

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОДГОТОВКИ И ЗАКАЧКИ РАБОЧИХ АГЕНТОВ НА СТОЛБОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.522(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Кимбаев Адиль Машур-Жусупович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Чернова Оксана Сергеевна	к.г-м.н., доцент		

Томск – 2017

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

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой _____
(Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Кимбаеву Адилю Машур-Жусуповичу

Тема работы:

Анализ технологии воздействия подготовки и закачки рабочих агентов на Столобовом месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет технической, технологической и нормативной информации по системам водогазового воздействия, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
----------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	Общие сведения о свойствах попутного нефтяного газа, определение критериев применимости водогазового воздействия, анализ факторов, влияющих на эффективность системы водогазового воздействия, социальная ответственность при работе с компрессорными станциями, экономическая эффективность от внедрения системы водогазового воздействия.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Вазим А.А
«Социальная ответственность»	Грязнова Е.Н

Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:

Общие сведения о использовании попутного нефтяного газа для поддержания пластового давления
Анализ и разработка технологических схем по закачке водогазовой смеси
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность
Заключение
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Кимбаев Адиль Машур-Жусупович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 92 страниц, 12 таблиц, 1 рисунков, 32 источников, 7 приложений.

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

Объектом исследования является текущая система поддержания пластового давления на месторождении С.

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

В выпускной квалификационной работе приведены сведения о нынешней системе ППД путем обратной закачки газа в пласт. На основе промышленных испытаний на схожих месторождениях была составлена технологическая схема закачки водогазовой смеси в пласт с целью увеличения КИН. Рассчитано устьевое давление необходимое для закачки ранее подготовленной смеси воды, газа и ПАВ. Приведены экономические расчеты, подтверждающие положительный эффект после внедрения новой системы в виде дополнительной прибыли. Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, Microsoft Excel.

Обозначения, определения, сокращения

ПНГ – попутный нефтяной газ

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

АСКТ – авиационное сконденсированное топливо

ПДК – предельно допустимая концентрация

КИН – коэффициент извлечения нефти

ВГВ – водогазовое воздействие

СШН – скважинный штанговый насос

ДККС - дожимная стационарная блочно-контейнерная компрессорная станция

ПК – поршневой компрессор

НД – насос дозировочный

АВО – агрегат воздушного охлаждения

ГЖС – газожидкостная смесь

ДНС – дожимная насосная станция

КПД – коэффициент полезного действия

ПАВ – поверхностно-активные вещества

НКТ – насосно-компрессорная труба

КС – компрессорная станция

Оглавление

Введение	8
1. НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА И ВОДОГАЗОВЫХ СИСТЕМ НА ЕГО ОСНОВЕ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ	10
1.1. Общие сведения о добыче и свойствах попутного нефтяного газа	10
1.2. Применение попутного нефтяного газа в промышленности.....	13
1.3. Причины нерационального использования попутного нефтяного газа и экологические последствия от его бесцельного сжигания	18
1.4. Сравнительный анализ процесса вытеснения нефти из пласта при закачке воды, газа и водогазовой смеси	20
1.5 Анализ результатов проведения опытно-промышленных работ водогазового воздействия на пласт на месторождениях России и стран бывшего СССР	21
1.6. Критерии применимости водогазового воздействия.....	27
2. Анализ текущего оборудования для закачки газа в пласт, разработка насосно-эжекторных и насосно-компрессорных систем для водогазового воздействия на пласт.	32
2.3 Разработка насосно-эжекторных и насосно-компрессорных систем для водогазового воздействия на пласт.	32
2.3.1 Новая система для водогазового воздействия на пласт защищенная патентом РФ № 2293178.....	32
2.3.2 Новая система для водогазового воздействия на пласт защищенная патентом РФ № 2315589.....	38
2.3.3 Расчет технологической схемы для осуществления водогазового воздействия на месторождении С.....	45
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	52
4. Социальная ответственность при работе оператора с оборудованием компрессорной станции.	60
4.1 Производственная безопасность.....	60
4.2 Анализ вредных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте.	62
4.2.1 Превышения уровня шума и вибрации.....	62
4.2.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	63
4.3 Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте.	64
4.3.1 Электробезопасность.	66
4.3.2 Аппараты под давлением	67

4.4 Экологическая безопасность.....	68
4.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения	68
4.4.2 Защита гидросферы.....	69
4.4.3 Защита литосферы.....	69
4.4.4 Твёрдые отходы.....	69
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	70
4.5.1 Вероятные ЧС на месте проведения работ	70
4.5.2 Мероприятия, направленные на предотвращение ЧС, и порядок действий в случае его возникновения.	70
4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	72
4.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	73
4.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	74
Заключение.....	75
Список использованных источников	76

Введение

В данный момент основными проблемами нефтяной промышленности в России являются несовершенства геологического и технического характера. Тенденция изменения структуры запасов углеводородов идет к увеличению доли трудноизвлекаемых углеводородов. Самые крупные месторождения, занимающие мажоритарную долю в общей добыче по стране, истощаются. Темпы извлечения запасов стали превышать темпы геологоразведки новых месторождений. Дальнейший рост нефтяной промышленности Российской Федерации связан с разработкой трудноизвлекаемых запасов. Согласно анализу, проведенному отечественными специалистами, доля трудноизвлекаемых запасов достигнет 70% к 2025 году.

Добыча запасов, расположенных в низкопроницаемых пластах, используя общепринятые, укоренившиеся системы заводнения, экономически неэффективна. Основными недостатками этой системы являются преждевременное увеличение обводненности извлекаемого флюида, из-за прорыва воды к добывающим скважинам, относительно низкий коэффициент охвата.

Необходимо применять новые технологии для добычи трудноизвлекаемых углеводородов. В США, например, самый распространенный метод повышения нефтеотдачи является газовое воздействие по объёму и количеству реализуемых проектов. В России применения технологии закачки газа в пласт могут оказаться весьма действенными и продуктивными. Их основной выгодой является возможность комбинированного использования, а также широкий диапазон применения.

Согласно различным лабораторным и промысловым исследованиям введение технологии водогазового воздействия увеличивает коэффициент извлечения нефти на 10-15% по отношению к технологии заводнения. Увеличения коэффициента извлечения нефти объясняется рядом факторов, таких как:

- Снижение вязкости нефти за счет растворения газа в нефти;
- Коэффициент охвата увеличивается за счет изменения проводимости каналов;

- Вытеснение нефти происходит за счет перемещения газа в верхнюю часть пласта.

К сожалению, масштабного внедрения данной технологии на месторождениях не происходит из-за нескольких причин: дороговизна техники, а также технологии подготовки газа к обратной закачке в пласт, неполная изученность методики на Российских месторождениях, рядовые, закономерные осложнения в ходе внедрения (прорывы газа к добывающим скважинам, гидратообразование и т.д.).

Целью данной бакалаврской работы является изучение механики вытеснения водогазовой смесью высоковязких нефтей, а также разработка технологических схем с применением насосно-эжекторной и насосно-компрессорной технологий подготовки газа к закачке для внедрения на промыслах.

Для достижения поставленной цели в ходе написания бакалаврской работы будут решены следующие задачи:

1. Изучить и проанализировать имеющиеся зарубежный и отечественный опыты внедрения технологии водогазового воздействия и проверить критерии применимости на месторождении С...
2. Произвести расчет технологических схем насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачки водогазовой смеси применительно к месторождению С...

1. НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА И ВОДОГАЗОВЫХ СИСТЕМ НА ЕГО ОСНОВЕ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

1.1. Общие сведения о добыче и свойствах попутного нефтяного газа

При добыче нефти вместе с ней на поверхность Земли выносятся большое количество ПНГ. Добыча попутного газа при разработке нефтяных месторождений имеет ряд особенностей по сравнению с добычей газа из газовых месторождений. Так, если добычу природного газа можно регулировать в соответствии с потребностями, то объем нефтяного газа зависит от объема добываемой нефти. ПНГ - неизбежный спутник нефти. Его добывают и в том случае, когда отсутствует потребитель или нет транспортных средств для подачи его потребителю, удаленному от месторождения. Такое положение обусловлено особенностями физико-химических свойств пластовой нефти. Пластовая нефть - химически сложная многокомпонентная, термодинамически неустойчивая система, состоящая из углеводородов метанового (парафинового), нафтенового и ароматических рядов. В ней могут быть растворены в различных количествах сопутствующие газы углеводородного и неуглеводородного происхождения.

В пластовых условиях вследствие высоких давлений углеводородные и сопутствующие газы находятся в жидком состоянии. Однако при снижении давления сопутствующие газы и отдельные парафиновые углеводороды полностью или частично переходят в газообразное состояние. Поскольку при движении нефти в пласте, по стволу скважины и в нефтепромысловых коммуникациях давление падает постепенно, то количество и состав выделяющегося газа непрерывно изменяется. На процесс разгазирования нефти существенное влияние оказывает температура. Повышение температуры способствует более интенсивному выделению газа.

Содержание в пластовой нефти головных углеводородов и определяет потенциальные ресурсы нефтяного газа, а также его углеводородный состав.

Ресурсы попутного нефтяного газа - объем газа, извлеченного вместе с нефтью из недр при эксплуатации нефтяного месторождения за определенный промежуток времени с учетом его качественной характеристики. Ресурсы нефтяного газа определяются как произведение объема добытой нефти на газовый фактор.

Под газовым фактором понимается объем выделившегося газа, отнесенный к 1 т или 1 м³ добытой нефти. Этот объем газа приводят либо к стандартным (давление 101325 Па и температура 293° К), либо к нормальным (давление 101325 Па и температура 273° К) условиям. Величина газового фактора и углеводородный состав добываемого нефтяного газа зависит от компонентного состава пород, расстояния от скважины до газо- и водонефтяного контактов, способа эксплуатации скважин (например, газлифтного), условий сепарации пластовой нефти и т.д. На нефтяных месторождениях, разрабатываемых с поддержанием пластового давления, газовый фактор и состав газа при постоянных условиях сепарации практически не изменяется от времени эксплуатации.

Изменение пластовых условий (давление и температура) приводит к изменению физико-химических свойств и состава пластовой нефти во времени. Например, при разработке нефтяных месторождений в режиме растворенного газа (давление в пласте ниже давления насыщения) газ выходит из раствора, и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважине. Этот режим характеризуется истощением пластовой энергии. В подобных случаях величина фактора сначала непрерывно увеличивается, достигая максимума, а затем уменьшается (в конечной стадии разработки). Увеличение газового фактора происходит благодаря относительной скорости движения нефти и газа и наличию в призабойной зоне свободного газа, который увлекается вместе с нефтью в скважину. Уменьшение газового фактора является следствием истощения запасов растворенного газа в нефти.

В соответствии с тем, что газовый фактор для каждого месторождения может иметь различное значение в зависимости от конкретных условий, различают пластовый и рабочий газовые факторы.

Пластовый газовый фактор - количество газа, отнесенное к 1 т нефти, отсепарированной в лабораторных условиях путем однократного контактного

разгазирования глубинной пробы нефти при $P = 101325$ Па и $T = 293^\circ$ К. Пластовый газовый фактор является одним из показателей состояния разработки нефтяного месторождения.

Рабочий (суммарный) газовый фактор - суммарное количество газа, отнесенное к 1 т нефти, которое выделится на всех ступенях сепарации при принятых на месторождении технологических параметрах сбора и подготовки нефти и газа. Рабочий газовый фактор характеризует ресурсы нефтяного газа, которые принимаются в расчетах добычи и утилизации этого газа.

Количество попутного нефтяного газа меняется в широких пределах от десятков до нескольких сотен кубометров газа в кубометре нефти.

Компонентный состав попутного нефтяного газа на месторождениях России различен (таблица 1).

Таблица 1 - Компонентный состав попутного газа некоторых нефтяных месторождений

Месторождение	Содержание компонентов ПНГ % объемных							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ ⁺ высшие	CO ₂	H ₂ S	N ₂
Ромашкинское (Татарстан)	40,0	19,5	18,0	7,5	4,9	0,1	-	10,0
Коробковское (Волгоградская область)	67,4	11,4	9,5	4,1	4,5	0,1	-	3,0
Советское (Томская область)	77,4	4,0	8,8	5,9	2,3	0,3	-	1,3
Игольско- Таловое (Томская область)	55,2	7,9	15,2	9,5	2,5	1,1	-	8,6

Качественно попутные нефтяные газы не отличаются по составу от природных газов, однако, количественное отличие весьма существенное. Содержание метана в них может не превышать 25-30%, зато значительно больше его гомологов - этана, пропана, бутана и высших углеводородов. Поэтому эти газы относятся к жирным или богатым газам.

Состав попутного нефтяного газа связан с возрастом и составом вмещающих нефть пород. Большое влияние на состав газа оказывает глубина нефтяного пласта. Так, верхние горизонты дают более сухой газ, тогда как газ более глубоких горизонтов характеризуется большим содержанием гомологов метана, углекислого газа и азота. Для месторождений Западной Сибири эта закономерность прослеживается на примере попутных газов Советского (глубина 1600-2000 м) и Игольско-Талового (глубина 2800-2900 м) нефтяных месторождений. Содержание метана в газе Советского месторождения в 1,4 раза выше, чем в газе Игольско-Талового месторождения, в тоже время содержание этана меньше в 2 раза, бутана в 1,7 раза, пропана в 1,6 раза. В попутном газе Игольско-Талового месторождения углекислого газа содержится в 3,7 раза, а азота в 6,6 раза больше, чем в газе Советского месторождения.

В связи с различием в количественном составе попутных и природных газов их физические свойства различны. Плотность (по воздуху) попутных газов выше, чем природных и составляет единицу и более. Соответственно удельный объем попутных нефтяных газов меньше, чем у природных газов. Вследствие того, что нефтяной газ имеет в своем составе больше высших углеводородов, чем природный, теплота сгорания попутного нефтяного газа выше. Обычно она достигает 46000-50000 Дж/кг.

Таким образом, благодаря своему химическому составу и физическим свойствам попутный газ является ценным сырьем и может использоваться в различных отраслях промышленности. Пока же, к сожалению, большая часть его не используется, а просто уничтожается.

1.2. Применение попутного нефтяного газа в промышленности

Рациональное использование газа приобретает с каждым годом все большую актуальность. Разработаны различные технологии его утилизации.

В настоящее время часть добываемого попутного газа подается на газоперерабатывающие заводы. В зависимости от региона степень переработки газа на ГПЗ различна: в освоенных регионах (Татария, Башкирия) она достигает 80% и более, в неосвоенных - составляет менее 30%.

В отличие от природного, добываемого из газовых и газоконденсатных месторождений, нефтяной газ имеет повышенное содержание этана, пропан-бутановых и пентановых фракций. Такая особенность нефтяного газа определяет его значение не только как топлива, но и как источника получения ценнейшего сырья для нефтехимических производств. Нефтяной газ нельзя заменить природным в производстве сжиженных газов, используемых для нефтехимического синтеза, при получении ряда важнейших продуктов.

Один из видов использования попутного нефтяного газа - его отбензинивание, т.е. извлечение из него газового бензина на газоперерабатывающих заводах или установках. Газ подвергается при помощи мощных компрессоров сильному сжатию и охлаждению, при этом пары жидких углеводородов конденсируются, частично растворяя газообразные углеводороды (этан, пропан, бутан, изобутан). Образуется летучая жидкость - нестабильный газовый бензин, который легко отделяется от остальной неконденсирующейся массы газа в сепараторе. После фракционирования - отделения этана, пропана, части бутанов - получается стабильный газовый бензин, который используют в качестве добавки к товарным бензинам для повышения их испаряемости.

