всех его формах в различные объекты для достижения индивидуальных целей инвесторов.[23].

В зависимости от объектов вложения капитала различают:

- *инвестиции в реальные активы* (материальные и нематериальные);
- *финансовые инвестиции* (в ценные бумаги).

Основной формой инвестиций в реальные активы являются капитальные вложения.

Капитальные вложения – это инвестиции в основной капитал (основные средства), в т.ч. затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские и другие затраты.

Источниками финансирования капитальных вложений являются собственные, заемные и привлеченные средства. Операции по инвестированию осуществляются через банки и небанковские финансовые учреждения – страховые компании, инвестиционные паевые и пенсионные фонды.

Инвестиционная деятельность предприятия НГК наряду с организацией основного производства является важнейшей составной частью его производственно-хозяйственной деятельности. Инвестиции осуществляются с целью совершенствования материальной и технической базы предприятия, повышения качества работ и продукции, получения дополнительных источников дохода.

Инвестиционный проект – обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе: необходимая проектно-сметная документация, а также бизнес-план как описание практических действий по осуществлению инвестиций.

Инвестиционные проекты подвергаются *проектному анализу*, основу которого составляет сопоставление понесенных затрат и полученных результатов. *Разновидности проектного анализа*: финансовый, экономический, технический, коммерческий, институциональный, социальный и экологический. *Методы проектного анализа* основаны на сопоставлении затрат и доходов.

Для крупных проектов характерно проведение *технико-экономического обоснования (ТЭО)* в несколько этапов, каждому из которых соответствует определенная форма отчетного документа.

Для оценки инвестиций используются основанные на дисконтировании методы расчета показателей эффективности: чистого приведенного эффекта, индекса рентабельности, внутренней нормы прибыли и периода окупаемости.

Метод расчета чистого приведенного эффекта

Показатель чистого приведенного эффекта (*NPV*) является главным критерием доходности инвестиций.

Этот метод основан на сопоставлении величины исходной инвестиции (*IC*) с общей суммой дисконтированных чистых денежных поступлений, генерируемых ею в течение прогнозируемого срока. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента *r* (норма дисконта или ставка процента), установленного аналитиком (инвестором) самостоятельно, исходя из ежегодного процента возврата, который он хочет или может иметь на инвестируемый им капитал.

Допустим, инвестиция (*IC*) будет генерировать в течение *n* лет чистые годовые доходы в размере P_1, P_2, \dots, P_n . Тогда, общая накопленная величина дисконтированных доходов (*PV*) и чистый приведенный эффект (*NPV*) будут равны:

$$PV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k}, \text{ и } NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k} - IC. \quad (1)$$

Если проект предполагает не разовую инвестицию, а последовательное инвестирование в течение *m* лет, то формула для расчета *NPV* модифицируется:

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k} - \sum_{j=1}^m \frac{IC_j}{(1+r)^j}. \quad (2)$$

Правила *NPV*:

- если $NPV > 0$, проект реализуем;
- если $NPV < 0$, проект нереализуем.

Метод расчета индекса рентабельности

Индекс рентабельности рассчитывается делением суммы всех дисконтированных потоков за весь срок реализации проекта на величину первоначальных инвестиций:

$$PI = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k} : IC. \quad (3)$$

Правила PI :

- если $PI > 1$, то проект реализуем;
- если $PI < 1$, то проект нереализуем.

Метод расчета срока окупаемости инвестиций

Период окупаемости для инвестиционного проекта равен числу лет, требуемых для того, чтобы совокупные ожидаемые поступления денежных средств стали равны первоначальной сумме инвестиций.

Если доход распределен по годам равномерно, то срок окупаемости рассчитывается делением единовременных затрат на величину годового дохода, обусловленного ими:

$$PP = \frac{IC}{P_k}. \quad (4)$$

Если прибыль распределяется неравномерно, то срок окупаемости рассчитывается прямым подсчетом числа лет, в течение которых инвестиция будет погашена кумулятивным доходом. Общая формула расчета имеет вид:

$$PP = \min n, \text{ при котором } \sum_{k=1}^n P_k > IC, \text{ или} \\ PP = \min n, \text{ при котором } \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k} > IC. \quad (5)$$

Рассчитанный период окупаемости сравнивается с нормативным.

6.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Стоимость необходимого оборудования

Оборудование		Стоимость, тыс. руб. за единицу
1	Эжектор первой ступени	1 120
2	Горизонтальная насосная установка	20 000
3	Эжектор второй ступени	1 120
4	Горизонтальная насосная установка	20 000
5	Всего	42 240

Таким образом стоимость закупки необходимого оборудования составляет 42,24 тыс. руб., но следует учитывать еще стоимость монтажа оборудования и амортизацию приобретенного оборудования.

Для внедрения новой технологии необходимо произвести монтаж нового оборудования и провести пусконаладочные работы.

Таблица 7 – Линейный график проведения работ на объекте

Наименование операции	сутки	Месяцы (дни)	
		1	2
Подготовительные	5		
Монтажные работы	28		
Пусконаладочные работы	2		

На монтаж оборудования и проведения пусконаладочных работ необходимо 35 дней. Осуществлением проекта занимаются 2 бригады посменно по 8 человек в каждой. Стоимость работы бригады за один день представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
Бригада 1	8	340	2 720,00	35	95 200,00
Бригада 2	8	340	2 720,00	35	95 200,00
ИТОГО					190 400,00

Накладные расходы:

Составляют 20% от основных расходов

$$42240000 \cdot 0,2 = 8448000 \text{ тыс. руб.}$$

НДС 18%

$$(42240000 + 8448000) \cdot 0,18 = 9123840 \text{ тыс.руб.}$$

Срок реализации 10 лет.

Амортизация приобретенного оборудования

$$НА = 1/10 \cdot 100\% = 0,1$$

$$А = Ц * НА$$

$$0,1 \cdot 42430400 = 4 243 040 \text{ тыс.руб.,}$$

где НА – норма амортизации, А – годовая амортизация.

Для выявления экономической эффективности можно сравнить один и тот же фонд скважин до внедрения технологии и после.

