

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ЦЕЛЮ ПОЛУЧЕНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ДЛЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

УДК 622.276:665.612.2-047.86

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Гаевой Владислав Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организовывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме;

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли

		И.ОПК(У)-4.2. Обработывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья
		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		

Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата. 3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья. 4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
		ОТФ Д «Организация работ по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
		ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»		
		19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);	ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
		ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
	2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ03	Гаевому Владиславу Александровичу

Тема работы:

Обоснование применения технологии сжигания попутного нефтяного газа с целью получения диоксида углерода для системы поддержания пластового давления на месторождении X
Утверждена приказом директора (дата, номер) 63-14/с от 04.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Использование попутного нефтяного газа на удаленных месторождениях. Физико-химические свойства углекислого газа, попутного нефтяного газа на месторождении «X». Оценка использования диоксида углерода в качестве агента вытеснения нефти. Геолого-технологические особенности разработки месторождения «X». Расчет необходимого количества ПНГ для получения CO ₂ с дальнейшей закачкой в пласт. Технологические мероприятия по борьбе с осложнениями при использовании

	CO ₂ . Анализ перспектив масштабирования технологии в зависимости от внутренних и внешних факторов
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Профессор, д.ф.н., Матвеевко Ирина Алексеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
ПРЕДПОСЫЛКИ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X.	
РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ СИНТЕЗА УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА И ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X.	
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МАСШТАБИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ ПНГ С ИЗВЛЕЧЕНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА.	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.03.2022
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		04.03.2022
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			04.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Гаевой Владислав Александрович		04.03.2022

Обозначения, определения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

БДР – блок дозирования реагента;

БЕВ – буферная емкость воды;

БЕН – буферная емкость нефти

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

БРС – быстроразъемное соединение;

БРС – быстроразъемные соединения;

ВВД – водовод высокого давления;

ВНД – водовод низкого давления;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГС – сепаратор газовый;

ГФУ – горизонтальная факельная установка;

ЗФУ – закрытая факельная установка;

ИТР – инженерно-технический работник;

КВЧ – концентрация взвешенных частиц;

КИН – коэффициент нефтеизвлечения;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;

КП – кустовая площадка;

КРС – капитальный ремонт скважин;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НМ – магистральный насос;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

ОПО – опасный производственный объект;

ОПР – опытно-промышленные работы;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПКИОС – передвижной комплекс исследования и освоения скважин;

ПН – подогреватель нефти;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ПВД – поддержание пластового давления;

ППР – планово-предупредительные работы;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

СИКГ – система измерения количества газа;

СИКН – система измерения количества нефти;

СОДГ – система очистки дымовых газов;

СПО – спускоподъемная операция;

ССБТ – система стандартов безопасности труда;

ТО – техническое обслуживание;

ТР – трубный расширитель;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

ТУ – технологическая установка;

ФЕС – фильтрационно–емкостные свойства;

ЦНС – центробежный секционный насос;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭЦН – электроцентробежный насос.

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 128 страниц, в том числе 21 рисунок, 25 таблиц и 52 литературных источника. В работе представлено 3 приложения.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, диоксид углерода, система поддержания пластового давления, абсорбция, карбонизированная вода, высоковязкая нефть, повышение нефтеотдачи, коррозия.

Объектом исследования является утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях.

Предмет исследования – получение диоксида углерода (IV) путем прямого сжигания попутного нефтяного газа и использование его в качестве агента вытеснения нефти.

Целью исследования является выбор и обоснование применения эффективной технологии использования попутного нефтяного газа в качестве источника получения диоксида углерода и закачки его в пласт для увеличения нефтеотдачи и поддержания пластового давления.

Задачи:

1. Представить физико-химические свойства углекислого газа, компонентный состав попутного нефтяного газа;
2. Проанализировать существующие технологии закачки углекислоты в пласт в качестве метода повышения нефтеотдачи;
3. Обосновать выбор оборудования для промышленного производства диоксида углерода путем сжигания попутного газа;
4. Проанализировать коррозионные свойства углекислоты и предложить возможные методы защиты оборудования и промысловых трубопроводов от ее воздействия;
5. Оценить возможность применения технологии на одном из труднодоступных месторождений Западной Сибири «Х» с учетом его геолого-

промысловой характеристики и экономической эффективности и представить обоснованные технологические критерии применения данной технологии.

В результате исследования представлена концепция промышленного получения диоксида углерода на месторождении «Х» путем сжигания попутного нефтяного газа. Исходя из объемов нефтяного газа и технологии закачки углекислого газа в пласт подобрана производительность задействованного оборудования. Произведена оценка эффективности закачки CO_2 в пласт для увеличения нефтеотдачи и поддержания пластового давления. Проанализированы осложняющие факторы использования углекислого газа в качестве агента вытеснения. Сформированы критерии применимости технологии получения диоксида углерода из попутного нефтяного газа, геолого-промысловых, технологических, технических и экономических ограничений.

Помимо анализа эффективности использования ПНГ для получения диоксида углерода в работе также изучена возможность создания и представлена схема мобильной установки генерации CO_2 из ПНГ и ее интеграция с передвижными комплексами исследования и освоения скважин (ПКИОС). Создание такой установки позволит значительно сократить затраты на этапе опытно-промышленных испытаний и время для ее монтажа. С практической точки зрения, внедрение технологии производства углекислого газа позволит как сократить сжигание ПНГ на факельных установках, так и увеличить коэффициент нефтеизвлечения на месторождениях. Помимо этого, увеличение рабочих мест и снижение выбросов парниковых газов определяют социальную и экологическую значимость данного исследования.

Область применения: представленные результаты исследования целесообразно применять на удаленных месторождениях с высоким значением газового фактора на ранних и поздних стадиях разработки.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	15
1 ПРЕДПОСЫЛКИ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X	17
1.1 Физико-химические свойства и состав попутного нефтяного газа	19
1.2 Предпосылки рационального использования ПНГ в нефтегазовой промышленности на современном этапе.....	22
1.3 Физико-химические свойства диоксида углерода.....	24
1.4 Анализ получения CO ₂ для народного хозяйства.....	29
1.5 Механизмы воздействия CO ₂ на флюиды в пластовых условиях.....	31
2 РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ СИНТЕЗА УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА И ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X	36
2.1 Технология закачки CO ₂ в условиях месторождения X	36
2.2 Расчет количества ПНГ для получения диоксида углерода.....	43
2.3 Техническое оснащение и оборудование для системы подготовки углекислого газа.....	45
2.3.1 Установка сжигания ПНГ закрытого типа.....	45
2.3.2 Система очистки дымовых газов	48
2.3.3 Параметры работы и габариты абсорбционной установки	54
2.4 Анализ технологических рисков добычи нефти при осуществлении закачки карбонизированной воды.....	60
3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МАСШТАБИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ ПНГ С ИЗВЛЕЧЕНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА.....	65

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	71
4.1 Составление дорожной карты проекта	71
4.2 Оценка экономической эффективности проекта	73
4.3 Анализ чувствительности проекта	79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	86
5.1 Правовые и организационные вопросы, связанные с обеспечением безопасности	87
5.2 Производственная безопасность	89
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	91
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	96
5.2.3 Расчет воздухообмена для очистки воздуха	100
5.3 Экологическая безопасность	103
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	105
5.5 Выводы по разделу	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	112
Приложение А	117
Приложение Б	126
Приложение В	128

ВВЕДЕНИЕ

Попутный нефтяной газ является ценным сырьем для нефтехимии, но его переработка не всегда является экономически целесообразной по ряду причин. Альтернативой является закачка ПНГ в нефтяные пласты в качестве метода повышения нефтеотдачи. При этом, для эффективного вытеснения и повышения извлечения нефти, необходимо соблюдение определенных условий, зависящих от свойств нефти и термобарической характеристики пласта. Под оптимальные параметры подходят немногие месторождения. Поэтому в мировом опыте существует практика ПНГ сжигания на факельных установках. Такой способ его утилизации является дешевым, однако приводит к высоким выбросам углекислого газа, основного источника загрязнения атмосферы.

Однако, помимо парникового эффекта, углекислый газ также является эффективным агентом вытеснения нефти в пласте. Опыт применения на различных месторождениях показывает увеличения коэффициента извлечения на 5-20%. Критерии его использования более обширны, нежели закачка нефтяного газа. Одной из главных проблем применения CO_2 для увеличения нефтеотдачи является отсутствие в промышленных масштабах необходимого объема диоксида углерода (например, в США имеются месторождения этого сырья, что обуславливает эффективность применения CO_2 в нефтедобыче в данной стране). Существует несколько способов промышленного получения двуокиси углерода, одним из которых является выделение его путем сжигания топлива.

В связи с этим, в качестве способа применения попутного нефтяного газа непосредственно на месторождении была выдвинута следующая исследовательская гипотеза: в случае нецелесообразности подготавливать и сдавать в магистральный газопровод (из-за большой удаленности месторождений, малой пропускной способности трубопровода или других факторов, препятствующих транспортировке газа), а также неэффективно закачивать в пласт для повышения нефтеотдачи в связи с неоптимальными

геолого-промысловых особенностями месторождения, то его переработка в диоксид углерода с последующей закачкой в пласт позволит повысить коэффициент извлечения нефти.

Данное решение важно не только с технологической точки зрения, но и с экологической. В последние годы все актуальнее становится проблема негативного антропогенного воздействия на окружающую среду: количество выбросов парниковых газов в атмосферу являются максимальными за всю историю человечества, а темпы роста среднегодовой температуры на планете продолжают увеличиваться. Показателем важности данной проблемы являются не только активные действия государственных и межнациональных структур в области снижения углеродного следа (Киотский протокол, Парижское соглашение по климату и др.), но и смещения вектора инвестиционной привлекательности компаний с экономических факторов в сторону социальных и экологических (ESG-факторы).

Россия является одной из крупнейших нефтегазодобывающих стран мира, в связи с чем на ней лежит высокая ответственность по снижению экологического воздействия на природу. В 2012 году в России вышло постановление о необходимости утилизации не менее 95% попутного нефтяного газа (ПНГ), который является крупным источником загрязнения атмосферы при сжигании (в том числе выделяется углекислый газ). Это позволило заметно снизить выбросы парниковых газов в атмосферу. Однако на текущий момент становится ясно, что для достижения углеродной нейтральности, на которую сейчас берут курс передовые страны и организации, уровень утилизации попутного газа должен составлять 99-100%. Для достижения такого значения необходимо исследовать альтернативные способы применения ПНГ.

1 ПРЕДПОСЫЛКИ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

В XIX веке единственным представлявшимся возможным способом утилизации ПНГ было его сжигание. Неконтролируемые выбросы нефтяного газа в атмосферу являлись источником высокой загазованности промышленной территории, что приводило к удушью персонала, а также к взрывам и пожарам на месторождении.

Один из первых случаев полезного использования попутного нефтяного газа был зафиксирован в 1859 году. Предприниматель В.А. Кокорев на своем нефтеперегонном заводе использовал ПНГ для прогрева нефтеперегонных емкостей. Также его использовали для освещения Бакинского порта и отопления заводского оборудования. Однако, это были единичные случаи. Несмотря на то, что вопрос об использовании природного газа в России активно обсуждался научно-инженерным сообществом, в том числе сам Д.И. Менделеев отмечал: «Газ – это топливо будущего, при котором не может быть и речи ни о полноте горения, ни о дыме», до начала XX века основным и незаменимым углеводородным топливом оставалась нефть [1].

В начале XX века развитие технологий по использованию и утилизации попутного газа начало проходить более интенсивными темпами. В 1909 году попутный нефтяной газ начали эксплуатировать в Грозном. Газ под собственным давлением по газопроводу длиной 280 м подавался в котельную, где утилизировался в топочных камерах паровых котлов. С началом Первой мировой войны и приходом к власти большевиков основной акцент был направлен на добычу нефти.

Впервые в СССР в промышленных масштабах бензин из нефтяного газа был получен 11 августа 1924 г. в г. Грозном. Эту дату принято считать началом переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) в России. Газ из Солёной Балки от

буровой по восьмидюймовому газопроводу длиной 9 км под собственным давлением поступал в заводской газгольдер, где его использовали для получения газолина. Газолиновые заводы позволили перед сжиганием производить отбензинивание попутного нефтяного газа, что повышало уровень его переработки.

Помимо этого, начал прорабатываться вопрос по обратной закачке попутного нефтяного газа в пласт. Уже в 1932 году выходит работа В.С. Багдасарова, в которой рассматриваются основные аспекты нагнетания газа в пласт в России и США. На данном этапе необходимость данного мероприятия обуславливалась его хранением для нивелирования разницы суточного потребления газа в ночное и дневное время, так как хранение больших объемов газа в подземных хранилищах являлось более дешевым, нежели обустройство наземных резервуаров.

Однако, уже в конце 40-х годов XX столетия был предложен способ закачки газа высокого давления в нефтяные пласты в качестве агента вытеснения и поддержания пластового давления. В 1966 году технологию применили в Ставропольском крае на Озек-Суатском нефтяном месторождении. Закачку газа под высоким давлением применили в связи со значительным снижением пластового давления, исключающим фонтанную добычу, и с невозможностью использования воды для нагнетания из-за низкой приемистости пласта. ОПР, проводимые на месторождении Озер-Суат, показали высокую эффективность нагнетания газа высокого давления в малопродуктивный, глубокозалегающий пласт, содержащий маловязкую нефть [1].

Несмотря на имеющиеся разработки и технологии в области утилизации попутного нефтяного газа, в СССР, с его курсом на экстенсивное наращивание добычи нефти, переработка ПНГ не входила в число приоритетных задач и никак не регулировалась на законодательном уровне. ПНГ считался побочным продуктом нефтедобычи. Потому в большей части его просто сжигали на факельных установках на месторождениях.

До 1 января 2001 года ПНГ не отражался в финансовой отчетности российских компаний, поэтому говорить о конкретных цифрах сжигания газа в СССР сложно. Однако, в аналитическом докладе Всемирного фонда дикой природы от 2013 года приводятся следующие данные (рисунок 1).