Освобождающиеся при стабилизации газового бензина газы - пропан, бутан, изобутан в виде сжиженных газов, нагнетаемых в специальные баллоны, применяются в качестве горючего. Метан, этан, пропан, бутаны служат также сырьем для нефтехимической промышленности.

После отделения $C_2 - C_4$ из попутных газов оставшийся отработанный газ близок по составу к сухому. Практически его можно рассматривать как чистый метан. Сухие и отработанные газы при сжигании в присутствии незначительных количеств воздуха в специальных установках образуют очень ценный промышленный продукт - газовую сажу.

Она применяется главным образом в резиновой промышленности. Пропусканием метана с водяным паром над никелевым катализатором при температуре $850^{\circ}C$ получают смесь водорода и окиси углерода - «синтез-газ».

При пропускании этой смеси над катализатором при температуре 450°C окись углерода превращается в двуокись и выделяется дополнительное количество водорода.

Полученный при этом водород применяется для выделения синтеза аммиака и других целей.

При обработке хлором и бором (галогидирование) метана и других алканов получают продукты замещения. Например, из метана и хлора можно получить следующие продукты: хлористый метил, хлористый метилен, хлороформ и четыреххлористый углерод.

Аналогично при реакции с бором получают бромзамещенные производные метана.

Метан служит также сырьем для получения синильной кислоты, а также для производства сероуглеродов C_2S , нитрометана CH_3NO_2 , который используют как растворитель лаков.

Этан применяется как сырье для производства этилена путем пиролиза. Этилен, в свою очередь, является исходным сырьем для получения окиси этилена, этилового спирта, полиэтилена, стирола и др.

Пропан используется для выработки ацетона, уксусной кислоты, формальдегида и др., бутан - для получения олефинов: этилена, пропилена, бутиленов, а также ацетилена и бутадиена (сырья для синтетического каучука). При окислении бутана образуется ацетальдегид, уксусная кислота, формальдегид, ацетон и др.

В последнее время разработаны и новые направления использования попутного нефтяного газа.

Большие перспективы использования нефтяного газа связаны с применением его в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания. Предприятия нефтяной промышленности располагают большим парком двигателей внутреннего сгорания различных типов и марок. Эти двигатели применяют в качестве привода в бурении, добычи нефти и газа, на электрических станциях и т.д. Расходы на подачу газа к этим двигателям несоизмеримо малы по сравнению со стоимостью привозного дизельного топлива.

Важным направлением является применение сжиженных нефтяных газов в качестве альтернативных топлив для автомобильных двигателей. Сжиженные нефтяные газы не требуют для использования в двигателях никакой химической переработки, ресурсы и уровень добычи их настолько велики, что позволяет не только покрыть любой возможный дефицит традиционного топлива, но и высвободить за счет их использования значительного количества светлых нефтепродуктов. При использовании сжиженных нефтяных газов в качестве топлива для транспортных средств обеспечиваются более высокие по сравнению с обычным бензином технико-экономические и экологические характеристики работы автомобилей, т.к. сжиженные нефтяные газы имеют хорошие антидетонационные качества, в 1,5 раза увеличивается ресурс двигателя, на 30-40% снижается расход масла, в 2 раза уменьшается содержание окиси углерода в выхлопных газах, на 30% уменьшается образование оксидов азота, обеспечивается отсутствие свинца в выхлопных газах, в несколько раз уменьшается расходы на топливо. Улучшение экологических характеристик автомобильного транспорта особенно важно для крупных городов, где выхлопные газы тысяч автомобилей заметно влияют на состояние воздушного бассейна.

Таким образом, преимущества применения сжиженных нефтяных газов по сравнению с традиционным топливом определяется несколькими факторами.

Первый фактор, самый актуальный в настоящее время - это экология. Так, по данным Гидрометцентра России, автомобили страны, работающие на нефтяном топливе, выбрасывают ежегодно в атмосферу 40 млн.т вредных веществ. Более чем в 100 городах страны концентрация вредных веществ, попадающих в атмосферу с выхлопными газами, выше предельно допустимых. Отдельные районы крупных городов близки к экологической катастрофе. При сгорании природного газа образуется значительно меньше вредных веществ, чем при сгорании бензина и дизельного топлива в 2-3 раза в выхлопных газах уменьшается содержание оксида углерода, на 30% снижается образование оксидов азота, отсутствует свинец.

Вторым существенным фактором является экономика. Сжатый нефтяной газ в стране со значительными запасами газа и развитой инфраструктурой значительно дешевле бензина и дизельного топлива.

Третий фактор - преимущества сжатого газа как моторного топлива повышение ресурса двигателя, увеличение срока службы моторного масла, (безнагарное горение и т.д.). Здесь же надо отметить, что любой автомобиль можно переоборудовать для работы на газе, при этом требуется дополнительно смонтировать или модернизировать лишь несколько отдельных узлов и деталей. Переход же с газа на бензин или наоборот осуществляется простым переключением непосредственно на ходу автомобиля.

Четвертый фактор - использование газа для автотранспорта в условиях возрастающего дефицита бензинового топлива позволяет высвободить для народного хозяйства значительные количества бензина, который может быть реализован как на внутреннем, так и на внешнем рынке.

В соответствии с этим в стране создана разветвленная сеть газонаполнительных компрессорных станций.

В результате падения уровня добычи нефти в районах Западной Сибири и нерегулярного снабжения этих районов моторными топливами и авиакеросином, перед учеными возникла проблема производства этих типов топлива из нефтяного газа, стоимость которого относительно невысока, однако он содержит много ценных углеводородных компонентов.

В результате поисковых работ была создана технология получения авиационного топлива.

Авиационное сконденсированное топливо (АСКТ) из сжиженных газов является новым продуктом, существенно отличающимся от товарных нефтяных авиационных топлив по физико-химическим показателям, эксплуатационным свойствам и как энергоноситель.

Топливо получается путем фракционирования, очистки и сжижения газа под воздействием давления и температуры. По химическому составу такие топлива представляют собой смесь сжиженных углеводородов предельного ряда. В топливе строго нормируется содержание сероводорода, воды и механических примесей. Для улучшения эксплуатационных свойств в топливо можно вводить комплекс присадок.

Основным отличием нового топлива является то, что мольное соотношение всех легких углеводородов, входящих в его состав, имеет лучшую энергетическую характеристику, чем авиакеросин. Немаловажно и то, что по ряду эксплуатационных показателей АСКТ превосходит авиакеросин. В частности, при низких температурах окружающей среды оно будет обеспечивать значительно лучше пусковые свойства двигателя.

АСКТ экологически чище и менее агрессивно, чем традиционное авиационное топливо, т.к. в нем практически отсутствуют сернистые соединения, ароматические и непредельные углеводороды, смолы.

1.3. Причины нерационального использования попутного нефтяного газа и экологические последствия от его бесцельного сжигания

За 30 лет освоения нефтегазового комплекса Западной Сибири природе нанесен неисчислимый урон. Экономический ущерб в расчете на 1 тонну добытой нефти в несколько раз превышает ее официальную цену. В результате нефтегазовые области в Западной Сибири стали зоной экологического бедствия. Почти 57 млн. кубометров неочищенных вредных отходов ежегодно сбрасывает нефтегазовый комплекс, причем половина этих губительных сбросов сразу же попадает в реки и озера. Ежегодно рекам Западной Сибири (прежде всего Обью) в Северный Ледовитый океан выносятся более 120 тыс. тонн нефти и других вредных веществ. Уже сейчас содержание загрязняющих веществ в прибрежных водах Северного Ледовитого океана в 5-6 раз превышает ПДК.

Хотя попутные газы являются сырьем для промышленного нефтехимического синтеза, источником получения тепловой, экологической энергии, огромное количество их просто уничтожается. В 1998 г. во всех нефтедобывающих странах в факелах было сожжено 87,8 млрд.м³, попутного нефтяного газа, что больше чем потребление газа в Южной Америке.

Опыт эксплуатации нефтяных месторождений показал, что в течение первых десяти лет разработки нефтяной газ в основном не утилизируется. А та часть газа, которая и расходуется в качестве топлива на собственные нужды нефтегазодобывающими управлениями, используется нерационально. Общий объем утилизации нефтяного газа на дальних промыслах в Западной Сибири составляет

менее 5%. Строительство же трубопроводов для транспортировки газа на ГПЗ не рентабельно по технико-экономическим показателям и природно-климатическим условиям. В то же время основным условием рационального использования нефтяного газа пока является строительство и ввод в эксплуатацию значительных мощностей по переработке газа, что требует строительства трубопроводов для транспортировки газа.

Газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) в отличие от нефтеперерабатывающих располагаются непосредственно в районах добычи нефти, т.к. нефтяной газ нельзя транспортировать без глубокого отбензинивания на расстояние более 50-80 км. Поскольку вновь разрабатываемые месторождения находятся, как правило, вдали от обжитых районов и индустриальных центров, то это является одной из основных причин отставания строительства газоперерабатывающих заводов.

Кроме того, чтобы подать газ на ГПЗ, необходимо произвести его предварительную переработку. Присутствие в газе механических примесей, воды, кислых компонентов, значительного количества пропана, бутана обуславливают необходимость его подготовки для дальнейшего транспортирования. Дело в том, что транспортировка сырого (неотбензиненного и неосушенного) газа по газопроводам сопровождается интенсивным выпадением конденсата, а при компримировании - и образованием кристаллогидратов, которые приводят к частичной или полной закупорке газопровода, увеличивают гидравлические сопротивления, ведут к потерям пропанбутановых и пентановых фракций, резко снижают транспортабельность газа и сокращают дальность его подачи.

Например, для подачи нефтяного газа Широкого Приобья в магистральный трубопровод должна обеспечиваться точка росы по влаге до -20°C , по углеводородам -10°C . Для этого при содержании в попутном нефтяном газе пропана в количестве $300-350 \text{ г/м}^3$, необходимо извлечь 55% пропана и более тяжелых углеводородов от их потенциального содержания в исходном газе, а при более жирном газе - 70%. Стоимость завода, обеспечивающего подготовку газа к дальнему транспортированию, составляет 30% стоимости ГПЗ. Следовательно, для переработки газа на ГПЗ необходимо дополнительно затратить 30% средств от стоимости газоперерабатывающего завода.

Именно поэтому, например, нефтяной газ с месторождений почти всех НГДУ АО «Башнефть» (за исключением Октябрьнефть, Туймазанефть, Аксаковнефть) подать на действующие ГПЗ технически трудно, а строить новые экономически невыгодно.

1.4. Сравнительный анализ процесса вытеснения нефти из пласта при закачке воды, газа и водогазовой смеси

Учитывая физические условия содержания углеводородов в пустотном пространстве коллекторов (их физико-химических свойств, определяющих поверхностные взаимодействия флюидов и породы, капиллярных и др.), технологические и технические возможности (достижимой степени полноты охвата объема пласта процессом вытеснения при реализуемой системе разработки), экономические ограничения на плотность сетки скважин, величины предельного дебита, обводненности продукции и другие факторы, можно ясно сказать, что из продуктивных пластов на поверхность извлекается только какая-то часть запасов углеводородов. При этом отдельные компоненты получаемого из скважин продукта можно использовать для стимуляции добычи других компонентов. Например, извлекаемый попутный газ можно использовать для повышения эффективности извлечения нефти.

Количественно доля запасов, которая может быть извлечена (при применении наиболее эффективных в данных геолого-физических условиях технологий и технологических средств с выполнением оптимальных экономических показателей и соблюдением требований охраны недр и окружающей среды), определяется коэффициентом извлечения нефти.

В общем виде коэффициент извлечения нефти может быть выражен как отношение количества нефти, извлеченной на поверхности – $Q_{\text{извл}}$ к балансовым запасам нефти залежи $Q_{\text{бал}}$,

$$\text{КИН} = Q_{\text{извл}} / Q_{\text{бал}}$$

Конечный КИН обычно выражается в виде произведения трех коэффициентов - вытеснения ($K_{\text{выт}}$), охвата процессом вытеснения ($K_{\text{охв}}$) и заводнения ($K_{\text{зав}}$)

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} K_{\text{охв}} K_{\text{зав}}$$

Таким образом, мероприятия по воздействию на пласт должны быть направлены в первую очередь на увеличение коэффициентов вытеснения и охвата, чтобы, в конечном счете, увеличить коэффициент извлечения нефти.

Теоретические расчеты и эксперименты доказали, что при вытеснении нефти водой достигается высокий коэффициент вытеснения, а при вытеснении нефти газом - коэффициент охвата. Сочетая воздействие двух агентов (воды и газа), возможно значительное увеличение нефтеизвлечения.

1.5 Анализ результатов проведения опытно-промышленных работ водогазового воздействия на пласт на месторождениях России и стран бывшего СССР

В бывшем СССР нагнетание в пласт газа высокого давления было освоено в 1966 г. на месторождении Озер-Суат (Ставропольский край). До закачки газа добыча нефти осуществлялась на режиме истощения и, достигнутая нефтеотдача (15%) считалась конечной, так как фонтанирование скважин прекратилось, а их насосная эксплуатация не была освоена. Заводнение также оказалось невозможным из-за крайне низкой приемистости по воде (16-24 м³/сут при давлении 15,0-20,0 МПа). Вскоре после начала закачки газа пластовое давление на участке возросло, и все скважины были переведены на фонтанную эксплуатацию. Время работы эксплуатационных скважин без увеличения газового фактора добываемой продукции (до прорыва газа) составило не менее 2,5-3 года. Отмечалось плавное, постепенное возрастание газового фактора после прорыва газа. Опытные промышленные работы на месторождении Озер-Суат показали высокую эффективность нагнетания газа высокого давления в малопродуктивный, глубокозалегающий пласт, содержащий маловязкую нефть. Было получено существенное приращение нефтеотдачи при относительно невысоком предельном газовом факторе.

В дальнейшем в СССР водогазовое воздействие проводилось в Татарии, Башкирии, в Краснодарском крае, в Оренбургской области, Казахстане, Западной Сибири и других районах. Следует отметить, что во всех случаях конечная нефтеотдача значительно возросла.

Вкратце рассмотрим результаты применения данного метода на конкретных нефтяных месторождениях России.

Минибаевская площадь. (Ромашкинское месторождение). На этом объекте закачивали газ и воду небольшими оторочками на нескольких участках. Установлено, что периодическая закачка газа и воды небольшими оторочками, после закачки растворителя и газа, увеличивает охват пластов воздействием и повышает конечную нефтеотдачу на 10% и более, по сравнению с заводнением. Принятые объемы закачки газа и воды за один цикл составляют 1-3% и 5% от начального нефтенасыщенного объема пор пласта.

Битковское месторождение. Водогазовое воздействие начато в 1972 г. с использованием сухого газа из нижележащего газового пласта. Промысловые испытания показали, что в результате попеременной закачки газа и воды увеличился охват воздействием, приемистость снизилась в процессе закачки по газу и по воде на 20-23% при постоянном давлении нагнетания газа 15 МПа, воды 11 МПа, увеличилась доля нефти в потоке жидкости по ряду добывающих скважин, нефтеотдача повысилась на 11% по сравнению с газовой репрессией.

Ключевское месторождение (Краснодарский край). Опытные работы по закачке небольших оторочек газа и воды прекращены на начальной стадии из-за снижения приемистости нагнетательных скважин при закачке воды до нуля, что вызвано наличием глин в составе коллектора.

Илишевское нефтяное месторождение (Башкорстан). В промышленном масштабе, в рамках опытно-промышленного испытания, ВГВ осуществляется на Илишевском нефтяном месторождении Башкортостана с декабря 1999 г. в залежи бобриковского горизонта.

