

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

УДК 622.279.8:665.612.2

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Бубенчиков Даниил Владиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую

	документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ А.А. Лукин
(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Бубенчиков Даниил Владиславович

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–66/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по месторождению. Технологический регламент. Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Анализ геологических сведений о Сузунском месторождении. Характеристика попутного нефтяного газа. Динамика разработки месторождения. Методы утилизации попутного нефтяного газа. Система сбора, подготовки нефти и газа на Сузунском месторождении. Расчет метанового индекса и свойств топливного газа, подбор параметров для эффективной работы газопоршневой электростанции. Анализ критериев применимости водогазового воздействия на пласт.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Бубенчиков Даниил Владиславович		09.02.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Бубенчиков Даниил Владиславович

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Геолого-физическая характеристика месторождения	30
	Попутный нефтяной газ	30
	Анализ возможных вариантов утилизации попутного нефтяного газа на Сузунском месторождении	20
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Бубенчиков Даниил Владиславович		

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 93 страниц, в том числе 11 рисунков, 20 таблиц. Список литературы включает 43 источника. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: месторождение, попутный нефтяной газ, факельное сжигание, сепарация, газопоршневая установка, метановый индекс, водогазовое воздействие.

Объектом исследования является утилизация попутного нефтяного газа на Сузунском нефтегазоконденсатном месторождении.

Цель исследования – изучение путей повышения эффективности использования ПНГ на месторождении.

В данной работе рассматриваются основные методы утилизации попутного нефтяного газа. Проведен анализ технологий утилизации попутного нефтяного газа с обоснование каждой используемой технологии. В процессе исследования проводилось моделирование установки подготовки нефти в программном комплексе Honeywell UniSim Design, расчет свойств топливного газа, построение графиков зависимости метанового индекса и мольной доли метана от подобранных давлений и температур на первой ступени сепарации, анализ результатов расчетов. Проведен анализ критериев применимости водогазового воздействия на Сузунском месторождении.

В результате исследования выявлены наиболее рентабельные, эффективные методы утилизации попутного нефтяного газа, оказывающие положительный экономический эффект, а также снижение уровня экологического воздействия на регион добычи. С помощью технологий утилизации попутного нефтяного газа возможно получение дешёвой электроэнергии, повышение нефтеотдачи.

Область применения: нефтяные и нефтегазовые месторождения, нагнетательные скважины.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ПНГ – попутный нефтяной газ
- СОГ – сухой отбензиненный газ
- ГТС – газотранспортная сеть
- ГТЭС – газотурбинная электростанция
- ГПЭС – газопоршневая электростанция
- ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов
- ВГВ – водогазовое воздействие
- ПАВ – поверхностно-активные вещества
- МВГС – мелкодисперсная водогазовая смесь
- УРД – узел регулирования давления
- УПН – установка подготовки нефти
- ТФС – трехфазный сепаратор
- БПРТГ – блок подготовки и распределения топливного газа
- ВКС – вакуумная компрессорная станция
- КСУ – концевая сепарационная установка
- УУЛФ – установка улавливания легких фракций
- ДНП – давление насыщенных паров
- КПД – коэффициент полезного действия
- КП – кустовая площадка
- ЧС – чрезвычайные ситуации
- СИЗ – средства индивидуальной защиты
- ПДК – предельно допустимые концентрации

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	12
1.1 Общие сведения о месторождении	12
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	13
1.3 Нефтегазоносность	17
1.4 Свойства и состав нефти и газа.....	17
1.5 Анализ текущего состояния разработки месторождения	17
2. ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ.....	23
2.1 Определение и характеристики попутного нефтяного газа	23
2.2 Варианты использования ПНГ	24
2.2.1 Использование ПНГ в районах добычи.....	26
2.2.2 Закачка ПНГ в нефтяные пласты для увеличения нефтеотдачи ...	30
2.2.3 Переработка на газоперерабатывающих заводах или малых установках на промыслах	34
3. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА СУЗУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	39
3.1 Описание технологического процесса и технологической схемы подготовки нефти и учета ПНГ на Сузунском месторождении	39
3.2 Утилизация ПНГ на Сузунском месторождении	39
3.3 Выработка электроэнергии на Сузунском месторождении.....	44
3.4 Анализ критериев применимости водогазового воздействия на пласт	49
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования	56
4.2 Бюджет технологии утилизации попутного нефтяного газа газлифтным методом с помощью водогазового воздействия.....	57
4.2.1 Экономическая эффективность.....	57
4.2.2 Исходные данные для расчета чистой прибыли утилизации попутного нефтяного	60

4.3	Расчет и математическое обоснование эффективности проведения водогазового воздействия.....	61
4.4	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии	62
4.5	SWOT – анализ	64
	Вывод по экономическому разделу	66
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	69
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
5.2	Производственная безопасность	72
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	73
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	77
5.3	Экологическая безопасность	82
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	89
	Приложение А	93

ВВЕДЕНИЕ

Нефтедобыча является ключевым звеном в экономике России. На сегодняшний день разрабатывается и осуществляется множество проектов по добыче нефти, ее переработке и использованию.

Помимо ввода новых технологий, нефтяные компании сталкиваются с рядом проблем при добыче нефти. Одной из таких проблем является попутный нефтяной газ, сопровождающий добычу нефти. Вопросы утилизации этого сырья остаются актуальными на сегодняшний день.

Ежегодный объем добычи ПНГ составляет около 99 млрд. м³. При это около 15-30 млрд. м³ сжигается на факельных установках. Таким образом, эффективное использование ПНГ может принести двойную выгоду как с точки зрения снижения выбросов парниковых газов в атмосферу, так и с точки зрения увеличения экономических выгод для компаний.

В настоящий момент Правительством Российской Федерации принято, что использование попутного нефтяного газа должно составлять не менее 95%.

Существует несколько способов утилизации попутного нефтяного газа: закачка в пласт для увеличения нефтеотдачи; закачка в единую газотранспортную сеть; использование в качестве топлива для нужд промысла и генерации электрической энергии; переработка на газоперерабатывающих заводах.

Однако, несмотря на потенциальные выгоды от использования ПНГ, существует ряд проблем, которые необходимо решить, чтобы увеличить его эффективность. Например, добыча ПНГ часто осуществляется отдаленных районах, что усложняет его транспортировку и хранение. Кроме того, качество ПНГ различается в зависимости от места и вида добычи нефти, что влияет на его экономическую ценность.

Целью выпускной квалификационной работы является изучение путей повышения эффективности использования ПНГ на месторождении.

1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

Сузунское месторождение расположено в Красноярском крае России на территории Таймырского (Долгано-Ненецкого) муниципального района. Расстояние между месторождением и городом Красноярск составляет 1700 км [1].

На рисунке 1 изображено географическое расположение месторождения. Как можно заметить, Сузунское месторождение расположено наравне с месторождениями Лодочное, Тагульское и Ванкорское и принадлежит Ванкорскому блоку. По величине запасов Сузунское месторождение является самым маленьким, ее запасы оценены в 56 млн тонн.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Территория, где расположено Сузунское месторождение, представляет

собой низкогорную тундровую равнину с небольшими холмами. В этой области преобладают реки, озера и болота. Большая часть поверхности находится на высоте от 20 до 100 метров над уровнем моря. Территория отличается низкой степенью освоенности.

Сузунское месторождение геологически расположено в Западно-Сибирском артезианском бассейне, в его северо-восточной части. Следовательно, в районе месторождения присутствуют артезианские воды, которые характеризуются особым режимом подземных вод.

Климатические особенности территории определяются ее географическим положением и близостью к Арктическому бассейну. Воздушные массы из Арктики и Атлантического океана оказывают влияние на климат данной области. Кроме того, характер рельефа также влияет на климатические условия.

Абсолютная минимальная температура, зарегистрированная на этой территории, составляет минус 57 °С. Абсолютная максимальная температура, с другой стороны, составляет плюс 33,3 °С [2].

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Сузунского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-среднепалеозойского, позднепалеозойского-раннемезозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Однако, более подробно изучены мезозойско-кайнозойского образования, которые представлены отложениями юрского, мелового и четвертичного возраста.

Отложения юрской системы имеют параллельнослоистое строение и формируют мощные слои сероцветных пород от морского до прибрежно-континентального генезиса. Они залегают на вулканогенных и осадочных породах триаса без видимых перерывов. В нижнем отделе юрской системы присутствуют зимняя, левинская и джангодская свиты.

Зимняя свита (J_{1zm}) состоит из серых и темно-серых алевролитов, аргиллитов и песчаников с прослоями конгломератов. Она связана с прибрежной аллювиальной равниной, периодически заливаемой морскими водами.

Левинская свита (J_{1dj}) сложена преимущественно темно-серыми и серыми аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников.

Формирование джангодской свиты (J_{1dj}) происходило в прибрежной области, где находилась приливно-отливная равнина. Эта свита состоит из трех основных слоев. В нижнем слое преобладают песчаники и алевролиты с небольшими включениями аргиллитов. Средний слой состоит в основном из темно-серых аргиллитов. Верхний слой представлен серыми песчанистыми алевролитами, мелкозернистыми песчаниками с глинистыми примесями, которые в основном имеют светло-серый и серый оттенок.

Средний отдел юрской системы представлен лайдинской, вымской, леонтьевской и малышевской свитами.

Лайдинская свита (J_{2ld}) состоит из темно-серых аргиллитов с прослоями алевролитов и песчаников.

Вымская свита (J_{2vm}) включает песчаники, алевролиты и аргиллиты с примесями углефицированного органического вещества.

Леонтьевская свита (J_{2ln}) представлена глинистыми алевролитовыми породами с небольшими прослоями песчаника.

Малышевская свита (J_{2ml}) включает серые алевролиты, песчаники и аргиллиты с прослоями угля и древесных остатков.

Верхний отдел юрской системы образовался в период обширной трансгрессии морского бассейна. Отложения представлены главным образом глинистыми породами.

Яновстанская свита (J_3-K_1jan) сложена преимущественно аргиллитами и алевропелитами с прослоями алевролитов и песчаников. Породы в основном серые, темно-серые с зеленоватым оттенком в нижней части свиты, слабо сортированные, содержат зерна глауконита, пирита.

В нижнемеловую эпоху в пределах территории происходила медленная регрессия морского бассейна, что обуславливает смену морских осадков континентальными. Разрез нижнего мела представлен нижнехетской, суходудинской, малохетской и яковлевской свитами.

Нижнехетская свита (K_{1nch}) состоит преимущественно из алевроитов и алевропелитов, которые образовались на мелководном шельфе. Породы этой свиты имеют серый и зеленовато-серый цвет с тонкими прослоями обугленного растительного детрита.

Суходудинская свита (K_{1sd}) состоит из хорошо сопоставимых пачек и пластов. Внутри можно выделить до 15 проницаемых песчаных пластов, разделенных глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют широкое распространение. Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. В верхней части разреза есть слабоцементированные разности. Алевролиты серые или буровато-серые, с мелкозернистыми песчаниками и аргиллитами в прослоях. Песчаники и алевролиты хорошо сортированы и цементированы различными материалами.

Малохетская свита (K_{1mch}) преимущественно лагунно-континентальная, сложена слаболитифицированными песчаниками и алевролитами темно-серого до белого цвета, содержащие линзы и прослои известняковых пород.

Яковлевская свита (K_{1jak}) подразделяется на две подсвиты, отличающиеся по генезису. Нижняя подсвита состоит из двух пачек нижней – прибрежно-континентального генезиса, представленной переслаиванием песчаников и глинисто-алевритовых пород, и верхней – угленосной, континентального генезиса. Верхняя подсвита сложена песчано-глинистыми отложениями надводной равнины дельтового комплекса.

Верхний отдел меловой системы представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Дорожковская свита (K_2dr) сложена глинами, алевроитами мелководного шельфа серого и темно-серого цвета, реже черного и буровато-зеленого, содержащими конкреции и тонкие прослои известковых песчаников и углистого алевроитового материала.

Насоновская свита (K_2ns) сложена светло-серыми, местами глинистыми, с пятнистой текстурой алевроитами, светло-серыми, мелкозернистыми песками, темно-серыми глинами.

Салпадинская свита (K_2sl) представлена светло-серыми с зеленоватыми оттенком алевроитами, темно-серыми неоднородными глинами с конкрециями пирита, окатанных галек кремней.

Танамская свита (K_2tn) сложена преимущественно светло-серыми песками, супесями, суглинками приливно-отливных равнин с прослоями глин, с линзами крупнозернистого песка, гравия.

Четвертичные система представлена континентальными отложениями, залегающие на размытой поверхности мезозойских отложений. Представлены песками, супесями, суглинками серого, светло-серого цвета с желтоватым оттенком, с многочисленными включениями гальки, гравия, валунов изверженных пород и кварцитов.

1.3 Свойства и состав нефти и газа

1.4 Анализ текущего состояния разработки месторождения

1.5 Нефтегазоносность

Страницы 17- 22 отсутствуют, так как содержат коммерческую тайну

2. ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ

2.1 Определение и характеристики попутного нефтяного газа

Попутный нефтяной газ (ПНГ) — это тип углеводородного газа, который обычно встречается на нефтяных месторождениях. Он либо растворен в нефти, либо находится в газовых шапках. ПНГ обычно состоит из углеводородов, таких как метан, этан, пропан и бутан, а также неуглеводородных газов, таких как двуокись углерода, азот и сероводород. Состав и объем ПНГ зависят от геологических характеристик нефтяного месторождения, а также конкретных свойств углеводородных залежей [3].

На нефтяных месторождениях Западной Сибири содержание углеводородов в ПНГ значительно варьирует. Как правило, ПНГ Западной Сибири имеет высокое содержание метана, колеблющееся от 60 до 70%. Содержание этана обычно составляет от 5% до 13%, тогда как содержание пропана и бутана составляет от 10% до 17% и от 8% до 9% соответственно.