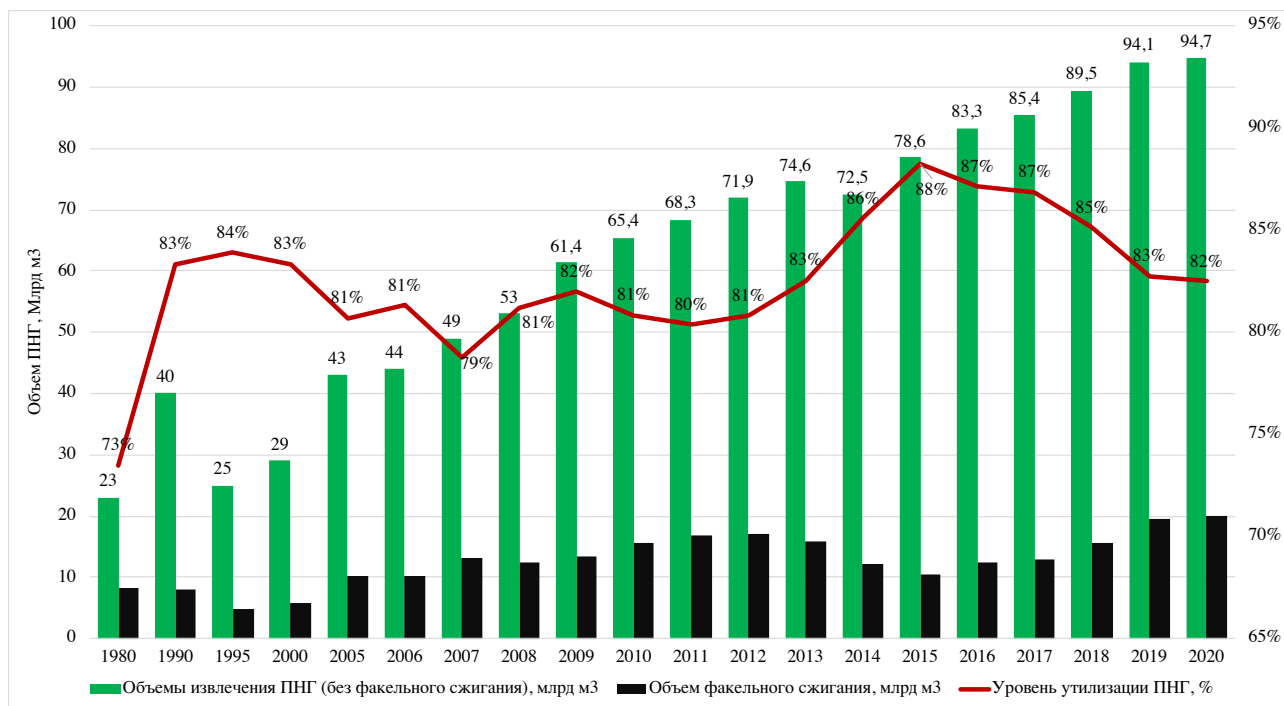


Рисунок 1 – Статистика извлечения и сжигания ПНГ на факелах в СССР и России в 1980–2020 гг

К началу XXI столетия отношение к использованию попутного нефтяного газа кардинально изменилось как в России, так и во всем мире, что связано, в первую очередь, с экологической ситуацией, а также с развитием и совершенствованием технологий в сфере переработки и утилизации ПНГ [2].

1.1 Физико-химические свойства и состав попутного нефтяного газа

Попутный нефтяной газ (ПНГ) представляет собой смесь углеводородных и неуглеводородных газов, выделяющихся из добываемой нефти при понижении давления ниже давления насыщения. По своим физико-химическим свойствам подобен природному газу, отличается только большим количеством примесей.

Конкретный состав и физико-химические свойства ПНГ различается на каждом месторождении, однако можно выделить некоторые общие параметры,

характерные для него. Попутный нефтяной газ не имеет запаха и цвета, наличие запахов возможно только от присутствующих в нем компонентов. Плотность газа в нормальных условиях меньше воздуха, он легче приблизительно в 1,8 раза, а потому не собирается в низинах, а поднимается вверх. При этом, ПНГ является горючим и взрывоопасным газом.

Как было сказано выше, попутный нефтяной газ представляет смесь газов. Основными его компонентами являются предельные углеводороды (алканы) – гомологи метана от CH_4 до C_6H_{14} . Максимальную объемную долю в ПНГ занимает непосредственно метан (более 70%). суммарное содержание гексана (C_6H_{14}) и более тяжелых углеводородов в попутном газе, как правило, не превышает 1%, содержание пентана (C_5H_{12}) доходит до 2-4%. Помимо этого, ПНГ содержит примеси других газов (их количеств может достигать 50% от общей объемной доли), в основном это азот (N_2), углекислый газ (CO_2), сероводород (H_2S), кислород (O_2) и др. Учитывая, что суммарное содержание тяжелых углеводородов (C_3+) и инертных газов обычно не превышает 10%, на оценку основных характеристик попутного газа наибольшее влияние оказывают метан и этан.

Помимо газовых компонентов неподготовленный попутный нефтяной газ имеет в своем составе незначительное количество взвешенных твердых частиц, а также паров воды.

В связи с высокой неоднородностью попутного газа по составу и физико-химическим свойствам возникает необходимость его унификации. В 2013 году ОАО «НИПИгазпереработка» был разработан ГОСТ Р 55598-2013 «Попутный нефтяной газ. Критерии классификации», согласно которому ПНГ в зависимости от состава и концентрации взвешенных частиц (КВЧ) подразделяется на 4 типа, 4 класса, 4 группы и 4 вида.

Тип попутного нефтяного газа определяется содержанием углеводородных компонентов $\text{C}_{3+\text{выше}}$:

1. Тощий – до 100 г/м^3 ;
2. Средний – $101-200 \text{ г/м}^3$;

3. Жирный – 201-350 г/м³;
4. Особо жирный – более 351 г/м³ [3].

Класс ПНГ зависит от содержания в его составе сернистых соединений (сероводорода H₂S и меркаптановой серы R-SH). Всего выделяют 4 класса (таблица 1):

Таблица 1 – Класс попутного нефтяного газа в зависимости от содержания соединений серы [3]

Класс	Наименование	Массовая концентрация, мг/м ³	
		сероводорода	меркаптановой серы
1	Бессернистый	<0,0007	<0,0016
2	Малосернистый	0,0007 – 0,1	>0,0016
3	Сернистый	0,1 – 3,00	>0,0016
4	Высокосернистый	>3,01	>0,0016

По содержанию негорючих компонентов ПНГ подразделяют на следующие **группы**:

1. Безбалластный – менее 0,01 % мол.;
2. Малобалластный – 0,01-7,0 % мол.;
3. Среднебалластный – 7,01-15,0 % мол.;
4. Высокобалластный – более 15,01 % мол [3].

Виды попутного нефтяного газа зависят от концентрации содержащихся в нем механических примесей (взвешенных частиц):

1. Чистый – до 0,5 мг/м³;
2. Слабозагрязненный – 0,5-1,0 мг/м³;
3. Загрязненный – 1,0-2,5 мг/м³;
4. Сильнозагрязненный – более 2,5 г/м³ [3].

Состав и свойства ПНГ значительно разнятся в зависимости от месторождений. Попутный нефтяной газ на месторождении X имеет свойства и состав, указанные в таблице 2:

Таблица 2 – Состав и физические свойства попутного нефтяного газа на месторождении X

Наименование показателя	Величина
Молярная доля, мол. %	
Метана	99,067
Этана	0,263
Пропана	0,0022
Изобутана	менее 0,001
н-бутана	менее 0,001
изопентана	менее 0,001
Изопентена	менее 0,001
Н-пентана	менее 0,001
Гексана	менее 0,001
Гептана	менее 0,001
Октанов	менее 0,001
Гелия, водорода, кислорода	0,0159
Диоксида углерода	0,306
Азота	0,348
Плотность при стандартных условиях (при T=25 °C, P=101,325 кПа), кг/м ³	0,673
Теплота сгорания низшая (при T=25 °C, P=101,325 кПа), МДж/м ³	33,22

1.2 Предпосылки рационального использования ПНГ в нефтегазовой промышленности на современном этапе

Попутный нефтяной газ является ценным топливным сырьем. Однако ограничения, связанные с техническим развитием и экономическими факторами, а также низкий уровень правового регулирования нефтегазовой отрасли обусловили непродуктивное сжигание ПНГ на факельных установках. При этом, с ростом добычи нефти, повышается и уровень сжигания газа, а, соответственно, и количество загрязняющих веществ и парниковых газов.

На текущий момент на месторождениях и нефтеперерабатывающих предприятиях по всему миру горят более 17000 факелов, выбрасывая каждый год в атмосферу около 350 млн т CO₂, а также других веществ. Сжигание ПНГ в приарктических регионах приводит к образованию большого количества сажи, оседающей на снежном покрове, увеличивающей поглощение солнечной энергии и ускоряющей таяние арктических льдов [4]. Этот фактор является основным в вопросе о рациональном использовании и утилизации нефтяного газа. Кроме того, именно топливно-энергетический комплекс страны является основным генератором парниковых выбросов в атмосферу (рисунок 2).

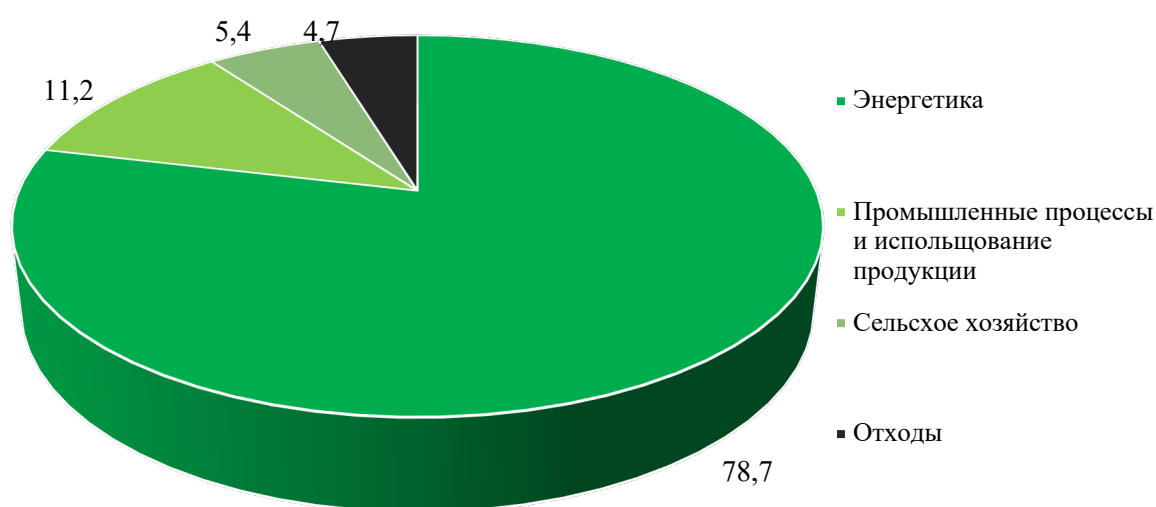


Рисунок 2 – Структура выбросов парниковых газов по секторам экономики России за 2019 год [4]

Высокое антропогенное влияние на изменения климата стало очевидным во второй половине XX столетия. Данные метеорологических наблюдений свидетельствуют о том, что за последние 100 лет средняя температура поверхности Земли выросла на 0,74 °C, из них 0,5 °C – за последние 50. В России, из-за северного расположения страны, тенденция еще более стремительная: за 100 лет температура повысилась на 1 °C, из них 0,4 °C – только за последнее десятилетие 20 века. Причем темпы ее роста постепенно увеличиваются. В первую, но не единственную, очередь это связано с увеличением выбросов углекислого газа в атмосферу. Особенно заметной данная тенденция становится при сравнении с выбросами последних сотен тысяч лет (рисунок 3).



Рисунок 3 – Динамика концентрации углекислого газа в атмосфере за последние 500 тысяч лет (по данным NASA)

1.3 Физико-химические свойства диоксида углерода

Углекислый газ, или, по-другому, диоксид углерода (IV) представляет бесцветный, нетоксичный, не имеющий запаха, негорючий газ. Его плотность составляет $1,98 \text{ кг/м}^3$ при нормальных условиях, тяжелее воздуха. Критическая температура равняется 31°C ; критическое давление – $7,38 \text{ МПа}$. Фазовая диаграмма углекислого газа представлена на рисунке 4.

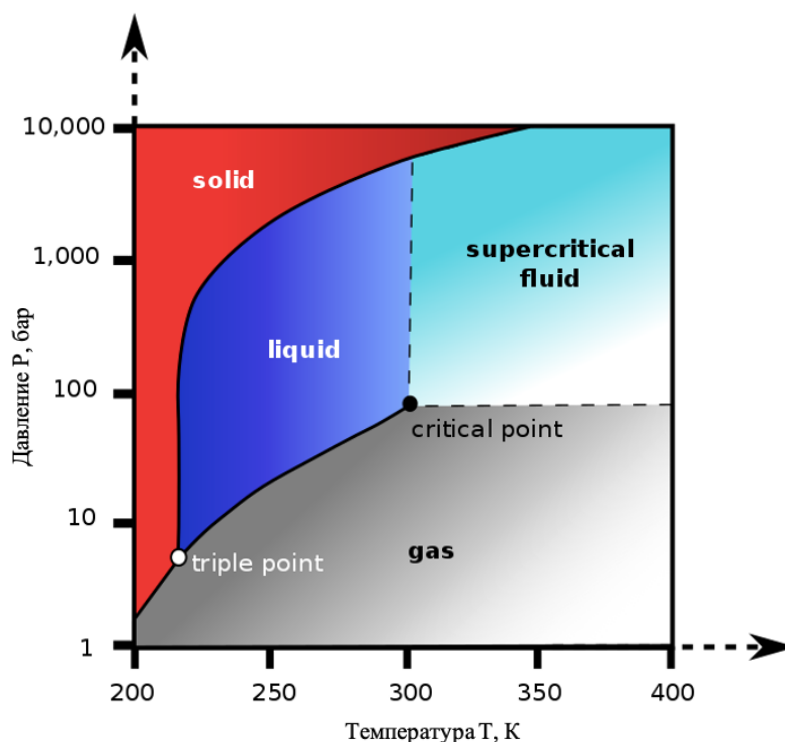


Рисунок 4 – Фазовая диаграмма диоксида углерода

При смешивании углекислого газа с водой происходит увеличение вязкости последней. При этом, с ростом минерализации воды снижается растворимость CO_2 . Снижение давления и повышение температуры так же сопровождается уменьшением растворимости диоксида углерода. Часть углекислого газа при этом переходит в угольную кислоту, что приводит к повышению кислотности воды pH до 3,3-3,7. Это, в свою очередь приводит к растворению карбонатных минералов, что благоприятно сказывается на проницаемости пласта при закачке карбонизированной воды.

Кроме того, диоксид углерода увеличивает фазовую проницаемость нефти в пласте, так как при растворении в воде водная пленка разрывается реже, давая возможность каплям нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаться в поровых каналах.

Растворимость двуокиси углерода в нефти зависит от ее состава и молекулярной массы, а также от давления и температуры. При увеличении молекулярной массы углеводородов растворимость в них CO_2 снижается. В очень легкой нефти происходит полное смешивание при давлениях 5,5 – 7 МПа, а в тяжелой нефти двуокись углерода растворяется только частично с образованием осадка из АСПО.

На рисунке 5 представлена растворимость двуокиси углерода в нефти с характеристическим фактором равным 11,7. Характеристический фактор зависит от физико-химических свойств нефти. При повышенном содержании ароматических углеводородов в нефти характеристический фактор понижается [5].