Таблица 9 – Данные для расчета экономической эффективности

Год	Добыча жидкости в год, тонн		Дополнительная добыча нефти тонн/год
	Добыча без ВГВ	С внедрения ВГВ	
2007	16 062	18754,5	2692
2008	17 668	19876,7	2208

6.3 Выручка от реализации

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ВГВ за годичный период:

$$V_t = (C_n \cdot Q_n), \quad (6)$$

где, C_n – цена реализации в t -ом году, руб./т;

Q_n – дополнительная добыча нефти за t год.

Определим прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти:

$$V_1 = 2692 \cdot 14000 = 37688000 \text{ тыс.руб.}, \text{ за 1 год}$$

$$V_2 = 2208 \cdot 14000 = 30912000 \text{ тыс.руб.}, \text{ за 2 год}$$

Прирост выручки за 2 года составил 68600000 тыс.руб.

6.4 Эксплуатационные затраты

Затраты на дополнительную добычу нефти в год

$$Z_{\text{доп 1 год}} = \Delta Q_{1\text{год}} \cdot Z_{\text{пер}} = 2692 \cdot 1517,75 = 4,08 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{доп 2 год}} = \Delta Q_{2\text{год}} \cdot Z_{\text{пер}} = 2208 \cdot 1517,75 = 3,35 \text{ тыс.руб.}$$

Текущие затраты на проведение мероприятия.

$$\Delta Z_{\text{тек 1 год}} = Z_{\text{ВГВ}} + Z_{\text{доп 1 год}} = 6\,089\,600 + 4,08 = 10\,169\,600 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{тек 2 год}} = Z_{\text{ВГВ}} + Z_{\text{доп 2 год}} = 6\,089\,600 + 3,35 = 9\,439\,600 \text{ тыс.руб.}$$

6.5 Платежи и налоги

Налоги, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды, определены законодательством РФ и законами местных органов, перечень и порядок их начисления указан в таблице 10.

Таблица 10 – Ставки налогов и отчислений

Показатели	Ед. изм.	Значения
Налог на добавленную стоимость	%	18,0
Страховые взносы	%	30
Налог в страховой фонд	%	0,5
Налог на добычу полезных ископаемых	руб.	919*(Ц-15)*Р/261*Кв
Налог на имущество	%	2,2
Добровольное личное страхование	%	3,0
Ставка налога на прибыль	%	24,0
Подходный налог	%	13,0
Акцизный налог	тыс.руб./т.	0,9
Прочие налоги (экология, пользование водными ресурсами, аренда земли)	тыс.руб./скв	0,159

Платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти:

Налог в дорожный фонд на каждый год расчётного периода:

$$\text{Ндор.} = 2692 \cdot 14000 \cdot 0,01 = 376880 \text{ тыс.руб., за 1 год}$$

$$\text{Ндор.} = 2208 \cdot 14000 \cdot 0,01 = 309120 \text{ тыс.руб., за 2 год}$$

Итого платёж в дорожный фонд за 2 года – 686000 тыс.руб.

Налог в фонд НИИОКР на каждый год расчётного периода:

$$\text{Ннии} = 31\,830\,000 \cdot 0,01 = 318\,300 \text{ тыс.руб., за 1 год.}$$

$$\text{Ннии} = 31\,100\,000 \cdot 0,01 = 311\,000 \text{ тыс.руб., за 2 год.}$$

Итого платёж в фонд НИИОКР за 2 года – 629300 тыс.руб.

Налог в страховой фонд на каждый год расчётного периода:

$$\text{Нстр.} = 2692 \cdot 14000 \cdot 0,005 = 1884400 \text{ тыс.руб., за 1 год}$$

$$\text{Нстр.} = 2208 \cdot 14000 \cdot 0,005 = 1545600 \text{ тыс.руб., за 2 год}$$

Итого платёж в страховой фонд за 2 года – 3430000 тыс.руб.

Налог на добычу полезных ископаемых на каждый год расчётного периода:

$$\text{Ндпи.} = 2692 \cdot 14000 \cdot 21,3/100 = 8027544 \text{ тыс.руб., за 1 год}$$

$$\text{Ндпи.} = 2208 \cdot 14000 \cdot 21,3/100 = 6584256, \text{ тыс.руб., за 2 год}$$

Итого плата налога на добычу полезных ископаемых составляет за 2 года расчетного периода – 14611800 тыс.руб.

Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

$$\text{Нплат.} = \text{Ндор} + \text{Ннии} + \text{Нстр} + \text{Ндпи}$$

$$\text{Нплат.} = 10\,606\,824 \text{ тыс.руб.}, \text{ за 1 год}$$

$$\text{Нплат.} = 8\,749\,976 \text{ тыс.руб.}, \text{ за 2 год}$$

Итого платежей и налогов, за 2-х летний период – 19 356 800 тыс.руб.

Текущие затраты с налогами и платежами (без амортизационных отчислений):

$$З_{\text{тек н}} = З_{\text{тек}} + \text{Нплат}$$

За 2 года расчетного периода $З_{\text{тек н}} = 38\,966\,000$ тыс.руб.

6.6 Расчет экономических показателей проекта

6.6.1 Поток денежной наличности

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году: [50].

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-t_p}}$$

Где:

NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

Π_t - прибыль от реализации в t-м году;

A_t – амортизационные отчисления в t-м году;

K_t - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

Таблица 11 – Амортизация основных средств, тыс.руб.

№	Наименование основных средств	Количество	Балансовая стоимость единицы, руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2008 году	Амортизация, руб.
	1 год					
1	Эжектор	2	1 120 000,00	10,00	20,00	44 800,00
2	Насос	2	20 000 000,00	25,00	30,00	3 000 000,00

	Итого					3 044 800,00
	2 год					
1	Эжектор	2	1 120 000,00	10,00	40,00	89 600,00
2	насос	2	20 000 000,00	25,00	60,00	6 000 000,00
	Итого					6 089 600,00

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчётного периода:

$$NPV1=13047652, 17 \text{ тыс.руб.}$$

$$NPV2=7260521, 739 \text{ тыс.руб.}$$

$$NPV \text{ за 2 года расчетного периода} = 20308173, 91 \text{ тыс.руб.}$$

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала.