Согласно ТУ 0271-016-00148300-2005 «Газ нефтяной попутный, подлежащий сдаче потребителям», существует несколько категорий ПНГ по содержанию компонентов C_3^{++} , г/м³. Эти категории включают «Тощий» для ПНГ с содержанием менее 100 г/м³, «Средний» для ПНГ с содержанием 101–200 г/м³, «Жирный» для ПНГ с содержанием 201–350 г/м³ и «Особо жирный» для ПНГ с более 351 г/м³ компонентов C_3^{++} [4].

При добыче нефти ПНГ обычно образуется как побочный продукт. Когда пластовое давление падает ниже давления насыщения нефти, происходит выделение газа. На начальных этапах разработки месторождений обычно появляется газ из газовых шапок, который по составу легче газа, растворенного в нефти. По мере выхода месторождения на вторую стадию разработки основная часть ПНГ состоит из газов, растворенных в нефти.

С течением времени дебит ПНГ обычно снижается, что связано с последствиями длительной эксплуатации нефтяного месторождения. По мере разработки месторождения основную долю в составе ПНГ составляют

тяжелые углеводороды. Тем не менее, ПНГ остается ценным источником энергии и важным сырьем для различных промышленности.

Попутный нефтяной газ имеет высокую теплотворную способность от 9 000 до 15 000 Ккал/м³, тем самым становясь важным сырьем для энергетики и химической промышленности. При этом в составе ПНГ может содержаться количество различных примесей, таких как сероводород, двуокись углерода и азот, что может затруднить его транспортировку и использование в энергетике. Примеси требуют дополнительных затрат для очистки газа. Кроме того, нестабильный состав ПНГ еще больше усложняет его использование для производства электроэнергии [5].

2.2 Варианты использования ПНГ

Нефтедобывающие компании в современном мире сталкиваются с главной экологической и экономической проблемой - сжиганием ценного ресурса на факельных установках. Попутный нефтяной газ представляет собой ценный ресурс, который можно использовать для получения прибыли и сокращения вредного влияния на окружающую среду.

Однако, выбор метода утилизации ПНГ является сложной задачей, зависящей от множества факторов: параметры ПНГ, развитость инфраструктуры, удаленность месторождения от ГПЗ, транспортировка ПНГ до потребителя. Поэтому проведение обзора действующих методов утилизации ПНГ является важным этапом в поиске оптимального варианта использования ресурса.

В настоящее время определение экономически выгодного и экологически приемлемого способа использования ПНГ становится все более актуальной задачей в нефтедобывающей отрасли.

Существует несколько методов утилизации ПНГ, которые могут быть применены на сегодняшний день:

1. Возможным вариантом использования газа и продуктов его переработки является их применение в качестве технологического топлива на

местах добычи, а также для удовлетворения местных потребностей в энергоресурсах.

2. Сбор и переработка попутного нефтяного на газоперерабатывающих заводах, где он перерабатывается в сухой отбензиненный газ (СОГ) для поставки в газотранспортную систему (ГТС) и получения различных химических продуктов.

3. Метод закачки ПНГ в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи.

4. Использование ПНГ через поставку этого ресурса отдаленным потребителям, например, для производства электроэнергии или тепла. Для этого газ может быть доставлен к месту назначения по трубопроводам, либо в сжиженном виде с помощью автомобильного или иного доступного транспорта [6].

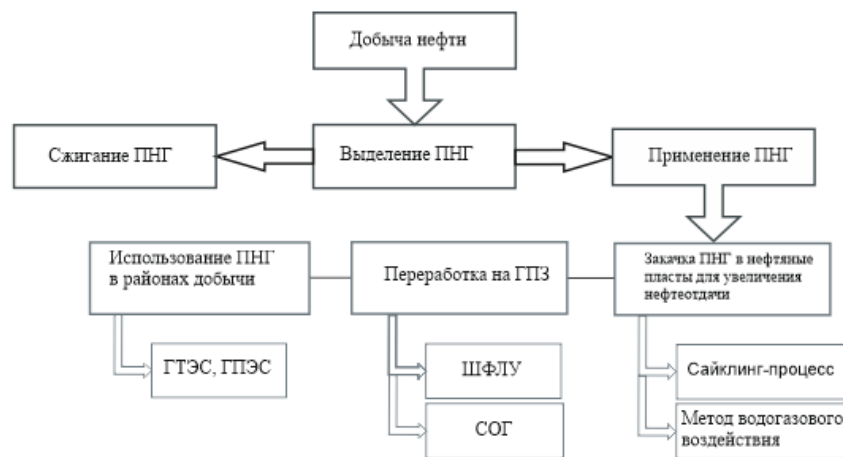


Рисунок 2 – Основные варианты использования ПНГ

Таким образом, для определения оптимального способа использования ПНГ необходимо проводить комплексный анализ, учитывающий как экономические, так и экологические факторы. Важно помнить, что рациональное использование попутного нефтяного газа может значительно снизить негативное воздействие на окружающую среду и способствовать повышению экономической эффективности добычи углеводородного сырья.

2.2.1 Использование ПНГ в районах добычи

В районах добычи ПНГ может быть использован различными способами. Наиболее распространенными из них являются:

- Выработка электроэнергии;
- Закачка попутного нефтяного газа в нефтеносный пласт (сайклинг-процесс);
- Использование водогазового воздействия на пласт.

Выработка электроэнергии:

Выработка электроэнергии на электростанциях, работающих на ПНГ, позволяет обеспечивать электроэнергией не только само месторождение, но и соседние населенные пункты. При этом возможно использование как газотурбинных, так и газопоршневых электростанций.

Утилизация попутного нефтяного газа на газотурбинных электростанциях:

Газотурбинная электростанция (ГТЭС) — представляет комплекс агрегатов, состоящих в основном из трех частей:

Компрессор, предназначенный для сжатия воздуха и подачи его в камеру сгорания.

Камера сгорания, состоящая из топливных форсунок, для впрыска топлив. В результате на выходе из камеры сгорания имеется высокотемпературный поток газа под высоким давлением, который входит и расширяется через секцию турбины.

Турбина представляет собой сложный набор чередующихся стационарных и вращающихся лопастей с аэродинамическим профилем. Расширение газа в турбине приводит в движение лопасти. Вращающиеся лопасти выполняют двойную функцию: они приводят в действие компрессор, чтобы накачать больше сжатого воздуха в секцию сгорания, и вращают генератор для производства электроэнергии [7].

Современная ГТЭС имеет высокую технологичность, используя системы распределения и фильтрации попутного нефтяного газа для минимизации поломок, а также автоматику и электронику для эффективного контроля всех процессов на станции. Это экономически выгодная модель производства электроэнергии и тепла.

На рисунке 3 [8] изображена газотурбинная установка, которая содержит компрессор 1, камеры сгорания 2 и газовая турбина 3 в одном сборном корпусе. Роторы турбины 6 и компрессора 5 жестко соединены между собой и опираются на три подшипника. Четырнадцать камер сгорания располагаются вокруг компрессора каждая в своем корпусе. Воздух поступает в компрессор через входной патрубок и выходит из газовой турбины через выхлопной патрубок. Корпус газотурбинной установки поддерживается четырьмя опорами 4 и 8, размещенными на единой раме 7.

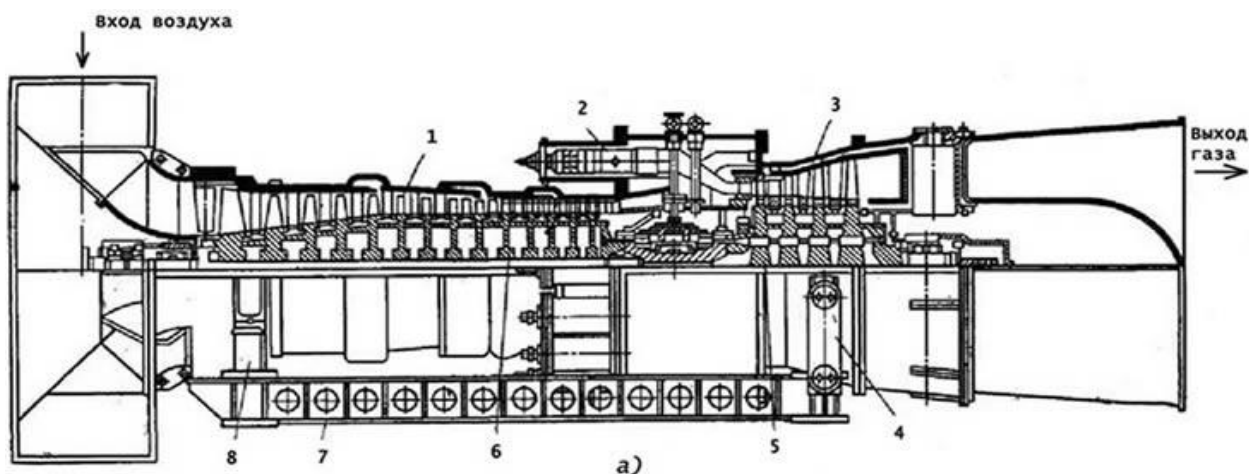


Рисунок 3 – Газотурбинная установка

1-компрессор; 2-камера сгорания; 3-газовая турбина; 4,8-опоры, 5-роторы турбины; 6-ротор компрессора; 7-рама.

Суть работы установки заключается в следующем: сжатый воздух смешивается с топливом, впрыскиваемым через форсунки. Топливо-воздушная смесь воспламеняется в условиях постоянного давления, а горячие продукты сгорания (газы) направляются через турбину, где быстро расширяются и сообщают вращение валу. Турбина также состоит из ступеней, каждая из которых имеет ряд неподвижных лопастей (или сопел)

для направления расширяющихся газов, за которыми следует ряд движущихся лопастей. Вращение вала заставляет компрессор всасывать и сжимать больше воздуха для поддержания непрерывного горения. Оставшаяся мощность на валу используется для привода генератора, вырабатывающего электроэнергию. Приблизительно от 55 до 65 процентов мощности, вырабатываемой турбиной, используется для привода компрессора [9].

На Приобском месторождении имеется успешный опыт создания и эксплуатации электростанций, которые работают на газе, полученном в процессе добычи нефти. Приобская газотурбинная электростанция имеет установленную электрическую мощность 315 МВт и тепловую мощность 37,2 МВт (32 Гкал/ч), работает в непрерывном базовом режиме, а количество часов использования установленной мощности составляет 7400 ч/год.

Напряжение, подаваемое потребителям, равно 110 кВ, а для собственных нужд ГТЭС используется напряжение 10,5 кВ и 0,4 кВ. Создание этой современной газотурбинной электростанции решает две проблемы: обеспечение электроэнергией производственных мощностей НК "Роснефть" и других потребителей [10].

Утилизация попутного нефтяного газа на газопоршневых электростанциях.

Работа газопоршневых электростанций на попутном нефтяном газе основана на принципе работы двигателя внутреннего сгорания, используемого в автомобилях. Газ проходит предварительную очистку и осушку, затем подается в двигатель. Газовая смесь, поступающая в камеру сгорания, вырабатывает механическую энергию, которая передается на генератор и преобразуется в электрическую энергию с помощью электромагнитной индукции. Чем сильнее газ сжимается, тем выше КПД двигателя и меньше расход топлива.

Специальные устройства регулируют выходящий ток, чтобы он соответствовал стандартам для использования в розетках и электроприборах.

Энергия, полученная от газопоршневой электростанции, либо поставляется в сеть нефтедобывающего предприятия, либо используется для продажи. Тепло, выделяющееся в процессе сжигания ПНГ, может быть использовано для нагрева воды, которая далее поступает в отопительные системы или системы водоснабжения

Газопоршневые электростанции могут быть объединены в энергетические блоки с системами контроля и распределения нагрузки. Важной составляющей ГПЭС является система управления и контроля, которая позволяет автоматически регулировать нагрузку и следить за состоянием оборудования, что минимизирует аварийные ситуации [11].

Преимущества и недостатки утилизации попутного нефтяного газа на газотурбинных и газопоршневых электростанциях

Одним из главных преимуществ утилизации ПНГ на газотурбинных и газопоршневых электростанциях является доступность ПНГ на месторождении, что делает его дешевым, следовательно, позволяет снизить затраты на энергообеспечение.

Использование попутного нефтяного газа, как топлива на электростанциях позволяет снизить выбросы вредных веществ в атмосферу, что положительно влияет на экологическую ситуацию в регионе.

Надежность газотурбинных и газопоршневых электростанций, работающих на ПНГ в тяжелых климатических условиях.

К недостатку утилизации ПНГ на газотурбинных и газопоршневых электростанциях относится:

- Необходимость предварительной очистки ПНГ от примесей, что может быть сложным и дорогостоящим процессом. Если не произвести очистку, то могут возникнуть проблемы с работой двигателей и турбин, такие как эффект детонации, который может привести к их поломке.

- Усложненная работа агрегатов, так как состав попутного нефтяного газа постоянно колеблется, что требует использования системы автоматической подстройки для поддержания оптимального режима работы.

– Дорогостоящее и затруднительное сервисное обслуживание, вызванное удаленностью электростанций. В случае поломки оборудования на электростанции необходимо проводить сложные ремонтные работы, которые могут быть затруднены удаленностью от городов и специализированных сервисных центров.

2.2.2 Закачка ПНГ в нефтяные пласты для увеличения нефтеотдачи

Для технологических нужд промысла ПНГ может быть утилизировано путем закачки его в нефтеносный пласт (Сайклинг-процесс).

Данный метод может быть применен на нефтегазоконденсатных месторождениях, так как основа технологии заключается в отделении конденсата и части сухого газа из ПНГ [12].

Процесс заключается в извлечении нефти из пласта вместе с растворенными и попутными газами. Затем из газа отделяется конденсат, и часть осушенного газа сжигается на электростанции для генерации электроэнергии и выхлопных газов. Выхлопные газы направляются в газоконденсатную шапку для повышения конденсатоотдачи. Затем нефть частично испаряется в газ и добывается газовыми скважинами совместно с газом газовой шапки и конденсатом [13].