При анализе показателей добывающих скважин эффективность от ВГВ отмечается по всему фонду: рост дебитов нефти, снижение обводненности добываемой продукции, повышение пластовых и забойных давлений в добывающих скважинах, и, как следствие, увеличение коэффициентов продуктивности по нефти.

С начала разработки по пластам бобриковского горизонта рассматриваемого участка текущий КИН составил 0,189, текущая обводненность - 28,1%, средний дебит скважин по нефти - 22,2 т/сут. Текущий темп

отбора от начальных извлекаемых запасов - 5,2%. В дальнейшем на месторождениях ОАО «АНК «Башнефть» планируется широкое распространение опыта внедрения водогазового воздействия, которое позволяет полностью утилизировать попутный газ и повысить нефтеотдачу. В настоящее время завершен поиск опытных участков и ведется проектирование опытно-промышленных работ по применению ВГВ на Арланском, Татышлинском, Дмитриевском, Ильинском, Богатовском, Калаевском месторождениях. Запроектировано расширение применения ВГВ на Илишевском месторождении.

Котгынское месторождение. В настоящее время на Котгынском месторождении размещено 14 добывающих и 5 водонагнетательных скважин. Глубина забоя скважин составляет 2290 м, начальное пластовое давление 23,3 МПа, объемный коэффициент 1,19, динамическая вязкость - 1,18 мПа*с, коэффициент вытеснения нефти 0,47-0,52, давление насыщения 9 МПа. С начала разработки добыто 162 тыс.м³ нефти (примерно 9% балансовых запасов).

С помощью гидрогазодинамической модели был рассчитан вариант доразработки с закачкой газа в сводовую часть залежи. Расчеты проводились на основе трехфазной многокомпонентной модели фильтрации без учета диффузионного переноса (композиционная модель). В последующих экспериментах газ закачивали в нижнюю часть пласта, характеризующуюся более низкой проницаемостью. Это позволило несколько выровнять фронт вытеснения по толщине пласта и увеличить КИН на 0,5 %. Для реализации данного процесса закачиваются как излишки газа, так и газ, поступивший в добывающие скважины вместе с нефтью в свободном виде.

Проведено прогнозирование показателей разработки на 20 лет. Моделирование закачки газа показало, что этот процесс может быть весьма эффективным, так как наряду с аккумуляцией излишков нефтяного газа обеспечивается интенсификация добычи нефти и увеличивается КИН.

Самотлорское месторождение. Нагнетание нефтяного газа в пласты начато в марте 1984 г. Для закачки газа в пласт использовалась компрессорная станция высокого давления фирмы Dresser-Krark (Франция-США) производительностью 3 млн.м³/сут. с давлением на выходе до 35 МПа. Воздействием охвачены пласты: АВ¹-

²₁, АВ³₁, АВ₂₋₃, БВ₈ и БВ₁₀, (см. приложения, рисунок 1) с равными по площади и количеству скважин участками по 3 нагнетательных и по 15 добывающих скважин, расположенных по обращенной семиточечной схеме с сеткой 750x750 м. Объемы оторочек газа и воды составляли 1-5% от начального нефтенасыщенного объема пор пластов в пределах элементов опытного участка, при чем соотношение оторочек газа и воды близко к 1.

Закачка газа начата в скв. 6577, а с 1985 г. - во все три скважины участка. Через полгода после нагнетания газа в объеме 15,5 млн.м почти во всех добывающих скважинах увеличилось буферное давление и дебиты. Девять добывающих скважин, эксплуатирующихся в режиме накопления, в период закачки газа перешли в фонд устойчиво фонтанирующих, причем число таких скважин увеличилось с 6 до 15. Месячный отбор нефти возрос до 13-16 тыс.т в 1986 г. и до 17-19 тыс.т в 1987 г. Однако, из-за роста газовых факторов в конце 1987 г. до 400 м³/т, добыча нефти снизилась до 15 тыс.т..

Горизонт БВ₈. До начала нагнетания газа опытный участок разрабатывался вначале на естественном режиме, а с конца 1979 г. и начала 1980 г. за счет заводнения от нагнетательных скважин разрезающего ряда. Начальные дебиты скважин колебались в пределах 24-305 т/сут и в среднем составляли 180 т/сут. Максимальный месячный отбор нефти был достигнут в 1981-1982 гг. и составлял порядка 140 тыс.т. В дальнейшем началось интенсивное снижение темпа добычи нефти с одновременным прогрессирующим обводнением скважин. К началу водогазового воздействия средний дебит скважин по нефти составлял 33,9 т/сут; по жидкости 100,7 т/сут при средней обводненности 7 %.

Применение попеременной закачки газа и воды в начальный период 1984 г. не помогло остановить естественного снижения темпа отбора нефти. Месячная добыча нефти продолжала снижаться с 34 до 18 тыс.т, обводненность при этом возросла до 77,8 %. Отборы жидкости стабилизировались после полугодовой закачки водогазовой смеси. Три бездействующие скважины и одна, работающая в режиме накопления, с начала реагирования стали устойчиво фонтанировать при снижении обводненности. По другой группе скважин возросли дебиты и снизилась

обводненность. В дальнейшем обводненность и месячная добыча нефти стабилизировались на уровне 77-79 % и 16-20 тыс.т соответственно.

Пласты АВ₂₋₃ и АВ³₁. В процессе эксплуатации пластов АВ₂₋₃ и АВ³₁ выявлена их гидродинамическая связь, приводящая к межпластовым перетокам. В пределах опытного участка пласты полностью нефтеносны. Опытные участки разрабатывались с применением заводнения. Закачка воды осуществлялась как во внешние нагнетательные скважины разрезающих рядов, так и в нагнетательные скважины площадных элементов. До нагнетания газа в пластах достигнута высокая компенсация отбора закачкой, составившая в 1982 г. по пласту АВ³₁ 190-200%, а по пласту АВ₂₋₃ в 1983-1984 гг. 200-240 %. Неравномерность компенсации отбора закачкой воды усиливало межпластовые перетоки.

К началу закачки водогазовой смеси по обоим пластам опытных участков наметилась тенденция снижения добычи нефти, вызванная не только истощением запасов и прорывами нагнетаемой воды в добывающие скважины, но и прекращением закачки воды в нагнетательные скважины площадных элементов и подготовкой этих скважин под нагнетание газа. Эта тенденция к снижению добычи нефти из скважин опытных участков сохранилась и в начальный период попеременной закачки оторочек газа и воды. При дальнейшем нагнетании водогазовой смеси (конец 1984 г.) вначале стабилизировались отборы нефти, а затем несколько возросли при сохранении обводненности жидкости 10 % по пласту АВ³₁ и снижении ее с 38 до 19,7 % по пласту АВ₂₋₃. Увеличились буферные давления и дебиты, стабилизировалась или снизилась обводненность по 13 скважинам пласта АВ₂₋₃ и 10 скважинам пласта АВ³₁. На ряде скважин каждого объекта установился режим устойчивого фонтанирования.

Разработка двух обращенных семиточечных элементов при сетке 300x300 м опытного участка пласта АВ¹⁻²₁ в период закачки газа характеризуется высокой интенсивностью. Если до нагнетания газа дебит скважин при фонтанной эксплуатации не превышал 5 т/сут, а при скважинных штанговых насосах (СШН) - 15-25 т/сут, то в период газоздействия средний дебит скважин возрос до 45 т/сут (апрель 1986г.). Причем все скважины перешли на устойчивое фонтанирование.

Среднемесячный отбор нефти возрос с 1 тыс.т в июле 1985 г. до 13 тыс. т в апреле 1986 г.

Нагнетание газа позволило оттеснить прорвавшуюся воду и значительно ограничить ее влияние. Например, по скв. 16470 обводненность в течение двух месяцев до закачки газа увеличилась от 0 до 99,9 % при росте дебита от 3 до 100 т/сут. В результате нагнетания газа обводненность снизилась до 30...40 %, дебит жидкости возрос до 140 т/сут. Начало прорывов газа зафиксировано в сентябре-октябре 1986 г., вследствие чего резко упали темпы добычи нефти по отдельным скважинам и участку в целом. Так, при увеличении газового фактора по скв. 16470 с 100 до 1000 м³/т дебит в течение 3...4 мес. снизился до 10-15 т/сут. В 1987 г. рост газовых факторов произошел практически по всем добывающим скважинам, что привело к снижению месячной добычи нефти до 4-6 тыс.т. В последние месяцы 1987 г., в связи со значительным уменьшением темпов нагнетания газа и его прекращением, начался интенсивный рост обводненности (с 10 до 70 %) при одновременном снижении темпа добычи нефти до 1,7 тыс.т/мес.

При осуществлении технологий газового и водогазового воздействия выявился ряд характерных для Самотлорского месторождения особенностей.

При газовом воздействии (пласты БВ₁₀. АВ¹⁻²₁) приемистость нагнетательных скважин увеличивается во времени. Так, по пласту БВ₁₀ приемистость скважин с 50-60 тыс.м³/сут в 1984 г. возросла до 160-180 тыс. м³/сут в 1986 г. (в 3 раза). При попеременной закачке оторочек газа и воды приемистость по газу также во времени несколько возрастает: например, по пласту БВ₈ с 400 тыс.м³/сут до 600-800 тыс.м³/сут, а затем стабилизируется. Приемистость скважин по воде вначале снижается, а затем стабилизируется на уровне 10-30 % от начальной, т.е. ниже, чем при обычном заводнении. Такой характер изменения приемистости объясняется снижением фильтрационных сопротивлений в пласте при нагнетании газа и их увеличением при водогазовом воздействии, что подтверждается результатами гидродинамических исследований скважин.

Для участков пластов толщиной более 16-20 м наблюдается сегрегация газа в более повышенных зонах, как при газовом, так и при водогазовом воздействии, что подтверждается результатами геофизических исследований скважин

(расходомерия и дебитомерия, геофизические исследования транзитных скважин). Установлено, что при уменьшении размеров оторочек газа и воды при попеременной закачке агентов влияние сегрегации газа нивелируется.

При газовом и водогазовом воздействии возрастает значимость регулирования процесса выработки запасов нефти по зонам и пропласткам.

1.6. Критерии применимости водогазового воздействия

Использование углеводородного, углекислого и других газов при переменной, последовательной и совместной закачке в пласт для повышения нефтеотдачи пластов далеко не на всех месторождениях является достаточно эффективным. Рекомендуемые для его применения нефтяные залежи должны удовлетворять определенным критериям, представляющим совокупность геолого-физических, технологических, экономических условий, которые определяют пригодность данных залежей нефти для водогазового воздействия: технологичность, техническую реализуемость и экономическую целесообразность промышленного использования такой технологии.

На основании анализа и обобщения результатов теоретических, лабораторных и промысловых исследований вытеснения нефти газом и водой в различных сочетаниях А. И. Вашуркиным и М. С. Свищевым были предложены следующие критерии выбора объектов для водогазового воздействия.

Геолого-физические критерии:

- **глубина залегания пласта** определяется минимальным давлением, необходимым для водогазового воздействия в достаточно эффективном варианте и должна составлять не менее 1500 - 1800 м. При нагнетании обогащенного газа минимально допустимая глубина залегания нефтяного пласта уменьшается, а сухого газа (метана) - увеличивается;

- **физико-химические свойства и состав пластовой нефти**: применение указанного метода более предпочтительно для легких нефтей, характеризующихся в пластовых условиях малой вязкостью (менее 10 мПа·с), невысоким молекулярным весом, небольшим содержанием асфальто-смолистых веществ (до 10-15 %), недонасыщенностью растворенным газом и величиной давления насыщения ниже

начального пластового па 25-50% и более. Низкие величины параметров способствуют повышению эффективности процесса, так как при этом требуются меньшие давления и более сухой газ для его ведения в режимах, близких к режимам полной смесимости нефти и газа;

- **пластовые условия:** для проведения водогазового воздействия в наиболее благоприятном режиме пластовое давление должно быть более 15-18 МПа. При обогащении закачиваемого газа промежуточными компонентами минимально допустимое давление снижается, а при закачке сухого газа - увеличивается. Пластовая температура в разных интервалах оказывает неодинаковое воздействие на механизм процесса. При сравнительно низких температурах (до 323-353°К) и относительно невысоких пластовых давлениях переходная зона формируется за счет обогащения нефти легкими компонентами из газовой фазы. При относительно высоких температурах (более 343-363°К) и пластовых давлениях переходная зона может образоваться в результате испарения легких фракций из нефти в газовую фазу и переноса их на фронт вытеснения;

- **толщина пласта:** при пологом залегании нефтесодержащих пород, когда вытеснение нефти происходит в основном в горизонтальном направлении, эффективность процесса повышается с уменьшением толщины пласта. Пределы эффективной нефтенасыщенной толщины, наиболее благоприятные для водогазового воздействия, составляют толщины 2-20 м. Для крутозалегающих пластов или пластов большой толщины процесс может быть достаточно эффективным при двустороннем напоре вытесняющих агентов (сверху газ, снизу вода). Большая диспропорция между общей и нефтенасыщенной толщиной затрудняет осуществление ВГВ: его контроль и регулирование;

- **неоднородность пласта:** степень влияния неоднородности пласта неоднозначна для разных модификаций метода ВГВ. Наиболее существенно ее влияние при последовательной закачке газа и воды и несколько сглаживается при совместной или попеременной (малыми порциями: 5% и менее от нефтенасыщенного порового объема пласта). Высокая неоднородность, и особенно трещиноватость, при больших размерах блоков снижают эффективность метода, так

как способствуют ранним порывам вытесняющих жидкостей и газов к эксплуатационным скважинам;

- **проницаемость коллектора.** Пределы изменения проницаемости нефтесодержащих пород, наиболее благоприятные для ВГВ, зависят от способа адаптации метода к конкретным условиям распределения проницаемостей и насыщенностей. При последовательной закачке агентов водогазовое воздействие наиболее эффективно для малопроницаемых пластов (5-10 мД). Причем нижний предел проницаемости пласта тем меньше, чем ближе процесс вытеснения нефти газом приближается к смешивающемуся. При совместной или попеременной закачке газа и воды наиболее пригодны среднепроницаемые пласты (10-80 мД);

- **минералогический состав пород:** водогазовое воздействие, при котором в качестве газовой фазы используется углеводородный газ, применимо для терригенных и карбонатных коллекторов. Поскольку минералогический состав породы практически не взаимодействует с углеводородными газами, то его влияние на эффективность метода определяется пригодностью пласта для заводнения. При наличии в породе набухающих глинистых компонентов (монтмориллонита) эффективность водогазового воздействия уменьшается, особенно при использовании для поддержания пластового давления пресных вод. Двуокись углерода не рекомендуется закачивать в пласт с карбонатными коллекторами или терригенными с большим содержанием карбонатного цемента без специальных дополнительных исследований на растворимость породы;

- **состояние покрышек:** для более благоприятного ведения процесса ВГВ необходимо наличие над нефтеносным пластом - объектом газоводного воздействия - достаточно мощных непроницаемых покрышек, способных выдержать давление нагнетания без образования трещин разрыва и предотвратить утечку газа из пласта при локальном повышении давления;

- **наличие водонефтяных зон:** нефтяные залежи, подстилаемые водой или имеющие обширные водонефтяные зоны, благоприятны для внедрения метода, поскольку сегрегация газа в верхнюю часть пласта усиливает процесс вытеснения нефти.