6.6.2 Индекс доходности

Индекс доходности (PI) - отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-tp}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-tp}}$$

Определим индекс доходности (PI):

$$PI = 1,35$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть $PI > 1$, а это является критерием эффективности проекта.

6.6.3. Период окупаемости вложенных средств

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$P_{cp} = 68600000 / 24 = 2858333,333 \text{ тыс.руб.}$$

Определим период окупаемости проведенного ВГВ:

$$\text{Пок} = 42240000/2858333,333 = 14$$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит 14 мес., период за которым значение NPV и дальше положительно.

6.6.4 Экономическая оценка проекта

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений», РД 153-39-007-96 Уплата всех налогов, предусматривается в полном соответствии с действующем, на 01.01.2007г. в России, законом о системе налогообложения.

Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение года.

Таблица 12 – Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Значение (по годам)	
	1 год	2 год
Прирост добычи нефти, тыс.т	2692	2208
Прирост выручки от реализации,	37688000	30912000
Эксплуатационные затраты, тыс.руб.	10 606 824	8749976
Сумма налогов и платежей, тыс.руб.	19 356 800	
Поток денежной наличности (NPV), тыс.руб.	13 047 652	7 260 521
Индекс доходности (PI), доли ед.	1, 35	
Срок окупаемости, мес.	14 месяцев	

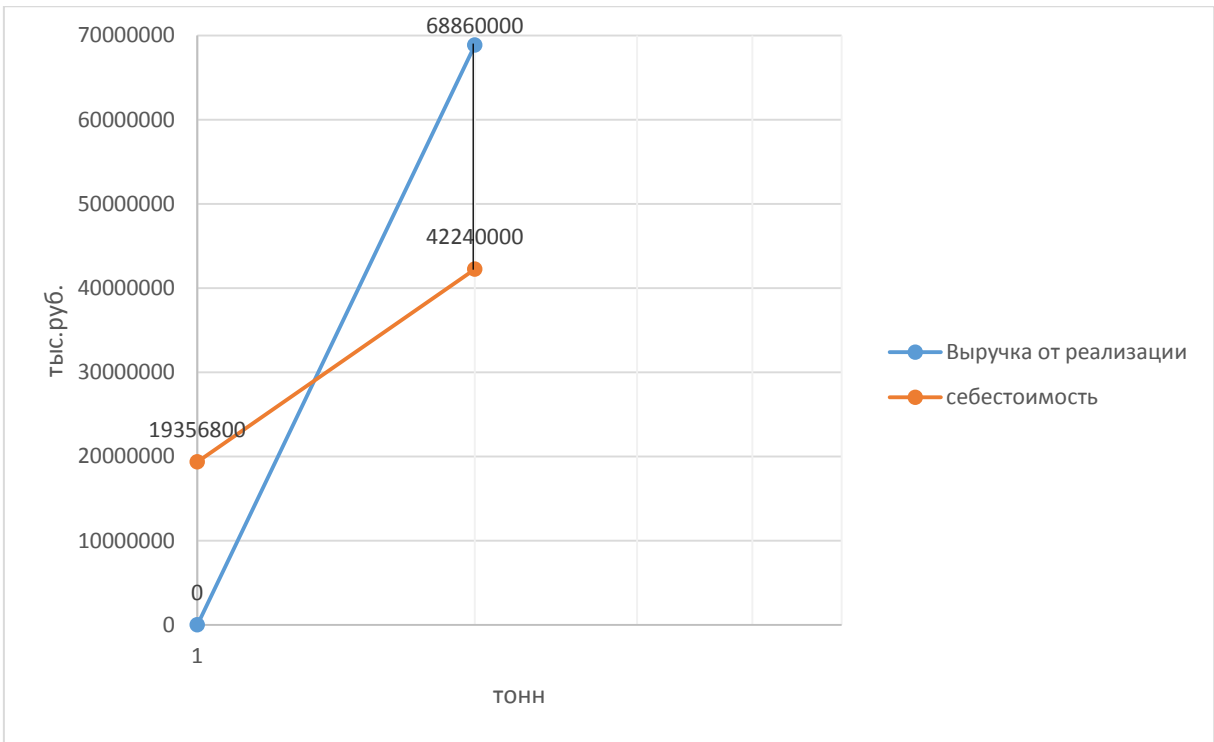


Рисунок 21 –График безубыточности реализации проекта

Заключение

В настоящее время когда доля трудно извлекаемых запасов увеличивается, а темпы разработки запасов отстают от темпов извлечения, появляется вопрос о внедрении новых технологий способных увеличить коэффициент нефтеотдачи.

В работе были рассмотрены различные комбинации водогазового воздействия которые способны увеличить коэффициент нефтеотдачи а также утилизировать попутный нефтяной газ. Были рассмотрена методика расчёта технологической схемы внедрения водогазового воздействия на основе насосно-эжекторных и насосно-компрессорных устройств применительно к условиям одного из месторождений Сибири. На основе расчетов были подобраны необходимые узлы технологической схемы и с учетом имеющегося оборудования были внесены соответствующие изменения.

Также проанализировав современное оборудование, используемое для водогазового воздействия, выявив преимущества и недостатки каждого и существующих методов, сделали выводы что насосно-эжекторная технология водогазового воздействия, является наиболее перспективной на сегодняшний день. Связанно это с тем что данная технология сочетает в себе преимущества струйных аппаратов которые были описаны в работе и центробежных насосов, также данная технология по сравнению с другими менее затратная.

Проанализировав зарубежный и отечественный опыт, можно сделать вывод что внедрение технологии водогазового воздействия на продуктивные пласты перспективна, при использовании данного метода почти во всех случаях уменьшалась обводнённость за счет увеличения коэффициента охвата и задействия в работу ранее слабопроницаемых каналов и увеличивалась нефтеотдача что непосредственно отражается на экономических показателях.