В целом, сайклинг-процесс является очень эффективным и экономически выгодным способом использования ПНГ в районах добычи нефти. Однако, в России его применение отсутствует из-за недостатка опыта использования, сложностей в согласовании проектов и фактической утилизации ПНГ. Фактически, закачка ПНГ в «газовую шапку» лишь откладывает проблему утилизации ПНГ, поэтому применение данного метода на сегодняшний день невозможно.

Использование водогазового воздействия на пласт:

Метод водогазового воздействия – это способ повышения нефтеотдачи, при котором системы ППД используются для нагнетания смеси ПНГ и воды.

ВГВ является эффективным методом для увеличения добычи не только нефти, но и конденсата из пластов, что позволяет одновременно эффективно использовать ПНГ и получить экономический эффект от утилизации.

На рисунке 4 представлена актуальная систематизация методов водогазового воздействия [14].

Современная классификация технологий водогазового воздействия показана на рисунке 4:

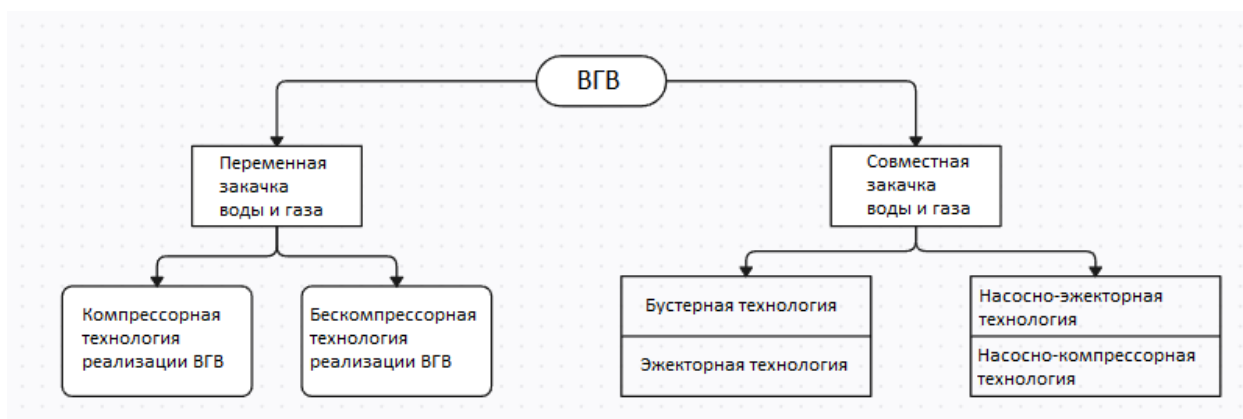


Рисунок 4 – Классификация технологий водогазового воздействия на пласт

Варианты ВГВ включают попеременную и совместную закачку воды и газа. Однако совместная закачка воды и газа имеет преимущества перед попеременной, так как при попеременной закачке могут возникнуть проблемы с эксплуатацией добывающих скважин из-за резких прорывов газа, в то время как совместная закачка обеспечивает более равномерную подачу газа на забой. ВГВ может быть разного типа в зависимости от давления закачки, состава газа и нефти: несмешивающийся, частично смешивающийся или смешивающийся [14].

В России уже были проведены практические испытания технологий водогазового воздействия на разных месторождениях, включая Ромашкинское, Самотлорское, Степановское и другие. Несмотря на множество проектов, связанных с применением ВГВ, эта технология не получила широкого распространения в условиях добычи из-за недостатков существующих технологий [14].

Недостатки известных технологий:

Для попеременной закачки воды и газа существуют две технологии: компрессорная и бескомпрессорная. В компрессорной технологии газ нагнетается в скважину с помощью компрессорной станции, которая состоит из нескольких компрессоров высокого давления, а затем вода нагнетается в скважину с помощью насосной станции. Хотя это наиболее распространенный метод, он имеет несколько недостатков, особенно в экономическом плане. Компрессорная технология требует наличия газопровода высокого давления и компрессорной станции, что делает ее дорогой в эксплуатации. Кроме того, компрессорная станция как сложная техническая система требует постоянного обслуживания, что может привести к прерыванию цикла закачки газа [14].

Существует также технология бескомпрессорной закачки газа из газовых пластов, но ее применение ограничено по нескольким причинам. Во-первых, не все месторождения обладают высоконапорными газовыми пластами. Во-вторых, давление на устье газовых скважин зачастую недостаточно для того, чтобы нагнетать газ в нагнетательные скважины, что требует использования дополнительных устройств для «дожима» газа [14].

Существуют технологии совместной закачки воды и газа, которые включают использование бустерных плунжерных насосов и струйных аппаратов. Однако, для работы плунжерных бустерных установок необходимо высокое давление газа на приеме. Это означает, что в отсутствие высоконапорных источников газа, необходимо использование компрессора.

Струйные аппараты могут использоваться в технологиях совместной закачки воды и газа для создания однородной водогазовой смеси, размещая их на поверхности или над забоем скважины. Тем не менее, применение этих технологий ограничено, так как струйные аппараты не могут создавать достаточно высокого давления нагнетания ВГС [14].

Однако имеется эффективная технология, которая объединяет преимущества как струйных аппаратов, так и центробежных насосов. Принципиальная схема данной технологии представлена на рисунке 5 [14].

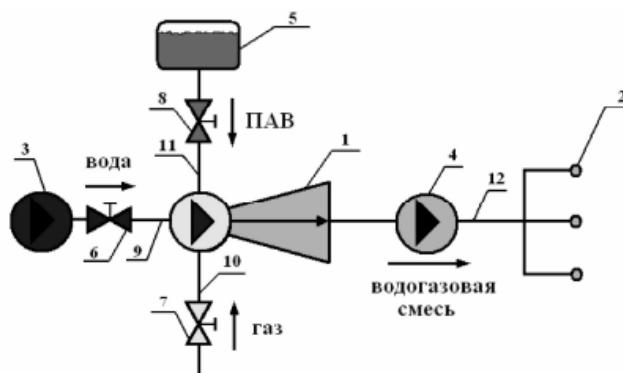


Рисунок 5 – Принципиальная схема реализации насосно-эжекторной технологии ВГВ:

1 - эжектор; 2 - нагнетательные скважины; 3 и 4 - насосы; 5 - емкость с ПАВ; 6, 7 и 8 - регулируемые задвижки; 9 - линия нагнетания воды; 10 - газовая линия; 11 - линия подачи ПАВ; 12 - линия закачки водогазовой смеси

Технология включает в себя использование насосно-эжекторной системы на поверхности для создания мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС), которая затем закачивается в пласт. Она позволяет увеличивать давление газа от низких значений (например, 0,4 МПа в трехфазном сепараторе) до значений достаточных для его закачки в пласт (до 15,0-20,0 МПа) без необходимости высокого давления газа на входе [14].

Использование поверхностно-активных веществ в системе не только уменьшает отрицательное влияние газа на работу центробежного насоса, но также повышает эффективность вытеснения нефти. Кроме того, ПАВ, находящиеся в составе рабочего агента, создают устойчивую мелкодисперсную водогазовую смесь, которая легко транспортируется в пласт без фазового разделения. Оболочка из ПАВ вокруг газового пузырька надежно разделяет газ и воду даже при очень высоких давлениях, что уменьшает вероятность образования газогидратов в стволе скважины и

пласте, что отличают от других технологий, где проблема гидратообразования остается нерешенной [14].

Данная технология имеет преимущества в том, что для ее применения используется оборудование, не требует дорогостоящих или ненадежных элементов. Например, простая конструкция эжекторных устройств позволяет изготавливать их с небольшими капитальными вложениями. Система также характеризуется высокой надежностью, поскольку в ней нет движущихся деталей. Данную технологию можно использовать на отдельных скважинах, кустах скважин и целых месторождениях [14].

Важно отметить, что данная технология не имеет ограничений на состав закачиваемого газа, что позволяет использовать сухой газ, газ обогащенный ШФЛУ, жирный газ и т.д. Это особенно важно для повышения эффективности извлечения нефти [14].

2.2.3 Переработка на газоперерабатывающих заводах или малых установках на промыслах

В современных условиях переработка ПНГ является важной задачей не только для улучшения экологической ситуации в нефтедобывающих регионах, но и для получения ценных нефтегазохимических продуктов. Переработка ПНГ осуществляется на газоперерабатывающих установках, которые отличаются мощностью и используемой технологией. При этом, чем более сложная технология используется, тем больший спектр ценных компонентов отделяется от ПНГ.

На рисунке 6 представлена принципиальная схема ГПЗ.

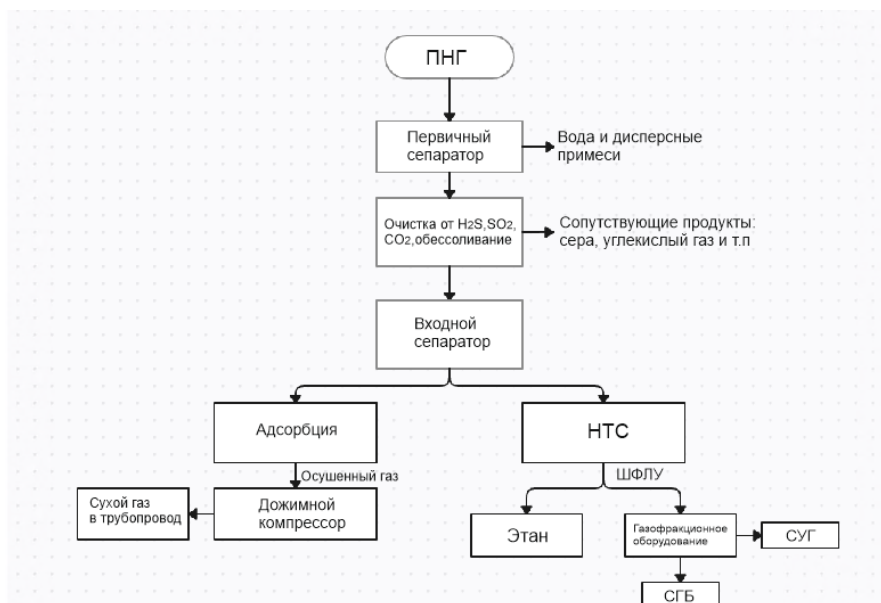


Рисунок 6 – Принципиальная схема ГПЗ

Попутный нефтяной, поступив на газоперерабатывающий завод, проходит первичную обработку. Эта обработка включает такие технологические процессы, как сепарация, очистка, компримирования осушки, отбензинивание, фракционирование, а также производство серы и гелия [15].

Сепарация:

На первоначальной стадии газ, поступивший на переработку, проходит через процесс сепарации, где отделяется от выпавшей влаги, углеводородного конденсата и механических примесей. В результате этого процесса вода вместе с механическими примесями, такими как песок и продукты коррозии из сепарационной установки, удаляется. Конденсат, выпавший из газа, может направляться на установку очистки, отбензинивания или фракционирования, в зависимости от технологических процессов на заводе. Если состав отсепарированного газа не содержит кислых компонентов, он подвергается компримированию. Однако, если газ в своем составе содержит диоксид углерода, то после сепарации он проходит процесс очистки от кислых компонентов под небольшим избыточным давлением, после чего подвергается компримированию [15].

Компримирование газа:

Газ, который был очищен или не содержит сероводорода, направляется на компрессорные станции газоперерабатывающего завода, где проходит процесс компрессии в несколько ступеней до требуемого давления для транспортировки по газопроводу и последующей обработки методом отбензинивания. Каждая ступень компрессии сопровождается охлаждением газа в воздушных или водных охладителях. Отделенный углеводородный конденсат, полученный в результате сепарации газа, направляется на фракционирование. Компримирование газа является процессом увеличения давления газа путем сжатия его в компрессоре, что позволяет транспортировать газ на большие расстояния без потерь в объеме и энергии. Компрессоры могут иметь различную конструкцию и типы, такие как поршневые, винтовые или радиальные силы. Компрессия газа может проходить в несколько ступеней, и каждая ступень сопровождается охлаждением газа для снижения температуры и уменьшения объема [15].

Осушка газа:

Существуют несколько методов осушки газа, таких как охлаждение, абсорбционная и адсорбционная осушка, а также их сочетания. Наиболее распространенным методом подготовки нефтяного газа к транспортировке по магистральным трубопроводам является абсорбционная осушка. Ее основной принцип заключается в том, что пары воды из газовой смеси поглощаются жидкими абсорбентами. Диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ) — это наиболее распространенные абсорбенты благодаря своей способности регенерироваться с небольшими потерями, а также высокой гигроскопичности. Кроме того, в качестве абсорбентов могут использоваться этиленгликоль [15].

Отбензинивание газа.

Отбензинивание газа — это процесс очистки природного газа от легких углеводородов, таких как бутан, пропан, этилен, бензин и другие.

Существует несколько способов отбензинивания газа:

- компрессионный;

- низкотемпературные конденсация и ректификация;
- абсорбционный;
- адсорбционный

Низкотемпературные методы отбензинивания могут быть основаны на конденсации при низких температурах, ректификации или их комбинации. Процесс низкотемпературной конденсации является одним из методов отбензинивания газа. Для его проведения используются специальные хладагенты, такие как пропан или аммиак, которыми охлаждают сжатый газ до минусовых температур. Это приводит к конденсации значительной части газа [15].

Метод низкотемпературной конденсации применяется, когда содержание С₃Н₈+высших в сырьевом газе превышает 300 г/м³, и из газа извлекается гелий. Этот способ позволяет избавиться от бензиновых фракций, что повышает качество газа и делает его пригодным для дальнейшей переработки [15].

Абсорбционный и адсорбционный методы отбензинивания основаны на использовании абсорбентов и адсорбентов для выборочного поглощения легких углеводородов из газовой смеси.