Технологические и технико-экономические критерии:

- **величина запасов нефти** должны быть достаточными для получения дополнительной нефти в количестве, обеспечивающем рентабельность применения метода при современном состоянии техники и удовлетворяющем народнохозяйственную потребность страны в нефти. Минимальная величина запасов нефти во многом определяется географическим положением залежи: ее можно принять равной 5 млн.т для обустроенных месторождений (районов) и 15 млн.т для необустроенных и расположенных в удаленных районах;

- **объект разработки.** Разработка залежи должна осуществляться самостоятельной сеткой скважин, особенно нагнетательных. Внедрение ВГВ на многопластовых месторождениях, где несколько пластов вскрываются единой сеткой скважин, сопряжено с трудностями, связанными с контролем и регулированием процесса, и поэтому применять ВГВ в таких условиях не рекомендуется;

- **система разработки** залежи должна быть площадной или рядной с внутриконтурным воздействием на пласт. При проектировании опытно-промышленных работ с применением ВГВ более предпочтительны площадные системы расположения скважин с плотностью сетки, аналогичной плотности при обычном заводнении;

- **стадии применения метода:** водогазовое воздействие наиболее эффективно на ранней стадии разработки. Однако следует отметить, что ВГВ является одним из немногих методов, позволяющих повысить конечную нефтеотдачу из уже заводненных пластов с худшими экономическими показателями по сравнению с осуществлением процесса на ранней стадии разработки;

- **ресурсы газа:** для водогазового воздействия в достаточно больших масштабах и при некотором оптимальном соотношении закачиваемых газа и воды (в пределах 22-78 % от суммарной закачки) необходимы значительные ресурсы углеводородного газа (сухого, попутного или обогащенного). Ресурсы газа для целей повышения нефтеотдачи наиболее реально получить на месторождениях с высоким газовым фактором, которым характеризуются Юрские отложения Нижневартовского региона Западной Сибири. Поэтому здесь внедрение ВГВ рекомендуется начинать при использовании попутного газа;

- **техническая оснащенность:** рассматриваемый метод повышения нефтеотдачи требует оснащенности нефтепромыслов дополнительным специальным оборудованием. Наиболее капиталоемкими являются компрессорные станции большой производительности или внутрискважинное оборудование нагнетательных скважин, обеспечивающее смешивание воды и газа при высоком давлении. Экономическая эффективность метода во многом определяется способностью машиностроительной промышленности страны обеспечить серийный выпуск такого оборудования.

Руководствуясь указанными критериями при выборе объектов для водогазового воздействия, можно обеспечить повышение конечной нефтеотдачи (по сравнению с обычным заводнением) на 5-10 % и более.

2. Анализ текущего оборудование для закачки газа в пласт, разработка насосно-эжекторных и насосно-компрессорных систем

для водогазового воздействия на пласт

2.1. Описание текущего технологического процесса и общей характеристики установки

Изъято 32-36 стр. Информация представляет коммерческую тайну.

2.3 Разработка насосно-эжекторных и насосно-компрессорных систем для водогазового воздействия на пласт

Разработаны новые технические решения по насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачке водогазовой смеси, отличающиеся более высокими значениями производительности по газу, КПД системы, лучшей защитой дожимного насоса от вредного влияния свободного газа, которые защищены 2 патентами РФ на изобретение (№ 2293178 и № 2315589). Данные системы дополняют друг друга в области применения. Так, система, защищенная патентом № 2293178, позволяет эффективно проводить водогазовое воздействие на пласт в случае, когда на месторождении есть источник низконапорного газа, например с факельной линии или трёхфазного сепаратора. В случае же, когда на месторождении присутствует источник высоконапорного газа, возможно применение системы, защищенной патентом № 2315589. Во втором случае, для снижения вредного влияния свободного газа на работу дожимного центробежного насоса газовые пузырьки диспергируются с помощью статичных фильтров и предвключённого диспергирующего модуля.

2.3.1 Новая система для водогазового воздействия на пласт защищенная патентом РФ № 2293178

Так, известно устройство для водогазового воздействия на пласт, содержащее линии подачи воды, газа, поверхностно-активных веществ (ПАВ), а также эжектор и линию закачки водогазовой смеси. Это устройство имеет низкие функциональные возможности и ограниченную область применения из-за невозможности создания эжектором высоких давлений нагнетания водогазовой смеси.

Наиболее близкой к заявленному изобретению является система для водогазового воздействия на пласт, содержащая силовой насос, струйный аппарат, дожимной насос, нагнетательные скважины, ёмкость с пенообразующими поверхностно-активными веществами (ПАВ), регулируемые задвижки, линию подачи воды в силовой насос, линию нагнетания воды, линию откачки газа, линию подачи ПАВ и линию закачки водогазовой смеси. Известное устройство имеет низкую эффективность и ограниченную область применения из-за невозможности работы при высоких расходах газа.

Задачей изобретения является повышение эффективности и расширение области применения водогазового воздействия на залежь путём увеличения производительности по газу и КПД при росте давления на приёме струйного аппарата.

Повышение эффективности и расширение области применения в системе для водогазового воздействия на пласт достигается тем, что данная система для водогазового воздействия на пласт, согласно изобретению, содержит сепаратор продукции добывающих скважин на нефть, газ и воду, и нагнетатель газа, приём нагнетателя подключен к выходной газовой линии сепаратора, а его выкидная линия - к приёму струйного аппарата. В первом варианте системы (рис. 3.1) нагнетатель газа выполнен в виде жидкостно-газового сепаратора и эжектора, установленного с возможностью поступления на его прием газа из сепаратора и нагнетания им смеси воды и газа в жидкостно-газовый сепаратор, имеющий замкнутый контур для циркуляции воды и нагрева этой воды, газа и водогазовой смеси.

Повышение эффективности и расширение области применения в системе для водогазового воздействия на пласт достигается также тем, что линия подачи воды в силовой насос сообщена с линией сброса воды сепаратора продукции добывающих скважин и/или с водозаборной скважиной через жидкостно-газовый сепаратор. При этом на линии сброса воды этого сепаратора установлен подпорный насос, в водозаборной скважине установлен погружной насос, жидкостно-газовый сепаратор снабжён линией отвода конденсата. Линия отвода конденсата сообщена с приёмной

камерой струйного аппарата, либо с приёмом силового насоса, либо с нефтепроводом, либо с линией заправки баллонов.

На линии подачи ПАВ может быть установлен дозировочный насос, в качестве дожимного насоса используется многоступенчатый центробежный насос, который может быть расположен горизонтально с приводом от наземного двигателя либо вертикально в шурфе с приводом от наземного двигателя или от погружного двигателя, а двигатели насосов могут быть сообщены с частотными преобразователями.

Повышение эффективности и расширение области применения во втором варианте системы (рис. 3.2) для водогазового воздействия на пласт достигается тем, что нагнетатель газа выполнен в виде компрессорной станции, а линия подачи воды в силовой насос сообщена с линией сброса воды сепаратора продукции добывающих скважин и/или с водозаборной скважиной.

Повышение эффективности и расширение области применения в третьем варианте системы (рис. 3.3) для водогазового воздействия на пласт достигается тем, что нагнетатель газа выполнен в виде винтового мультифазного насоса с буферной ёмкостью и линией циркуляции жидкости, а линия подачи воды в силовой насос сообщена с линией сброса воды сепаратора продукции добывающих скважин и/или с водозаборной скважиной.

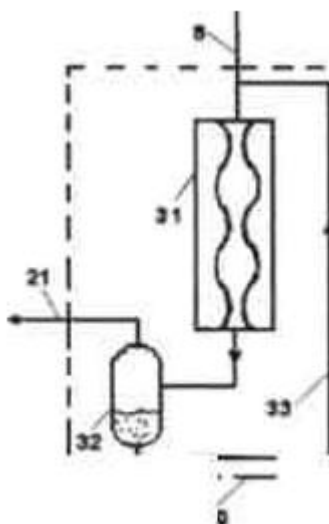


Рисунок 1 - Система для водогазового воздействия на пласт (патент РФ № 2293178), третий вариант, нагнетатель газа: 8, 21 - линии подачи газа; 20 -

нагнетатель газа; 31 - мультифазный винтовой насос; 33 - линия циркуляции жидкости.

Указанная совокупность отличительных признаков изобретения позволяет увеличить производительность по газу и КПД при росте давления на приеме струйного аппарата, что обеспечивает эффективную реализацию водогазового воздействия на пласт в широком диапазоне режимных параметров.

Система для водогазового воздействия на пласт содержит силовой насос 1, струйный аппарат 2, дожимной насос 3, нагнетательные скважины 4, ёмкость 5 с пенообразующими ПАВ, а также линию 6 подачи воды в силовой насос 1, линию 7 совместного нагнетания воды и пенообразующих ПАВ, линию 8 откачки газа, линию 9 подачи ПАВ, линию 10 закачки водогазовой смеси и регулируемые задвижки. Система содержит также сепаратор 11 продукции добывающих скважин 12 с выходной газовой линией 13. Выход сепаратора 11 по нефти направлен в нефтепровод 14. В сепараторе 11 имеется также линия сброса воды 15. В добывающих скважинах 12 установлены насосы 16. Добывающие и нагнетательные скважины пробурены на пласт 17.

Линия 6 подачи воды в силовой насос 1 сообщена с линией 15 сброса воды сепаратора 11 продукции добывающих скважин 12 и/или с водозаборной скважиной 18. В водозаборной скважине 18 установлен погружной насос 19. На линии 8 откачки газа после сепаратора 11 продукции добывающих скважин 12 установлен нагнетатель газа 20, причём приём нагнетателя газа 20 подключен через линию 8 к выходной газовой линии сепаратора 11 продукции добывающих скважин 12, а выкидная газовая линия 21 нагнетателя 20 сообщена с приёмом струйного аппарата 2.

Во втором варианте нагнетатель газа 20 выполнен в виде жидкостно-газового сепаратора 22 с насосом 23, эжектором 24 и циркуляцией рабочей жидкости. В качестве рабочей жидкости применяется вода. Линия 6 подачи воды в силовой насос 1 сообщена с жидкостно-газовым сепаратором 22, при этом на линии 15 сброса воды перед жидкостно-газовым сепаратором 22 установлен подпорный насос 25. Жидкостно-газовый сепаратор 22 может быть снабжен линией 26 отвода конденсата.

Линия 26 отвода конденсата сообщена либо с приёмной камерой струйного аппарата 2, либо с приёмом силового насоса 1, либо с нефтепроводом 14, или с линией 27 заправки баллонов 28. На линии 9 подачи ПАВ установлен дозировочный насос 29.

В качестве дожимного насоса 3 используется многоступенчатый центробежный насос, который может быть расположен горизонтально с приводом от наземного двигателя или вертикально в шурфе с приводом как от наземного, так и от погружного двигателя, а двигатели насосов 1, 3, 16, 19, 23, 25, 29 сообщены с частотными преобразователями.

В другом варианте системы в качестве нагнетателя газа 20 используется компрессорная станция 30.

В третьем варианте системы в качестве нагнетателя газа 20 используется винтовой (одновинтовой, двухвинтовой и т.п.) мультифазный насос 31 с буферной ёмкостью 32 и линией 33 циркуляции жидкости.

В последних двух вариантах системы линия 6 подачи воды в силовой насос 1 сообщена с линией 15 сброса воды сепаратора 11 продукции добывающих скважин 12 и/или с водозаборной скважиной 18.

Система для водогазового воздействия на пласт работает следующим образом.

Продукция добывающих скважин 12 направляется в сепаратор 11. В нём происходит разделение продукции скважин на нефть, газ и воду. Нефть поступает в нефтепровод 14. В сепараторе 11 поддерживается избыточное давление. Газ идёт по выходной газовой линии 13 сепаратора и далее через линию 8 откачки газа на приём нагнетателя газа 20, который откачивает газ из сепаратора 11 и повышает при этом давление газа на приёме струйного аппарата 2. Силовой насос 1 нагнетает воду в сопло струйного аппарата 2. При этом в поток по линии 9 из ёмкости 5 поступают пенообразующие ПАВ. Струйный аппарат 2 откачивает газ, повышает давление водогазовой смеси и диспергирует её. Мелкодисперсная смесь с высокими пенообразующими свойствами при повышенном давлении поступает затем на приём дожимного насоса 3, который, не испытывая в таких условиях вредного влияния газа, закачивает водогазовую смесь под высоким давлением в нагнетательные скважины 4. Водогазовая смесь с ПАВ эффективно вытесняет нефть из пласта 17.

Продукция пласта 17 извлекается на поверхность через добывающие скважины 12 насосами 16.

В качестве нагнетателя газа 20 во втором варианте системы используется жидкостно-газовый сепаратор 23 с эжектором 25. Газ из сепаратора 11 поступает при этом на приём эжектора 25. В сопло эжектора 24 нагнетает воду насос 23. Эжектор 24 откачивает газ и нагнетает смесь воды с газом в жидкостно-газовый сепаратор 22. В нем происходит разделение жидкой и газовой сред. Газ с повышенным давлением идёт на приём струйного аппарата 2, а вода поступает на вход насоса 23. Используемая в качестве рабочей жидкости вода циркулирует по замкнутому контуру, существенно нагреваясь при этом и нагревая сжимаемый газ. Выделяющееся тепло используется для повышения температуры нагнетаемой в скважины 4 смеси, что дополнительно увеличивает нефтеотдачу. При этом также устраняется опасность возникновения гидратов при водогазовом воздействии. Вода, подающаяся погружным насосом 19 из водозаборной скважины 18 и/или из линии сброса 15 воды сепаратора 11 подпорным насосом 25, поступает в жидкостно-газовый сепаратор 22 и нагревается циркулирующей рабочей жидкостью. Далее нагретая вода идёт по линии 6 на приём силового насоса 1, нагнетающего горячую воду в сопло струйного аппарата 2. В приёмную камеру струйного аппарата 2 также поступает нагретый газ. Струйный аппарат 2 и дожимной насос 3 закачивают нагретую водогазовую смесь в нагнетательные скважины 4.

Образующийся при сжатии газа конденсат направляется по линии 26 отвода конденсата либо в приёмную камеру струйного аппарата 2, либо на вход силового насоса 1, либо в нефтепровод 14, либо в линию 27 заправки баллонов 28. Может быть выбран любой из этих вариантов использования конденсата. Закачка конденсата вместе с водогазовой смесью в пласт 17 благоприятствует дополнительному отмыву нефти из породы-коллектора. Направление конденсата в нефтепровод 14 приводит к снижению вязкости нефти и улучшает её качество. Утилизация сконденсировавшихся пропан-бутановых и т.п. фракций в баллоны 28 позволяет использовать конденсат для технических и бытовых целей.

Пенообразующее ПАВ подаётся дозировочным насосом 29. Предусмотрено также применение в качестве дожимного насоса 3 многоступенчатого

центробежного насоса, который может быть расположен горизонтально с приводом от наземного двигателя или вертикально в шурфе с приводом как от наземного, так и от погружного двигателя.

Двигатели насосов 1, 3, 16, 19, 23, 25, 29 могут быть сообщены с частотными преобразователями, что позволяет осуществлять плавную регулировку режимных параметров в процессе водогазового воздействия.

Во втором варианте системы газ нагнетается в приёмную камеру струйного аппарата 2 с помощью компрессорной станции 30.

В третьем варианте системы нагнетание газа в приёмную камеру струйного аппарата 2 осуществляется посредством винтового мультифазного насоса 31 с буферной ёмкостью 32 и циркуляцией жидкости по линии 33 из ёмкости 32 на вход насоса 31. Жидкость в данном случае необходима для смазки и герметизации зазоров при нагнетании газа. Винтовой мультифазный насос 31 перекачивает газ с жидкостью, которая затем отделяется от газа в буферной ёмкости 32.

Таким образом, предложенное техническое решение позволяет заметно повысить эффективность и расширить область применения водогазового воздействия на залежь путём увеличения производительности по газу и КПД при росте давления на приёме струйного аппарата по сравнению с известными изобретениями.