Список литературы

- 1 Рузин, Л. М. Р 83. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
- 2 Егоров Ю.А. Разработка технологии водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов: Автореферат. Дис. канд. тех. Наук. — Москва, 2006г.–28 с.
- 3 Кокорев В.И. Газовые методы-новая технология увеличения нефтеотдачи пластов//Нефтепромысловое дело, 2009, №11.С.24-27
- 4 Муслимов, Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во КГУ, 1999. – 280 с.
- 5 РД 39-9-151-79. Руководство по проектированию и применению метода заводнения с газовойдами смесями. СибНИИИП, Тюмень, 1979, 141 с.
- 6 Лискевич, Е.И. Экспериментальные исследования процесса комбинированного вытеснения нефти водой и газом: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06 / Лискевич Евгений Иванович. – Ивано–Франковск, 1974. – 152 с.
- 7 A visual micro-model study: the mechanism of water alternating gas displacement in porous media / Q-x. Feng, L-c. Di, G-q. Tang, Z-y. Chen, X-l. Wang, J-x. Zou. SPE 89362.
- 8 Максутов, Р. Классификация технологий водогазового воздействия / Р. Максутов, В. Зацепин // Технологии ТЭК. – 2007. – №1. – с. 42 – 45.
- 9 РД 39-9-151-79. Руководство по проектированию и применению метода заводнения с газовойдами смесями. СибНИИИП, Тюмень, 1979, 141 с.
- 10 Закиров С.Н., Индрупский И.М., Левочкин В.В. и др. Водогазовое воздействие на Новогоднем месторождении//Нефтяное хозяйство, 2006, №12.С.40-43

- 11** Зацепин, В. В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт [Текст] / В. В. Зацепин // Нефтепромысловое дело. - 2007. - № 1. - С. 10-13.
- 12** Лысенко, В. Д. Проблемы разработки залежи нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа [Текст] / В. Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. - 2007. - № 2. - С. 4-15.
- 13** Гусев, С. В. Регулирование водогазового воздействия на пласт [Текст] / С. В. Гусев, Я. Г. Коваль, Т. М. Сурнов, Г. А. Харитонов // Нефтяное хозяйство. - 1990. - № 6. - С. 146.
- 14** Сазонов Ю.А., Деговцов А.В., Казакова Е.С., Клименко К.И., Многопоточный эжектор и новое направление для развития струйной техники // Территория нефтегаз, 2011, №4. С.75-77
- 15** Брудный-Челядинов С.Ю., Иоаннесян Ю.Р. Некоторые вопросы теории применения струйных мультипликаторов расхода в турбобуре // Турбобуры с наклонной линией давления. Под общ. ред. Р.А. Иоаннесяна. – М.: Недра, 1969. – с. 40–55.
- 16** Крючков В.И., Ибатуллин Р.Р., Романов Г.В., Сахабутдинов Р.З. Водогазовое воздействие на пласт на основе попутного газа как альтернатива заводнению. — Интервал, 2002, №6, с. 46-50.
- 17** Ефремов Е.П., Вашуркин А.И., Трофимов А.С., Цымлянский Г.К., Королев С.В. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения. - Нефтяное хозяйство, 1986, №12, с. 36-40.
- 18** Сазонов Ю.А., Деговцов А.В., Казакова Е.С., Клименко К.И., Многопоточный эжектор и новое направление для развития струйной техники // Инженерная практика, 2016, №6. С.42-44
- 19** *Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG Field Experience. SPE 71203, SPERE & E Journal, 97-106, April 2001.*
- 20** Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Ч. 2. Исследование

- довытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения//Территория Нефтегаз. - 2006. - № 3. - С. 48-51.
- 21** Максименко, Георгий Тарасович. Техника безопасности при применении пожароопасных, взрывоопасных и токсичных материалов / Г. Т. Максименко, В. М. Покровский. — 3-е изд., перераб. и доп. — Киев: Будівельник, 1987. — 150 с.: ил.: 22 см. —Библиогр.: с. 148 (27 назв.).
- 22** ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 23** Патент РФ № 2190760, МПК E21B 43/20. Способ водогазового воздействия на пласт / Дроздов А.Н., Фаткуллин А.А. Опубл. 10.10.2002, Б.И. №28.
- 24** Патент РФ № 2266429, МПК E21B 43/20. Гидрокомпрессионный бустерный насос / Белей О.И., Лопатин С.Ю., Олейник О.С. Опубл. 20.12.2005, Б.И. №35.
- 25** ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 26** Лысенко В.Д. Проблемы разработки залежей нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа. - Нефтепромысловое дело, 2007, №2, с. 4-9.
- 27** Максutow Р., Зацепин В. Классификация технологий водогазового воздействия. - Технологии ТЭК, 2007, №1, с. 42-45.
- 28** ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
- 29** ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 30** ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

Приложение
(Справочное)

Water-Alternating-gas injection with Pump-Ejector System (WAG)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Финаев А.С.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП ТПУ	Швагрукова Е.В.	к.филол.н.		

Introduction

The world continues to rely heavily on hydrocarbon resources for energy. While the demand for these resources is steadily rising, the discovery of new reserves is becoming more challenging. Therefore new ways of enhancing recovery from matured and producing reservoirs must be found in order to recover more oil from these reservoirs. Recently, there has been greater interest in enhanced oil recovery techniques that can improve overall recovery by increasing both the displacement efficiency and the sweep efficiency.

Enhanced oil recovery methods (EOR)

According to the most recent International Energy Agency (IEA) World Energy Outlook, global energy demand is set to grow by 37% by 2040. In an effort to find solutions to meet this increasing demand, operators are turning to solutions such as enhanced oil recovery (EOR) technologies that have played a crucial part in optimizing mature oil fields and increasing their recovery factor (RF).

The most common EOR recovery processes are the injection of thermal fluids, such as steam, to reduce the viscosity of heavy oils into the reservoirs; as well as the injection of water soluble chemicals such as polymer, surfactant and alkali to improve the recovery factor mainly in medium and light oil reservoirs.

The average recovery factor of light and medium crude deposits after conventional recovery lies at around 30% to 35%. Figure 1 shows that a tertiary step could be added to increase the percentage of oil recovered with the help of various EOR technologies. It is estimated that current technologies might have the potential to increase conventional crude oil recovery by 15% to 30%. Hence, developing and investing in EOR technologies will continue to play an important role in slowing down the decline of conventional oil production.