В случае абсорбционного метода наиболее распространенными абсорбентами являются диэтиленгликоль и триэтиленгликоль

Адсорбционный метод отбензинивания основан на использовании адсорбентов, таких как активированный уголь, силикагель, алюмогель для поглощения легких углеводородов из газовой смеси. Этот метод также может быть эффективным, но требует более высоких затрат на оборудование и регенерацию адсорбентов [15].

Газофракционирование ШФЛУ

Газофракционирование ШФЛУ — это процесс разделения газовой смеси на узкие углеводородные фракции с целью дальнейшего использования в различных областях промышленности. ШФЛУ не является

товарным продуктом в газоперерабатывающей промышленности, поэтому перед дальнейшим использованием его подвергают фракционированию.

Газофракционирование ШФЛУ проводится на газофракционирующих установках (ГФУ), основными аппаратами которых являются ректификационные колонны. Ректификационные колонны используются для разделения жидких смесей на практически чистые компоненты или узкие фракции [15].

3. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА СУЗУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Описание технологического процесса и технологической схемы подготовки нефти и учета ПНГ на Сузунском месторождении

3.2 Утилизация ПНГ на Сузунском месторождении

Страницы 39-43 отсутствуют, так как содержат коммерческую тайну

3.3 Выработка электроэнергии на Сузунском месторождении

В настоящее время электростанции, использующие различные типы двигателей, такие как газопоршневые, газотурбинные, микротурбинные и парогазовые, становятся все более популярными в связи с внедрением нефтяными компаниями программ по энергосбережению и использованию растворенного газа до 95% его полного объема.

Для Сузунского месторождения, которое находится в отдаленном месте и требует значительных капитальных вложений для глубокой переработки или осушки газа, эффективным и экономически выгодным вариантом утилизации газа является его использование в качестве топлива для газопоршневых установок, которые генерируют электроэнергию для нужд компании.

Газопоршневая электростанция представляет собой автономный и эффективный генерирующий объект, осуществляющий производство электрической и тепловой энергии.

Установка работает по принципу двигателя внутреннего сгорания и генератора переменного тока. После возгорания топлива происходит выделение энергии, которая преобразуется в механическую работу вала для выработки электроэнергии.

На сегодняшний день в России распространены следующие марки газопоршневых установок: FG Wilson; Cummins; Waukesha; Jenbacher; Caterpillar; Wartsila [16].

Один из основных факторов, определяющий стабильную работу ГПЭС, использующие в качестве топлива ПНГ является метановый индекс и теплотворная способность. Как правило, при содержании метана ниже 70 % необходимо снижать мощность установки до уровня, не превышающего 50 % от номинального. Данное действие необходимо проделывать с целью предотвращения детонации и перегрева двигателя [17].

Минимальное допустимое значение метанового числа, при котором обеспечивается оптимальная работа ГПЭС должно быть на уровне 55-60.

На рисунке 7 изображена модель установки подготовки нефти на Сузунском месторождении. В таблице 4 представлен состав нефтяного газа после предварительного отбора, а также на различных ступенях сепарации.

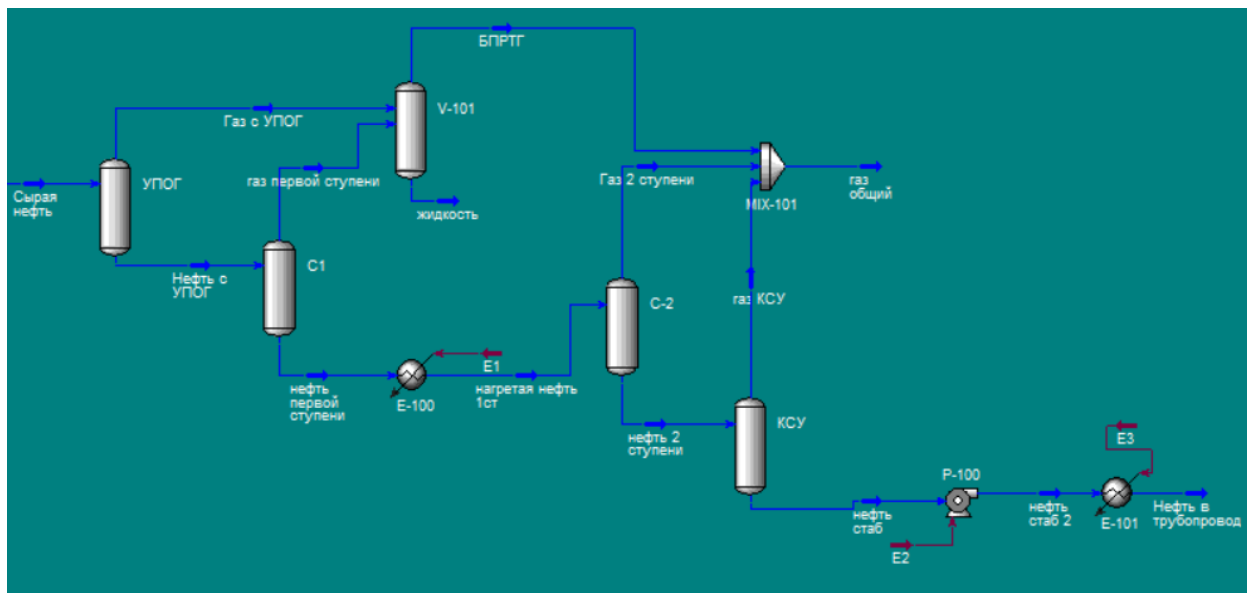


Рисунок 7 – Модель установки подготовки нефти Сузунского месторождения для определения компонентного состава газа после каждой ступени сепарации

Таблица 4 – Компонентный состав нефтяного газа после установки предварительного отбора газа, а также на первой и второй ступени сепарации

Состав, параметры	Молярная концентрация, %				
	Газ на ступенях сепарации			Газ на БПРТГ	Нефть после сепарации
	УПОГ	1 ступень	2 ступень		
CO ₂	0,23	0,25	0,22	0,36	0,00
N ₂	1,4	1,2	0,85	0,99	0,00
CH ₄	80,95	79,84	73,82	81,09	0,13
C ₂ H ₆	4,11	3,98	5,24	4,5	0,14
C ₃ H ₈	5,68	5,42	8,14	6,4	1,44
i-C ₄ H ₁₀	2,07	2,02	2,92	1,93	1,63
n-C ₄ H ₁₀	2,92	2,85	4,54	2,95	3,66
i-C ₅ H ₁₂	0,83	0,33	1,33	0,85	2,82
n-C ₅ H ₁₂	0,76	0,4	1,24	0,81	3,43
C ₆ H ₄ +высшие	1,05	0,47	1,7	0,12	86
ДНП, Кпа	-	-	-		52,41
Низшая теплота сгорания, МДЖ/м ³	-	-	-	44,74	-

На основании данных, представленных в таблице 1, были проведены расчеты метанового числа и низшей теплоты сгорания для газа, отделяемого на разных ступенях сепарации УПН ЦППН Сузунского месторождения и направляемого на питание ГПЭС.

Расчеты выполнены в программе «Honeywell UniSim Design». Для практических целей, вычисление значения метанового числа может быть выполнено с использованием корреляционных зависимостей, которые были разработаны Американским исследовательским институтом газа (American Gas Research Institute) [17].

Формула для расчета:

$$MON = 137,78 \cdot MCN_4 + 29,948 \cdot MC_2H_6 - 18,193 \cdot MC_3H_8 - 167,062 \cdot MC_4 + + 181,233 \cdot MCO_2 + 26,994 \cdot MN, \quad (1)$$

где:

MON - октановое число газа;

MI – метановый индекс; *M*

CH₄ - мольный объем метана;

MC₂H₆ - мольный объем этана;

MC₃H₈ - мольный объем пропана;

MC₄₊ - суммарный мольный объем «тяжелых» фракций от C4 и выше;

MCO₂ - мольный объем углекислого газа;

MN - мольный объем азота.

Результаты расчета представлены в таблицах 1–2, а также на рисунках 1–2.

Таблица 5 – Метановый индекс, мольная концентрация метана для газа, направляемого на питание газопоршневой электростанции при различных давлениях и температурах на первой ступени сепарации

P	0,55 МПа				0,6 МПа				0,65 МПа			
	25	30	35	40	25	30	35	40	25	30	35	40
Т, °С												
Метановый индекс	65	64,8	64,4	64	66,5	65,5	65	64,8	67,5	66,5	66	65,5

Продолжение таблицы 5

Мольное содерж. метана, д.ед	0,81	0,8	0,8	0,8	0,81	0,81	0,8	0,8	0,81	0,81	0,8	0,8
ДНП товарной нефти, КПа	64,4	59,7	55,4	51,3	68,3	63,4	58,8	54,6	67,	62,5	57,9	53,
Р	0,7 МПа				0,75 МПа							
Т, °С	25	30	35	40	25	30	35	40				
Метановый индекс	68,8	67,2	66	65,5	69,2	68,7	66,3	64,2				
Мольное содерж. метана, д.ед	0,81	0,81	0,79	0,78	0,82	0,81	0,81	0,79				
ДНП товарной нефти, КПа	66,2	61,3	56,7	52,5	66,6	61,6	57,0	52,7				

Таблица 6 – Метановый индекс, мольная концентрация метана для газа, направляемого на питание газопоршневой электростанции при различных давлениях и температурах на второй ступени сепарации

Р	0,55 МПа				0,6 МПа				0,65 МПа			
Т, °С	25	30	35	40	25	30	35	40	25	30	35	40
Метанов ый индекс	42	40	39,8	38,7	44	43	42,3 8	41,2	46,6	45,5	44,4	43,4
Мольное содерж. метана, д.ед	0,71	0,7	0,7	0,7	0,72	0,72	0,71	0,71	0,73	0,73	0,72	0,71
ДНП товарной нефти, КПа	65,4 6	60,7 4	56,3 6	52,3 2	66,2 6	61,4 4	56,9 8	52,8 5	66,9 1	62,0 2	57,4 8	53,2 8
Р	0,7 МПа				0,75 МПа							
Т, °С	25	30	35	40	25	30	35	40				
Метанов ый индекс	48,4	47,3	46,2	45,2	50	48,9	47,8	46,7				
Мольное содерж. метана, д.ед	0,74	0,73	0,73	0,72	0,74	0,74	0,74	0,73				
ДНП, КПа	65,7	60,8	56,3	52,1	66,1	61,2	56,6	52,4				

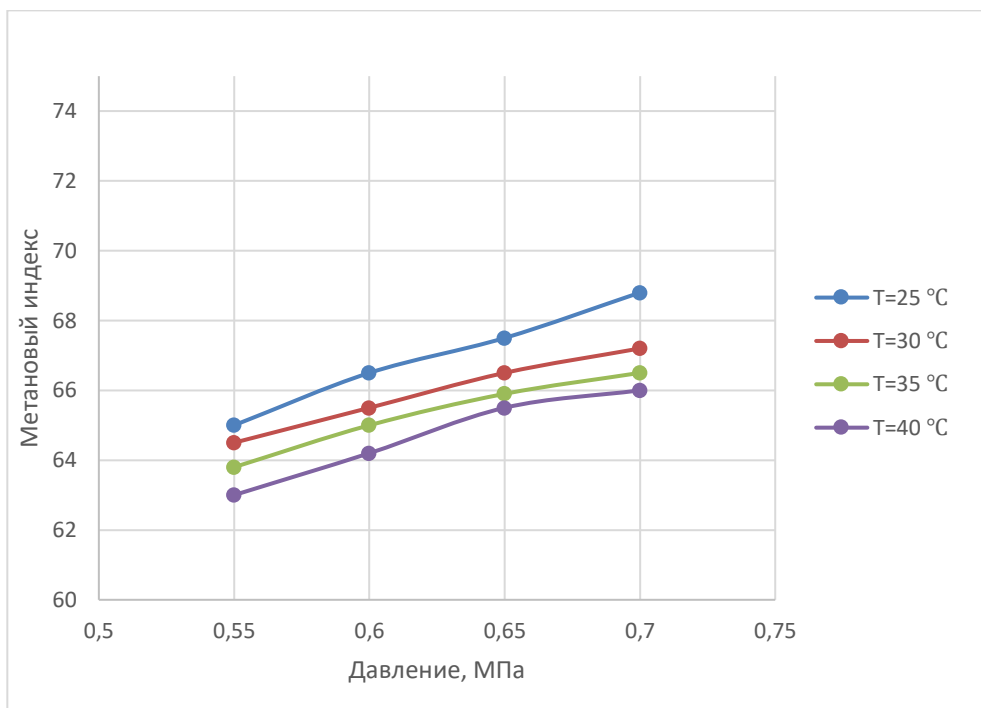


Рисунок 8 – зависимость метанового индекса газа первой ступени сепарации от давления для температуры на первой ступени сепарации

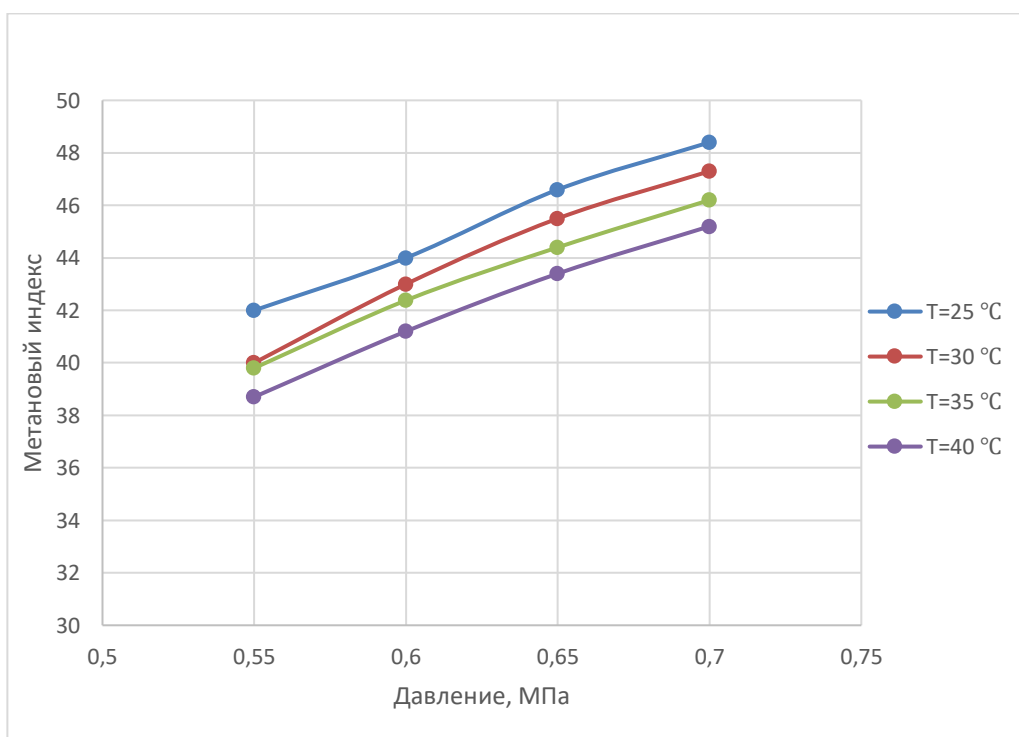


Рисунок 9 – зависимость метанового индекса второй ступени сепарации от давления для температуры на первой ступени сепарации

Исходя из условия, что минимальное допустимое значение метанового числа, при котором обеспечивается оптимальная работа ГПЭС, должно быть

на уровне 55–60. С учетом полученных результатов можно сделать вывод, что данная величина достигается на первой ступени сепарации.