2.3.2 Новая система для водогазового воздействия на пласт защищенная патентом РФ № 2315589

Известна система для водогазового воздействия на пласт, содержащая силовой насос, струйный аппарат, дожимной насос, нагнетательные скважины, ёмкость с пенообразующими ПАВ, линию подачи воды в силовой насос, линию нагнетания воды, линию откачки газа, линию подачи ПАВ и линию закачки водогазовой смеси. Это устройство имеет низкую эффективность и ограниченную область применения из-за невозможности работы при высоких расходах газа.

Наиболее близкой к заявленному изобретению является система для водогазового воздействия на пласт, содержащая силовой насос, эжектор, дожимной многоступенчатый лопастной насос, ёмкость с пенообразующими ПАВ, дозировочный насос, а также линию подачи воды, линию подачи газа, линию подачи

ПАВ и линию закачки водогазовой смеси в нагнетательную скважину, в которой на линии подачи газа установлен нагнетатель газа. Известная система имеет низкую эффективность, если величины давлений в линиях подачи воды и газа близки друг к другу, поскольку при этом эжектор оказывается практически неработоспособным и дожимной насос испытывает сильное вредное влияние газа. Известная система не обеспечивает также реализацию водогазового воздействия на пласт в нестационарных режимах, когда необходима закачка чередующихся порций воды, газа и водогазовой смеси в различных соотношениях, т.е. имеет низкие функциональные возможности.

Задачей изобретения является повышение эффективности работы системы для водогазового воздействия на залежь путём интенсивного диспергирования газожидкостной смеси и снижения вредного влияния газа на характеристику дожимного насоса, а также расширение функциональных возможностей системы путем обеспечения нестационарных режимов закачки водогазовой смеси в пласт.

Повышение эффективности в системе для водогазового воздействия на пласт (рис. 3.4) достигается тем, что в системе для водогазового воздействия на пласт, содержащей силовой насос, дожимной многоступенчатый лопастной насос, ёмкость с пенообразующими ПАВ, дозировочный насос, а также линию подачи воды, линию подачи газа, линию подачи ПАВ и линию закачки водогазовой смеси в нагнетательную скважину, причём на линии подачи газа установлен нагнетатель газа, согласно изобретению, дожимной насос снабжён расположенным на входе динамическим диспергатором водогазовой смеси. При этом перед динамическим диспергатором установлен статический смеситель воды и газа, предварительно формирующий структуру смеси.

Между входом в динамический диспергатор и выходом дожимного насоса установлена первая перепускная линия, при этом система снабжена второй перепускной линией, соединяющей линию подачи воды и первую перепускную линию, а также третьей перепускной линией, соединяющей линию подачи газа и первую перепускную линию.

Повышение эффективности в системе для водогазового воздействия на пласт достигается также тем, что между дожимным насосом и электродвигателем установлена герметичная магнитная муфта для передачи крутящего момента, динамический диспергатор содержит вращающийся шнек и неподвижную лопаточную решётку на периферии шнека, при этом направление установки лопаток решётки противоположно направлению установки лопастей шнека. Динамический диспергатор и дожимной насос выполнены в виде единого модуля, при этом шнек диспергатора установлен на валу насоса, а лопатки неподвижной решётки диспергатора выполнены в виде винтовой нарезки.

В вариантах выполнения системы смеситель воды и газа, предварительно формирующий структуру смеси, выполнен в виде пористого фильтра, имеющего форму полого цилиндра, при этом линия подачи воды сообщена с внутренней полостью цилиндра пористого фильтра, линия подачи газа сообщена с внешней поверхностью полого цилиндра пористого фильтра, а внутренний диаметр полого цилиндра пористого фильтра меньше внутреннего диаметра линии подачи воды.

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

Указанная совокупность отличительных признаков изобретения позволяет повысить эффективность работы благодаря интенсивной диспергации смеси, устраняющей вредное влияние свободного газа на характеристику дожимного насоса, а также расширить функциональные возможности системы за счёт реализации нестационарных режимов закачки воды, газа и водогазовой смеси в пласт.

Система для водогазового воздействия на пласт содержит (рис. 3.4) силовой насос 1, дожимной многоступенчатый лопастной насос 2, ёмкость с пенообразующими ПАВ 3, дозировочный насос 4, линию подачи воды 5, линию подачи газа 6, линию подачи ПАВ 7, линию закачки водогазовой смеси 8 в нагнетательную скважину 9. На линии подачи газа 6 установлен нагнетатель газа 10,

а электродвигатель 11 дожимного насоса 2 сообщён с частотным преобразователем 12. Дожимной насос 2 снабжён расположенным на входе динамическим диспергатором 13 водогазовой смеси. Перед динамическим диспергатором 13 установлен смеситель 14 воды и газа, предварительно формирующий структуру смеси.

Между входом в динамический диспергатор 13 и выходом дожимного насоса 2 установлена первая перепускная линия 15. Система снабжена второй перепускной линией 16, соединяющей линию подачи воды 5 и первую перепускную линию 15, а также третьей перепускной линией 17, соединяющей линию подачи газа 6 и первую перепускную линию 15, причём на первой, второй и третьей перепускных линиях 15, 16 и 17 установлены задвижки 18, 19 и 20.

Между дожимным насосом 2 и электродвигателем 11 может быть установлена герметичная магнитная муфта 21 для передачи крутящего момента.

В состав системы входят также задвижки 22, 23, 24, 25, 26, 27 и 28.

В качестве нагнетателя газа 10 могут применяться, например, компрессорная станция или насосно-эжекторная система с жидкостно-газовым струйным аппаратом и т.п. В качестве силового насоса 1 могут быть использованы центробежные насосы типа ЦНС кустовых насосных станций системы поддержания пластового давления, горизонтальные насосы и др.

Динамический диспергатор 13 содержит (рис. 3.5) вращающийся шнек 29 и неподвижную лопаточную решётку 30 на периферии шнека 29, при этом направление установки лопаток 31 решётки 30 противоположно направлению установки лопастей 32 шнека 29. В варианте системы динамический диспергатор 13 и дожимной насос 2 выполнены в виде единого модуля, при этом шнек 29 диспергатора 13 установлен на валу 33 насоса 2. Лопатки 31 неподвижной решётки 30 диспергатора 13 могут быть выполнены в виде винтовой нарезки.

Смеситель воды и газа 14 (рис. 3.6) выполнен в виде пористого фильтра 34, имеющего форму полого цилиндра, при этом линия подачи воды 5 сообщена с внутренней полостью цилиндра пористого фильтра 31, а линия подачи газа 6 сообщена с внешней поверхностью полого цилиндра пористого фильтра 34.

Внутренний диаметр полого цилиндра пористого фильтра 31 может быть меньше внутреннего диаметра линии подачи воды 5.

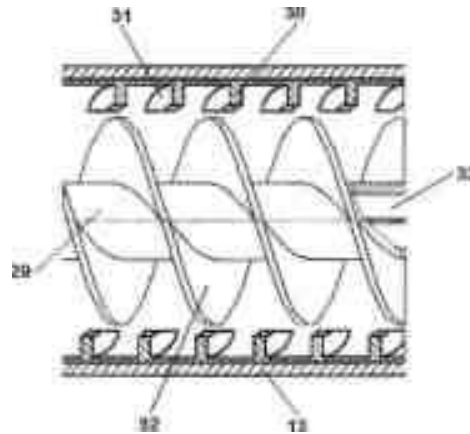


Рисунок 3 - Динамический диспергатор (патент РФ № 2315589): 13 - динамический диспергатор, 29 - вращающийся шнек, 30 - неподвижная лопаточная решётка, 31 - лопатки неподвижной решетки, 32 - лопасти шнека, 33 - вал насоса.

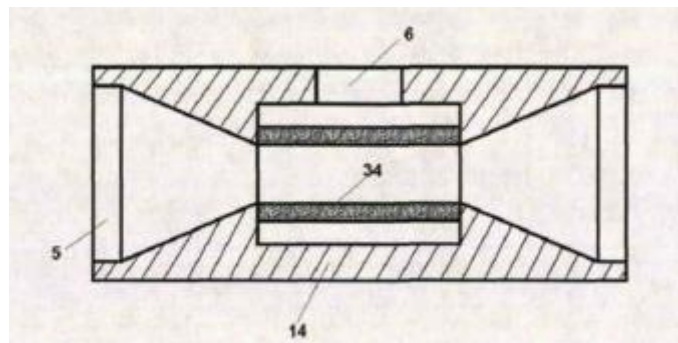


Рисунок 4 - Статический смеситель воды и газ (патент РФ № 2315589): 5 - линия подачи раствора ПАВ, 6 - линия подачи газа, 14 - статический смеситель, 34 - пористый фильтр.

Силовой насос 1 подаёт воду по линии 5, а нагнетатель 10 — газ по линии 6 в смеситель воды и газа 14. Дозировочный насос 4 качает пенообразующие ПАВ из ёмкости 3 по линии 7 в линию подачи воды 5. Поток воды с ПАВ поступает во внутреннюю полость цилиндра пористого фильтра 34. Газ по линии 6 идёт к внешней поверхности полого цилиндра пористого фильтра 34 и далее через него поступает в виде пузырьков в поток воды с ПАВ. В случае меньшего по сравнению с линией подачи воды 5 внутреннего диаметра полого цилиндра пористого фильтра 34 скорость потока внутри фильтра 34 увеличивается, что способствует дроблению

газовых пузырьков. Так осуществляется предварительное формирование пузырьковой структуры водогазовой смеси.

Предварительно подготовленная водогазовая смесь с пенообразующими ПАВ, имеющая пузырьковую структуру, поступает в динамический диспергатор 13 на приёме дожимного насоса 2. При прохождении смеси через вращающийся шнек 29 и неподвижную лопаточную решётку 30, которые имеют противоположные направления установки лопастей 32 и лопаток 31, происходит интенсивное диспергирование предварительно сформированных в смесителе 14 газовых пузырьков с одновременным повышением давления. Пенообразующие ПАВ при этом препятствуют слиянию измельчённых газовых пузырьков.

Мелкодисперсная смесь с высокими пенообразующими свойствами при повышенном давлении поступает затем в многоступенчатый дожимной лопастной насос 3, который, не испытывая в таких условиях вредного влияния газа, эффективно закачивает водогазовую смесь под высоким давлением по линии 8 в нагнетательную скважину 9. Водогазовая смесь с ПАВ при вытеснении нефти из пласта обеспечивает высокий коэффициент нефтеотдачи.

При необходимости осуществляется также регулирование подачи и давления, развиваемого дожимным насосом 2, путем изменения частоты тока с помощью частотного преобразователя 12, что приводит к изменению частоты вращения электродвигателя 11 и вала 33 насоса 2. Герметичная магнитная муфта 21 для передачи крутящего момента от электродвигателя 11 к дожимному насосу 2 позволяет избежать утечек водогазовой смеси в атмосферу по валу 33 насоса 2.

Важно отметить, что наиболее сильное диспергирование водогазовой смеси, содержащей пенообразующие ПАВ, полностью устраняющее вредное влияние газа на работу дожимного насоса 2, обеспечивается только при наличии как предварительного формирования пузырьковой структуры в смесителе 14, так и дальнейшего дробления газовых пузырьков с повышением давления в динамическом диспергаторе 13. Раздельное использование этих признаков не приносит эффекта.

Так, при снабжении насоса 2 только динамическим диспергатором 13 на вход диспергатора 13 будут поступать крупные газовые пробки, которые невозможно измельчить до требуемой для нормальной работы дожимного насоса 2 степени дисперсности, поэтому насос 2 сорвёт подачу на водогазовой смеси. Если же установить только смеситель 14, то степень дисперсности образующихся в нём газовых пузырьков также будет недостаточно высокой, что приведёт к срыву подачи дожимного насоса 2.

Поскольку при повышении давления в дожимном насосе 2 подача водогазовой смеси постепенно уменьшается от одной ступени к последующей за счёт сжатия и частичного растворения газа, то для повышения эффективности работы насоса 2 целесообразно выполнить его из не менее чем двух пакетов ступеней. Номинальная подача ступеней предыдущего пакета при этом больше, чем номинальная подача ступеней последующего пакета, что позволяет всем ступеням насоса 2 откачивать смесь в рабочей части своих характеристик с наивысшими значениями коэффициента полезного действия.

При водогазовом воздействии в различных нестационарных режимах система работает следующим образом.

Закрываются задвижки 19, 23, 24, 25, 26, 27 и 28. Остальные задвижки открыты. Насосы 2 и 4 отключены. Нагнетателем 10 по линии подачи газа 6 и далее по третьей перепускной линии 17 и первой перепускной линии 15, а затем по линии 8 газ закачивается в скважину 9.

После закачки определённой порции газа в нагнетательную скважину 9 закачивается вода. При этом закрываются задвижки 18 и 20, а задвижки 19, 27 и 28 открываются. Насос 2 запускается в работу. Вода от силового насоса 1 по второй перепускной линии 16 идет на приём дожимного насоса 2, который нагнетает её под высоким давлением в скважину 9, продавливая порцию газа через призабойную зону в пласт.

Затем, когда порция газа уйдёт в пласт и в стволе скважины, а также в призабойной зоне, будет находиться вода, давление закачки снизится. После этого отключается дожимной насос 2, а задвижки 19, 27 и 28 закрываются. Открываются задвижки 18, 23, 24, 25 и 26. Запускается дозировочный насос 4, который подает

пенообразующие ПАВ из ёмкости 3 по линии 7 в линию подачи воды 5. Поток воды с ПАВ по линии 5 и поток газа по линии 6 поступают в смеситель 14, из которого пузырьковая водогазовая смесь по первой перепускной линии 15 и линии 8 идёт в скважину 9.

В дальнейшем, при росте давления на буфере скважины 9, открываются задвижки 27 и 28, закрывается задвижка 15, включается насос 2 и производится закачка предварительно подготовленной в смесителе 14 водогазовой смеси с использованием динамического диспергатора 13 и дожимного насоса 2 под высоким давлением через нагнетательную скважину 9 в пласт, как уже было описано ранее.

Нестационарные режимы фильтрации, реализуемые таким образом при водогазовом воздействии на пласт, способствуют росту коэффициента охвата пласта воздействием благодаря изменению направлений фильтрационных потоков, что приводит к ещё большему увеличению коэффициента нефтеотдачи.

Таким образом, предложенное техническое решение позволяет существенно повысить эффективность закачки водогазовой смеси путём интенсивного диспергирования смеси и снижения вредного влияния газа на характеристику дожимного насоса при водогазовом воздействии на пласт, а также расширить функциональные возможности системы путем обеспечения различных нестационарных режимов закачки воды, газа и водогазовой смеси в пласт по сравнению с известными изобретениями.

2.3.3 Расчет технологической схемы для осуществления водогазового воздействия на месторождении С.

Целью внедрения водогазового воздействия стало повышение текущей нефтеотдачи пласта, одновременная утилизация попутного нефтяного газа в соответствии с лицензионным соглашением. Для этого необходимо при закачке водогазовой смеси для обеспечения заданной приёмистости поддерживать давление на забое нагнетательной скважины на том же уровне, что и при нагнетании воды; а также закачивать в пласт водогазовую смесь с газосодержанием 25% в пластовых условиях (на забое нагнетательной скважины - 16,4%). Для осуществления водогазового воздействия на пласт была предварительно выбрана следующая

технологическая схема (приложение 7), разработанная на основе полученного патента № 2293178.