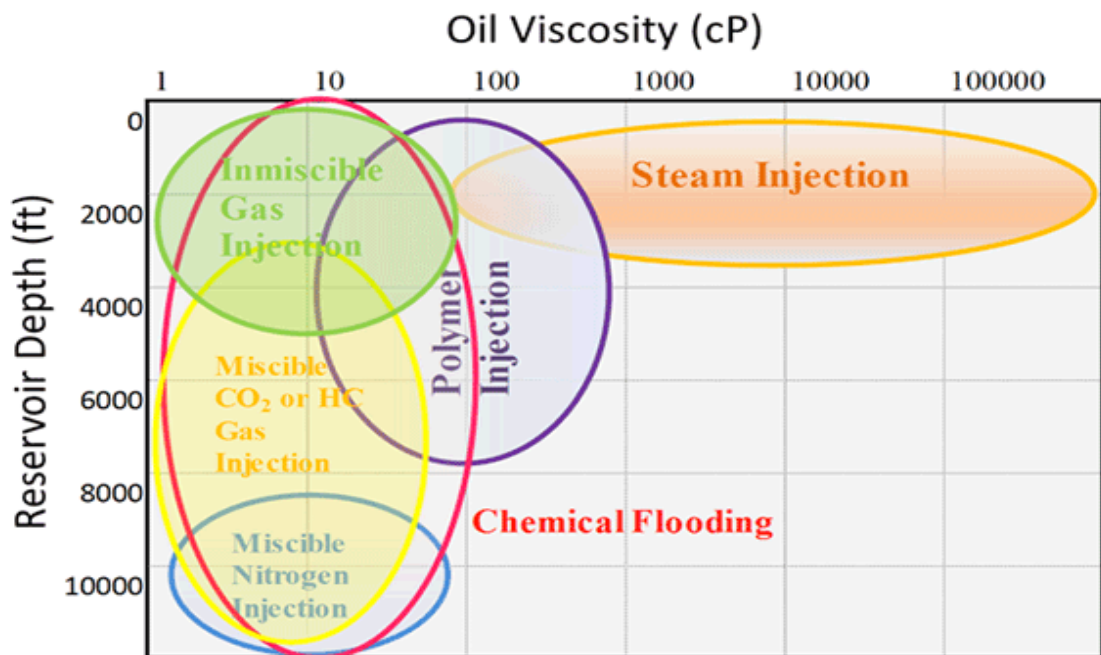


Figure 1 – Typical range of EOR technologies application.

Enhanced Oil Recovery occurs after all possible oil is pumped out of the ground using traditional methods. Primary and secondary steps in the extraction of oil include the traditional methods while the tertiary step includes oil recovery in new, enhanced methods such as CO₂ injection.

Primary Recovery

Primary recovery produces oil and gas using the natural pressure of the reservoir as the driving force to push the material to the surface. Wells are often ‘stimulated’ through the injection of fluids, which fracture the hydrocarbonbearing formation to improve the flow of oil and gas from the reservoir to the wellhead.

Secondary Recovery

Secondary recovery uses other mechanisms – such as gas re-injection and water flooding – to produce residual oil and gas remaining after the primary recovery phase.

Tertiary Recovery

Tertiary recovery involves injecting other gases (such as carbon dioxide), or heat (steam or hot water) to stimulate oil and gas flow to produce remaining fluids that were not extracted during primary or secondary recovery phases.

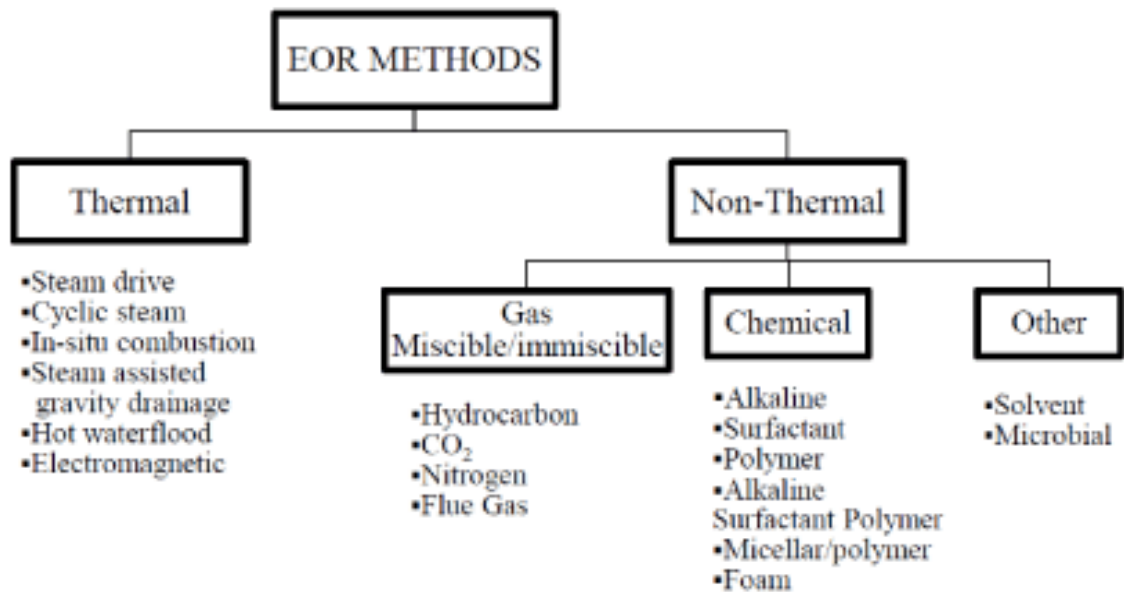


Figure 2 – Enhanced oil recovery methods.

Water-Alternating-gas injection with Pump-Ejector System

The traditional water-gas injection requires purchasing expensive imported equipment and calls for substantial capital costs (construction of compressor stations and APG treatment facilities) and operating costs. Therefore? An efficient, reliable and easy-to-use equipment and technology is to be developed to treat and inject water-gas mixture into the injection wells.