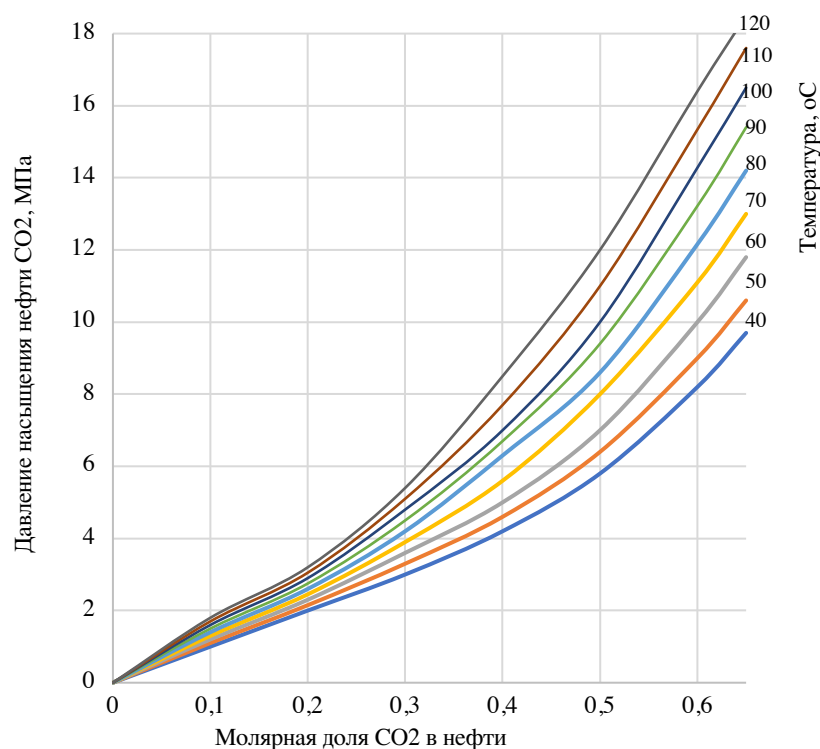


Рисунок 5 – Растворимость CO₂ в нефти в зависимости от давления и температуры [5]

Если рассматривать углекислый газ в качестве рабочего агента для закачки в пласт, то его преимущество состоит в лучшей растворимости в нефти в (5-10 раз) по сравнению с водой. Это позволяет CO₂ более активно переходить из водного раствора в нефть в результате чего наблюдается эффект значительного снижения межфазного натяжения между водной и нефтяной фазой в связи с чем вытеснение становится смешивающимся. Углекислый газ способствует и увеличению объема нефти (набуханию). В свою очередь набухание нефти приводит к повышению насыщенности ей порового пространства, следовательно, возрастает относительная проницаемость по нефти. Кроме того, увеличение объема капель остаточной нефти способствует вытеснению ее из порового пространства и снижению остаточной нефтенасыщенности [6].

Еще одним положительным фактором углекислого газа, связанная с высокой растворимостью, является значительное снижение вязкости нефти в пластовых условиях, что позволяет увеличивать коэффициент охвата пласта.

При этом, чем выше первоначальная вязкость нефти, тем сильнее она снижается при воздействии на нее углекислым газом. Повышение вязкости в свою очередь снижает относительную проницаемость нефти и ухудшает отношение подвижности вытесняющего и вытесняемого агента, что отрицательно сказывается на коэффициенте извлечения нефти (рисунок 6).

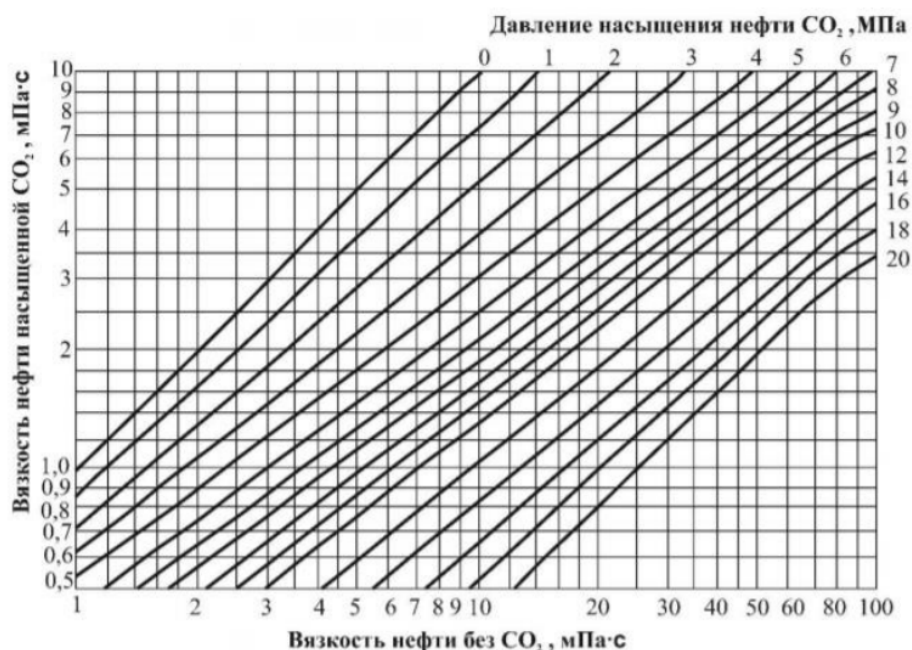


Рисунок 6 – Зависимость вязкости нефти от давления насыщения CO_2

Наличие диоксида углерода в нефти увеличивает ее объем на 10 – 60%. Основными параметрами, влияющими на степень увеличения объема, являются пластовые давление, температура, физико-химические свойства и состав нефти. При взаимодействии с углекислым газом легкие компоненты нефти растворяются в CO_2 , или иными словами – экстрагируются. Данный процесс происходит более интенсивно при повышении пластового давления [6].

Лабораторными исследованиями установлено, что при повышенном количестве в составе нефти легких компонентов, а также значений пластовых давлений и температуры равным критическим значениям образующихся в пористой среде смесей, наблюдается полное смешивание нефти с двуокисью углерода. При снижении давления происходит фазовое разделение смеси на нефть – углекислый газ, начинается экстрагирование легких компонентов нефти, сопровождающееся утяжелением оставшейся нефти, уменьшением ее объема и

увеличением плотности и вязкости [6]. Таким образом снижается подвижность нефти, оставшейся за фронтом вытеснения CO_2 .

Немаловажным фактором при растворении углекислого газа в нефти является снижение межфазного натяжения на границе раздела нефть – газ, так как межфазное натяжение определяет капиллярные силы, регулирующие движение флюидов в пористых средах. Считается, что с повышением давления и уменьшением температуры межфазное натяжение ослабевает. Однако новые исследования показывают, что в случае температуры зависимость оказывается более сложной. Так при низких давлениях межфазное натяжение уменьшается с ростом температуры, а при высоких – увеличивается.

Кроме того, на значение межфазного натяжения влияет состав нефти, а именно содержание метана в ней. Чем меньше в нефти содержание $\text{C}_2\text{-C}_{10}$, тем больше межфазное натяжение. При наличии нефти большого количества парафинов и асфальтенов межфазное натяжение также возрастает [7].

Важной особенностью углекислого газа является его высокая коррозионная активность при наличии совместно с ним воды. Данный фактор является отрицательным при выборе диоксида углерода в качестве агента вытеснения, так как это значительно снижает время эксплуатации нефтепромыслового оборудования и трубопроводов. Установлено, что коррозия в углекислотной среде протекает более интенсивно, чем в растворах сильных кислот [8].

Также необходимо учитывать, что растворение углекислого газа в воде и нефти приводит к снижению температуры последних. Причем чем выше количества растворяемого углекислого газа, тем сильнее становится температура. Данный эффект необходимо учитывать при использовании в качестве рабочего агента большого количества диоксида углерода в связи с высоким риском выпадения АСПО. Еще одним нежелательным свойством двуокиси углерода является его способность образовывать кристаллогидраты при насыщении парами воды.

1.4 Анализ получения CO₂ для народного хозяйства

Несмотря на рост концентрации углекислого газа в атмосфере, данный газ по-прежнему занимает незначительную часть в воздухе, а потому извне углекислоту получить нельзя. При получении углекислого газа в промышленных масштабах используют три основные группы сырья:

1. Источники сырья, из которых можно производить чистый CO₂ без специального оборудования для повышения его концентрации:

- газ химических и нефтехимических производств с содержанием 98-99% CO₂;
- газ спиртового брожения на пивоваренных, спиртовых и гидролизных заводах с 98-99% CO₂;
- газ из естественных источников с 92-99% CO₂.

2. Источники сырья, использование которых обеспечивает получение чистого CO₂ (газ малораспространенных химических производств с содержанием 80-95% CO₂).

3. Источники сырья, использование которых дает возможность производить чистый CO₂ только с помощью специального оборудования:

- газовые смеси, состоящие в основном из азота и углекислого газа (продукты сгорания углеродсодержащих веществ с содержанием 8-20% CO₂;
- отходящие газы известковых и цементных заводов с 30-40% CO₂;
- колошниковые газы доменных печей с 21-23% CO₂;
- состоящие в основном из метана и углекислого газа и содержащие значительные примеси других газов (биогаз и свалочный газ из биореакторов с 30-45% CO₂;
- попутные газы при добыче природного газа и нефти с содержанием 20-40% CO₂.

В промышленном масштабе углекислый газ получают следующими способами:

1. из известняка, в котором содержится до 40% CO_2 , кокса или антрацита до 18% CO_2 путем их обжига в специальных печах;
2. на установках, работающих по сернокислому методу за счет реакций взаимодействия серной кислоты с эмульсией мела;
3. из газов, образующихся при брожении спирта, пива, расщепления жиров
4. из дымовых газов промышленных котельных, сжигающих уголь, природный газ и другое топливо. Дымовой газ содержит 12-20% CO_2 ;
5. из отходящих газов химических производств, в первую очередь синтетического аммиака и метанола. Отходящие газы содержат примерно 90% CO_2 .

Помимо промышленного производства диоксид углерода возможно получить с помощью улавливания. Улавливание CO_2 – это процесс поимки двуокиси углерода, выделяемого из техногенного источника. На текущий момент все существующие технологии по улавливанию CO_2 можно разделить на три категории:

1. улавливание до сжигания;
2. улавливание после сжигания;
3. улавливание при сжигании в чистом кислороде.

При улавливании диоксида углерода до сжигания происходит предварительная конвертация топлива в газообразную смесь водорода и диоксида углерода. После этого CO_2 отделяется от водорода на основе физической абсорбции, сжимается и транспортируется. Процесс сепарации не вызывает трудностей, так как водород является самым легким из всех газов. Полученный голубой водород используется в качестве топлива для технологических процессов или выработки зеленой энергии. Данная технология улавливания используется компанией Shell на апгрейдерах битумов нефтеносных песков в проекте Quest (Канада).

Процесс улавливания при сжигании в кислороде аналогичен обычному сжиганию с использованием воздуха, но здесь воздух заменен на чистый

кислород. В результате этого образуется готовая смесь из водяного пара и CO_2 , который можно отделить посредством охлаждения и компрессии газового потока, получив тем самым высокопроницаемый поток углекислого газа. На текущий момент данный способ является наименее изученным.

Улавливание после сжигания происходит с помощью разделения дымовых газов на составляющие. Этот метод на текущий момент является наиболее коммерчески привлекательным. Углекислый газ улавливается с помощью механических сепараторов и жидких растворителей, как правило, на основе аминов, образующих с диоксидом углерода устойчивую химическую связь. При нагреве связь разрушается, CO_2 отделяется от аминов, сжимается и транспортируется.

Данная технология называется химической абсорбцией, является хорошо изученной и широко распространена в производстве пищевого углекислого газа. Примером является проект улавливания на угольной электростанции Petra Nova (США). Помимо использования механических сепараторов и жидких растворителей, существуют и другие технологии улавливания после сжигания, например, использование мембран. Однако, такие методы еще недостаточно изучены для их коммерческого использования в промышленности.

1.5 Механизмы воздействия CO_2 на флюиды в пластовых условиях

Вытеснение нефти диоксидом углерода является третичным методом нефтеотдачи, позволяющим вовлечь в разработку дополнительные объемы нефти. Как и все газовые методы увеличения нефтеотдачи, закачка CO_2 основывается на процессах массообмена с учетом сил гравитационного и капиллярного взаимодействия. Существуют различные методы закачки углекислого газа в пласт:

- непрерывная, циклическая закачка диоксида углерода в различных состояниях в нагнетательные скважины;
- непрерывная закачка карбонизированной воды, закачка оторочки углекислого газа либо чередующаяся закачка газа и воды;

- поочередная закачка оторочек ПАВ-реагентов и углекислого газа;
- газоциклическая закачка CO_2 в добывающие скважины.

Эффективность использования в качестве рабочего агента зависит от степени смесимости диоксида углерода с нефтью и влечет к изменению ее физических свойств, увеличивая тем самым коэффициент нефтеотдачи. Данный эффект вытеснения обусловлен как физико-химическими свойствами нефти, так и от термобарических параметров пласта и может осуществляться в виде смешивающегося и несмешивающегося режима (рисунок 7).

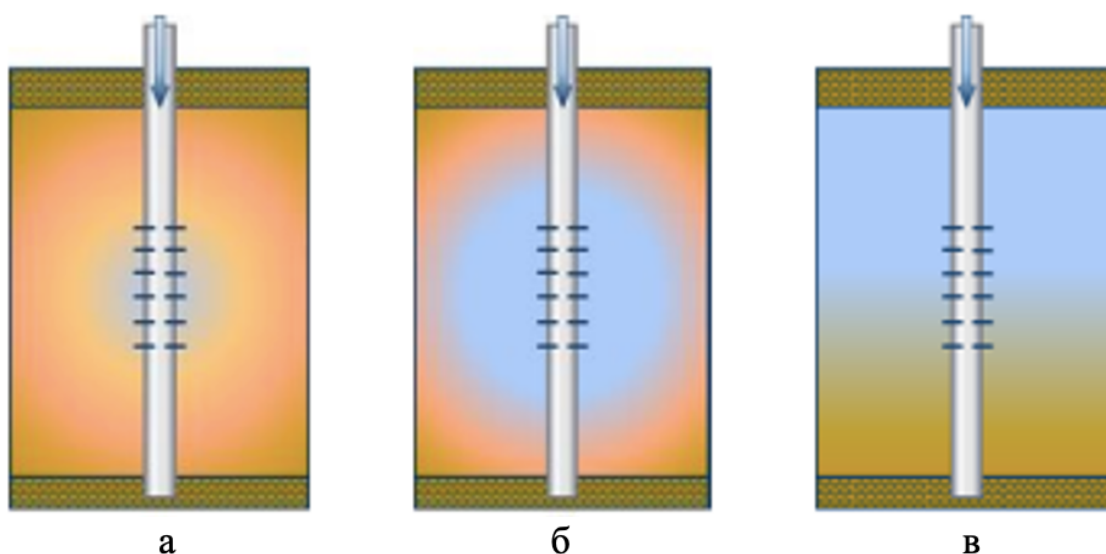


Рисунок 7 – Смесимость CO_2 и пластовой нефти: а - одноконтактная смесимость; б - многоконтактная смесимость; в - несмешивающийся режим

В случае, если в процессе закачки углекислого газа происходит его полная растворимость в нефти и натяжение на границе фаз становится равным нулю, то в таком случае вытеснение считается смешивающимся. В свою очередь, данный режим подразделяется на одноконтактную и многоконтактную смесимость, в зависимости от количества происходящего в системе нефти – углекислый газ массообмена, а также времени взаимодействия в пластовых условиях. В случае длительного движения фронта вытеснения к добывающим скважинам наиболее возможной будет реализация многоконтактной смесимости [9].

Если из-за термобарических условий не достигается абсолютная смесимость, то вытеснение происходит в несмешивающемся или ограниченно-

смешивающимся режиме, при котором фронт вытеснения имеет явную границу разделения фаз нефть – углекислый газ. Данное вытеснение обладает меньшей эффективностью, так как реологические свойства нефти остаются неизменными.

Наиболее оптимальным вариантом при вытеснении нефти углекислым газом считается обеспечение подавления капиллярных сил. В таком случае возможно достижение коэффициента вытеснения (в лабораторных условиях) более 90%.