3.4 Анализ критериев применимости водогазового воздействия на пласт

Водогазовое воздействие – это процесс воздействия на пласт с помощью комбинирования двух традиционных технологий: заводнения и нагнетания газа в пласт.

Суть метода заключается в закачивании определенных объемов газа и воды попеременно или одновременно. Нагнетание газа позволяет увеличить микроскопическое вытеснение нефти, в то время как нагнетание воды улучшает вытеснение нефти на макроскопическом уровне.

Однако, нагнетание газа в пласт для повышения нефтеотдачи далеко не на всех месторождениях является достаточно эффективным. Выбор технологических решений определяется такими факторами:

- Физико-химический состав нефти и газа
- Свойства пласта

По результатам анализа лабораторных и промысловых исследований А.И. Ващуриным и М.С. Свищевым были выдвинуты критерии, представленные в таблице 7 [18].

Таблица 7 – Критерии выбора объектов для водогазового воздействия

Наименование критерия	Рекомендуемый диапазон значений	Диапазон значений нефтяного объекта Нх – I	Диапазон значений нефтяного объекта Нх – IV
Глубина залегания пласта	Не менее 1800-2000 м.	2553-2630 м.	2735-2755 м.
Физико-химические свойства и состав пластовой нефти			
Вязкость	менее 10 мПа •с	8,88 мПа •с	14,44 мПа •с
содержанием асфальто-смолистых веществ	до 10-15%	не более 9 %	не более 9 %
Пластовые условия			
Пластовое давление	более 15-18 МПа	25-26 МПа	26,7-27 МПа
Нефтенасыщенная толщина	2-20 м	2-11,2 м	2,5-4,3 м

Продолжение таблицы 7

минералогический состав пород	Терригенный/карбонатный	Терригенный	Терригенный
-------------------------------	-------------------------	-------------	-------------

Из таблицы 7 видно, что глубина залегания пласта для ВГВ должна превышать 1800–2000 метров. Глубина залегания пластов Нх – I и Нх – IV составляет 2553–2630 м, 2735–2755 м соответственно. При использовании CO₂ и ШФЛУ, и обогащенного углеводородного газа минимальная допустимая глубина залегания нефтяного пласта уменьшается, а при использовании метана или азота – увеличивается.

При ВГВ пластовая нефть, предпочтительно, должна быть легкой, характеризующейся в пластовых условиях малой вязкостью, небольшим молекулярным весом, содержанием асфальто-смолистых веществ до 10%.

Пределы изменения проницаемости нефтесодержащих пород, наиболее благоприятные для водогазового воздействия, зависят от конкретной технологии ВГВ. При последовательной закачке агентов процесс наиболее эффективен для низкопроницаемых пластов – 0,005-0,1 мкм². Попеременную или совместную закачку вытесняющих агентов рекомендуется применять при проницаемости коллектора 0,1-0,8 мкм².

Пределы эффективной нефтенасыщенной толщины пластов, наиболее благоприятные для ведения процессов ВГВ составляют: не более 10 м для последовательной закачки и 15-20 м для попеременной и совместной закачки вытесняющих агентов.

Пластовое давление должно быть не ниже 15-18 МПа при нагнетании «жирного» газа и 24-28 МПа при нагнетании метана.

Выбор технологических решений для реализации ВГВ на Сузунском месторождении также определяется следующими факторами:

- Развитая инфраструктура месторождения
- Наличие технических и технологических возможностей
- Экономическая рентабельность проекта

В соответствии с этими факторами идет тенденция к использованию альтернативных технологий: с применением бустерных плунжерных насосов-компрессоров, струйных насосов, насосно-инжекторных технологий.

Ниже представлены основные технологии используемые при реализации ВГВ.

- Компрессорная технология водогазового воздействия
- Бескомпрессорная технология водогазового воздействия
- Комбинирование газовой компрессной линии и водной насосной станции
- Использование бустерных плунжерных насосов-компрессоров и струйных аппаратов
- Эжекторная технология водогазового воздействия
- Насосно-эжекторная технология

В разделе 2.2.2 были рассмотрены основные преимущества и недостатки оборудования, используемого при реализации ВГВ. На сегодняшний день решением многих ранее перечисленных проблем является насосно-эжекторная технология.

Во-первых, в устройстве струйного аппарата отсутствуют какие-либо движущиеся детали, что обеспечивает некую надежность системы. Также на Сузунском месторождении большая часть фонда эксплуатируется центробежными насосами, следовательно, обслуживающий персонал обладает соответствующими навыками в обращении с данным оборудованием.

Данная технология позволяет получать мелкодисперсную водогазовую смесь на поверхности с последующей закачкой в пласт, рисунок 10 [14].

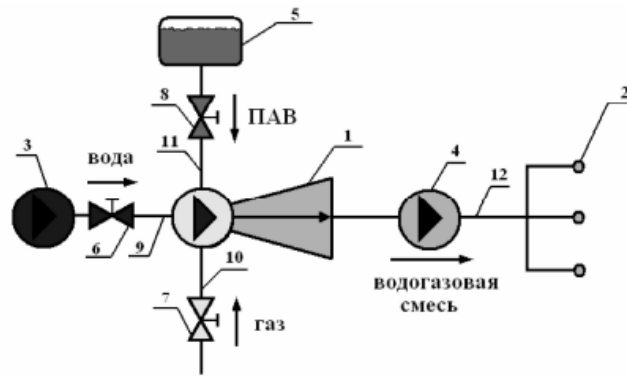


Рисунок 10 – Принципиальная схема реализации насосно-эжекторной технологии ВГВ:

1 - эжектор; 2 - нагнетательные скважины; 3 и 4 - насосы; 5 - емкость с ПАВ; 6, 7 и 8 - регулируемые задвижки; 9 - линия нагнетания воды; 10 - газовая линия; 11 - линия подачи ПАВ; 12 - линия закачки водогазовой смеси.

В случае выбранного месторождения можно использовать газ после второй ступени сепарации с давлением 0,35–0,57 МПа согласно технологической схеме, после чего дожимать газ до давления, необходимого для закачки в пласт (до 20–25 МПа).

Данная технология позволит отказаться от компрессоров высокого давления, что с экономической точки зрения, делает технологию целесообразной. Помимо этого, установка подразумевает использование ПАВ, что позволит снизить вредное влияние на работу дожимного центробежного насоса, тем самым увеличив межремонтный период, а также стабилизировать мелкодисперсную водогазовую смесь.

Главным критерием данной технологии является отсутствие ограничений по составу газа, следовательно, помимо использования газа второй ступени сепарации, появляется возможность использовать газ после конечной ступени сепарации, а также жирный газ вплоть до ШФЛУ.

Для обоснования использования водогазового воздействия на пласты Нх-I и Нх-IV с помощью насосно-эжекторной технологии и проведения технологических расчетов требуются дополнительные лабораторные исследования. Эти исследования включают следующие аспекты:

- Определение минимального давления смешиваемости между нефтью и сухим газом, а также между и обогащенным газом. Это позволит определить давление, при котором нефть и газ становятся полностью смешиваемыми.

- Определение оптимального объемного содержания газа в водогазовой смеси. Это поможет определить оптимальную концентрацию газа в смеси, чтобы достичь наилучших результатов воздействия на пласт.

- Исследование процесса вытеснения нефти водой, сухим и обогащенным газом, а также водогазовыми смесями в режимах смешивающегося и несмешивающегося вытеснения на керне пластов Нх-I и Нх-IV. Это позволит изучить эффективность различных методов вытеснения и определить наиболее эффективные режимы для конкретных пластов.

Выполнение этих лабораторных исследований позволит обосновать применение водогазового воздействия на пласты Нх-I и Нх-IV с использованием насосно-эжекторной технологии и провести технологические расчеты на более надежной основе.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б94	Бубенчикову Даниил Владиславовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 9,05 млн. руб</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общая система налогообложения Налог на прибыль – 20 % НДС – 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения техники или технологии выполнения работ. Проведение SWOT- анализа</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчёт мероприятий по водогазовому воздействию на пласт в скважину для повышения уровня утилизации ПНГ, интенсификации нефти</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологи</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Карта сегментирования рынка услуг;</i>
2. <i>Матрица SWOT;</i>
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии;</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Кандидат технических наук доцент (ОСГН)	Креницына Зоя Васильевна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Бубенчиков Даниил Владиславович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Главная цель проведения расчетов заключается в оценке экономической целесообразности применения водогазового метода утилизации попутного нефтяного газа, который позволяет достичь максимального экономического эффекта путем использования попутного нефтяного газа на месте его добычи, без необходимости его транспортировки на газотурбинные электростанции или газоперерабатывающие заводы.

Проект демонстрирует экономическую эффективность путем оценки дополнительной прибыли, получаемой от утилизации попутного нефтяного газа без нарушения установленных норм сжигания на факельных установках и избежания штрафных санкций. При этом учитываются все релевантные затраты, включая расходы на материалы, затраты на использование специализированной техники, эксплуатационные издержки, затраты на необходимое оборудование для реализации водогазового метода, а также налоговые обязательства.

Таким образом, основной целью данного раздела является проведение экономического обоснования предлагаемых мероприятий. Используя экономические показатели, такие как показатель экономического эффекта, прибыль от применения данного метода и период окупаемости, мы можем судить о экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей полноценно отражают экономическую эффективность предлагаемых мероприятий, а также позволяют определить разницу между стоимостной оценкой результатов и стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия после вычета эксплуатационных затрат и период окупаемости проекта, связанного с применением водогазового метода для утилизации попутного нефтяного газа.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Сегментирование производим на примере двух организаций:

- Бизнес-единица «ГМС Компрессоры» (Группа ГМС), группа ГМС является одним из крупнейших в России и СНГ производителей насосного, компрессорного оборудования для нефтегазового комплекса, энергетики, жилищно-коммунального и водного хозяйства, одним из ведущих производителей блочно-комплектного нефтепромыслового оборудования. Бизнес-единица «ГМС Компрессоры» разрабатывает, производит и поставляет компрессорное оборудование, используемое в технологических процессах различных отраслей: компрессорные установки для широкого спектра технологических газов; газоперекачивающие агрегаты; полнокомплектные компрессорные станции; холодильные машины и агрегаты [19].

- Группа компаний «Новомет» занимается предоставлением нефтесервисных услуг для компаний нефтегазового сектора. Один из крупнейших разработчиков и производителей полнокомплектных УЭЦН в России, в том числе погружных насосов, электродвигателей, станций управления, систем телеметрии, оборудования для работы в сложных условиях [20].

Таким образом составим карту сегментации рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта, изображенную на рисунке 11.

		Вид услуги по увеличению утилизации ПНГ		
		ГПА	БНС	КС
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			
	Группа ГМС			
	Группа НОВОМЕТ			

Рисунок 11 – Карта сегментации рынка услуг по увеличению утилизации ПНГ водогазовым методом

Анализируя карту сегментации, можно сделать вывод, что Группа НОВОМЕТ имеет значительную долю влияния на рынке оборудования, необходимого для водогазового метода утилизации ПНГ. Для дальнейшего развития компании и увеличения присутствия на рынке нефтегазового оборудования, Группе ГМС следует уделить особое внимание производству КС, которые могут принести большую экономическую прибыль и способствовать росту компании.

4.2 Бюджет технологии утилизации попутного нефтяного газа газлифтным методом с помощью водогазового воздействия

4.2.1 Экономическая эффективность

Методика расчёта экономической эффективности от проведения водогазового воздействия, заключается в следующем:

Основными показателями по принятию проекта водогазового воздействия к реализации являются такие показатели, как годовой экономический эффект, затраты на проведение мероприятий, себестоимость добычи одной тонны нефти до проведения мероприятия, прирост балансовой прибыли, увеличение фондоотдачи [21]. Для расчета воспользуемся следующими формулами:

1. Годовой экономический эффект рассчитывают по формуле:

$$Э_T = P_T - З_T, \quad (2)$$

где P_T – стоимостная оценка дополнительной добычи нефти, тыс.р.

Z_T – стоимость оценки затрат на дополнительную добычу нефти и расходы на проведение мероприятий, тыс.р.