Определим необходимые данные для расчета:

Газосодержание смеси в пластовых условиях $\beta = 25\%$, плотность воды и газа в ст. усл. $\rho_{\text{воды}} = 1028 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{г.ст}} = 1,152 \text{ кг/м}^3$. Давление на устье нагнетательной скважины при закачке газа $P_y = 20 \text{ МПа}$. Объем закачиваемой воды $150 \text{ м}^3/\text{сут}$. Глубина скважины $H = 2580 \text{ м}$, внутренний диаметр НКТ – $0,073 \text{ м}$.

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

$$P_{\text{гид}} = \rho_{\text{в}} * g * H = 1028 * 9.81 * 2580 = 26.018 * 10^6 \text{ Па}$$

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

$$P_{\text{тр}} = \rho_{\text{в}} * g * h_{\text{тр}},$$

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

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

Скорость воды в трубе:

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{150 * 4}{86400 * \pi * 0.073^2} = 0,415 \text{ м/с}$$

Число Re:

$$Re = \frac{v * d * \rho}{\mu} = \frac{0.415 * 0.073 * 1028}{10^{-3}} = 31128$$

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

$$10 \frac{d}{\Delta} = 10 * \frac{73}{0.1} = 7300$$

$$500 \frac{d}{\Delta} = 500 * \frac{73}{0.1} = 365000$$

Следовательно, коэффициент гидравлического сопротивления находим по формуле Альтшуля:

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

Определим потери давления на трение:

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

Следовательно, полное забойное давление при закачке воды:

$$P_3 = P_{Г} + P_{тр} + P_y = (260,18 + 0,845 + 200) * 10^5 = 46,84 \text{ МПа}$$

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 $Q_{см} = 150$ м³/сут. Необходимо пересчитать гидростатическую составляющую забойного давления.

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

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

Отсюда следует, что необходимый 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 $P_3 = 46,84$ МПа:

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

Определим газосодержание в условиях забоя скважины:

$$\beta_3 = \frac{Q_{г.з}}{Q_{г.з} + Q_{воды}} = \frac{22,5}{22,5 + 112,5} = 17\%$$

Определим плотность смеси в условиях забоя скважины $P_3 = 46,84$ МПа:

$$\begin{aligned} \rho_{вгс} &= \rho_{воды} * (1 - \beta_3) + \rho_{г.ст} * P_3 * \beta_3 = 1028 * (1 - 0,17) + 1,152 * 544 * 0,17 \\ &= 959,8 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

Определяем изменение давления за счет сил трения при закачке водогазовой смеси ($\beta_3 = 17\%$).

Средняя скорость водогазовой смеси в трубе:

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

Число Re:

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

Найдём коэффициент гидравлического сопротивления:

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

Определим потери напора на трение:

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

Определим потери давления на трение:

$$P_{тр} = 959,8 * 9,81 * 6,5 = 61.353 * 10^5 \text{ Па}$$

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

Определяем расход газа в условиях устьевого давления:

$$Q_{гу 25} = Q_{ГЗ} * \frac{P_{ГЗ}}{P_{вгв.у.}} = 37,5 * \frac{46,84}{25} = 70,26 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Определим газосодержание в условиях устья:

$$\beta_y = \frac{Q_{гу}}{Q_{гу} + Q_{воды}} = \frac{70,26}{70,26 + 112,5} = 0,38$$

Определим плотность смеси в условиях устья $P_{вгв.у.} = 22 \text{ МПа}$:

$$\rho_{вгс у} = \rho_{воды} * (1 - \beta_y) + \rho_{г.ст} * P_{вгв.у.} * \beta_y = 1028 * (1 - 0,384) + 1,152 * 250 * 0,384 = 743,84 \text{ кг/м}^3$$

Определяем гидростатическую составляющую забойного давления:

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

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

Средняя скорость водогазовой смеси в трубе:

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

Число Re:

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

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11 * \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = 0,11 * \left(\frac{68}{15592} + \frac{0,1}{73} \right)^{0,25} = 0,03$$

Определим потери давления на трение:

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

Определим потери давления на трение:

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

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

Следовательно, полное забойное давление при закачке водогазовой смеси:

$$P_3 = 21,6 + 0,895 + 25 = 47,49 \text{ МПа}$$

Давление на устье должно быть изменено.

б) Уменьшаем давление до $P_y = 23 \text{ МПа}$.

Определяем расход газа в условиях устьевого давления:

$$Q_{\text{Гу}} = Q_{\text{Гз}} * \frac{P_{\text{Гз}}}{P_{\text{вгв у}}} = 32,5 * \frac{46,84}{23} = 66,17 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Определим газосодержание в условиях устья:

$$\beta_y = \frac{Q_{\text{гу}}}{Q_{\text{гу}} + Q_{\text{воды}}} = \frac{66,17}{66,17 + 112,5} = 0,37$$

Определим плотность смеси в условиях устья $P_{\text{вгв.у.}} = 23 \text{ МПа}$:

$$\rho_{\text{вгс у}} = \rho_{\text{воды}} * (1 - \beta_y) + \rho_{\text{г.ст}} * P_{\text{вгв у}} * \beta_y = 1028 * (1 - 0,37) + 1,152 * 230 * 0,37 = 745,68 \text{ кг/м}^3$$

Определяем гидростатическую составляющую забойного давления:

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

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

Средняя скорость водогазовой смеси в трубе:

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

Число Re:

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

Коэффициент гидравлического сопротивления:

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

Определим потери давления на трение:

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

Определим потери давления на трение:

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

Следовательно, полное забойное давление при закачке водогазовой смеси:

$$P_3 = 21,6 + 0,1 + 23 = 44,4 \text{ МПа}$$

Давление на устье должно быть увеличено.

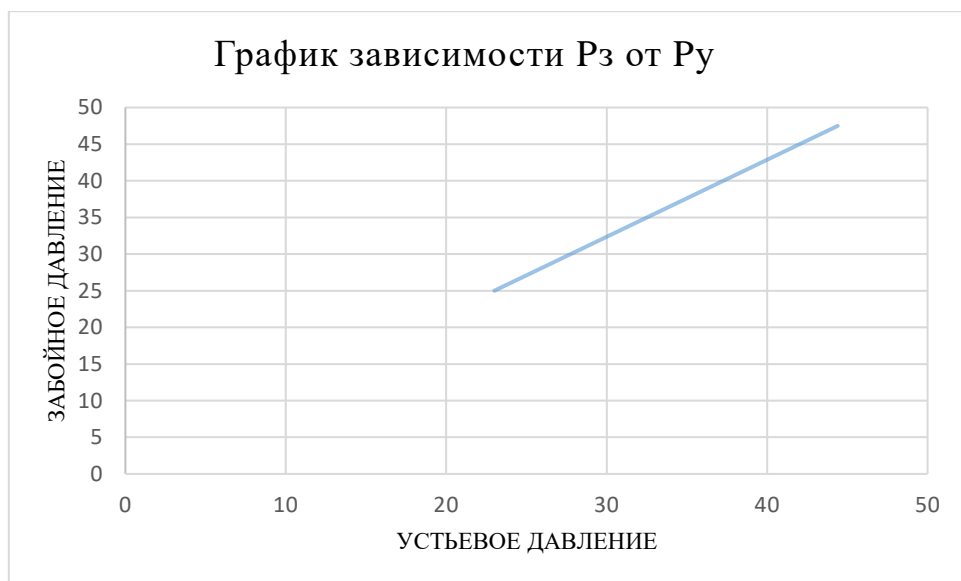


Рисунок 6 – Зависимость забойного давления от устьевого

Определяем графоаналитическим методом устьевое давление при выбранном забойном. P_у = 23,75 МПа.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Кимбаеву Адилью Машур-Жусуповичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРHM
Уровень образования	Бакалавр	Направление подготовки	21.03.01 «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 капитальных вложений и эксплуатационных затрат, экономической эффективности
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Действующая система налогообложения.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности метода водогазового воздействия

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Вазим А.А	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Кимбаев Адиль Машур-Жусупович		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации № 7 (ПП № 7) от 08.01.09 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» с 01.01.12 г. недропользователи должны обеспечить минимальные объемы сжигания нефтяного газа – не более 5 % его добычи. Данное требование подтверждено Постановлением Правительства Российской Федерации № 1148 (ПП № 1148) от 08.11.12 г. «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».

Проблема достижения нормативного уровня использования нефтяного газа 95 % особенно остро стоит перед недропользователями, работающими на небольших месторождениях, расположенных вдали от потребителей газа, в районах со слабо развитой инфраструктурой.

Целью этого раздела является определение эффективности технологии использования нефтяного газа для обратной закачки газа в пласт. из них имеет свои уникальные характеристики.

Следует учитывать следующие оценки экономической целесообразности:

- прирост потока денежной наличности за счет увличения коэффициента нефтеотдачи

- чистый дисконтированный доход

- индекс доходности

Стоимость одного бареля нефти берем 50\$, то есть тонна нефти плотностью 820 кг/м³ на экспорт стоит 406,5\$ или 22764,22 рублей, при курсе 1\$=56р.

Технико-экономическая оценка эффективности внедрения ВГВ на месторождении С. выполнена на основе уже имеющего оборудования на кустовой площадке.

Необходимое дополнительное оборудование для внедрения ВГВ:

- винтовой компрессор и эжектор первой ступени - система, способная повысить давление с 0,8 МПа до 5 МПа.

- эжектор второй ступени и подпорный насос второй ступени, развивающий давление 16,3 МПа

- дожимной насос

При обустройстве кустовой площадки будут использоваться уже установленные оборудования: нагнетательная скважина, трехфазный сепаратор как источник воды и газа. Так как до введения новой технологии скважинные арматуры были рассчитаны на нагнетание газа под давлением 23МПа, то согласно нынешним расчетам новой технологии вносить какие-либо изменение в конструкцию уже существующих скважин не надо.

Таблица 7 – Стоимость единицы оборудования, необходимого для осуществления водогазового воздействия.

№ п/п	Оборудование	Стоимость, руб. за единицу
1	Эжектор первой ступени и подпорный насос;	65 000 000
2	Насосная станция;	45 000 000
3	Эжектор второй ступени и подпорный насос;	80 000 000
4	Всего	190 000 000

Таким образом стоимость закупки необходимого оборудования составляет 190 млн р., но следует учитывать еще стоимость монтажа оборудования и амортизацию приобретенного оборудования.

Затраты на оплату труда

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

Таблица 8 – Перечень работ.

№ п/п	Виды работ	Ед. изм.	Объем по проекту
1	Монтаж эжекторов первой, второй ступеней, подпорных насосов	Количество дней для выполнения работы	20
2	Монтаж насосной станции		8
3	Пусконаладочные работы		1

На монтаж оборудования и проведения пусконаладочных работ необходимо 20 дней. Осуществлением проекта занимаются 2 бригады посменно по 8 человек в каждой. Стоимость работы бригады за один день составляет 150тыс. р.

Общая стоимость проделанной работы:

$$20 * 150000 * 2 = 6000000 \text{ р.}$$

Накладные расходы:

Составляют 20% от основных

$$196000000 * 0,2 = 39,2 \text{ млн. р.}$$

НДС 18%

$$(196000000 + 39200000) * 0,18 = 42,3 \text{ млн. р.}$$

Срок реализации 10 лет.

Амортизация приобретенного оборудования

$$НА = 1/10 * 100\% = 0,1$$

$$А = Ц * НА$$

$$0,1 * 277500000 = 27750000 \text{ р.,}$$

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 – Добыча жидкости в год

Год	Добыча жидкости в год, тонн	
	Добыча без ВГВ	С внедрения ВГВ
2007	16 062	18754,5
2008	17 668	19876,7
2009	17 138	19557,1
2010	17 186	19264,7

Исходя из промышленных испытаний в среднем прирост по добыче составил 15% или 224 тонны в месяц.

Дополнительная добыча нефти по годам:

$$\Delta Q_{2007} = 18754,5 - 16\ 062 = 2692\text{т.}$$

$$\Delta Q_{2008} = 19876,7 - 17\ 668 = 2208\text{т.}$$

$$\Delta Q_{2009} = 19557,1 - 17\ 138 = 2419$$

$$\Delta Q_{2010} = 19264,7 - 17\ 186 = 2078\text{т.}$$

Выручка от реализации при цене на рынке 20150 руб/т.

$$\Delta B_{2007} = \Delta Q_{2007} * C = 2692 * 20150 = 54,2 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta B_{2008} = \Delta Q_{2008} * C = 2208 * 20150 = 44,5 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta B_{2009} = \Delta Q_{2009} * C = 2419 * 20150 = 48,74 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta B_{2010} = \Delta Q_{2010} * C = 2078 * 20150 = 41,8 \text{ млн. руб}$$

Эксплуатационные затраты.

Затраты на дополнительную добычу нефти в год

$$Z_{\text{доп } 2007} = \Delta Q'_{2007} * Z_{\text{пер}} = 2692 * 1517,75 = 4,08 \text{ млн. руб}$$

$$Z_{\text{доп } 2008} = \Delta Q'_{2008} * Z_{\text{пер}} = 2208 * 1517,75 = 3,35 \text{ млн. руб}$$

$$Z_{\text{доп } 2009} = \Delta Q'_{2009} * Z_{\text{пер}} = 2419 * 1517,75 = 3,67 \text{ млн. руб}$$

$$Z_{\text{доп } 2010} = \Delta Q'_{2010} * Z_{\text{пер}} = 2078 * 1517,75 = 3,153 \text{ млн. руб}$$

Текущие затраты на проведение мероприятия.

$$\Delta Z_{\text{тек } 2007} = Z_{\text{ТГВ}} + Z_{\text{доп } 2007} = 27,75 + 4,08 = 31,83 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta Z_{\text{тек } 2008} = Z_{\text{ТГВ}} + Z_{\text{доп } 2008} = 27,75 + 3,35 = 31,1 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta Z_{\text{тек } 2009} = Z_{\text{ТГВ}} + Z_{\text{доп } 2009} = 27,75 + 3,67 = 31,42 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta Z_{\text{тек } 2010} = Z_{\text{ТГВ}} + Z_{\text{доп } 2010} = 27,75 + 3,153 = 30,9 \text{ млн. руб}$$

Прирост прибыли от проводимого мероприятия.

$$\Delta\Pi_{2007} = \Delta B_{2007} - \Delta Z_{\text{тек } 2007} = 54,2 - 31,83 = 22,37 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\Pi_{2008} = \Delta B_{2008} - \Delta Z_{\text{тек } 2008} = 44,5 - 31,1 = 13,4 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\Pi_{2009} = \Delta B_{2009} - \Delta Z_{\text{тек } 2009} = 48,74 - 31,42 = 17,32 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\Pi_{2010} = \Delta B_{2010} - \Delta Z_{\text{тек } 2010} = 41,8 - 30,9 = 10,9 \text{ млн. руб}$$

Налоги.

Прирост налога на прибыль в год.

$$\Delta H_{\text{Пр } 2012} = \frac{\Delta\Pi_{2007} * H}{100} = \frac{22,37 * 24}{100} = 5,45 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta H_{\text{Пр } 2013} = \frac{\Delta\Pi_{2008} * H}{100} = \frac{13,4 * 24}{100} = 3,216 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta H_{\text{Пр } 2014} = \frac{\Delta\Pi_{2009} * H}{100} = \frac{17,32 * 24}{100} = 4,16 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta H_{\text{Пр } 2015} = \frac{\Delta\Pi_{2010} * H}{100} = \frac{10,9 * 24}{100} = 2,616 \text{ млн. руб}$$

Расчет экономических показателей проекта.