При закачке углекислого газа образуется фронт вытеснения, в котором происходят процессы многократного массообмена, в котором происходит экстракция легких и промежуточных фракции нефти. В процессе продвижения фронта к добывающим скважинам, в нем достигается равновесное фазовое состояние за счет постоянного массообмена [10]. При достижении определенного давления углекислый газ сможет неограниченно смешиваться с нефтью, а вытеснение перейдет в режим полного смешивания, благодаря чему и достигается такой высокий уровень нефтеотдачи.

При закачке в пласт водогазовой смеси для повышения нефтеотдачи важным фактором является уровень концентрации углекислого газа в воде, а также объемы закачки карбонизированной воды. На рисунке 8 показано, как влияет количество закачиваемой водогазовой смеси и уровень концентрации CO_2 в ней на показатель дополнительной нефтеотдачи. Номера кривых на диаграмме соответствуют количеству прокачанной карбонизированной воды (в объёмах пор).

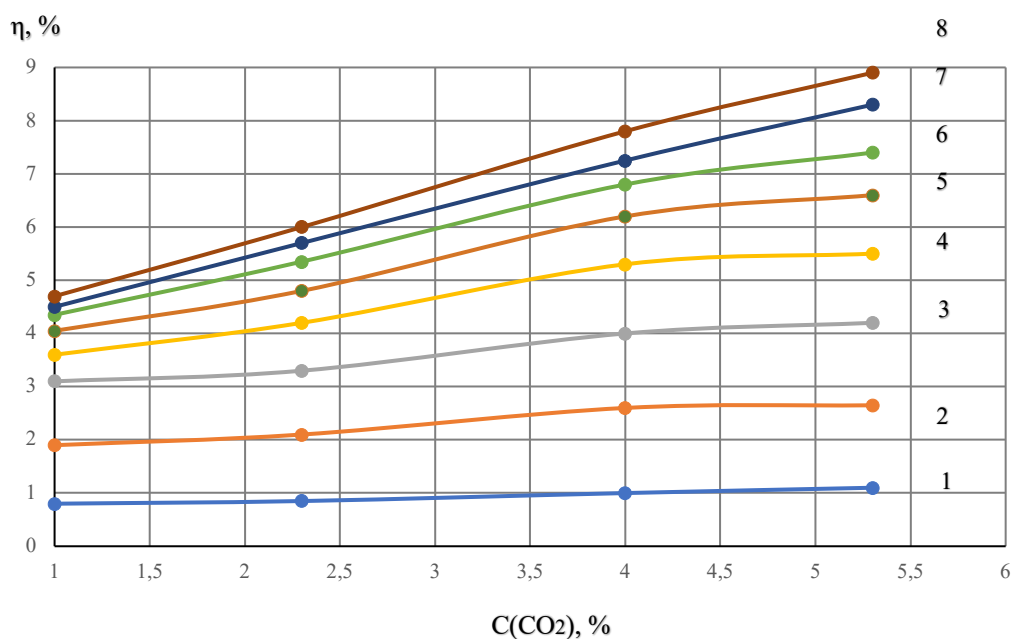


Рисунок 8 – Зависимость дополнительной нефтеотдачи от концентрации диоксида углерода в карбонизированной воде

В связи с физико-химическими особенностями углекислого газа, применение данного агента в качестве метода увеличения нефтеотдачи ограничено рядом критериев в соответствии с геологическими условиями залегания пласта-коллектора и свойствами нефти. В таблице 3 приведены условия, в соответствии с которыми можно определить возможность использования диоксида углерода.

Таблица 3 – Критерии применимости закачки CO₂ в режиме смешивания и несмешивания

Закачка CO ₂	Рекомендованные значения
Состав нефти	Высокий процент фракций C ₅₊ - C ₁₂ , отсутствие проблем с АСПО
Вязкость нефти, сПз	< 10
Плотность, т/м ³	0,806-0,922
Глубина (м), если плотность (т/м ³) < 0,825	> 750
0,825-0,865	> 850
0,866-0,887	> 1000
0,888-0,922	> 1200

> 0,922	Несмешивающийся режим
0,922-0,979	> 550 – несмешивающийся режим
Коэффициент текущей нефтенасыщенности, д.е.	> 0.2
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	< 25
Проницаемость, мД	Не критично
Температура, °С	Не критично
Давление, атм	> 80
Тип коллектора	Терригенный/карбонатный, однородный коллектор
Расчлененность	Не критично

Таким образом, использование диоксида углерода в качестве агента вытеснения имеет определенные ограничения, связанные с геолого-физической характеристикой пластов и свойствами нефти. Поэтому, для реализации закачки углекислого газа в пласт, необходимо иметь точные данные о свойствах и характеристиках пластов конкретного месторождения.

Еще одним ограничивающим фактором является вопрос об источнике углекислого газа. Наличие крупных залежей CO_2 позволило бы применить непрерывное его закачивание в пласт, в том числе и сверхкритичном состоянии. Однако, на территории России отсутствуют источники чистого углекислого газа, а выработка большого количества CO_2 из других источников, достаточного для реализации непрерывной закачки, экономически не целесообразна.

Прямое сжигание ПНГ с целью извлечения углекислого газа для последующей закачки в пласт решает вопрос об источнике CO_2 , но такой подход не позволит вырабатывать в достаточном количестве диоксида углерода для использования его при закачке в чистом виде. Поэтому, для увеличения технологической и экономической эффективности метода, наиболее подходящим способом будет реализация совместной закачки диоксида углерода и пластовой воды.

3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МАСШТАБИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ ПНГ С ИЗВЛЕЧЕНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

Сжигание попутного нефтяного газа с целью извлечения диоксида углерода и использованием его для дальнейшей закачки в пласт является технологически перспективным методом увеличения нефтеотдачи в особенности на месторождениях с высоковязкой нефтью. Помимо этого, такая технология решает и ряд экологических проблем – это снижение выбросов парниковых газов в атмосферу, сокращение использования водных ресурсов в пересчете на единицу добытой нефти.

Однако, движущим фактором внедрения современных разработок является экономическая составляющая. Любой проект должен быть рентабельным, чтобы было возможно его дальнейшее масштабирование и использования на других месторождениях-аналогах. Основным показателем экономической эффективности в данном случае является дополнительная нефтеотдача.

Перед проведением опытно-промышленных испытаний необходимо провести в первую очередь ряд лабораторных исследований на керне для получения предварительной информации по коэффициенту нефтеотдачи при использовании в качестве агента вытеснения карбонизированной воды. В случае положительного эффекта можно говорить о возможности реализации технологии на опытном участке месторождения. Внедрение ее в имеющуюся инфраструктуру ПКИОС позволит снизить затраты при проведении ОПИ.

При выборе срока проведения ОПИ наиболее оптимальным вариантом будет являться продолжительность в один год. Это позволит не только определить фактические значения коэффициента нефтеотдачи, но и оценить влияние карбонизированной воды на нефтепромысловое оборудование и

трубопроводы, прогнозировать необходимые уровни расхода химреагентов и в соответствии с этим рассчитать экономическую эффективность.

Второй составляющей данного проекта является снижение углеродного следа, который тоже имеет свою экономическую ценность. На сегодняшний день в мировой практике все активнее внедряются квоты на выбросы парниковых газов, а уровни выбросов, превышающие установленный порог, облагаются дополнительным «углеродным» налогом. Все больший вес в инвестиционной привлекательности компании набирает именно экологическая составляющая бизнеса. Российские нефтегазовые компании, как лидеры мировой добычи энергоресурсов, вынуждены активно вовлекаться в глобальные процессы, связанные со снижением углеродного следа.

На текущий момент 27 стран мира уже ввели углеродный налог. Каждая страна устанавливает свой уровень выбросов и размер налоговых выплат за тонну выбросов углекислого газа.

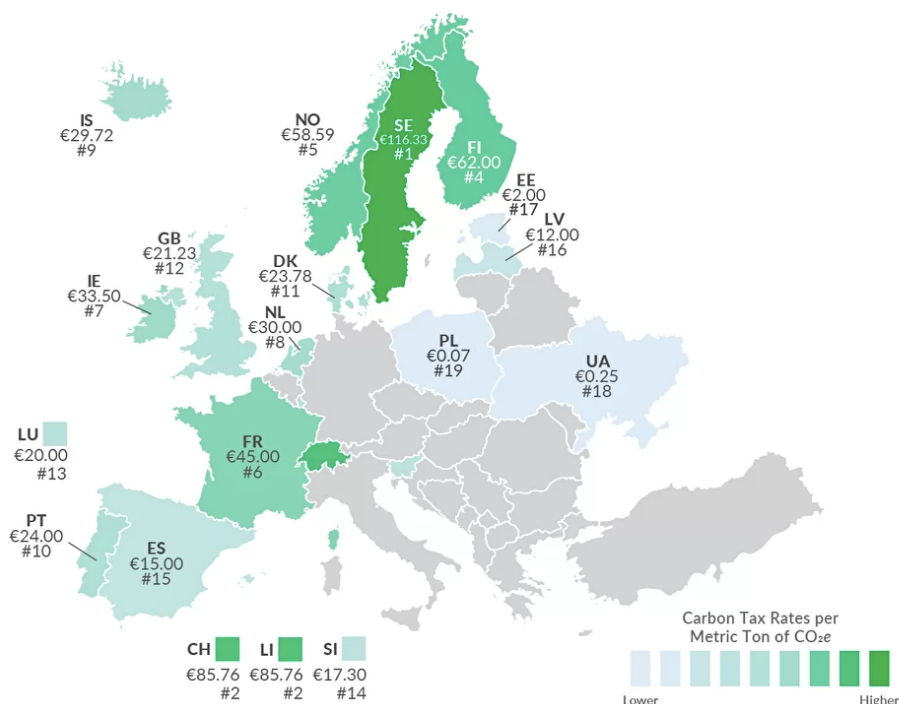


Рисунок 17 – Уровень углеродного налога в Европе в 2021 году, евро за тонну

В России углеродного налога на текущий момент нет, однако в правительстве идет активное обсуждение по его введению. Начиная с 2022 года, крупнейшие российские предприятия с выбросами эквивалента CO₂ свыше 150

тыс. тонн будут вести и предоставлять правительству углеродную отчетность. С 2023 года планируется введение углеродного налога в качестве эксперимента, а с 2026 года он будет введен повсеместно. Возможны два варианта налоговой системы: в первом случае производители будут платить за превышение выбросов по установленным значениям. Второй предполагает введение торговли квотами в стране. При любом из вариантов введение налога на выбросы сделает рассматриваемый проект сжигания ПНГ для получения CO_2 с дальнейшей закачкой в пласт более перспективным с экономической точки зрения, что дает проекту больше шансов на практическую реализацию и масштабирование другие месторождения.

Представленную технологическую схему подготовки карбонизированной воды на базе ПКИОС возможно модернизировать для получения чистого углекислого газа, добавив в абсорбционный блок оборудование для десорбции. В таком случае, необходимо предусмотреть рециркуляционную линию для абсорбента (пластовой воды) с возвращением ее обратно в буферные емкости воды, а для абсорбтива (углекислого газа) – емкость для его хранения в жидком или газообразном виде.

Реализация такой схемы позволит расширить возможности применения диоксида углерода на месторождении за счет использования его в газосварочных работах и при проведении ОПЗ в добывающих скважинах. В первом случае необходимо предусмотреть установку по заправке баллонов углекислым газом для транспортировки в ремонтные цеха.

Применение углекислого газа для обработки призабойной зоны возможно при реализации процесса Huff-N-Puff, который заключается в непосредственной закачке углекислого газа в призабойную зону продуктивного пласта, выдержку в 15-30 дней и последующей добыче нефти. Это позволяет в разы снизить плотность нефти в призабойной зоне в связи с полной смешиваемостью углекислого газа и тем самым увеличить ее подвижность и темпы отбора.

Для реализации подобной схемы необходимо дополнительно оснастить автопарк цистернами для перевозки агрессивных средств в количестве,

достаточном для реализации одновременного проведения ОПЗ на нескольких скважинах.

Изготовлением подобных автоцистерн в России занимается Тольяттинский Завод Резервуарных Конструкций (ТЗРК). Наибольшая масса жидкой углекислоты в самой крупной из представленной в линейке автоцистерн составляет 33 тонны, в то время как минимальные объемы закачки в пласт при обработке одной добывающей скважины составляют не менее 100 тонн. Таким образом, для реализации процесса циклической закачки диоксида углерода в добывающую скважину минимально необходимое количество автотехники составляет не менее 4 единиц автоцистерн, а также не менее 1 единицы передвижной компрессорной станции для закачки диоксида углерода в пласт.

Еще одним вариантом масштабирования технологии закачки углекислого газа является замена рабочего агента для закачки в пласт на чистый CO_2 . Однако, для этого нужны большие объемы диоксида углерода (не менее 2 млн тонн в год), а также мощности для его производства. В 150 км от месторождения Х располагается крупный промышленный город и предприятие с суммарными годовыми выбросами CO_2 порядка 8-9 млн. тонн. Для доставки таких объемов и на такие расстояния требуется строительство крупного газопровода.

Реализация такого варианта возможна только при субсидировании проекта из государственных средств и ассигнований, в том числе в рамках Национального проекта «Экология». Коммерческая составляющая такого проекта будет зависеть от государственного регулирования налоговой системы в сфере снижения углеродного следа, так как эффект от дополнительной нефтеотдачи не сможет компенсировать затрат. В связи с этим расчёт и подготовка технико-экономического обоснования имеет смысл только после введения углеродного налога. Однако, это позволит создать инфраструктуру для захоронения углекислого газа от выбросов промышленных предприятий на десятилетия вперед, а также обеспечить рабочими местами не менее 100 человек.

Таким образом, технология сжигания ПНГ с целью получения CO_2 для системы ППД имеет перспективы для расширения и масштабирования, однако

любой из рассмотренных вариантов ведет к дополнительным капитальным и операционным затратам. Реализация проекта на основе имеющейся инфраструктуры ПКИОС является наиболее оптимальной на любой стадии разработки месторождений, так как имеет ряд преимуществ:

- Низкая металлоемкость в связи с компактным расположением объектов подготовки нефти, газа и воды, а также небольшими объемами производства.
- Высокая мобильность установок, что позволяет в случае необходимости производить оперативную передислокацию для проведения испытаний на других месторождениях/участках. За счет этого достигается снижение капитальных затрат.
- Использование в качестве абсорбента пластовой воды и непосредственная закачка водогазовой смеси (карбонизированной воды) в пласт, что позволяет снизить операционные затраты на утилизацию.

Дальнейшее решение вопроса об увеличении объемов и изменения метода закачки CO_2 должно быть основано на данных о дополнительной нефтеотдаче после проведения ОПР и составления технологической карты.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ03	Гаевой Владислав Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение опытно-промышленной разработки с закачкой карбонизированной воды на месторождении «Х»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности закачки карбонизированной воды в пласт Дл-3 с высоковязкой нефтью на месторождении «Х»
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при проведении опытно-промышленной разработки с закачкой карбонизированной воды на месторождении «Х»
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности закачки карбонизированной воды в пласт Дл-3 с высоковязкой нефтью на месторождении «Х»
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Дорожная карта по подготовке и реализации опытно-промышленной разработки на месторождении «Х»	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Гаевой Владислав Александрович		

Внедрение технологии сжигания ПНГ с целью получения CO_2 для использования в системе ППД полностью меняет технологический процесс, оказывая влияние на добычу и подготовку нефти. В связи с чем необходимо уделить особое внимание составлению дорожной карты проекта при подготовке к ОПр и оценке экономической эффективности [17].