2. Расчёт капитальных затрат производится по формуле:

$$P_T = Q_{\text{доп}} \cdot Ц, \quad (3)$$

где $Q_{\text{доп}}$ – дополнительная добыча нефти, тыс.т; $Ц$ – цена реализаций одной тонны нефти, р.

Затраты на проведение мероприятий определяются по формуле:

$$Z_T = Z_{\text{общ}} + Z_{\text{э}}, \quad (4)$$

где $Z_{\text{общ}}$ – затраты на проведение водогазового воздействия, тыс. р;

$Z_{\text{э}}$ – затраты на добычу дополнительной нефти, тыс. р;

Затраты на проведение водогазового воздействия рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{зп}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{транс}}, \quad (5)$$

где $Z_{\text{зп}}$ – затраты на выплату зарплаты рабочим, $Z_{\text{мат}}$ – затраты на материалы, $Z_{\text{транс}}$ – затраты на использование спецтехники.

Расчёт затрат на выплату зарплаты рабочим производится по следующей формуле:

$$Z_{\text{зп}} = \sum C_{\text{гi}} \cdot t \cdot k_{\text{пр}} \cdot k_{\text{рк}} \cdot k_{\text{соц.от}}, \quad (6)$$

где $C_{\text{гi}}$ – часовая тарифная ставка i-го рабочего n-го разряда t – норма времени, час; $k_{\text{пр}}$ – размер премии, дол. ед; $k_{\text{рк}}$ – районный коэффициент, дол. ед; $k_{\text{соц.от}}$ – социальные отчисления, дол. ед.

$$Z_{\text{мат}} = (\sum V_k \cdot C_k), \quad (7)$$

где V_k – объём k-го материала, м³; C_k – стоимость 1 м³ k-го материала, руб./м³;

$$Z_{\text{спец.тех}} = \sum (T_{\text{исп.т}} \cdot C_{\text{с.т.т}}), \quad (8)$$

где $T_{\text{исп.т}}$ – время использования т-ого транспорта, час;

$C_{\text{с.т.т}}$ – стоимость одного часа работы т-ого транспорта, руб/час.

$$Z_{\text{э}} = Q_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{уп}}, \quad (9)$$

где $Z_{\text{уп}}$ – эксплуатационные условно-переменные затраты на одну тонну

добычи нефти, руб/т.

3. Себестоимость добычи одной тонны нефти до проведения мероприятия определяется по формуле:

$$C_1 = \frac{C_2 \cdot (Q_1 + \Delta Q_{\text{доп}}) - Z_{\text{т}}}{Q_1}, \quad (10)$$

где C_1 – себестоимость добычи одной тонны нефти до проведения мероприятия, руб./т;

Q_1 – добыча нефти до проведения мероприятия, т.

определяется по формуле:

$$\Delta C = C_1 - C_2, \quad (11)$$

4. Прирост балансовой прибыли определяется по формуле:

$$\Delta \Pi = (Ц - C_2) \cdot (Q_1 + Q_{\text{доп}}) - (Ц - C_1) \cdot Q_1 \quad (12)$$

Чистая прибыль, полученная в результате проведения мероприятия, определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = \Delta \Pi \cdot (1 - Н), \quad (13)$$

где $Н$ – ставка налога на прибыль, доли ед. Повышение производительности труда:

$$\Delta \Pi_{\text{тр}} = \left(\frac{\Pi_{\text{тр}1}}{\Pi_{\text{тр}2}} \right) * 100 - 100, \quad (14)$$

где $\Pi_{\text{тр}1}$ и $\Pi_{\text{тр}2}$ – соответственно производительность труда после и до мероприятия, т/чел;

$$\Delta \Pi_{\text{тр}i} = \left(\frac{Q_i}{q} \right), \quad (15)$$

5. Увеличение фондоотдачи определяется как:

$$\Delta \Phi_0 = \Phi_{02} - \Phi_0, \quad (16)$$

где Φ_{01} и Φ_{02} – фондоотдача соответственно после и до мероприятия, т/тыс. р.

$$\Phi = \frac{Q_i}{C_{\text{o.ф}}}, \quad (17)$$

Где $C_{\text{o.ф}}$ – среднегодовая стоимость основных фондов, тыс. р.

4.2.2 Исходные данные для расчета чистой прибыли утилизации попутного нефтяного

Таблица 8 – Исходные данные для расчета показателей проведения мероприятия по водогазовому воздействию на пласт

Показатель	Значения
Годовая добыча нефти, т	2103910
Дополнительная добыча за счёт проведения обработки, тонн	6955,8
Себестоимость добычи нефти после ремонта, руб./т.	1479,68
Планово-расчетная цена товарной нефти для расчета экономической эффективности по НГДУ «Воргенское» на 2018 год, руб	12364
Ставка налога на прибыль, %	20
Эксплуатационные условно переменные затраты на одну тоннудобычи нефти от полной себестоимости, %	34
Стоимость основных фондов, тыс. р.	6270772

Таблица 9 – Исходные данные для расчета затрат на заработную плату

Рабочая бригада	Разряд	Тарифная ставка, руб./час	Норма времени, ч	Премия, %	Районный коэф., %	Отчисления на соц. нужды, %
Мастер		197,03	1920	33	15	34
Машинист насосных станций	5	122,64				
Машинист насосных станций	4	106,00				

Таблица 10 – Исходные данные для расчета затрат на используемый транспорт

Вид спецтехники	Время работы, час	Стоимость одного часа работы, руб/час
Автобус КАВЗ-3271	640	238,94
ГАЗ-51	976	224,39

Таблица 11 – Исходные данные для расчета затрат на материалы

Материал	Количество	Стоимость, руб.
Попутный нефтяной газ, м ³	127400	1,814
Нейтрализатор сероводорода Дарсан-Н, т	0,66	34054,50
Ингибитор коррозии Викор-А, т	1,33	33330,31
Смазочный материал, кг	0,25	120,00
Краска, кг	0,50	26,00
Электроэнергия, кВт	152034,16	1,91

4.3 Расчет и математическое обоснование эффективности проведения водогазового воздействия

Используя формулы раздела 4.2.1 и исходные данные раздела 4.2.2, был произведён расчёт расходов на мероприятие по утилизации попутного нефтяного газа газлифтным методом с помощью проведения водогазового воздействия на пласт. Расчёты были произведены в программе MS Excel, результаты отображены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчёта экономической эффективности

Показатель	Значение
Дополнительная добыча нефти, т	6955,8
Затраты на проведение мероприятия, тыс. р	6134,718
Экономический эффект, тыс. р	60237,525
Снижение себестоимости добычи 1т нефти, руб/т	1,98
Прирост балансовой прибыли, тыс. р	60231,854
Чистая прибыль от мероприятия, тыс.р.	48185,483
Повышение производительности труда, %	0,33
Повышение фондоотдачи, тыс. т/тыс. р	1,11

Таким образом, за счет применения водогазового воздействия получено 6955,8 т дополнительной нефти или 0,33% от годовой добычи всего НГДУ «Лугинецкнефть», за счет реализации выручена чистая прибыль в размере 48185,483 тыс. р., себестоимость добычи одной тонны нефти снижена на 1 рубль 98 копеек. С начала воздействия дополнительно добыто порядка 413 тыс. т нефти [22].

В результате вышеперечисленных математических расчетов можно отметить, что применение данного метода в НГДУ «Лугинецкнефть», приносит существенный экономический эффект, и, несмотря на капиталлоёмкость данного мероприятия, рекомендуется к дальнейшему внедрению на предприятиях нефтедобывающей отрасли [23].

4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (18)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1}$ – интегральный финансовый показатель технологии; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения технологии.

Сравниваются две подрядные организации, обеспечивающие проведение технологии водогазового воздействия на пласт с одинаковым исполнением, отличаются лишь суммы затрат, где 8300000 рублей – затраты на проведение водогазового воздействия на пласт, 8710000 – затраты на проведение водогазового воздействия на пласт другой подрядной организации со схожим исполнением, 9050000 – максимальное найденное значение затрат на проведение водогазового воздействия.

$$I_{\text{исп.}1} = \frac{8.3}{9.05} = 0.92, \quad I_{\text{исп.}1} = \frac{8.71}{9.05} = 0.96$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (19)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го вариант исполнения технологии;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения технологии; b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	2
3. Энергосбережение	0,15	2	3
4. Надежность	0,2	3	3
5. Материалоемкость	0,2	3	2
ИТОГО	1		

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,2 = 3,6.$$

$$I_{p-исп2} = 4 \cdot 0,3 + 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,2 = 2,95;$$

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{исп.1} \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр1}}, I_{исп.2} \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр2}}, \quad (20)$$

$$I_{исп.1} = 3,6 / 0,92 = 3,92.$$

$$I_{исп.2} = 2,95 / 0,96 = 3,07;$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} \quad (21)$$

$$\mathcal{E}_{ср} = 3,92 / 3,07 = 1,28.$$

Составим таблицу 14 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 14 – Сравнительная эффективность технологии

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	0,92	0,96
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	3,6	2,95
3	Интегральный показатель эффективности	3,92	3,07

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант проведения водогазового воздействия на пласт с целью повышения интенсификации нефти и утилизации ПНГ, оказался наиболее эффективным по 2 двум из 3 рассмотренных показателей.

4.5 SWOT – анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта проведен SWOT- анализ. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешне среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
1. Применение технологий утилизации ПНГ газлифтным методом позволяет повысить интенсификацию нефти; 2. Технология газлифта позволяют достичь сокращения сжигания ПНГ на факельных установках, избежать убытков от штрафных санкций за превышения допустимых уровней сжигания ПНГ; 3. Использование технологии для нужд промысла, в удалённых районах добычи без наличия инфраструктуры для транспортировки ПНГ.	1. Большие капитальные затраты на начальном этапе; 2. Необходимость подготовки оборудования для конкретных физическо-химических параметров ПНГ; 3. Отсутствие фактической утилизации при использовании технологии ПНГ в газовую «шапку».
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Повышение уровня утилизации ПНГ; 2. Увеличение объёма добычи нефти;	1. Развитие инфраструктуры района нефтедобычи, отсутствие экономической рентабельности в дальнейшем. 2. Развивающаяся конкуренция методов утилизации ПНГ.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Её использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора.

Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивные матрицы проекта представлены в таблицах 16, 17, 18, 19.

Таблица 16 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	0	-
	B2	0	+	+
	B3	+	0	+

При анализе интерактивной таблицы 9 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: B1C1; B2C2C3; B3C1C3.

Таблица 17 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Возможности проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	B1	+	+	-
	B2	+	0	-
	B3	0	+	-

При анализе интерактивной таблицы 10 обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1Сл1Сл2; B2Сл1; B3Сл2.

Таблица 18 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	+	+	0
	У2	0	-	+

При анализе интерактивной таблицы 11 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2; У2С3.

Таблица 19 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Угрозы проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	У1	+	0	+
	У2	0	+	-

При анализе интерактивной таблицы 12 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1СЛ1СЛ3; У2СЛ2.

Заявленная технология имеет большой потенциал, высокую актуальность и эффективность. Из недостатков стоит выделить большую стоимость и отсутствие фактической утилизации ПНГ при закачке в газовую «шапку».

Вывод по экономическому разделу

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение водогазового воздействия приводит к увеличению интенсификации

нефти, также оказывает положительный экономический эффект для нефтегазового предприятия, позволяет снизить уровень сжигания ПНГ на факельных установках, повысить процент утилизации ПНГ, избежать штрафных санкций за его сжигание.

Анализируя стоимость проведения мероприятий по водогазовому воздействию, можно сделать вывод, что на повышение стоимости в основном влияет стоимость необходимого оборудования и материалов.

Для снижения стоимости необходимо:

- Использовать импортозамещающие компрессорные станции, БМК (блочно-комплектные модули), газоперекачивающие агрегаты, которые не уступают своим зарубежным аналогам по качеству и цене;
- Усовершенствовать технологию проведения водогазового воздействия, сократить время её проведения;
- Заключение взаимовыгодных договоров с подрядными организациями, получение государственных субсидий и налоговых льгот, направленные на повышение уровня утилизации ПНГ.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б94		ФИО Бубенчиков Даниил Владиславович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа на нефтегазовом месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.	Объект исследования: методы утилизации попутного нефтяного газа Область применения: нефтегазовое месторождение
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования лиц, работающих вахтовым методом; ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя; ГОСТ 23000-78. Система «человек- машина». Пульты управления. Общие эргономические требования; СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных	- Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего (ГОСТ 12.1.005-88) - Повышенный уровень шума (ГОСТ

<p>факторов</p> <p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>12.1.003-83) и вибрации (ГОСТ 12.1.012-90) на рабочем месте</p> <p>- Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека (ГОСТ 12.1.007-76)</p> <p>- Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения</p> <p>- Эксплуатация оборудования, работающих под давлением;</p> <p>- Производственные факторы, связанные с электрическим током;</p> <p>- Пожаробезопасность и взрывобезопасность</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Атмосфера: выделение в атмосферу CO₂ и других вредных веществ.</p> <p>Гидросфера: загрязнение водных объектов.</p> <p>Литосфера: поражение почв химическими веществами.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <p>- взрывы, пожары;</p> <p>- загазованность объектов и окружающей среды;</p> <p>- нарушение герметичности трубопроводов;</p> <p>- нарушение электроснабжения.</p> <p>- Наиболее типичная ЧС:</p> <p>загазованность объектов и окружающей среды.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель (ООД, ШБИП)</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>	<p>-</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б94</p>	<p>Бубенчиков Даниил Владиславович</p>		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ

В ходе трудовой деятельности сотрудники компаний сталкиваются с вредными и опасными производственными факторами, которые могут оказывать негативное воздействие на их здоровье. Эти факторы могут быть условно разделены, но при длительном воздействии могут иметь серьезные последствия.