Прирост потока денежной наличности в год

$$\Delta\Pi_{\text{ДН } 2007} = \Delta\Pi_{2007} - \Delta H_{\text{Пр } 2007} = 22,37 - 5,45 = 16,92 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\Pi_{\text{ДН } 2008} = \Delta\Pi_{2008} - \Delta H_{\text{Пр } 2008} = 13,4 - 3,2 = 10,2 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\Pi_{\text{ДН } 2009} = \Delta\Pi_{2009} - \Delta H_{\text{Пр } 2009} = 17,32 - 4,16 = 13,16 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\Pi_{\text{ДН } 2010} = \Delta\Pi_{2010} - \Delta H_{\text{Пр } 2010} = 10,9 - 2,616 = 8,284 \text{ млн. руб}$$

Коэффициент дисконтирования.

$$\alpha_{2012} = \frac{1}{(1 + E)^{t-1}} = \frac{1}{(1 + 0.15)^0} = 1$$

$$\alpha_{2013} = \frac{1}{(1 + E)^{t-1}} = \frac{1}{(1 + 0.15)^{2-1}} = 0.87$$

$$\alpha_{2014} = \frac{1}{(1 + E)^{t-1}} = \frac{1}{(1 + 0.15)^{3-1}} = 0.76$$

$$\alpha_{2015} = \frac{1}{(1 + E)^{t-1}} = \frac{1}{(1 + 0.15)^{4-1}} = 0.66$$

Дисконтированный прирост потока денежной наличности в год

$$\Delta\Pi_{\text{ДН } 2007} = \Delta\Pi_{\text{ДН } 2007} * \alpha_{2007} = 16,92 * 1 = 16,92 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\Pi_{\text{ДН } 2008} = \Delta\Pi_{\text{ДН } 2008} * \alpha_{2008} = 10,2 * 0,87 = 8,874 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2009} = \text{ДПДН}_{2009} * \alpha_{2009} = 13,16 * 0,76 = 10 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2010} = \text{ДПДН}_{2010} * \alpha_{2010} = 8,284 * 0,66 = 5,47 \text{ млн. руб}$$

Чистый дисконтированный доход за 4 года:

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \Delta\text{ДПДН}_t = 41,264 \text{ млн. руб}$$

В ходе проделанного технико-экономического анализа по внедрению технологии ВГВ на опытном участке С... месторождения сделан вывод о нецелесообразности внедрения этой технологии, так как расходы по внедрению намного превышают его суммарный ЧДД за годы его эксплуатации. Данная технология имеет место быть в случае, если расходы будут снижены за счет более дешевых аналогов оборудования и на участках с добычей, превышающей добычу на данном опытном участке. Технология даст больший прирост добычи при тех же капитальных вложениях.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Кимбаеву Адилю Машур-Жусуповичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРHM
Уровень образования	Бакалавриат	Направление подготовки	21.03.01 «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 система поддержания пластового давления путем закачки газа в пласт на месторождении С...
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <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). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <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). 	4.1 Производственная безопасность 4.2 Анализ вредных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте. 4.2.1 Превышения уровня шума 4.2.2 Превышения уровня вибрации 4.2.3 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. 4.3 Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте. 4.3.3 Электробезопасность. 4.3.2 Аппараты под давлением
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны	4.4 Экологическая безопасность

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>4.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения</p> <p>4.4.2 Защита гидросферы</p> <p>4.4.2.1 Мероприятия по охране поверхностных вод</p> <p>4.4.2.2 Защита литосферы</p> <p>4.4.2.2 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>4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>4.5.1 Анализ вероятных ЧС на месте проведения работ</p> <p>4.5.2 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>4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.</p> <p>4.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.</p> <p>4.6.2 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
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Кимбаев Адиль Машур-Жусупович		

4. Социальная ответственность при работе оператора с оборудованием компрессорной станции

В связи с введением более строго налогообложения на недропользователей, попросту сжигающих попутный нефтяной газ, нефтяные компании вынуждены прибегать к различным методам утилизации попутного нефтяного газа одним из которых является утилизация 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.

4.1 Производственная безопасность

Процесс переработки попутного газа является пожаро и взрывоопасным и относится по пожарной опасности к категории «А» и по взрывоопасности к классу В-1Г.

Низкий концентрационный предел воспламенения большинства продуктов производства свидетельствует о возможности быстрого образования взрывоопасных концентраций, как местных, так и общих, в результате неплотности аппаратуры и коммуникаций.

Другой характеристикой производства является работа значительного количества аппаратуры под высоким давлением порядка 32 МПа.

Попутный газ с кислородом воздуха образует взрывоопасные смеси в аварийных ситуациях.

Основными причинами, способными привести к аварии на установке, являются следующие факторы:

- разгерметизация фланцев трубопроводов или аппаратов;
- неисправность средств сигнализации и блокировки технологического процесса;
- несоблюдение инструкций по технике безопасности и противопожарных правил.

Таблица 10 - 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 коллекторы; 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

4.2 Анализ вредных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте

4.2.1 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.

Операторов по поддержанию пластового давления в обязательном порядке снабдить виброобувью и виброручкавицами.

4.2.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При нарушении герметичности трубопроводов, запорной арматуры происходят утечки газа, конденсата, нефти. Газ, конденсат, нефть представляют собой смесь углеводородов C_1 - $C_{7+в}$, и других компонентов. 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 11.

Таблица 11 - Состав и количество выбросов в атмосферу

Наименование сброса	Количество выбросов по видам		Условия (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов
	-	м ³ /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. Для этой цели применять обмыливание мест возможных утечек мыльным раствором.

4.3 Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте.

Пожарная безопасность

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

- Контроль и сигнал о возникновения 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).

На газоперекачивающих агрегатах предусмотрена автоматическая система пожаротушения «Хладон 227».

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.

Территория КС должна регулярно очищаться от сухой травы и листьев. Скошенная трава и листья должны вывозиться с территории предприятия. Сушка скошенной травы и хранение ее на территории КС или в охранной зоне категорически воспрещается.

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 в местах, где возможно скопление горючих газов должны быть установлены запрещающие дорожные знаки.

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.

С наружной стороны входной двери производственных и складских помещений следует предусматривать надпись с указанием категории производства по взрывопожарной и пожарной опасности, а также класса взрыво - и пожароопасных зон, предусмотренных проектом в соответствии с главой СНиП по проектированию

производственных зданий промышленных предприятий и "Правилами устройства электроустановок" (ПУЭ).

Противопожарный режим работы вентиляционных отопительных установок следует определять рабочими инструкциями. В этих инструкциях необходимо предусматривать применительно к условиям производства меры безопасности: сроки очистки воздухопроводов, фильтров, огнезадерживающих клапанов, другого вентиляционного оборудования, а также определять порядок действия обслуживающего персонала при возникновении пожара.

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

Все металлические воздухопроводы, 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.

Производственные участки должны обеспечиваться телефонной или радиосвязью. Во взрывоопасных помещениях телефонный аппарат и сигнальное устройство к нему должны быть во взрывозащищенном исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасной смеси.

4.3.1 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.

Для предотвращения опасных искровых разрядов, которые возникают вследствие накопления на теле человека зарядов статического электричества, во взрывоопасных производствах должно быть обеспечено стекание этих разрядов на землю, путем обеспечения электропроводности обуви и пола. Не допускается загрязнение пола веществами, имеющими высокое удельное сопротивление.

4.3.2 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.

4.4 Экологическая безопасность

4.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения

На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объемов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций.

К мероприятиям, направленным на уменьшение воздействия от транспортных веществ, относятся следующие:

- Применение более чистого вида топлива (дизель);
- Проверка состояния и работы двигателей;
- Осуществление контроля по содержанию оксида углерода в выхлопных газах;
- Доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей;

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические мероприятия:

- Установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующаяся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа, и обеспечивающей отключение лобового участка трубопровода при аварийной ситуации;
- Установка специально подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- Выполнение сварных швов, исключаящих в них возможные микротрещины;
- Антикоррозионная изоляция трубопроводов;

- Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу;
- Своевременный ремонт изношенных деталей.

4.4.2 Защита гидросферы

Мероприятия по охране поверхностных вод

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- Выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительной техники на растительный покров берегов;
- Укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью посевом трав;
- Закачка ингибитора коррозии и солеотложений в трубопроводы;
- Применение системы пневмоиспытаний для исключения сброса необходимости технической воды на окружающий ландшафт;
- Проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

При строительстве кустов скважин реализованы следующие природоохранные мероприятия:

- Устройство дамбы обвалования шламового амбара;
- Укрепление откосов обваловки торфо-песчаной смесью;
- Устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

4.4.3 Защита литосферы

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

4.4.4 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 Е-9. Для слива небольшого количества с лубрикаторной системы предусмотрена дренажная емкость Е-8 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 емкость сбора конденсата. Характеристика твердых и жидких отходов приведена в таблице 12.

Таблица 12 - Твердые отходы

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

4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.5.1 Вероятные ЧС на месте проведения работ

Для месторождения С, расположенное на севере Томской области, характерны сильные заморозки (до -45°C), сильные метели, короткое лето (50 дней).

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. Ниже описаны мероприятия, направленные на недопущение разлива, ликвидацию разлитой нефти.

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

ООО «Томская нефть» располагает комплексом высокоэффективного оборудования, технических средств, необходимых для ликвидации последствий

аварий. Парк техники и оборудования поддерживается в состоянии готовности, постоянно пополняется и обновляется.

Для рекультивации нефтезагрязненных земель используются бакпрепараты.

В ООО «Томская нефть» разработан «План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов ООО «Томская нефть» в соответствии с требованиями законодательных и нормативно-правовых актов Российской Федерации в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций заблаговременно проводится комплекс мероприятий, который включает:

Организационные мероприятия – создание и обеспечение функционирования координационных органов и органов управления ООО «Томская нефть» в рамках единой системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, а также соответствующих природоохранных структур и подразделений, обеспечивающих соблюдение требований промышленной безопасности и техники безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов.

Организационно-технические мероприятия предусматривают создание системы непрерывного мониторинга состояния опасных производственных объектов и окружающей среды, выявления возможных источников чрезвычайных ситуаций, а также выполнения мероприятий, которые направлены на предупреждение возникновения аварий на этих объектах.

Превентивные меры по предупреждению разлива нефти

В целях предупреждения возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций, снижения их возможных последствий на основных объектах ООО «Томская нефть» выполняются работы по капитальному ремонту нефтепромысловых объектов.

В целях обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов в структурных подразделениях и на их объектах проводятся:

- Мониторинг баланса объёмов перекачиваемой нефти по трубопроводу с проведением анализа состояния баланса (каждые два часа)
- Мониторинг давления в трубопроводе с использованием телеметрического контроля

- Воздушное и наземное патрулирование трассы трубопровода согласно графикам обходов и облётов трубопроводов

Процесс ликвидации участков разлива нефтепродуктов необходимо рассматривать как комплекс мероприятий (технологических этапов), каждый из которых является необходимым и последовательным для получения наилучшего результата.

В планах предусмотрены следующие способы защиты рабочих и служащих в ЧС: эвакуация людей, укрытие в защитных сооружениях, применение средств индивидуальной защиты.

4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Вредные условия труда (3 класс) характеризуются наличием вредных производственных факторов, превышающих гигиенические нормативы и оказывающие неблагоприятное воздействие на организм работника.

Опасные (экстремальные) условия труда (4 класс) – условия труда, при которых воздействие производственных факторов создает угрозу для жизни, высокий риск возникновения тяжелых форм острых профессиональных поражений. Работа в опасных условиях труда не допускается, за исключением ликвидации аварий и проведения экстренных работ для предупреждения аварийных ситуаций.

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.

4.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Порядок допуска персонала к работе определен Трудовым кодексом РФ от 26.12.2001г., «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) Госгортехнадзор России № 256 от 05.06.03 г., 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.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий).

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.

4.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Порядок подготовки и выполнения газоопасных, огневых и аварийно-ремонтных работ на КС Столбовое 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 Столбовое должен вестись в соответствии с разделом настоящего «Регламента...» «Нормы технологического режима», соблюдая требования правил, положений и инструкций по охране труда и технике безопасности.

Заключение

В условиях современных реалий, когда темпы разведки новых запасов углеводородов отстают от темпов извлечения, когда структура запасов изменяется в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, особенно важно уделять большое внимание на внедрение новых технологий, способных увеличить КИН.

В работе были рассмотрены методы газового воздействия и различные комбинации водогазового воздействия (одновременная закачка воды и газа, последовательная закачка воды и газа). Были рассчитаны технологические схемы внедрения водогазового воздействия на основе насосно-эжекторных и насосно-компрессорных устройств применительно к условиям С... месторождения. На основе расчетов были подобраны необходимые узлы технологической схемы и с учетом имеющегося оборудования были внесены соответствующие изменения.

Проанализировав зарубежный и отечественный способ, были найдены результаты промышленной эксплуатации технологии водогазового воздействия. Согласно этим данным на месторождении С... и К... Томской области были выработаны критерии применимости внедрения новой технологии. Месторождение С... соответствовало всем изложенным критериям, что также подтверждает перспективность внедрения данной технологии.

Анализ внедрения технологии водогазового воздействия на «соседних» похожих месторождениях показал увеличения добычи на 12% уменьшение обводнённости за счет увеличения коэффициента охвата и задействия в работу раннее слабопроницаемых каналов что непосредственно отражается на экономических показателях.