4.1 Составление дорожной карты проекта

Для подготовки к реализации крупных проектов, к таким, как проект по реализации закачки карбонизированной воды, необходимо спланировать этапность и установить временные интервалы, для чего создается дорожная карта.

Дорожная карта проекта – это общий обзор целей и ожидаемых результатов проекта, наглядно представленных на временной шкале.

Перед началом ОНР проводится подготовка к его реализации. Данный этап включает в себя формирование проектной документации; выполнение проектно-изыскательских работ на участке ОНР с проведением экологической, ведомственной и главной государственной экспертиз; разработку проектно-сметной документации, подготовка технических требований и опросных листов для проведения закупочных процедур, непосредственное проведение закупки оборудования и материалов; выбор исполнителя работ и проведение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ [18].

Оптимальная продолжительность ОНР для консолидации данных с целью уточнения уровня извлекаемых запасов составляет 2 года. После завершения ОНР производится оценка и подтверждение положительного эффекта от используемого МУН, на основании чего подготавливаются предложения для масштабирования технологии с переходом на промышленную разработку месторождения. Данный этап занимает не менее одного года (таблица 11).

Таблица 11 – Дорожная карта по подготовке и реализации опытно-промышленной разработки на месторождении «Х»

[illegible]

★ - завершение ОПР; ★ - запуск ПРМ.

4.2 Оценка экономической эффективности проекта

Экономическая эффективность от внедрения технологии извлечения диоксида углерода с последующей закачкой карбонизированной воды в пласт будет зависеть непосредственно от дополненного уровня нефтеотдачи, который определяется при лабораторных исследованиях на керне и уточняется по мере проведения ОПР. При этом, в последующие годы эксплуатации месторождения с закачкой карбонизированной воды уровень дополнительной добычи будет постепенно снижаться, в связи с более быстрым истощением месторождения. Для упрощения расчётов пренебрежем данным фактом, а также примем средний уровень дополнительной нефтеотдачи за 10%.

Показатели эффективности выбранного технологического варианта разработки включают:

- чистый доход (ЧД), млн руб.;
- чистый дисконтированный доход (ЧДД), млн руб.;
- внутренняя норма доходности капитальных вложений, %;
- срок окупаемости капитальных вложений, лет [19].

Для расчета экономической эффективности используем следующие исходные данные (таблица 12).

Таблица 12 – Исходные данные для расчета экономической эффективности

Показатель	Единицы измерений	Значение
Уровень дополнительной добычи нефти	%	10
	тонн/год	126000
Капитальные затраты	млн руб.	Приложение В таблица 1
Эксплуатационные затраты	млн руб./год	Приложение В таблица 2
Цена за нефть марки Urals	долл/барр	55,7
Курс доллара	руб/доллар	73,6
НДПИ (при соответствующем курсе доллара и цены на нефть)	руб/тонна	13813,2
Ставка дисконтирования	%	15
Анализируемый период	лет	5

Основной статьей капитальных затрат являются расходы на инфраструктуру (отсыпка площадки, забивка свай, прокладка труб, интеграция с существующим комплексом ПКИОС и т.д.), а также расходы на закупку насосно-компрессорного оборудования и замена НКТ (проведение КРС) в добывающих и нагнетательных скважинах.

В соответствии с дорожной картой капитальные расходы распределены на 3 года. Общие капитальные затраты за все время составляют 1641 млн руб. Более подробно смета расходов показана в таблице 1 Приложения В.

Эксплуатационные затраты являются важной составляющей проекта, так как представляют собой стоимость ресурсов, используемых организацией только для поддержания своего существования. Основные статьи расходов в данном случае связаны с затратами на электроэнергию, абсорбер, ингибиторов коррозии, а также на заработную плату сотрудникам, амортизационные отчисления и уплату налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Для проведения ОПР необходимо наличие большого количества персонала, включающий как инженерно-технических работников (ИТР), так и работников рабочих специальностей. Расчет заработной платы для принимаемого персонала представлен в таблице 13 с учетом тарифной ставки по каждой категории работников, вахтового метода работы, северного и районного коэффициентов.

Таблица 13 – Расчет годовых затрат на заработную плату

Категория работников	Кол-во	Тарифная Ставка руб./час	Тарифный фонд, ЗП, руб.	Район. коэф. и север. н. 60%+60%, руб.	Премия 33%, руб.	ЗП с учетом надбавок, руб.
ИТР	18	320,4	22838112	35627455	7536577	66002144
Рабочий персонал	26	270,2	27819792	43398876	9180531	80399199
Вспомогательный персонал	10	215,5	8533800	13312728	2816154	24662682
Итого:	54	-	59191704	92339058	19533262	171064025

Из расчетов следует, что общие ежегодные затраты на выплату заработной платы рабочим составляют 171,1 млн рублей без учета ежегодной индексации (для упрощения расчетов индексацией заработной платы работникам пренебрегаем).

Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды: Пенсионный фонд, Фонд обязательного медицинского страхования и Фонд социального страхования с учетом страхования от несчастных случаев на производстве.

Расчет страховых взносов при проведении гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра представлен в таблице 14. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем 30 класс с тарифом 7,4.

Таблица 14 – Расчет страховых взносов при производстве гидравлического разрыва пласта

Показатель	ИТР	Рабочий персонал	Вспомогательный персонал
Количество работников, ед.	18	26	10
ЗП, руб.	66002144	80399199	24662682
ФСС (2,9%), руб.	1914062	2331577	715218
ПФР (22%), руб.	14520472	17687824	5425790
ФОМС (5,1%), руб.	3366109	4100359	1257797
Страхование от несчастных случаев на производстве (7,4%), руб.	4884159	5949541	1825048
Всего, руб.	24684802	30069300	9223843

Таким образом, суммарные ежегодные расходы на отчисления социальным фондам составляют 63 978 тыс. руб.

Помимо расходов, связанными с отчислениями в фонд заработной платы и социальные фонды, к основным переменным затратам еще относятся расходы на ингибиторную защиту, общепроизводственные расходы, текущий ремонт скважин, уплату НДС, а также амортизационные отчисления.

Помимо НДС, также предусмотрена плата за другие налоги, такие как налог на имущество, который составляет 2,2% от среднегодовой остаточной стоимости основных производственных фондов, а также земельный, водный, транспортный налоги, которые в данном расчете приняты за 1,5% от ежегодной выручки от реализации нефти.

Весь перечень эксплуатационных затрат с 2025 по 2034 гг. представлен в таблице 2 Приложения Б.

Для определения основных финансовых показателей необходимо определить денежные потоки от операционной деятельности, главным показателем которой является валовая и чистая прибыль предприятия.

С помощью валовой прибыли определяют целесообразность продажи или производства отдельных товаров или услуг. Для этого используют формулу:

$$\text{Валовая прибыль} = \text{Выручка от продажи} - \text{Себестоимость}$$

Чистая прибыль – деньги, которые остались после уплаты сборов:

$$\text{Чистая прибыль} = \text{Выручка компании} - (\text{Расходы по основной деятельности} + \text{Прочие расходы} + \text{Амортизация} + \text{Проценты по кредитам} + \text{Налог на прибыль})$$

Основные текущие показатели по операционной деятельности предприятия за 2025-2028 годы приведены в таблице 15. В данной таблице не показаны результаты деятельности за 2024 год, так как началом проведения ОПР является 2025 год.

Таблица 15 – Операционная деятельность по проекту, млн. рублей

Показатель	Сумма	Годы эксплуатации			
		2025	2026	2027	2028
Выручка	12404,0	954,2	3816,6	3816,6	3816,6
Эксплуатационные затраты (без учета налогов)	1719,6	233,2	495,5	495,5	495,5
НДС	5656,5	435,1	1740,5	1740,5	1740,5
Валовая прибыль	5027,9	285,9	1580,7	1580,7	1580,7
Налог на имущество и иные налоги	298,1	63,2	74,3	82,2	78,5
Налог на прибыль	1005,6	57,2	316,1	316,1	316,1

Итого налоги	1303,7	120,3	390,4	398,3	394,6
Чистая прибыль	3724,2	165,5	1190,3	1182,3	1186,1

Основным финансовым показателем проекта является чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV), который показывает поступление денежных средств при реализации инвестиционного проекта. Если значение $ЧДД > 0$, то инвестиционный проект считается эффективным, если $ЧДД < 0$, то инвестиционный проект считается неэффективным и отклоняется. Расчет ЧДД производят по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+i)^k} - IC \quad (70)$$

где NPV – чистый дисконтированный доход;

P_k – величина денежных поступлений (потоков) в течение n лет;

n – количество лет поступления денежных потоков;

IC – величина первоначальных капитальных затрат;

i – ставка дисконтирования.

Так как капитальные затраты в данном проекте происходят не единовременно, а разделены в течение трех лет, то в таком случае применяется следующая формула:

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+i)^k} - \sum_{k=1}^m \frac{IC_k}{(1+i)^k} \quad (71)$$

где IC_k – капитальные вложения в течение m лет;

m – количество лет вложений основных средств (капитальных затрат);

Внутренняя норма доходности (IRR) определяет такую ставку дисконтирования, при которой приведенная стоимость всех денежных потоков инвестиционного проекта равна нулю (т.е. $ЧДД=0$).

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} * (i_2 - i_1) \quad (72)$$

где i_1 – норма дисконта, при которой NPV положительна;

i_2 – норма дисконта, при которой NPV отрицательна;

NPV_1 – величина положительного ЧДД;

NPV_2 – величина отрицательного ЧДД [20].

Срок окупаемости показывает, за какое количество лет вернуться вложенные в проект средства. Простой метод расчета применяется в случае, когда поступление денежных одинаково на всем протяжении проекта. При нефиксированном поступлении денежных средств в анализируемом проекте используется формула дисконтированного (динамического) срока окупаемости (DPP):

$$DPP = \sum_{k=1}^t \frac{P_k}{(1+i)^k} \geq IC \quad (73)$$

где t – количество лет, при котором проект выйдет на окупаемость.

В случае, если сумма всех дисконтированных денежных потоков не превысит суммарных капитальных вложений, то такой проект является нерентабельным.

Рентабельность (индекс доходности) инвестиций (PI) характеризует доход на единицу инвестиционных затрат и рассчитывается, как отношение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) к стоимости инвестиций (IC):

$$PI = \frac{\sum_{k=1}^t \frac{P_k}{(1+i)^k}}{\sum_{k=1}^m \frac{IC_k}{(1+i)^k}} \quad (74)$$

В случае, если $PI \geq 1$, то такой проект является экономически эффективным. Если $PI < 1$, то в таком случае возврата денежных средств не происходит и такой проект является нерентабельным [20].

Исходя из исходных данных и показателям операционной деятельности, был произведен расчет всех экономических параметров, результаты которого представлены в сводной таблице 16.

Таблица 16 – Экономические показатели проекта за 5 лет

Показатель	Сумма	Годы эксплуатации				
		2024	2025	2026	2027	2028
Денежный поток, млн. руб.	2640	-438	-458	830	1351	1355
Накопленный денежный поток, млн. руб.	2524	-438	-896	-66	1285	2640
ЧДД ($i=15\%$), млн. руб.	1454	-438	-398	627	889	775
Накопленный ЧДД ($i=15\%$), млн. руб.	-	-438	-836	-209	680	1454

Внутренняя норма доходности (IRR), %	71,5
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет	2,33
Индекс доходности капитальных вложений (PI)	2,02

Исходя из полученных показателей можно сделать вывод, что при заданных ценах на нефть и курс доллара, с учетом дополнительной добычи нефти в 10%, данный проект является целесообразным и экономически оправданным.

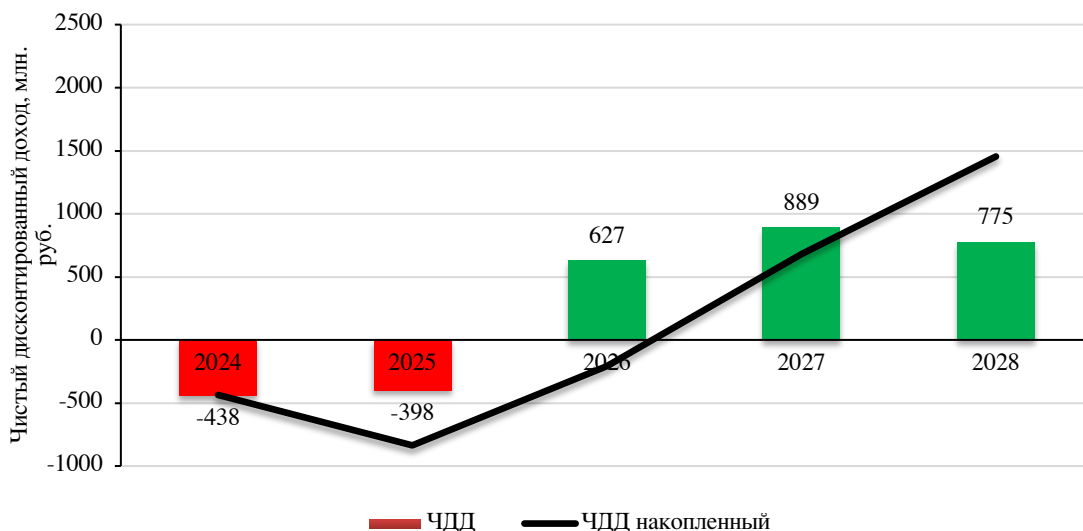


Рисунок 18 – Чистый дисконтированный доход от проекта при дополнительной нефтеотдачи в 10%

4.3 Анализ чувствительности проекта

Несмотря на то, что проект является рентабельным, на его экономическую эффективность оказывают влияние как внутренние, так и внешние факторы, которые должны быть учтены при экономических расчетах. Для этих целей проводится анализ чувствительности проекта.

Анализ чувствительности инвестиционного проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта (инвестиционные затраты, приток денежных средств, ставка дисконтирования и т.д.) на его конечные характеристики (ЧДД, ВНД и др.).

Внутренним фактором является уровень дополнительной добычи нефти, который будет получен по результатам проведения ОПР с применением закачки карбонизированной воды. В зависимости от успешности проведения ОПР, уровень дополнительной нефтеотдачи может варьироваться от 2 до 16%, в связи

с чем данный показатель оказывает наибольшую неопределенность при реализации проекта.

Таблица 17 – Влияние дополнительной добычи нефти на финансово-экономические показатели проекта.

Показатель	Дополнительная нефтеотдача, %								
	2%	4%	5,5%	6%	8%	10%	12%	14%	16%
ЧДД, млн руб.	-1107	-459	19	178	816	1454	2092	2730	3368
IRR, %	-45,4	-8,6	15,5	22,4	48,1	71,5	93,4	113,5	134,2
DPP, лет	> 20	6,8	5	4,5	2,6	2,3	1,9	1,7	1,6
PI	0,22	0,68	1,01	1,13	1,57	2,02	2,47	2,92	3,36

С повышением уровня дополнительной добычи нефти величина накопленного ЧДД прямолинейно возрастает. Параллельно с этим срок окупаемости проекта снижается практически экспоненциально (рисунок 19).