One of the possible solutions is a WAG development of Oil and Gas that ensures injection of fine-dispersed mixture by multi-stage pump-ejector systems (Figure 3). These systems, which prepare the water-gas mixture on the surface and inject it into formation, use equipment that can be operated in Russian oil fields.

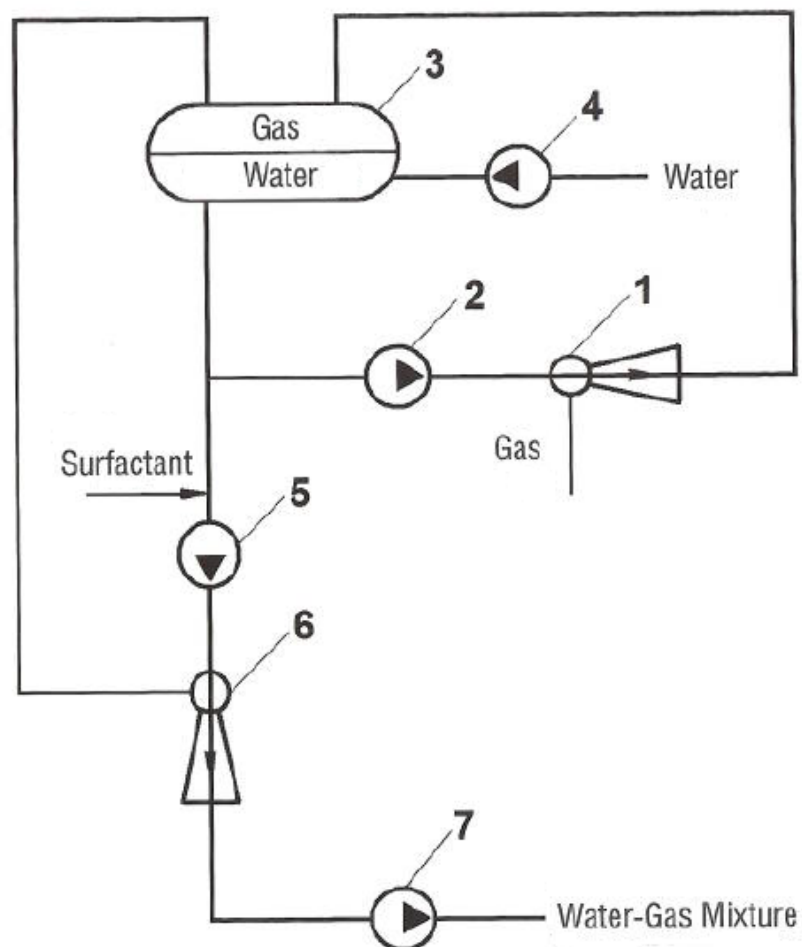


Figure 3 – Concept Scheme of Pump-Ejector System to inject Water-Gas Mixture into Formation

- 1 – Gas Compression Ejector-Stage 1; 2, 4, 5, 7 – Multi-Stage Vane Pumps;
- 3 – Separator; 6 – Gas Compression Ejector –Stage 2.

This approach uses the existing infrastructure of the reservoir pressure maintenance system while neither high-pressure gas pipelines nor gas injection wells of complex design (equipped with wellhead and subsurface systems operable at high pressures) need to be constructed. Moreover, the pump-ejector systems inject water-gas mixtures using much lower pressures as compared to compressors. At the same time, the injection pressure is several times higher than the pressure provided by conventional ejector technologies. The technology also addresses the issue of hydrates and may ensure both reservoir pressure maintenance and reservoir temperature stability.

Studies and calculations show that it is appropriate to apply multistage compression to handle the water-gas mixture. For example, at the first two stages the mixture is compressed with jet compressors (ejectors), while the foaming surfactants are added at the third stage where the pressure is boosted to the required value in a multistage centrifugal pump. Experiments showed that at high foaming rates and high inlet pressures the pump does not suffer gas effects over a wide range of gas concentrations. Thus, high injection pressures may be used. These pump-ejector systems are able to inject water-gas mixtures under pressure of 15 MPa to 30 MPa and gas-water ratio of 100 cu. m per cu. m to 200 cu. m per cu. m.

Technology overview

The principle of operation of ejectors is based on the Venturi effect of a converging diverging nozzle to convert the pressure energy of a motive fluid (Primary flow) to kinetic energy to entrain a suction fluid (Secondary flow), and then recompress the mixed fluids by converting kinetic energy back into pressure energy (Figure 4).

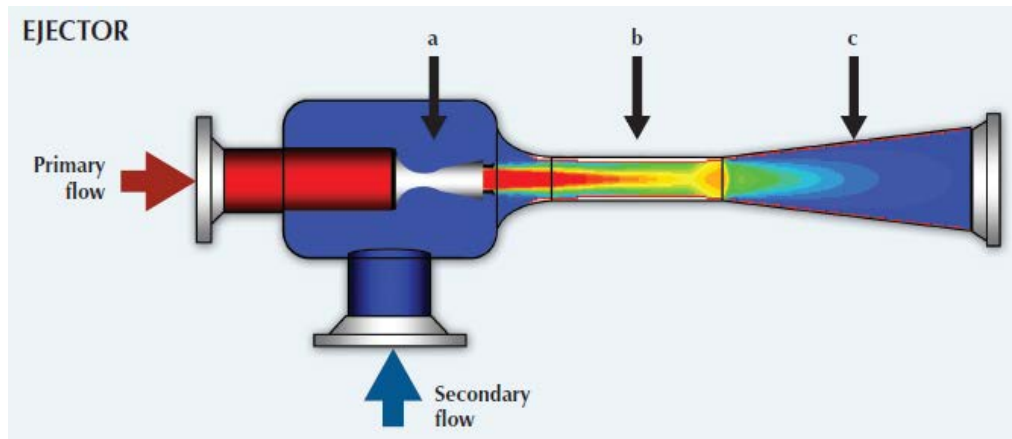


Figure 4 – Operation of an ejector

Ejectors are thermally activated static compressors and consist of a nozzle (a primary convergent-divergent nozzle) embedded in a main, generally cylindrical, body. The compression effect results from the interaction of the two fluid streams. The motive stream is at high pressure and is produced in a generator using a heat source. This heat source can come from low grade temperature heat.