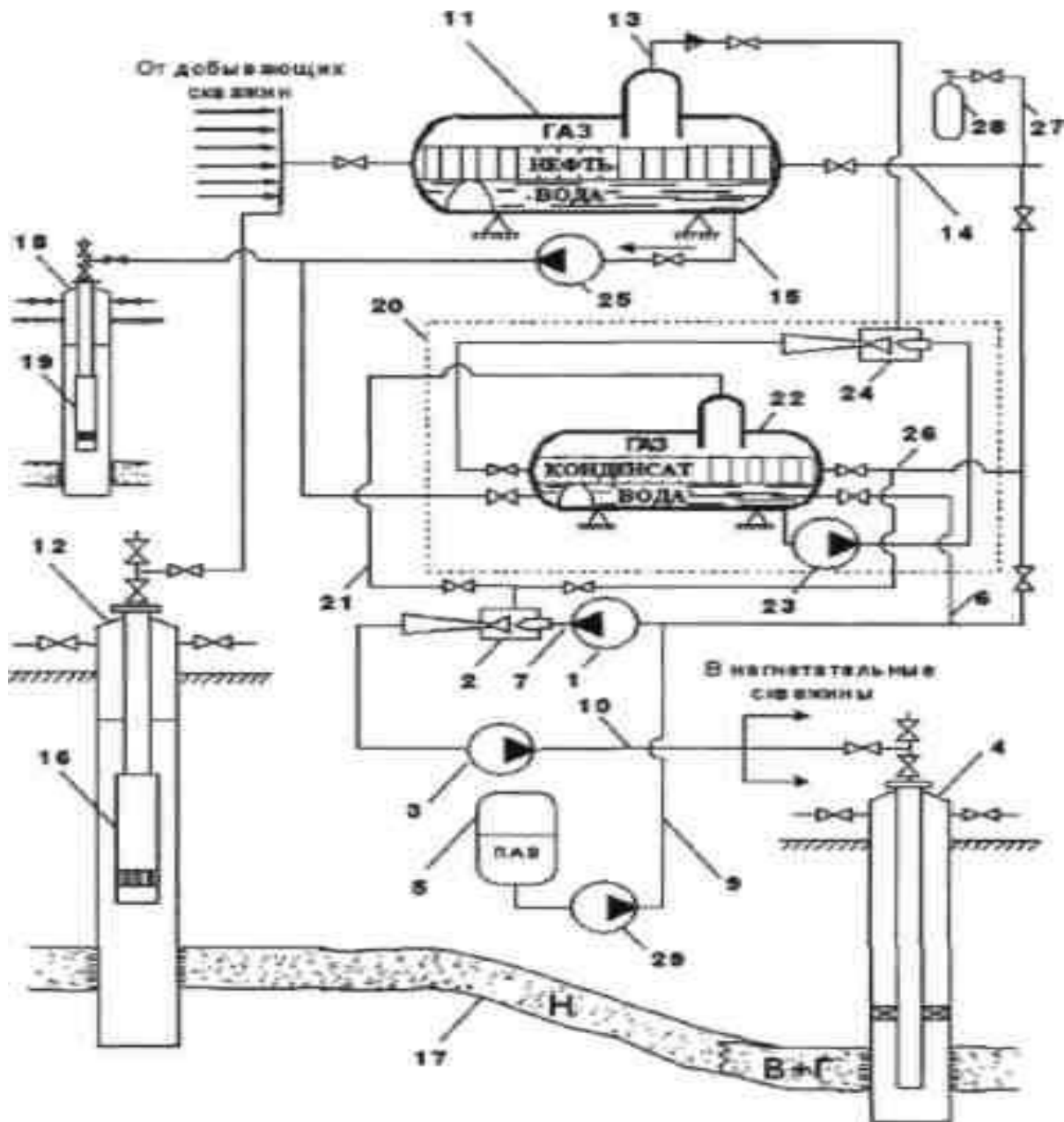
Список использованных источников

1. Алексеев Д.Л., Владимиров И.В., Вафин Р.В. Повышение эффективности вытеснения нефти из неоднородных коллекторов нестационарным водогазовым воздействием. -Интервал, 2007, №2, с. 5-10.
2. Буторин О.И., Пияков Г.Н. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействия на пласты. - Нефтепромысловое дело, 1995, №8-10, с. 54-59.
3. Вафин Р.В. Метод регулирования технологией водогазового воздействия на пласт. - Нефтепромысловое дело, 2008, №2, с. 30-32
4. Вафин Р.В. Повышения эффективности нефтевытеснения из неоднородных коллекторов водогазовым воздействием на пласт. Дисс. ... к.т.н. - Уфа, 2004.
5. Вашуркин А.И., Свищев М.Ф., Ложкин Г.В. Повышение нефтеотдачи водогазовым воздействием на пласт. — Нефтепромысловое дело, 1977, №9, с. 23-24.
6. Демьянова Л. А., Дроздов А.Н. Теория, экспериментальные исследования и расчет струйных аппаратов при откачке газожидкостных смесей. - М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000
7. Дроздов А.Н., Агеев Ш.Р., Рабинович А.И., Ковригин А.Г., Дроздов Н.А. Совершенствование насосно-эжекторных систем для водогазового воздействия на пласт. - Бурение и нефть, 2008, №07-08, с. 45-48.
8. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А. Подбор оборудования для осуществления водогазового воздействия на нефтяные пласты. - Нефтепромысловое дело, 2005, №5, с. 16-22.
9. Ефремов Е.П., Вашуркин А.И., Трофимов А.С., Цымлянский Г.К., Королев СВ. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения. -Нефтяное хозяйство, 1986, №12, с. 36-40.

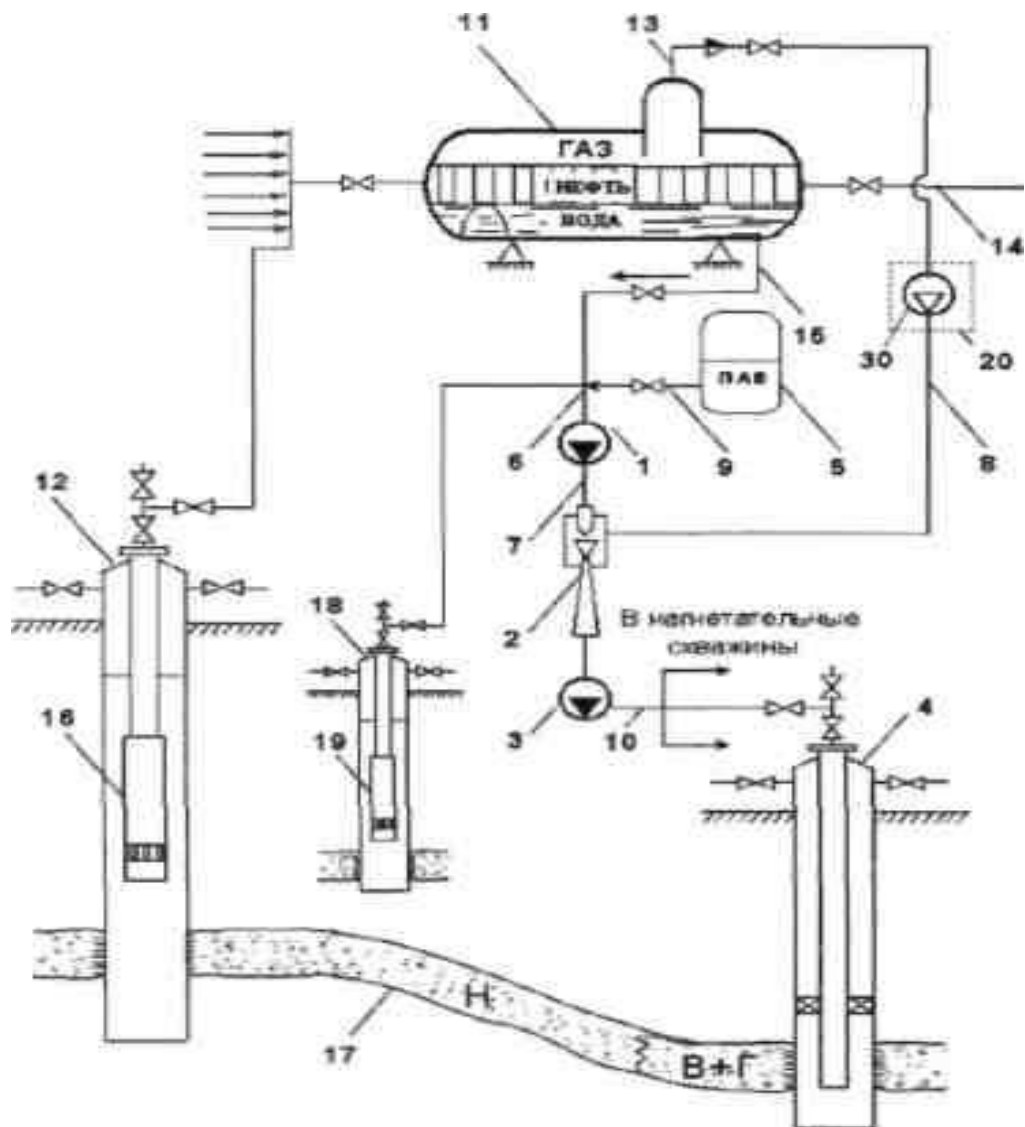
10. Зацепин В.В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт. — Нефтепромысловое дело, 2007, №1, с. 10-14.
11. Крючков В.И., Ибатуллин Р.Р., Романов Г.В., Сахабутдинов Р.З. Водогазовое воздействие на пласт на основе попутного газа как альтернатива заводнению. — Интервал, 2002, №6, с. 46-50.
12. Кутателадзе С.С., Стырикович М.А. Гидродинамика газожидкостных систем. - М.: Энергия, 1976.
13. Лысенко В.Д. Проблемы разработки залежей нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа. - Нефтепромысловое дело, 2007, №2, с. 4-9.
14. Максutow Р., Зацепин В. Классификация технологий водогазового воздействия. - Технологии ТЭК, 2007, №1, с. 42-45.
15. Патент РФ № 2088752, МПК E21B 43/20. Способ разработки нефтяного месторождения / В.И. Крючков, Г.И. Губеева. Оpubл. 27.08.1997, Б.И. № 24.
16. Патент РФ № 2190760, МПК E21B 43/20. Способ водогазового воздействия на пласт / Дроздов А.Н., Фаткуллин А.А. Оpubл. 10.10.2002, Б.И. №28.
17. Патент РФ № 2266429, МПК E21B 43/20. Гидрокомпрессионный бустерный насос / Белей О.И., Лопатин С.Ю., Олейник О.С. Оpubл. 20.12.2005, Б.И. №35.
18. Патент РФ № 2293178, МПК E21B 43/20. Система для водогазового воздействия на пласт / Дроздов А.Н., Вербицкий В.С., Деньгаев А.В., Ламбин Д.Н., Красильников И.А., Егоров Ю.А., Телков В.П., Попов Д.И. Оpubл. 10.02.2007, Б.И. №4.
19. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

21. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
22. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
25. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
26. Технологический регламент на эксплуатацию установки «Компрессорная станция закачки газа в пласт» на месторождении.
27. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
28. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
29. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
30. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
31. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
32. 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.).

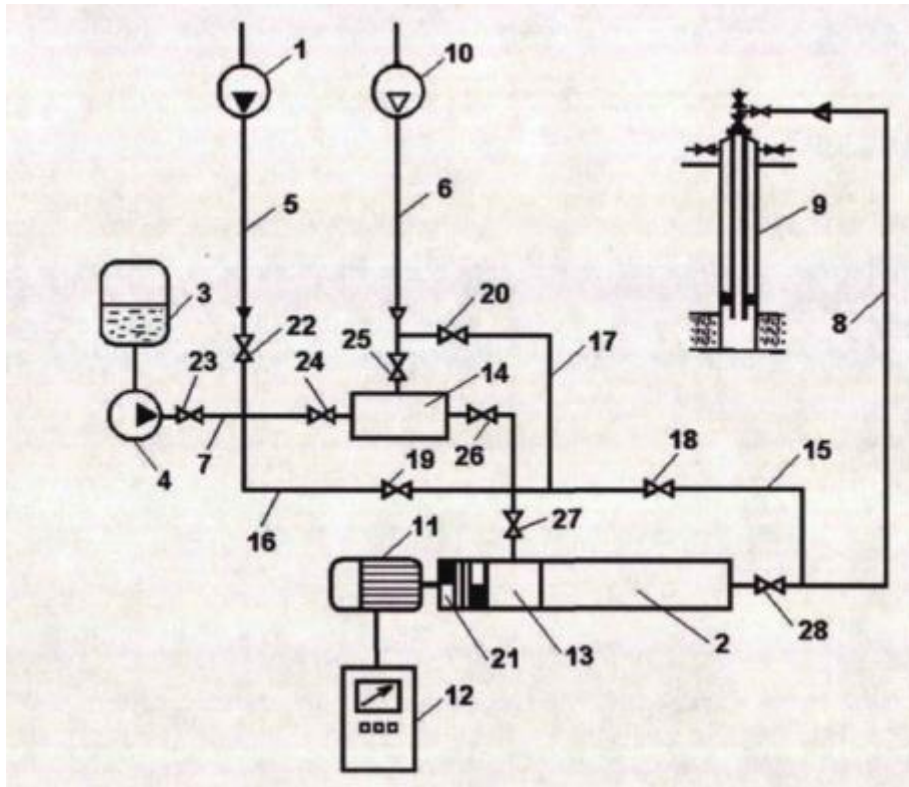
Изъято 79-81 стр. (приложения 1-3). Информация представляет коммерческую тайну.



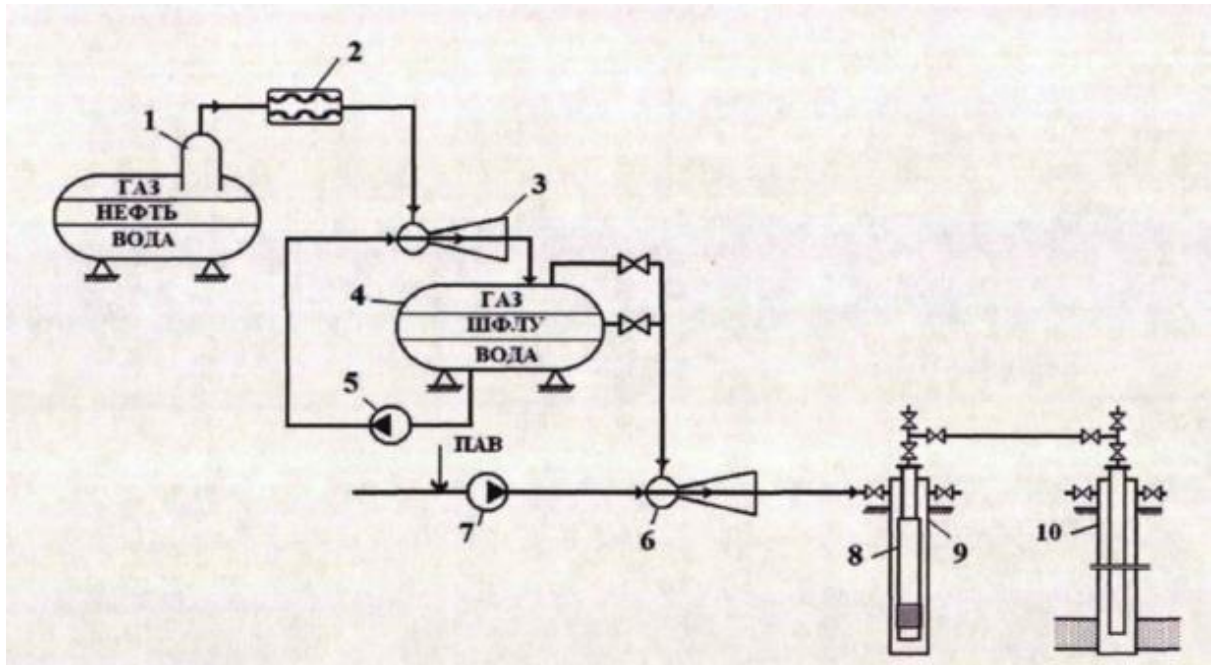
Приложение 4 - Система для водогазового воздействия на пласт (патент РФ № 2293178). первый вариант: 1, 3, 23, 25 - центробежные насосы; 2, 24 - струйные аппараты; 4 -нагнетательные скважины; 5 - ёмкость с ПАВ; 6, 7, 8, 9, 10, 13, 14, 15, 21, 26, 27 - линии для подачи воды, газа, водогазовой смеси; 11, 22 - трёхфазные сепараторы; 12 - добывающие скважины; 16 - добывающий центробежный насос; 17 - пласт; 18 - водозаборная скважина; 19 - погружной насос; 20 - нагнетатель газа; 28 - баллон для конденсата; 29 - насос для дозирования ПАВ.



Приложение 5 - Система для водогазового воздействия на пласт (патент РФ № 2293178), второй вариант: 1, 3 - центробежные насосы; 2 - струйный аппарат; 4 - нагнетательные скважины, 5 - ёмкость с ПАВ; 6, 7, 8, 9, 10, 13, 14, 15 - линии для подачи воды, газа, водогазовой смеси; 11 - трёхфазный сепаратор; 12 - добывающие скважины; 16 – добывающий центробежный насос; 17 - пласт; 18 - водозаборная скважина; 19 - погружной насос; 20 - нагнетатель газа; 30 - компрессорная станция.



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



Приложение 7 - Технологическая схема насосно-компрессорной технологии ВГВ для скв. 309 Крапивинского месторождения: 1 - трехфазный сепаратор, 2 - винтовой компрессор, 3 -эжектор первой ступени, 4 - ёмкость высокого давления, 5 - подпорный насос первой ступени, 6 - эжектор второй ступени, 7 - подпорный насос второй ступени, 8 - дожимной насос, 9 - шурф, 10 - нагнетательная скважина.