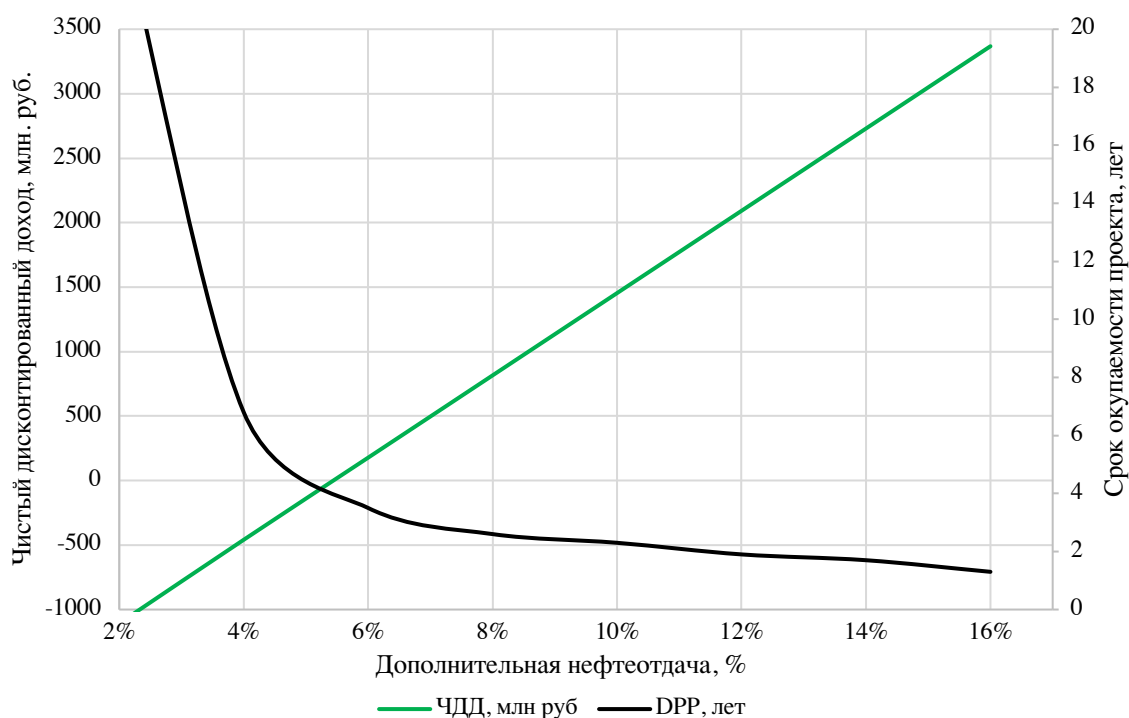


Рисунок 19 – Зависимости срока окупаемости и чистого дисконтированного дохода от уровня дополнительной добычи нефти

На рисунке 20 представлен график накопленного ЧДД в зависимости от фактической дополнительной нефтеотдачи по итогам проведения ОПР.

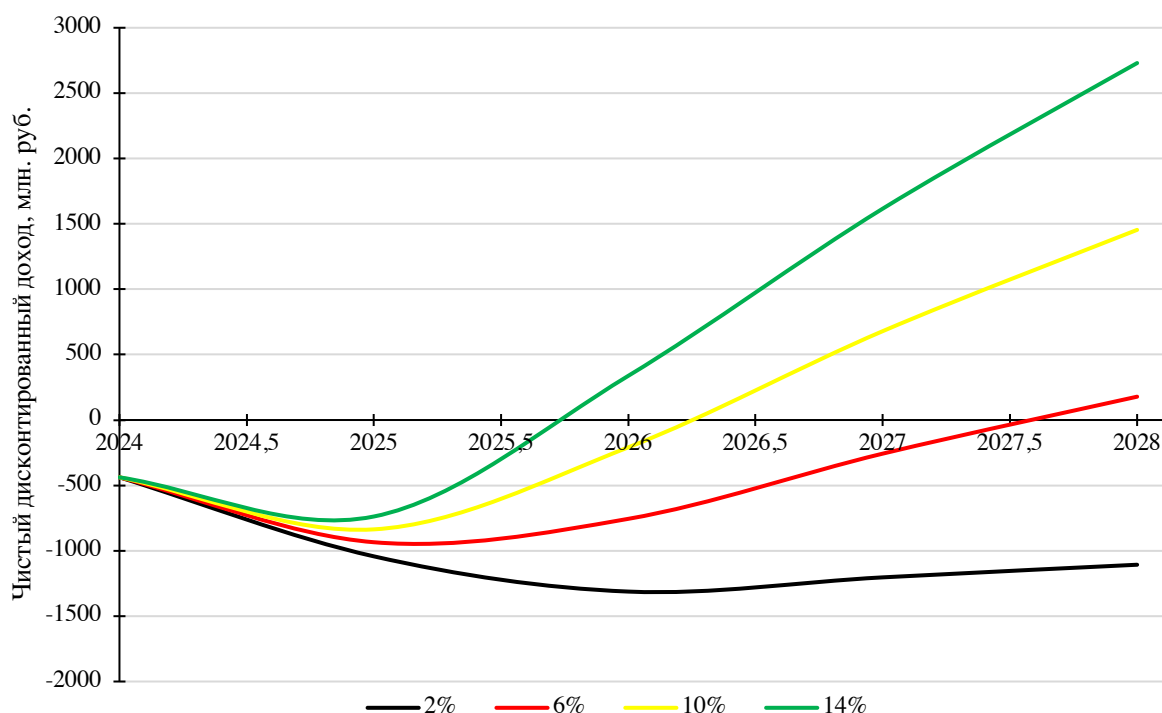


Рисунок 20 – Чистый дисконтированный доход от проекта при различных вариантах дополнительной нефтеотдачи

При низких значениях дополнительной добычи нефти проект является нерентабельным, так как ЧДД отрицательный. Минимальным значением, при котором ЧДД равняется нулю, является 5,5%. С учетом неизменных цен на нефть и курс доллара, реализация проекта при такой нефтеотдаче будет экономически оправдана.

К внешним факторам, оказывающим существенное влияние на проект, относятся динамика курса доллара, фьючерсных цены нефти марки Urals, а также государственная политика в сфере регулирования налогового законодательства (как изменение методики расчета НДПИ, так и введение налоговых сборов за сжигание ПНГ, а также введение углеродных квот на выбросы парниковых газов). Наибольшей волатильности подвержены первые два фактора, в связи с чем для них проведен анализ чувствительности (таблица 18).

Таблица 18 – Влияние изменения курса доллара и нефтяных цен на финансово-экономические показатели проекта

Показатель	Изменение цены нефти (при курсе доллара 74,7 руб./долл.)				Изменение курса доллара (при цене на нефть 55,7 долл/барр)			
	44,6 (-20%)	50,1 (-10%)	61,3 (10%)	66,8 (20%)	59,8 (-20%)	67,3 (-10%)	82,2 (10%)	89,6 (20%)
ЧДД, млн руб.	1196	1325	1583	1713	743	1098	1810	2166
IRR, %	62,3	67,0	76,1	80,6	45,2	58,8	84,1	96,1
DPP, лет	2,1	2,2	2,6	2,9	2,2	2,3	2,5	2,8
PI	1,84	1,93	2,11	2,20	1,52	1,77	2,27	2,54

При изменении курса доллара и цены на нефть в диапазоне 20% проект остается рентабельным, что говорит о невысокой чувствительности проекта к внешним факторам. При этом изменение курса доллара оказывает большее влияние на проект, чем изменение цены на нефть.

Помимо этого, стоит отметить, что курс российской валюты связан с ценой на нефть и имеет обратную динамику при изменении стоимости нефти. В связи с чем, изменение одного из показателей будет частично нивелироваться противоположным движением другого.

Таким образом, реализация технологии выделения диоксида углерода при сжигании ПНГ с дальнейшей закачкой карбонизированной воды в пласт Дл-3 с целью увеличения нефтеотдачи на месторождении «Х» является перспективной с экономической точки зрения. Чистый дисконтированный доход по итогам 5 лет разработки может достигнуть 1,45 млрд рублей при дополнительной добыче нефти в 10% и стоимостью 4160 рублей за баррель.

Однако, проект подвержен значительному влиянию со стороны внутренних и внешних факторов. В случае, если по результатам проведения ОПР будет подтвержден дополнительный уровень нефтеотдачи не менее 5,5%, то в таком случае проект будет являться рентабельным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ03		Гаевому Владиславу Александровичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.04.01)

Тема ВКР:

Обоснование применения технологии сжигания попутного нефтяного газа с целью получения диоксида углерода для системы поддержания пластового давления на месторождении X	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации.	<i>Объект исследования:</i> утилизация ПНГ с извлечением углекислого газа; <i>Область применения:</i> система поддержания пластового давления на месторождении с высоковязкой нефтью; <i>Рабочая зона:</i> производственное помещение, полевые условия; <i>Климатическая зона:</i> особая климатическая зона (4 класс защиты); <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> ПКИОС, БКНС, фонд добывающих и нагнетательных скважин, абсорбционная установка, закрытая факельная установка; <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> сжигание ПНГ в закрытом пространстве, абсорбция углекислого газа, закачка карбонизированной воды в пласт.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Трудовой Кодекс РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; – ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; – ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; – СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение; – ГОСТ 12.1.003-83. Требования безопасности к уровню шума; – ГОСТ 12.1.012-2004. Требования безопасности к уровню вибрации; – ГОСТ 12.1.030-81. Защитное заземление, зануление; – ГОСТ 31837-2012. Газоочистители абсорбционные. Требования безопасности и методы испытаний; – ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
2. Производственная безопасность при эксплуатации:	<i>Вредные производственные факторы:</i> – Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды;

– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	– Повышенный уровень механических (вибрация) и акустических (шум) колебаний; – Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; – Загазованность воздуха рабочей зоны. <i>Опасные производственные факторы:</i> – Электрический ток; – Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов; – Пожароопасный фактор; – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). <i>Средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> – Средства нормализации воздушной среды (устройства вентиляции и очистки воздуха, кондиционирования и отопления); – Средства нормализации освещения; – Шумоизолирующие, звукоизолирующие средства; – Устройства защитного заземления и зануления, автоматического отключения и дистанционного управления; – Средства индивидуальной защиты органов дыхания, органов слуха и зрения; – Средства защиты головы, рук и ног, специальная защитная одежда; <i>Расчет воздухообмена для очистки воздуха.</i>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<i>Воздействие на литосферу:</i> – Загрязнение почв при утечке нефти; – Уничтожение (деградация) почвенно-растительного покрова; – Засорение твердыми бытовыми отходами. <i>Воздействие на гидросферу:</i> – Изменение химического состава пластовой воды; – Снижение запасов подземных вод и осушение вышележащих толщ; – Загрязнение поверхностных и подземных вод; – Возникновение гидравлической связи изолированных ранее подземных водоносных горизонтов. <i>Воздействие на атмосферу:</i> – Выбросы газообразных (углеводородные газы, диоксид серы, оксиды азота и углерода) и твердых (частицы пыли и сажи) поллютантов.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<i>Возможные ЧС:</i> – ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин; – ЧС, связанная с природными процессами (паводковый, пожароопасный периоды, порывы ветра, заморозки, порывы ветра); – Аварии в результате разгерметизации оборудования, нефтесборных трубопроводов, выкидных линий;

	– Аварии в результате выхода из строя автоматизированного оборудования, в связи с повреждением кабеля линии электропередач. <i>Наиболее типичная ЧС:</i> – ЧС, связанная с природными процессами (паводковый, пожароопасный периоды, порывы ветра, заморозки, засуха).
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Гаевой Владислав Александрович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью выпускной квалификационной работы является обоснование применения эффективной технологии использования ПНГ в качестве источника получения CO₂ и закачки его в пласт для увеличения нефтеотдачи и поддержания пластового давления. Реализация данной технологии на месторождении с большим количеством сжигаемого ПНГ продиктована не только технико-экономическими возможностями, но и социально-экологическими факторами, такие как снижение выбросов вредных веществ в атмосферу и создание новых рабочих мест.

Особо остро вопрос сжигания ПНГ стоит на удаленных нефтяных и газонефтяных месторождениях северной части России, в том числе на месторождении X, где отсутствует необходимая инфраструктура для его утилизации, а бесконтрольное сжигание наносит серьезный ущерб хрупкой экосистеме Севера.

Данные территории расположены в особой климатической зоне, которая характеризуется суровым климатом и наиболее холодным показателям температуры. Зимы здесь продолжительные, холодные и с сильными ветрами. На это влияют арктические воздушные массы. Температура воздуха может достигать -50°C. Летние потепления здесь крайне редкие, а температура воздуха не превышает +15°C. Для этого пояса характерны сильные ветра и большая облачность за счет прохождения арктических циклонов. В связи с этим, к рабочим местам и спецодежде персонала предъявляются особые требования для обеспечения безопасной деятельности в таких условиях.

Помимо этого, удаленность северных месторождений от городских агломераций обуславливает осуществление трудовой деятельности вахтовым методом работы, особенности которой прописаны в Трудовом Кодексе РФ.

Рассматриваемая технология утилизации ПНГ с дальнейшим извлечением углекислого газа и закачкой его в пласт затрагивает ряд производственных процессов, связанных с добычей нефти, ее транспортировкой

и подготовкой, процессом сжигания ПНГ и очистки дымовых газов, абсорбцией диоксида углерода с помощью пластовой воды и закачкой карбонизированной воды в пласт. В связи с чем, работы проводятся как открытых рабочих зонах, так и закрытых производственных помещениях.

При этом, большинство из этих процессов происходят на территории опасных производственных объектов (ОПО), т.е. зонах с высоким риском аварий и других техногенных инцидентов. К таким объектам относятся, в частности, кустовые площадки добывающих скважин и установки подготовки нефти, в том числе и ПКИОС, на основе которой реализуется технология утилизации ПНГ. В связи с чем, к данным объектам предъявляются особые требования безопасности и организуются превентивные мероприятия по снижению рисков возникновения чрезвычайных ситуаций.

Еще одним объектом рабочей зоны, не входящим в ОПО, но участвующем в закачке абсорбента (карбонизированной воды) является блочная кустовая насосная станция (БКНС). Несмотря на то, что данный объект не принадлежит к категории ОПО, технологическом процесс на нем связан с вредными и опасными производственными факторами, такими как повышенный уровень шума и вибрации, а также наличие электрического тока и вращающихся частей механизмов (насосных агрегатов).

5.1 Правовые и организационные вопросы, связанные с обеспечением безопасности

Вахтовый метод работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Продолжительность ежедневного

(междусменного) отдыха с учетом обеденных перерывов должна составлять не менее 12 часов.

К работам по эксплуатации нефтяных месторождений допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование и производственное обучение, а также инструктажи и проверку (аттестацию) знаний правил охраны труда и промышленной безопасности [21].

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- 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 [21].

Основным документом, определяющим правовые и организационные основы обеспечения безопасной эксплуатации ОПО, является Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». В соответствии с данным ФЗ, в зависимости от уровня потенциальной опасности аварий для жизненно важных интересов личности и общества ОПО подразделяются на четыре класса опасности:

- I класс – ОПО чрезвычайно высокой опасности;
- II класс – ОПО высокой опасности;
- III класс – ОПО средней опасности;
- IV класс – ОПО низкой опасности [22].

В соответствии с пунктом 5 приложения 2 данного ФЗ абсорбционную установку и закрытую факельную систему следует отнести к III классу

опасности, так как в данном оборудовании находится сжигаемый газ находится при температуре более 250 °С.