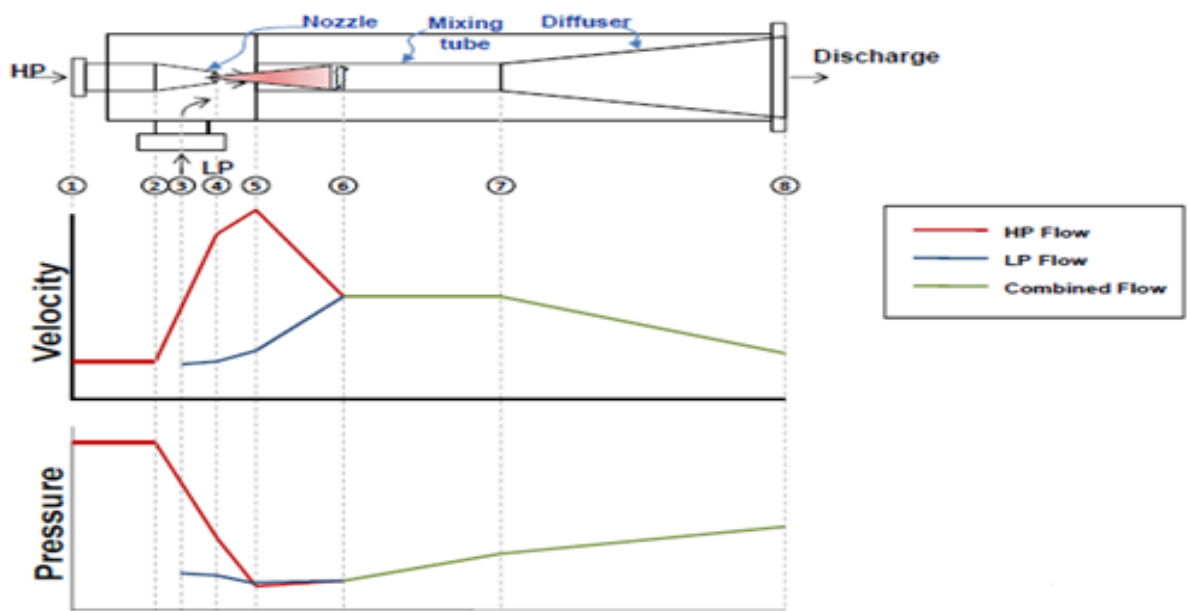


Figure 5 – Jet Pump Flow Dynamics

Experimental Studies

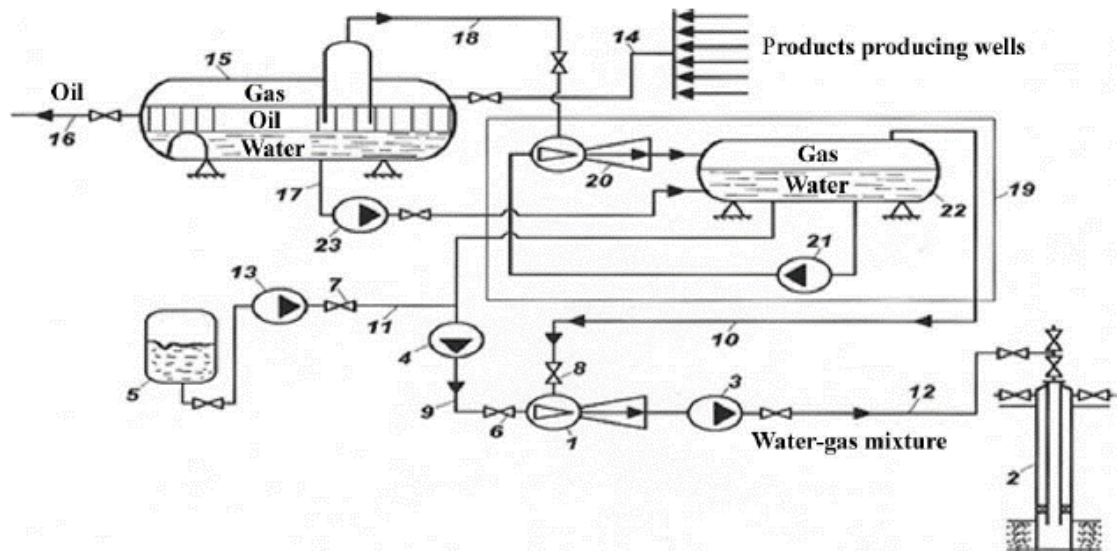


Figure 6 – Scheme of the implementation of technology in the WAG oil fields.

1-Second stage ejector; 2-Injection well; 3,4-Pumps; 5-Container with a surfactant; 6, 7,8-gate; 9-water injection line; 10-gas line; 11-SAW supply line; 12-Line injection mixture; 13-metering pump; 14-inlet manifold; 15-three-phase separator; 16- pipeline ; 17-water line; 18-gas pipeline; 19-pump-ejector unit of the first stage; 20-first-stage ejector; 21-power of the first stage ejector pump; 22-gas-water separator; 23-booster pump

Experimental studies carried out as follows. Provided through 14 holes Products in the separator 15 separated into oil, gas and water. Oil on line 16 enters the pipeline; the gas is fed through line 18 to receive an inkjet device. In the case of a low-pressure gas outlet, 15 from the separator can be further squeezed gas blower 19. The amount of gas regulated by valve 8. Water supplied via line 17 to receiving booster pump 4 and then fed via line 9 to the ejector nozzle operating 1. At line 11 of pump 13 5 working capacity in water are added to the foaming surfactant. Resulting in the ejector 1 HCV is compressed to the required pressure pump 3 and via line 12 is pumped into the injection wells 2.

Ejector pump and installation of the first stage-The jet compressor used as a blower 19 to increase the gas pressure to the intake of the jet device. In this case, water is fed from the separator 15 through line 17 for receiving the feed pump 23 and further to the gas-water separator 22, pump 21, from which it is fed into the ejector

nozzle 20. The working gas enters the separator 15 to receive the ejector 20. The resulting pressurized HCV enters the gas-water separator 22, which separates the gas from water. Some gas under elevated pressure is to receive the main ejector 1 and water-to the pump 4, followed by a scheme similar to that of FIG. 2, operating in an ejector nozzle 1.