В современном нефтегазовом комплексе России одной из главных проблем является утилизации попутного нефтяного газа. В настоящее время государственная политика сосредоточена на увеличение его объемов эффективного использования и уменьшение его объемов, сжигаемых на факельных установках. Для достижения этой цели предприятия нефтегазовой отрасли используют различные методы, такие как использование ПНГ в районах добычи – водогазовое воздействие на пласт, а также транспортировка ПНГ на ГПЗ.

Попутный нефтяной газ доставляется на газоперерабатывающие заводы с помощью трубопроводных линий на стадии транспортировки от месторождения до ГПЗ. Этот процесс завершается внутри машинных цехов, расположенных на территории ГПЗ.

Водогазовый способ утилизации осуществляется на кустовой площадке с использованием наземного оборудования, которое контролируется с помощью станций управления на кустовых площадках и пультов управления в специальноотведенных помещениях.

Сущность водогазового воздействия заключается в повышении нефтеотдачи путем использования системы ППД для нагнетания смеси ПНГ и воды. Для закачки в пласт ПНГ проходит стадию подготовки, где он очищается от сероводорода, меркаптанов и кислорода. Все строительные, пусконаладочные, эксплуатационные работы осуществляются непосредственно на месторождении и выполняются в течении всего года.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Выполнение трудовой профессиональной деятельности в нефтегазовой отрасли относится к сфере повышенной опасности, где существует риск получения травмы, работа в тяжелых климатических условиях, вахтовый метод работы и воздействие вредных производственных факторов.

В ТК РФ вахтовый метод регулируется в главе 47, рассмотрим основные положения данного документа [24]:

- работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений;

- К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом.

- Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца.

- Установлен суммированный учёт рабочего времени.

- Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

- Также важным является то, что работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно

работающих: в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Работник выполняет должностные обязанности по утилизации ПНГ на кустовой площадке преимущественно стоя, поэтому необходимо соблюдать меры безопасности, описанные в ГОСТ 12.2.033-78 [25]. Рабочее место при выполнении работ стоя. Согласно данному документу, рабочее место для выполнения работ стоя организуют при физической работе средней тяжести и тяжелой, а также при технологически обусловленной величине рабочей зоны, превышающей ее параметры при работе сидя. Категория работ — по ГОСТ 12.1.005–76 [26].

Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т. д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

Утилизация ПНГ водогазовым способом осуществляется с пункта управления, соблюдение безопасности на котором трактуется по ГОСТ 23000-78 [27]. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования.

- Поверхности пультов управления должны обладать диффузным или направлено-рассеянным отражением светового потока, исключаящим появления бликов в поле зрения оператора;

- Панели пультов управления не должны иметь посторонних элементов, затрудняющих работу оператора;

- Взаимное расположение средств отражения информации на панелях пунктов управления должно соответствовать ГОСТ 22269–76.

Помимо работ, проводимых на кустовых площадках, работники при проведении мероприятий по утилизации ПНГ используют компьютеры для контроля за всеми процессами. Безопасность при работе за компьютером регулируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к

персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».

Согласно п. 13.1 СанПиН2.2.2/2.4.1340-03 лица, работающие за компьютером более 50 % рабочего времени (профессионально связанные с эксплуатацией электронно-вычислительных машин), должны проходить медосмотры.

Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей компьютеров рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работы с использованием компьютера и без него.

5.2 Производственная безопасность

При использовании всех возможных методов утилизации попутного нефтяного газа операторы добычи нефти и газа подвергаются воздействию ряда вредных и опасных факторов в процессе своей работы. Местом проявления факторов является кустовая площадка и производственные помещения. Вредные и опасные факторы по действующему законодательству принято классифицировать по ГОСТ 12.0.003-2015.

Таблица 20 – Основные факторы, воздействующие на персонал при утилизации попутного нефтяного газа согласно ГОСТ 12.0.003-2015

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление	Эксплуатация	
1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	+		+	ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 [28]
2. Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 [29] ГОСТ 12.1.012-90 [30]

Продолжение таблицы 20

3.Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека		+	+	ГОСТ 12.1.007-76. [31]
4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 [32] СНИП 23-05-95 [33]
5. Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны	+		+	ГН 2.2.5.3532–18 [34]
6.Пожаробезопасность и взрывобезопасность	+	+	+	ГОСТ Р 12.3.047-взрывобезопасность 2012.[35]
7. Эксплуатация оборудования, работающих под давлением	+	+	+	ПБ 03-576-03 [36]
8. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.009-2017 [37]

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

В процессе утилизации попутного нефтяного газа, к примеру, при закачке газа обратно в пласт, работа осуществляется на открытом воздухе. Метеорологические условия могут быть не благоприятными, что негативно сказывается на здоровье человека и его работоспособности. Это может привести к серьезным травмам и несчастным случаям.

Согласно правилам безопасности, рабочие выполняющие работы на открытом воздухе, должны быть защищены от воздействия неблагоприятных погодных условий. При проведении работ на открытом воздухе правила безопасности предусматривают мероприятия по защите персонала от неблагоприятных метеорологических факторов СанПиН 2.2.4.548-96: специальной одеждой и обувью; обустройства козырьков над рабочим местом; в зимнее время оборудование помещений, целью которых является обогрев рабочих. На рабочих местах и в производственных помещениях, осуществляют постоянный контроль воздуха рабочей зоны. Запрещается проводить любые работы, во время заморозков, сильных ветров и ливней.

Повышенный уровень шума и вибрации

При утилизации попутного нефтяного газа водогазовым способом возможно создание шума спецтехникой

При утилизации попутного нефтяного газа на ГПЗ и ГПЭС, ГТЭС возникают источники интенсивного шума, который распространяется в воздушной среде близлежащих территорий, помещений. Для транспортировки необходимо провести процесс компримирования ПНГ, сопровождающийся значительными шумами, в некоторых случаях при установке мощных компрессорных станций (КС) уровень звука достигает 128 дБА на звукоактивной поверхности технологического оборудования, а также до 92 дБА в производственных помещениях [43].

Во время сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках возникает шум при механических колебаниях, которые происходят во всех средах. В среднем принято считать, что фоновый шум у основания пламени факельной установки составляет 78 дБ.

Осуществление производственной деятельности в условиях высокой интенсивности уровня шума отрицательно воздействует на организм человека, после 6-7 ч рабочей смены происходят нарушения функции вегетативной нервной системы и деятельности головного мозга.

Производственную деятельность оператора ДНГ сопровождают

вибрации, норма которых по действующему законодательству составляет 92 дБ и соответственно 63 Гц согласно ГОСТ 12.1.012-90 [30]. При утилизации попутного нефтяного газа источниками попутного нефтяного газа являются различные технологические агрегаты, используемые для повышения давления газа, его транспортировки.

Вибрация оказывает негативное влияние на работоспособность, стрессоустойчивость, эмоциональное состояние, увеличивает вероятность несчастного случая.

Защитой от шума на кустовых площадках, утилизирующих попутный нефтяной газ факельным методом, применяется увеличение диаметра трубы, использование СИЗ, а именно средства защиты органов слуха (противошумные шлемы, противошумные вкладыши, противошумные наушники), согласно ГОСТ 12.4.011-89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»

Для защиты от вибраций применяют виброгасители, виброизоляцию производственных агрегатов, их жёсткое присоединение к фундаменту большой массы. Также эффективным средством защиты являются СИЗ, а именно рукавицы с прокладкой на ладонной поверхности и обувь на толстой мягкой подошве [38].

Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека

На выбранном объекте к химически вредным факторам относятся - природный и нефтяной газ, оказывающий удушающее воздействие на организм человека; компрессорное масло, пары которого через дыхательные пути проникают в организм, оказывая канцерогенное воздействие. При неправильной проектировке вентиляции в помещениях, отсутствии ветра в период нарушения герметизации трубопровода и проведении работ в непосредственной близости от него, происходит отравление персонала. Если месторождение использует факельные установки как основной способ утилизации ПНГ, тогда персонал через воздух или продукты питания

получает вред от веществ, выделяемых при его сгорании.

При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху, и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих» [38]. Существуют следующие средства защиты от повышенной загазованности воздуха рабочей зоны углеводородами нефти и сероводородом:

1. вентиляции и очистки воздуха;
2. кондиционирования воздуха;
3. локализации вредных факторов;
4. автоматического контроля и сигнализации;
5. дезодорации воздуха.

В качестве СИЗ применяются применяются шланговые противогазы (ПШ-1; ПШ-2), а также переносное дыхательное устройство (ПДУ-3).

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Для обеспечения комфортного освещения разработаны и выполнены следующие мероприятия: рабочие места объекты подходы к ним, проходы в темное время суток освещены, искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок ПУЭ и строительных норм и правил, уровень освещенности рабочих мест

соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов. В производственных помещениях предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Освещенность помещения обеспечивает оптимальное зрительное восприятие объекта различения. Освещение обеспечивает равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и окружающего пространства. Освещенность поверхности постоянна, без пульсаций. Осветительные установки долговечны и безопасны. Замеры уровня освещенности проводится не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений и систем освещения.

Освещение должно обеспечиваться коэффициентом естественного освещения не ниже 1,0 %. Естественное и искусственное освещение в помещениях регламентируется нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10 в зависимости от характера зрительной работы. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 кд/м².

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Токсичные соединения, выделяемые при сжигании ПНГ аккумулируются в источниках питьевой воды, в почве, растениях и животных, при низкой скорости ветра возможно формирование высоких концентраций в воздухе.

Через пищевые цепочки токсические вещества накапливаются в организме человека и вызывают поражение жизненно важных органов, наиболее опасной является смесь ароматических углеводородов и сероводорода. Длительное воздействие данных веществ вызывает повреждение центральной нервной системы рабочего персонала, в некоторых

случая при больших концентрациях возможен паралич дыхательного и сосудистого отделов мозга.

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны регулируются ГН 2.2.5.3532–18 [34].

Для защиты от данного опасного фактора провидится ряд следующих мероприятий: осуществление контроля за состоянием воздушной среды, использование СИЗ, рациональное устройство рабочих мест с выполнением требований и норм по расстановке оборудования, обеспечение здоровых и безопасных условий труда.

Эксплуатация оборудования, работающих под давлением

Основная опасность при эксплуатации сосудов под давлением - возможность их разрушения под действием давления рабочей среды. При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей. Мощность физических взрывов сосудов весьма велика. Например, мощность взрыва сосуда вместимостью 1 м³, находящегося под давлением воздуха, равным 1 МПа, составляет 13 МВт.

Наиболее частыми причинами аварий и взрывов сосудов, работающих под давлением, являются несоответствие конструкции максимально допустимому давлению и температурному режиму, превышение давления сверх предельного, потеря механической прочности аппарата (коррозия, внутренние дефекты металла, местные перегревы), несоблюдение установленного режима работы, отсутствие необходимого технического надзора, ошибочные действия обслуживающего персонала.

Требования безопасности, предъявляемые к устройству, изготовлению и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, определены

"Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" ПБ 03-576-03 [36]. К сосудам, на которые распространяются эти правила, относятся: сосуды, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см²); баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа, сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115оС или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа.

Правила устанавливают специальные требования безопасности к конструкции и материалам сосудов, к изготовлению, монтажу и ремонту, к арматуре, контрольно-измерительным приборам и предохранительным устройствам, к установке, регистрации и техническому освидетельствованию сосудов, к содержанию и обслуживанию их [39].

Производственные факторы, связанные с электрическим током

На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током. Приводные двигатели станков–качалок, дизель–генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы, ТЭНы (трубчатые электронагреватели) – вот возможные источники поражения электротоком.

Все части технологического оборудования, которые проводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83 [40]. Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83:

- Специальную одежду антиэлектростатическую;
- Средства защиты рук антиэлектростатические;
- Специальную обувь антиэлектростатическую;
- Предохранительные приспособления антиэлектростатические (браслеты и кольца).

Для обслуживания электроустановок применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные

штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (ботинки), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

Для предотвращения образования и накопления статического электричества от падающей струи трубы для заполнения резервуаров, емкостей спущены почти до дна, под уровень имеющейся жидкости.

Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

Пожаробезопасность и взрывобезопасность

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [35]. На нефтегазовом промысле взрывоопасен природный газ, попутный газ. Для взрывоопасных пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

Не допускается замазучивание производственной территории и помещений, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусор и сухая трава, должны убираться и засыпаться сухим песком или грунтом. Дороги, подъезды, проезды к сооружениям, водоёмам, пожарным гидратам и средствам пожаротушения нельзя загромождать и использовать для складирования материалов и деталей. У пожарных гидратов необходимо устанавливать надписи указатели, позволяющие быстро определить место их расположения. Отогревать замёрзшую арматуру, трубопроводы, задвижки разрешается только паром или горячей водой. Применение для этих целей открытого огня запрещается. Хранение смазочных материалов в производственном помещении разрешается в количестве не более суточного расхода в негоряемых шкафах, герметичной таре или в ящиках с плотнозакрывающимися крышками. Въезд на территорию пожаро- и взрывоопасных предприятий и установок допускается только по специальному пропуску. Автотранспорт должен быть оборудован глушителями с искрогасителем. Возникновение пожара на газокомпрессорной станции, как уже отмечалось, является одним из опасных факторов производства. Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

- осколки;
- движущиеся части разрушившихся аппаратов;
- электрический ток;
- взрыв.

Предусмотрено обучение персонала обязанностям и действиям при пожаре правилам вызова пожарной охраны, порядку аварийной остановки технологического оборудования, отключения вентиляции и электрооборудования, правилам применения первичных средств пожаротушения, порядку осмотра и приведения в пожаробезопасное

состояние всех закрепленных помещений и установок. По данным мероприятиям периодически проводятся практические тренировки.

Первичными средствами гашения огня применяются порошковых огнетушителей ОП-50, ОП-10, ОП-5 в зависимости от мест установки. В местах связанных с присутствием электроустановок применяются углекислотные огнетушители ОУ-3, ОУ-5, ОУ-10, а также кошма и песок. Снаружи здания находится пожарный извещатель и кнопка аварийной остановки оборудования.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112.