Для обеспечения готовности к действиям минимизации последствий возможных аварии организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте посредством разработки и утверждения планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на таких опасных производственных объектах. Порядок разработки планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах и требования к содержанию этих планов устанавливаются Правительством Российской Федерации.

При эксплуатации абсорбционных установок необходимо руководствоваться требованиями Правил эксплуатации установок очистки газа, утвержденными приказом Минприроды России от 15.09.2017 года № 498 [23].

Кроме того, в соответствии с ГОСТ 31837-2012 абсорберы, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа, должны соответствовать требованиям ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» [24].

5.2 Производственная безопасность

Передвижные комплексы по исследованию и освоению скважин, а также блочные кустовые насосные станции и кустовые площадки добывающих скважин представляют собой места повышенной опасности с большим количеством вредных и опасных производственных факторов. В таблице 19 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ.

Таблица 19 – Опасные и вредные производственные факторы при реализации опытно-промышленных работ с применением технологии извлечения CO₂ при сжигании ПНГ и дальнейшим использованием в системе ППД

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [25]	Этапы работ			Нормативные документы
	Подготовка к ОПР	СМР	Эксплуатация	
Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [26]; ГОСТ 30494-2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях [27]; СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы [28].
Повышенный уровень механических и акустических колебаний		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [29]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [30].
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [31]; СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [32].
Загазованность воздуха рабочей зоны		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [33]; ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [16].
Электрический ток		+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [34]; ГОСТ Р МЭК 61140-2000 Защита от поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи [35].
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов		+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [36].
Пожароопасный фактор	+	+	+	ФЗ от 22.07.2008 года № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [37]; ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность [38];

				СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности [39]; СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности [40].
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования		+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [37].
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [41]; ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» [42].

Кроме того, ко всем опасным и вредным производственным факторам применим нормативный документ ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация», который распространяется на средства, применяемые для предотвращения или уменьшения воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов, и устанавливает классификацию и общие требования к средствам защиты работающих [43].

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды

Низкая температура и большие скорости движения воздуха, свойственные при работе на открытом воздухе в особой климатической зоне России, при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют развитию ревматизма, повышению шансов заражения гриппом и болезнями дыхательных путей.

Сроки носки теплой специальной одежды и теплой специальной обуви (куртка на утепляющей прокладке, брюки на утепляющей прокладке, куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке, брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке и валенки) устанавливаются в годах в зависимости от климатических поясов (таблица 20).

Таблица 20 – срок эксплуатации спецодежды в зависимости от климатического пояса, лет [44]

Наименование теплой специальной одежды и теплой специальной обуви	Климатические пояса				
	I	II	III	IV	Особый
Куртка на утепляющей прокладке	3	2,5	2	1,5	1,5
Брюки на утепляющей прокладке	3	2,5	2	1,5	1,5
Куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке	3	2,5	-	-	-
Брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке	3	2,5	-	-	-
Валенки	4	3	2,5	2	2

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может являться причиной возникновения несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. На месторождении X применяют хлопчатобумажную спецодежду, имеющую удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре).

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

В целях нормализации теплового состояния работника температуре воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25°C. Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35-40°C. В обеденный перерыв работник должен быть обеспечен «горячим» питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее, чем через 10 минут после приема «горячей» пищи.

При температуре воздуха ниже -30°C не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше IIa. При температуре воздуха ниже -40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей

[45]. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 21).

Таблица 21 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются [25]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Повышенный уровень механических и акустических колебаний

При работах на месторождении, в особенности на БКНС, где работают высоконапорные насосные агрегаты типа ЦНС, имеется существенное превышения норм уровня шума и вибрации.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 норма на открытой местности составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте – 40-45 дБА. Помимо этого, доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, которые создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый [29]. Превышение уровня допустимых значений шума в краткосрочном периоде вызывает головные боли и усталость, а при длительном воздействии оказывает негативное воздействие на слуховой аппарат.

Из-за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться и виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 22 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90 [30].

Таблица 22– Гигиенические нормы уровней вибрации [30]

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

Для защиты от шума применяются как индивидуальные (наушники, противозумные вкладыши), так и коллективные (шумоподавляющие материалы, ограждения) средства защиты.

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой [43].

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Территория Крайнего Севера отличается коротким солнечным промежутком времени в зимнее время года, что вызывает дефицит ультрафиолетового компонента естественного света и проявляется в нарушении обмена веществ и снижении общей сопротивляемости организма, происходит снижение выработки витамина Д. Кроме того, недостаток освещения, в том числе и искусственного, ухудшает зрительную работоспособность, оказывает влияние на психику человека, на его эмоциональное состояние, вызывает усталость нервной системы.

Недостаточность искусственного освещения может проявляться в несоответствии нормам таких параметров световой среды как: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная пульсация светового потока (свыше 20%), некачественный спектральный состав света, повышенная блескость и яркость на рабочем месте.

При работе в темное время суток производственные объекты и помещения на месторождении в обязательном порядке освещаются, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов [31].

Коэффициент пульсации освещенности имеет наиболее жесткие критерии для рабочих мест с ПЭВМ – не более 5%, что особенно важно при разработке технической документации при подготовке к проведению ОПР. Для

других видов рабочих мест требования к коэффициенту пульсации освещенности (K_p) менее жесткие, но величина K_p должна быть не более 15%. Максимально допустимый показатель для самых грубых зрительных работ - не более 20%.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами [46].

Загазованность воздуха рабочей зоны

Территория ПКИОС и кустов скважин характеризуется наличием пожаровзрывоопасных веществ и ядовитых газов: ПНГ, метанол, газовый конденсат.

При осуществлении производственных операций операторы ДНГ и ТУ подвергаются воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Количество вредных веществ в воздухе, которое не оказывает негативное воздействие на организм человека, определяется предельно допустимой концентрацией (ПДК). ПДК веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76 соответствуют следующим значениям (таблица 23).

Таблица 23 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [33]

Наименование вещества	ПДК, мг\м³ (Рабочей зоны)	Класс опасности
Окислы азота (в перерасчете на O ₂)	5	2
Оксид углерода	20	4
Углеводороды предельные C ₁ -C ₁₀	300	4
Соляная кислота	5	2
Метанол	5	3

Так как рассматриваемая технология направлена на получение диоксида углерода, существует риск выбросов данного газа с последующим отравлением персонала.

Кратковременное вдыхание 6-10% двуокиси углерода может индуцировать снижение сосудистого сопротивления, усиление почечного кровотока, активизацию мозгового кровообращения и повышение систолического и диастолического кровяного давления, частоты пульса и минутного объема дыхания с потоотделением и гиперпноэ. Вдыхание с концентрациями между 10 и 20% может индуцировать судорожные подергивания мышц, расширение зрачков и беспокойство; выше 17% при вдыхании в течение 20-50 с возможны раздражение горла, повышение частоты дыхания, слабость зрения, головокружение и бессознательное состояние. Концентрации 20-30% приводят к потере сознания и судорогам в течение 1 минуты после воздействия.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы) [43]. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. При этом на для каждого объекта должна быть разработана схема обхода с указанием мест измерения уровня загазованности газоанализатором.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток.

Основными потребителями электрического тока на производственных объектах месторождения являются насосные агрегаты типа ЦНС на БКНС, а также погружные насосные установки типа УЭЦН на кустовых площадках. характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле.

К разборке и сборке электрических схем (подключению электроэнергии) насосного оборудования и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты [14].

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [43].

Пожароопасный фактор

В зависимости от количества и пожароопасных свойств веществ и материалов, находящихся на производственных объектах, с учетом особенностей технологических процессов производственные и складские помещения по взрывопожарной и пожарной опасности делятся на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, здания - на категории А, Б, В, Г и Д, а наружные установки - на категории АН, БН, ВН, ГН и ДН [40].

Для снижения возможных рисков возгорания, на производственном объекте не допускается:

- замазученность территории, загромождение дорог и проездов;
- применение для подогрева оборудования, трубопроводов и для освещения факелов, спичек, паяльных ламп, керосиновых фонарей, а также других источников открытого огня;

- самовольное переоборудование электросетей, устраивать временную электропроводку, устанавливать кустарные предохранители и пользоваться электронагревательными приборами;

- использовать средства пожаротушения не по назначению;

- производство огневых работ без наряда-допуска.

Курение разрешается только в специально отведённом месте.

Помимо этого, на объектах должны быть в наличии первичные средства пожаротушения. Они предназначены для ликвидации начинающихся очагов загорания собственными силами до приезда пожарных отрядов.

На территориях ОПО месторождения «Х» должны быть размещены следующие средства пожаротушения:

1. углекислотные и порошковые огнетушители;
2. песок в ящиках;
3. войлок (кошма) 2 × 1,5 м;
4. вёдра, лопаты, лом, багры [47].

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. На пожарных щитах должен иметься перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за противопожарное состояние объекта.

Огнетушители должны находиться в исправном состоянии и подвешиваются не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов [47].

Механические опасности

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов.

Механические опасности на территории кустовой площадки представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы,

разрушающиеся конструкции, острые кромки, а также падение предметов с высоты.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [36], ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Ограждения на объектах месторождения «Х» имеют такие размеры и установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Для предотвращения несчастных случаев на производстве, необходимо систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Кроме этого, применяются средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. На опасных местах устанавливают козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также, для исключения получения травм требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности [36].

Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)

Особенность условий эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, а также водоводов – высокое давление, которое достигает до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах, оборудованных УЭЦН месторождения «Х» установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами.

Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования обеспечивает возможность снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для глушения скважины. На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу [48].

Операторы ДНГ и ТУ обязаны периодически в течение смены: следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению; осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно-регулируемой арматуры, кранов слива конденсата; осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности.

5.2.3 Расчет воздухообмена для очистки воздуха

Потребный воздухообмен определяется по формуле:

$$L = \frac{1000G}{x_B - x_H} \quad (75)$$

где L , м³/ч – потребный воздухообмен;

G , г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения;

x_B , мг/м³ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88;

x_H , мг/м³ – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле:

$$n = \frac{L}{V}, \text{ ч}^{-1} \quad (76)$$

где V – внутренний объем помещения, м^3 .

Также следует учитывать, что кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима [49].

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO_2). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по его допустимой концентрации. Количество углекислого газа в зависимости от возраста человека и выполняемой работы приведены в таблице 24.

Содержание углекислоты в атмосфере населенных пунктов следует принимать: для сельских населенных пунктов – 650 мг/м^3 , для малых городов (до 300 тыс. жителей) – мг/м^3 , для больших городов (свыше 300 тыс. жителей) – 1000 мг/м^3 . ПДК CO_2 в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м^3 [26].

Таблица 24 – Количество углекислоты, выделяемой человеком при работе различной интенсивности

Возраст человека и характер работы	Количество CO_2 , $\text{g}_{\text{co}2}$	
	л/ч	г/ч
Взрослые: при физической работе	45	68
при легкой работе (в учреждениях)	23	35
в состоянии покоя	23	35
Дети до 12 лет	12	18

В соответствии с экономическим расчетом численности персонала, определим количество выделяемого углекислого. В качестве условия примем, что в рабочие часы характер деятельности инженерно-технических работников относится к легкой работе, а рабочего и вспомогательного персонала – к физической. Во время междусменного отдыха уровень выделения CO_2 соответствует состоянию покоя (35 г/ч).

Таблица 25 – Определение количества выделяемого CO₂ рабочим персоналом

Категория работников	Количество персонала	Выделение CO ₂ от характера работ, г/ч	Количество рабочих часов, ч	Общее выделение CO ₂ , г/сут
ИТР	18	35	11	15120
Рабочий персонал	26	68	11,5	31707
Вспомогательный персонал	10	68	11,5	12195
Итого:	54	-	-	59022

Общее количество выделяемого углекислого газа всеми работниками составляет 59 кг/сут. Однако, большую часть времени рабочий и вспомогательный персонал находится на открытом воздухе, где обмен воздуха происходит естественным путем.

Для расчета воздухообмена примем только помещение с находящимся внутри инженерно-техническим составом работников. Исходя из количества ИТР определяем, что количество углекислого газа G, ежечасно выделяющихся в воздух помещения, составляет 6930 г/ч. Максимально возможную концентрацию углекислоты в атмосфере примем равной 650 мг/м³, в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³. Тогда потребный воздухообмен составит:

$$L = \frac{1000 \cdot 6930}{9000 - 650} = 829,9 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (77)$$

В соответствии с пунктом 5.2 СанПиН 2.2.3670-20 минимальная площадь помещения, приходящаяся на одно рабочее место пользователя компьютером или любого другого сотрудника, независимо от вида деятельности, - не менее 4,5 м² [49].

Таким образом, минимальная площадь помещения составляет 81 м². С учетом коридорных переходов, примем общую площадь за 95 м².

В соответствии с этим, определим кратность воздухообмена:

$$n = \frac{829,9}{95} = 8,7 \quad (78)$$

Так как условие СП 2.2.3670-20 (n<10) выполняется, то принимаем рассчитанный потребный воздухообмен.

5.3 Экологическая безопасность

Реализация проекта по использованию ПНГ с целью выделения углекислого газа с дальнейшей закачкой в пласт направлен в том числе и на улучшение экологической обстановки при разработке месторождения Х. Так, уровень сжигаемого в атмосферу попутного газа снизится на 65%.

Однако, данная технология не позволит полностью решить все экологические проблемы, а также может вызвать ряд дополнительных проблем из-за высокой коррозионной активности карбонизированной воды, используемой в качестве агента вытеснения. В связи с чем, необходимо уделять особое внимание экологической безопасности.

Воздействие на атмосферу

Несмотря на снижение уровней сжигания ПНГ на промысле, данный фактор остается основным источником загрязнения атмосферы. При сгорании газа образуется не только углекислый газ, но и твердые частицы сажи и пыли.

Помимо этого, влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы автомобильного транспорта, выбросы газа на различных технологических установках, при ГНВП, а также прорывы выкидных линий и прочие аварии, которые могут увеличиться из-за роста скорости коррозии.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу необходимо герметизировать нефтепромысловое оборудование, защищать оборудование от коррозии, увеличивать уровень сжигания ПНГ в ЗФУ для дальнейшего использования в ППД. Чистота воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов вредных веществ при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

Воздействие на гидросферу

Использование подтоварной воды в качестве абсорбента углекислого газа позволяет экономить на абсорбенте, но при этом вызывает определенные риски. Растворение углекислого газа в воде происходит с образованием слабой угольной кислоты, которая медленно диссоциирует на ионы H и $НСО$. Это, в свою очередь, приводит к изменению кислотности воды и к смещению ионного

равновесия, которое приводит к выпадению солей. При этом повышается коррозионная активность, что приводит к увеличению рисков отказа трубопроводов.

Отказ нефтесборных трубопроводов влечет за собой розлив водонефтяной эмульсии по поверхности и гарантированно приведет к попаданию нефтепродуктов в поверхностные и подземные воды, так как экосистема Крайнего Севера имеет широкую сеть небольших рек и озер. В связи с этим, необходимо уделять особое внимание антикоррозионной защите, использовать защитные покрытия и применять ингибиторы коррозии.

Помимо этого, рост количества сотрудников на месторождении ведет к увеличению нагрузки на гидроочистные сооружения сточных и бытовых вод, что может привести к снижению качества биологической очистки и попаданию хозяйственно-бытовых стоков в водные объекты.