The analysis of experimental trials of the technology variable water injection and gas, allowing obtaining a finely dispersed water-gas mixture and studding its filtration in porous media on the core samples of East Kumkol field. Developed a schematic diagram of the experimental stand for research of oil displacement by water-gas mixture. The model, produced by modeling of oil displacement by water-gas mixture. Developed and obtained results of experimental studies of variable water injection technology and a mixture of water and surfactant. Thus, the addition of 0.1% Oil-MJ1 increases the displacement efficiency of 15% to 20%.

To achieve better efficiency, pumps and ejectors are selected and assembled in the system in a way that maximizes efficiency of each element.

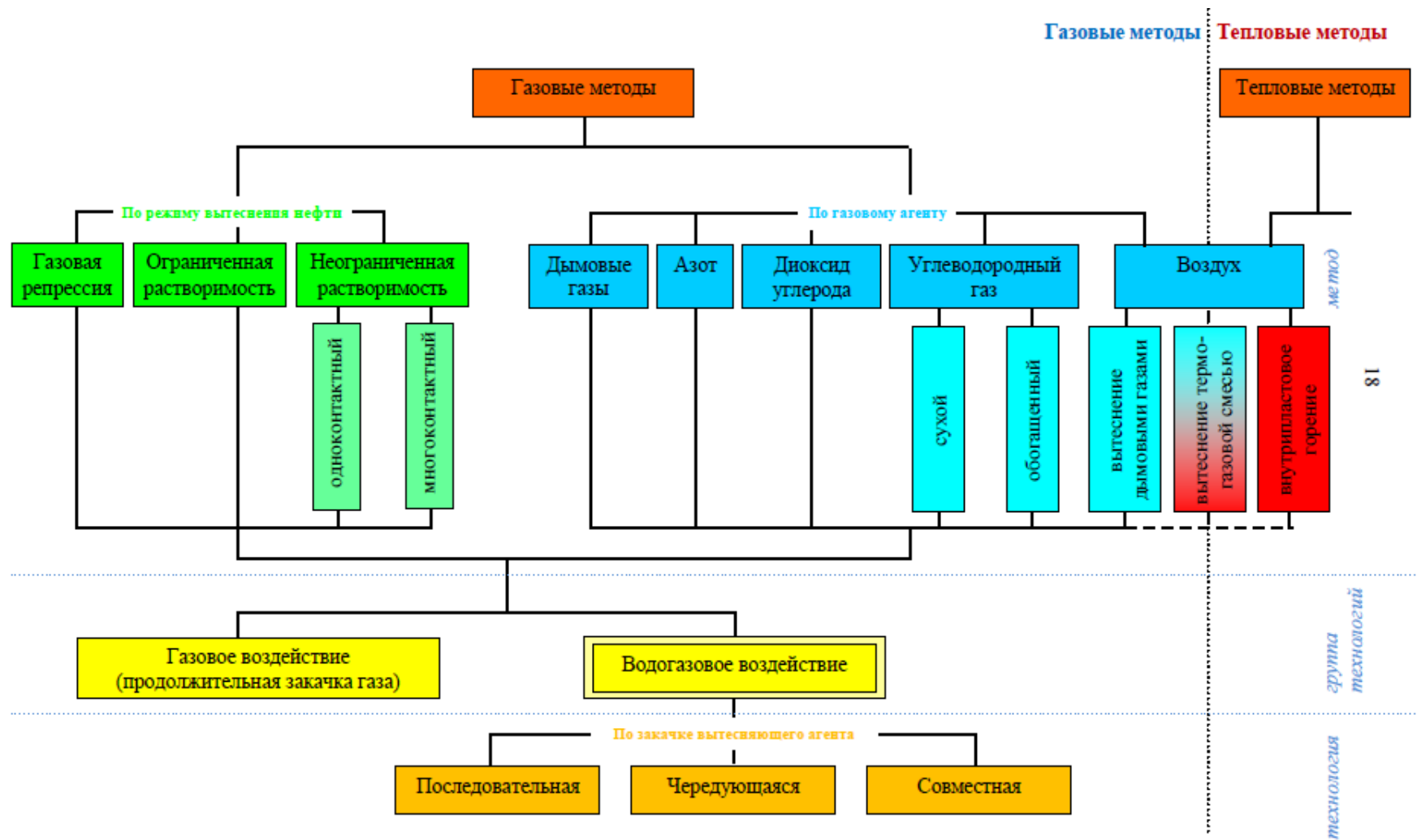
Advantages of Pump-Ejector Systems:

- No expensive and service-intensive high-pressure gas compressors are required for WAG. Pump-ejector system are simple, compact and reliable.
- No dedicated high-pressure gas pipelines are to be constructed
- No dedicated complex gas injectors complete with high-pressure wellhead and downhole equipment are to be constructed
- The existing water flooding infrastructure is used
- When pump-ejector system are used to inject water-gas mixture pressure requirements are less stringent than in case of gas injection by compressor: at the same time the pressure achieved in the water-gas mixture is much higher than obtained using conventional ejector technologies
- Foaming surfactants improve the stability of the water-gas mixture when it is injected into formation
- There is no risk of hydrate formation
- Both reservoir pressure and reservoir temperature can be maintained

- Calculations show that pump-ejector systems can inject water-gas mixture under pressure of up to 15 MPa to 30 MPa with the gas-water ratio being as high as 100 cu.m per cu. m to 200 cu.m per cu.m.

Conclusion

- Simplicity and cost effectiveness make surface jet pump solutions very attractive & economical in most cases
- An effective use of surplus and normally wasted energy to assist the existing production
- Minimum maintenance requirement.
- Pipeline code design
- Short payback period
- Installing tie-in points during shut downs simplifies installation when needed
- Rental option justifies very short operation life
- Deferring Capex such as compressor upgrading



Приложение А–Классификация технологий водогазового воздействия на пласт