5.3 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);

Данные мероприятия становятся причинами отрицательных процессов, формирующихся в атмосфере, литосфере, гидросфере. Для минимизации ущерба от утилизации попутного нефтяного газа, необходимо осуществлять комплекс мер по защите экологии.

Защита атмосферы

В результате сжигание попутного нефтяного газа на факельных установках происходит значительное загрязнение воздушного пространства близлежащих территорий. В воздух выделяются оксиды азота, бензол, тяжёлые металлы, сернистый ангидрид, сероводород, парниковые и другие газы, оказывающие отрицательное воздействие на атмосферу. Данная информация основана на исследованиях Всемирного фонда дикой природы (WWF) по состоянию на 2017 год [41].

Защита атмосферы от загрязнения при утилизации ПНГ осуществляется согласно ГН 2.2.5.3532–18 [34]. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. С помощью данного нормативного акта производится анализ отрицательного воздействия и принимается дальнейшее решение по его устранению либо снижению.

Мерами защиты по снижению ущерба от утилизации ПНГ является:

- снижение объёмов сжигания попутного нефтяного газа, переход к процессам глубокой «безотходной» переработки;
- мониторинг герметичности трубопроводов;
- контроль уровня выхлопных газов транспортных средств;
- увеличение штрафных санкций за превышение допустимых норм сжиганию попутного нефтяного газа.

Защита гидросферы

Во время выпадения осадков в районах сжигания попутного нефтяного газа, в водную среду выпадают загрязняющие вещества из воздуха, которые оседают на дне водоёмов в виде осадки или распространяются по водной поверхности в виде плёнки. При попадании в водоёмы тяжёлых фракций нефти приводит к изменению состава донных отложений, что способствует

замедлению процессов самоочищения водной среды. Выпадение ароматических соединений способствует повышению концентраций канцерогенных веществ в воде [42].

Попутный нефтяной газ сепарируется из нефти, поэтому возможны риски разлива нефти, которые могут привести к загрязнению гидросферы. Защита гидросферы при утилизации попутного нефтяного газа основана на ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. Также используется ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. Данные стандарты позволяют осуществить наиболее эффективную защиту гидросферы от загрязнения нефтепродуктами при утилизации ПНГ.

Мерами защиты гидросферы является:

- контроль за герметичностью трубопроводов;
- внедрение безотходных и безводных технологий;
- обеззараживание и очистка вод для водоснабжения.

Защиты литосферы

В радиусе 20-200 м от сжигания попутного нефтяного газа из-за воздействия высоких температур образуется «мёртвая зона» характеризуемая полным выжиганием гумусово-аккумулятивных горизонтов почв. Также происходит деградация верхних слоёв, изменение гранулометрического состава, формирование геохимических аномалий, вызванных длительным накоплением токсикантов в почвах. В регионах с высокими объёмами сжигания попутного нефтяного газа значительно снижается плодородность почв, данная информация основывается на исследованиях Всемирного фонда дикой природы (WWF) по состоянию на 2017 год [41].

Утилизация ПНГ неразрывно связано с нефтью, поэтому всегда существуют риски разлива нефти, которые наносят значительный и даже непоправимый ущерб почвам нефтедобывающих регионов [41].

Защита литосферы основывается на ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана

природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

Мерами защиты литосферы является:

- контроль за герметичностью трубопроводов;
- сокращение объёмов сжигания ПНГ;
- рекультивация повреждённых земель.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Рассмотрим чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть в процессе утилизации ПНГ на нефтяном месторождении:

- взрывы, пожары;
- загазованность объектов и окружающей среды;
- нарушение герметичности трубопроводов;
- нарушение электроснабжения.

При проведении работ по утилизации ПНГ необходимо использовать СИЗОД, проводить газовый анализ ГВС с помощью газового анализатора, при выполнении всех работ использовать методику «5 шагов безопасности».

Утилизация ПНГ неразрывно связана с эксплуатацией установок комплексной подготовки газа (УКПГ), в ходе которой возможно проявление нарушения герметичности в виде пропусков фланцевых соединений, а также нарушение изоляции кабельной линии, выражающейся в разрыве кабеля, отсутствии изоляции.

Меры предотвращения ЧС на УКПГ:

- УКПГ должны иметь системы очистки, осушки, подогрева и ингибирования газа;
- Запрещается пуск установки при неисправных системах контроля опасных параметров процесса и системах защиты;
- Предупредительная и аварийная сигнализации должны быть постоянно включены в работу.

Самым опасным видом ЧС являются взрывы и пожары, которые могут произойти стихийно, привести к жертвам среди персонала месторождения, значительным финансовым убыткам нефтедобывающей компании. Факельные установки характеризуются повышенной степенью опасности по сравнению с другим технологическим оборудованием.

В момент возникновения ЧС работник обязан покинуть зону пожара или взрыва, позвонить в пожарную охрану, сообщить о случившемся вышестоящему по должности руководству, провести мероприятия по защите людей от опасности, в случае необходимости осуществить спасение людей и их эвакуацию.

В любой обстановке необходимо использовать СИЗ, сделать всё возможное для снижения губительных последствий аварии, руководствоваться

«Планом возможных аварий».

Основные меры по предотвращению ЧС, включают в себя: соблюдение норм и правил пожарной безопасности; применение средств пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре; изоляция горючей среды; применение конструкции объектов, регламентированных пределами огнестойкости. Регулирование ЧС осуществляется по ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

Вывод

В разделе «Социальная ответственность» был проведен анализ вредных и опасных факторов, связанных с утилизацией попутного нефтяного газа водогазовым способом, транспортировку на ГПЗ и факельное сжигание на кустовых площадках. Для сокращения негативного воздействия этих факторов необходимо применять политику рационального использования трудовых ресурсов и соблюдать правила безопасности в нефтегазовой промышленности. Сжигание попутного нефтяного газа приводит к миллионам тонн выбросов вредных веществ, которые ухудшают состояние окружающей и усиливают парниковых эффект.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе подробно были изучены общие сведения о Сузунском нефтегазоконденсатном месторождении, литолого-стратиграфическая характеристика месторождения, нефтегазоносность изучаемого месторождения, физико-химические свойства и фракционный состав нефти и компонентный состав ПНГ. Проведен анализ текущего состояния разработки месторождения. Была построена и изучена технологическая схема подготовки нефти и использования попутного нефтяного газа на месторождении.

Задачей данной выпускной квалификационной работы было повышения эффективности использования ПНГ на Сузунском нефтегазоконденсатном месторождении.

Для решения поставленной задачи были рассмотрены и проанализированы основные способы утилизации ПНГ. Наиболее распространенными и эффективными методами утилизации ПНГ на сегодняшний день являются: использование ПНГ в районах добычи; переработка на ГПЗ; закачка ПНГ в нефтяные пласты для увеличения нефтеотдачи. Необходимо помнить, что каждый метод различается в зависимости от объемов ПНГ, геологических и географических условий, удаленность от ГПЗ, наличие развитой инфраструктуры. Следовательно, при выборе оптимальных методов утилизации ПНГ необходимо учитывать их преимущества и недостатки.

Проведенный анализ помог выявить оптимальный способ утилизации ПНГ на Сузунском месторождении. Ввиду того, что Сузунское месторождение находится на значительном удалении от ГПЗ одним из способов утилизации ПНГ предлагается внедрение ГПЭС, а также водогазовое воздействие на пласт.

Практический опыт работы ГПЭС показывает, что оптимальная работа установки обеспечивается при мощности генератора от 70-80% от

номинальной. Также минимальное допустимое значение метанового числа должно составлять 55-60.

В программном комплексе Honeywell UniSim Design была смоделирована установка подготовки нефти на Сузунском месторождении и посчитан метановый индекс после каждой ступени сепарации. В ходе анализа выяснили, что на первой ступени сепарации при температуре от 25 до 40 °С и давлении в аппарате не менее 0,55 МПа, мощность газопоршневой электростанции от метанового индекса попутного нефтяного газа будет составлять 70-80% от номинальной мощности генератора.

В качестве второго метода утилизации ПНГ на Сузунском месторождении были проанализированы критерии применимости и эффективности водогазового воздействия на пласт. На основе анализа была предложена схема насосно-эжекторной закачки водогазовой смеси применительно к данному месторождению.

На основе проведенного исследования в разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» можно сделать вывод, что проведение водогазового воздействия на пласт используя в качестве вытесняющего агента ПНГ и воду, демонстрирует экономическую эффективность.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены меры производственной безопасности при утилизации попутного нефтяного газа, мероприятия по охране труда и окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сузунское месторождение. Основные характеристики месторождения // АО «Ванкорнефть». // Greenologia: сайт. – URL: <https://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-neft/suzunskoe-mestorozhdenie.html> (дата обращения: 12.02.2023)
2. Нефтегазовое месторождение Сузунское, Красноярский край. Перспективы развития // FB: сайт. – URL: <https://fb.ru/article/234249/neftegazovoe-mestorojdenie-suzunskoe-krasnoyarskiy-kray-perspektivy-i-razvitiya> (дата обращения: 15.02.2023)
3. Сжигание попутного газа // drop.online : сайт. – URL: <https://dprom.online/oilngas/szhiganie-poputnogo-gaza/> (дата обращения: 25.02.2023)
4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА // AVFinfo.ru: сайт. – URL: <http://www.avfinfo.ru/engineering/e-02/> (дата обращения: 05.03.2023)
5. Попутный нефтяной газ (ПНГ) // Neftegaz.ru: сайт. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/141459-poputnyu-neftyanoy-gaz-png/> (дата обращения: 15.03.2023)
6. А.Ю. Книжников; Е.А.Кутепова Проблемы и Перспективы использования нефтяного Попутного газа в России. - Выпуск 2 изд. - 2010. - 40 с.
7. How Gas Turbine Power Plants Work // Energy.Gov: сайт. – URL: <https://www.energy.gov/fecm/how-gas-turbine-power-plants-work> (дата обращения: 20.03.2023)
8. Особенности подготовки ПНГ для использования в ГТУ // Турбины и Дизели: сайт. – URL: <http://www.turbine-diesel.ru/rus/node/2721> (дата обращения: 25.03.2023)

9. Gas turbine for power generation: introduction // wartsila : сайт. – URL: <https://www.wartsila.com/energy/learn-more/technical-comparisons/gas-turbine-for-power-generation-introduction> (дата обращения: 27.03.2023)
10. А. Л.Сабуров, А.Е. Чубарь, В.А. Кукаренко, О.К. Иванов, С.И. Захарченко ГТЭС на Приобском месторождении – крупнейшая в России электростанция на попутном газе // Турбины и Дизели. - 2012 г. - С. 4-9.
11. Газопоршневые электростанции на попутном нефтяном газе // ГЭС: сайт. – URL: <https://npo-ges.ru/stantsii-na-poputnom-gaze/> (дата обращения: 08.04.2023)
12. Кокорев В.И. Газовые методы-новая технология увеличения нефтеотдачи пластов//Нефтепромысловое дело, 2009, №11. С.24-27
13. Алексеев А. Газовый фактор. Технология обратной закачки газа в нефтяной пласт/ Алексеев А.// Сибирская нефть – 2018 – №5 (152) – С. 30-37.
14. А.Н. Дроздов, В.П. Телков, Ю.А. Егоров «Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидность» // Труды Российского государственного университета имени И.М.Губкина. - 2009. - №254. - С. 23-33.
15. Первичная переработка нефти и газа : учебное пособие / А. Л. Савченков. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — 128 с.
16. Самаджонов, М. А. Определение оптимальных условий сепарации при подготовке попутного нефтяного газа (ПНГ) к использованию на газопоршневой электростанции (ГПЭС) / М. А. Самаджонов.
17. Тарасов М.Ю., Иванов С.С. Подготовка нефтяного газа для питания газопоршневых электростанций // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С. 46-49.
18. С.В. Мигунова, В.Г. Мухаметшин, З.Р. Хазигалева «Разработка и исследование технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты». - Санкт-Петербург: 2010 г. - 170 с.

19. ГМС Компрессоры: сайт. – URL: <http://hms-compressors.ru/> (дата обращения: 08.06.2023)
20. НОВОМЕТ: сайт. – URL: <https://www.novomet.ru/> (дата обращения: 08.06.2023)
21. Оборудование для систем ППД, водогазового воздействия на пласт и утилизации попутного нефтяного газа: сайт. – URL: https://www.novometgroup.com/assets/files/conferences/media/IP-7-2017_kotelnikov-p.pdf / (дата обращения: 20.04.2023)
22. Гутман И.С., Нефть. Газ. Новации. / Качкина Е.А., Шалупина А.В./ РГУ нефти и газа им. Губкина И.М., г. Москва/ Семянов А.А. /ОАО "ЛУКОЙЛ", г. Москва/ Скачек К.Г./ ООО "Лукойл-Западная Сибирь", г. Когалым/ – 2013 г. - №2. – с.15-22.
23. 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.
24. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
25. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя;
26. ГОСТ 12.1.005-76. Система стандартов безопасности труда. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.
27. ГОСТ 23000-78. Система «Человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования.
28. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
29. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
30. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
31. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

32. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
33. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение
34. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
35. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов». Общие требования. Методы контроля.
36. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
37. ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда «Электробезопасность». Термины и определения.
38. ГОСТ 12.4.011-89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»
39. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
40. ГОСТ 12.4.124-83. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
41. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!». Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. – М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013. – 88 с.
42. Ишанова О.С. Оценка экологического состояния почвы в зоне влияния добывающей промышленности / О.С. Ишанова, О.В. Чекмарева. // Вестник ОГУ, 2013. №10. С. 261-263
43. Терехо А.Л. Исследования и снижения шум на компрессорных станциях магистральных газопроводов. - М.: ИП Газпром, 2002. - 304 с.

Приложение А

Страница 93 отсутствует, так как содержит коммерческую тайну