Воздействие на литосферу

Основное негативное воздействие при реализации проекта приходится на литосферу. Перед началом СМР при реализации проекта необходимо произвести отсыпку площадки. Это, в свою очередь, приводит к уничтожению растительного покрова. В условиях Крайнего Севера восстановление флоры занимает несколько десятилетий. В связи с чем, необходимо проектировать расположение площадочных объектов таким образом, чтобы они занимали наименьшую территорию, при этом должны соблюдаться все требования пожарной безопасности.

Еще одним негативным фактором являются производственные отходы при разработке месторождений. В соответствии с ФЗ №89 от 24.08.1998 «Об отходах производства и потребления» отходы в зависимости от степени негативного воздействия на окружающую среду подразделяются на пять классов опасности:

- I класс - чрезвычайно опасные отходы;
- II класс - высокоопасные отходы;

- III класс - умеренно опасные отходы;
- IV класс - малоопасные отходы;
- V класс - практически неопасные отходы [50].

Производственные отходы нефтяных месторождений относятся к 3 и 4 классам опасности.

Порядок сбора, хранения и утилизации отходов регулируется Требованиями при обращении с группами однородных отходов I-V классов опасности, утвержденными приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 11.06.2021 года №399 и вступившими в силу с 1 марта 2022 года.

Организация, эксплуатирующая месторождение, должна иметь лицензию на деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию и размещению отходов I-IV классов опасности, либо передавать данные отходы другим организациям, осуществляющим на законных основаниях деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию и хранению видов отходов, отнесенных к вышеуказанным классам опасности. Площадки накопления отходов должны соответствовать требованиям, установленным законодательством в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения [51].

Кроме того, негативное воздействие на почвенный покров могут оказать отказ трубопроводов и другого промышленного оборудования с последующим разливом нефти и нефтепродуктов на поверхность. Для минимизации негативных последствий на предприятии должны разрабатываться и ежегодно актуализироваться планы локализации и ликвидации аварий в соответствии с Положением о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах, утвержденным постановлением Правительства РФ от 15.09.2020 года № 1437.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В случае нарушения технологических процессов на месторождении возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов, горения, разрушения оборудования, и, как следствие, появляется реальная угроза жизни

работающего персонала. Кроме того, угрозу жизни могут представлять катаклизмы природного характера.

Согласно ФЗ от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, представляющего опасность для окружающих, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [52].

Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- ЧС, связанные с природными процессами (паводковый, пожароопасный периоды, порывы ветра, заморозки, порывы ветра);
- аварии в результате разгерметизации оборудования, нефтесборных трубопроводов, выкидных линий;
- аварии в результате выхода из строя автоматизированного оборудования, в связи с повреждением кабеля линии электропередач.

По степени опасности возникновения газонефтеводопроявлений скважины подразделяются на 3 категории:

- 1 категория:
 - все газовые скважины;
 - нефтяные скважины с газовым фактор более 200 м/м³, или с наличием газа в скважину через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков, или внутрискважинным газлифтом, или превышающим гидростатическое более чем на 10% пластовым давлением;

- нефтяные скважины, имеющие в разрезе близко расположенные газовые и продуктивные нефтяные горизонты с мощностью разделяющей перемычки менее 3 метров, а также находящиеся от внешнего контура ГНК на расстоянии до 500 метров;

- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку менее года с превышающим гидростатическое более чем на 10 % пластовым давлением или перфорированные в зоне газоносности;

- 2 категория:

- нефтяные скважины, где пластовое давление превышает гидростатическое не более чем на 10% и газовый фактор от 100 до 200 м³;

- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку более года и с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 10%.

- 3 категория:

- нефтяные скважины, в которых давление равно или ниже гидростатического, а газовый фактор менее 100 м³;

- нагнетательные скважины, расположенные вне контура газоносности, пластовое давление которых превышает гидростатическое не более чем на 10%.

Эффективный контроль ГНВП обеспечивают внешние датчики давления, плотности и объема рабочей жидкости. Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;

- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;

- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно ежегодно утверждаемым графикам ППР.

Наиболее типичной ЧС, характерной для месторождений Крайнего Севера, являются природные процессы и катаклизмы. Для подготовки к данным ЧС в предприятии, эксплуатирующем месторождение Х ежегодно разрабатываются планы подготовки к паводковому (весеннему) и осенне-зимнему-зимнему периодам. Помимо этого, в соответствии с распорядительными документами Министерства ЧС субъекта РФ, на котором располагается месторождение, проводятся превентивные мероприятия по подготовке к ЧС, связанных с аномально низким и высоким температурам, штормовым предупреждениям, пожароопасному периоду и др.

5.5 Выводы по разделу

Многие объекты нефтяного промысла относятся к ОПО, что связано с большим количеством опасных и вредных производственных факторов. В связи с этим уделяется особое внимание охране труда и промышленной безопасности, а деятельность организации регулируется федеральными законами, государственными стандартами, санитарными правилами и нормами (СанПиН) и другими нормативной документацией.

При проектировании технологических процессов и рабочих зон, необходимо учитывать требования вышеперечисленных документов для организации оптимальных и безопасных условий труда. В этих целях, для соблюдения требований предельно допустимой концентрации углекислого газа

на рабочем месте, был произведен расчет требуемого воздухообмена в производственном помещении.

Помимо промышленной безопасности, необходимо также уделять внимание и экологической составляющей проекта. Реализация технологии сжигания ПНГ для получения углекислого газа с дальнейшей закачкой карбонизированной воды в пласт позволяет снизить уровень вредных выбросов в атмосферу. Однако, при этом происходит увеличение риска отказов оборудования с дальнейшим разливом нефти в почву и попаданием в поверхностные и грунтовые воды.

Для снижения рисков возникновения чрезвычайных ситуаций необходимо разрабатывать и постоянно актуализировать ПЛА, а также планы мероприятий для подготовки к ЧС, связанными с природными катаклизмами. Кроме того, с персоналом необходимо регулярно проводить учебно-тренировочные занятия по отработке возможных ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос утилизации попутного нефтяного газа на месторождении X, характеризующимся значительной удаленностью от крупной промышленной инфраструктуры в географическом плане, а также со значительными геологическими запасами трудноизвлекаемой нефти с высоким показателем вязкости. Выделена возможность использования ПНГ в качестве источника углекислого газа, закачка которого в пласт снижает вязкость нефти и тем самым повышает уровень нефтеотдачи.

Исходя из физико-химических свойств добываемого ПНГ было определено количество выделяемого при сжигании диоксида углерода. Изучены способы закачки CO_2 в пласт для увеличения нефтеотдачи. В соответствии с бизнес-планом добычи подтоварной воды и ПНГ был выбран наиболее оптимальный вариант закачки углекислого газа – использование в качестве рабочего агента карбонизированной воды.

Помимо этого, разработана технологическая схема выделения углекислого газа и подготовки карбонизированной воды в составе передвижного комплекса исследования и освоения скважин. Данный выбор обоснован большей мобильностью и меньшими капитальными затратами, что позволит тиражировать технологию на другие участки недр.

Для определения рентабельности технологии был произведен расчет экономической эффективности на промежутке времени 5 лет. Установлено, что наибольшее влияние на экономическую устойчивость оказывает уровень дополнительной добычи нефти. Проект является экономически рентабельным в случае, если прирост добычи нефти составит 5,5%. Кроме того, для реализации опытно-промышленных работ была разработана дорожная карта проекта, в которой отражены этапы его подготовки и реализации.

Произведен анализ основных рисков и осложнений, которые могут возникнуть при осуществлении выделения углекислого газа и подготовки карбонизированной воды. Предложены пути их решения.

Также выделены основные опасные и вредные производственные факторы на объектах добычи и подготовки нефти. Приведен перечень мероприятий для снижения негативного воздействия на организм человека в соответствии с законодательными актами РФ и локальными нормативными документами предприятия. Проанализировано влияние проекта на экологию с выделением как сильных, так и слабых сторон.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Быков В.Ю. Развитие газового дела в России до 1917 г. / В. Ю. Быков [Текст] // Власть. - 2018. - № 3. - с. 113-117.
2. Кирюшин П.А. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!» / Кирюшин П. А., Книжников А. Ю., Кочи К. В., Пузанова Т. А., Уваров С. А. // Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. — М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF). — 2013.— 88 с.
3. ГОСТ Р 55598-2013 «Попутный нефтяной газ. Критерии классификации».
4. Национальный доклад Российской Федерации о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990-2019 гг. https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/oxr_bul_2021.pdf
5. Григорьев Р. С. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений: бакалаврская работа / Р. С. Григорьев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск. — 2020.
6. Лян М. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и slim tube // Дис. на соискание учёной степени кандидата технических наук. — Москва. — 2016.
7. Wang X. et al. Effect of Contact Time and Gas Component on Interfacial Tension of CO₂ / Crude Oil System by Pendant Drop Method // Journal of Spectroscopy. — 2015.
8. Чухарева Н. В., Абрамова Р. Н., Болсуновская Л. М. Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции //Томск: Изд-во Томского политехнического университета. — 2009.
9. Chen G. et al. An improved correlation to determine minimum miscibility pressure of CO₂–oil system //Green Energy & Environment. — 2018

10. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учебное пособие. М., ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – С. 75 (Назарова Л. Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – 2011.)
11. Беренблум С. Л, Ривин Э. М. Методы расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования. Обзорная информация серии: Охрана окружающей среды. ЦНИИТЭ-Нефтехим, Москва. – 1991. – 78 с.
12. Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках. Санкт-Петербург, НИИ Атмосфера, 1997.
13. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО "НедраБизнесцентр", 2000. – 653 с.
14. Топливо и теория горения: учебное пособие / В. Н. Белоусов, В. В. Сергеев; М-во образования и науки Российской Федерации, Санкт-Петербургский гос. политехнический ун-т, Нац. исслед. ун-т. - Санкт-Петербург : Изд-во Политехнического ун-та, 2014. - 230 с.
15. Скорик Т.А., Глазунова Е.К., Галкина Н.И. Оценка эффективности работы мокрых пылеулавливающих аппаратов // Инженерный вестник Дона. – Ростов-на-Дону. – №2. – 2018.
16. Гетьман А.В. Эффективная защита труб осложненного фонда скважин внутренним полимерным покрытием серии ТС3000 / А.В. Гетьман // Инженерная практика. - 2014. - № 2. - с.66-71.
17. Богаткина, Ю.Г. Применение информационных технологий для экономической оценки инвестиционных проектов / Ю. Г. Богаткина, И. А. Пономарева, Н. А. Еремин. – М.: МАКС Пресс, 2016. – 148 с.
18. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
19. Дунаев, В.Ф. Экономика предприятий (организаций) нефтяной и газовой промышленности / В.Ф. Дунаев, В.А. Шпаков, Н.П. Епифанова. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2015. – 330 с.

20. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477).
21. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
22. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 01.07.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
23. Приказ Минприроды России от 15.09.2017 г. № 498 «Об утверждении Правил эксплуатации установок очистки газа».
24. ГОСТ 31837-2012. Межгосударственный стандарт. Газоочистители абсорбционные. Требования безопасности и методы испытаний.
25. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
26. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
27. ГОСТ 30494-2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях.
28. СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы.
29. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [9];
30. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
31. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [11];
32. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
33. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
34. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

35. ГОСТ Р МЭК 61140-2000 Защита от поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи.
36. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
37. Федеральный закон от 22.07.2008 года N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
38. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность.
39. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
40. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
41. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
42. ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».
43. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
44. Постановление Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 31.12.1997 года № 70 «Об утверждении норм бесплатной выдачи работникам теплой специальной одежды и теплой специальной обуви по климатическим поясам, единым для всех отраслей экономики».
45. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
46. ГОСТ Р 55842-2013 (ИСО 30061:2007) Освещение аварийное. Классификация и нормы.
47. ГОСТ Р 59641-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Средства противопожарной защиты зданий и сооружений. Средства первичные пожаротушения. Руководство по размещению, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность.

48. ГОСТ 12532-88. Клапаны предохранительные прямого действия. Основные параметры.
49. СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».
50. Федеральный закон от 24.06.1998 года № 89-ФЗ (ред. от 02.07.2021) «Об отходах производства и потребления».
51. Приказ Минприроды России от 11.06.2021 № 399 «Об утверждении требований при обращении с группами однородных отходов I - V классов опасности».
52. Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ (ред. от 30.12.2021) «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Приложение А
(справочное)

**ANALYSIS OF THE POSSIBILITIES OF USING ASSOCIATED
PETROLEUM GAS IN THE RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE
SYSTEM OF THE VANKOR CLUSTER OF OIL FIELDS**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Гаевой Владислав Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
д.ф.н.	Матвеевко Ирина Алексеевна	Профессор		

Introduction

Associated petroleum gas (APG) is a valuable raw material for petrochemistry, but its processing is not always economically feasible. An alternative option is the injection of associated petroleum gas into oil reservoirs as a method of increasing oil recovery. At the same time, it is necessary to comply with certain conditions for an effective increase in oil recovery, which depend on the properties of oil and the thermobaric characteristics of the reservoir. Few deposits are suitable for optimal parameters. Therefore, in the world experience, there is a practice of APG burning on flare installations. This method of its disposal is cheap, but leads to high emissions of carbon dioxide, the main source of atmospheric pollution.

However, in addition to the greenhouse effect, carbon dioxide is also an effective oil displacement agent in the reservoir. The experience of application in various fields shows an increase in the extraction coefficient by 5-20%. The criteria for its use are more extensive than the injection of petroleum gas. One of the main problems of using CO₂ to increase oil recovery is the lack of the required amount of carbon dioxide on an industrial scale (for example, there are deposits of this raw material in the USA, which determines the effectiveness of using CO₂ in oil production in this country). There are several ways of industrial production of carbon dioxide, one of which is its release by burning fuel [1].

This decision is important not only from a technological point of view, but also from an environmental point of view. In recent years, the problem of negative anthropogenic impact on the environment has become increasingly urgent: the amount of greenhouse gas emissions into the atmosphere is the highest in the history of humanity, and the growth rate of the average annual temperature on the planet continues to increase. An indicator of the importance of this problem is not only the active actions of state and international structures in the field of reducing the carbon footprint (Kyoto Protocol, Paris Climate Agreement, etc.), but also the shift of the vector of investment attractiveness of companies from economic factors towards social and environmental (ESG-factors).

Russia is one of the largest oil and gas producing countries in the world, and therefore it has a high responsibility to reduce the environmental impact on nature. In 2012, Russia issued a decree on the need to dispose of at least 95% of associated petroleum gas (APG), which is a major source of atmospheric pollution during combustion (including carbon dioxide). This has significantly reduced greenhouse gas emissions into the atmosphere. However, at the moment it becomes clear that in order to achieve carbon neutrality, which advanced countries and enterprises are now taking a course for, the level of associated gas utilization should reach 99-100%. To achieve this value, it is necessary to explore alternative ways of using APG.

The use of APG as fuel for engines

The first way to use APG is the transition of FPM pumps from electric motors to gas-piston pumps operating on the energy released during the combustion of APG. The formation pressure maintenance (FPM) system is the most energy-intensive during the operation of deposits, so this method can reduce the electricity consumed.

The use of gas piston drives makes it possible to achieve maximum operational performance and ensures the implementation of energy saving and energy efficiency programs, increasing the use of associated petroleum gas, reducing the cost of APG collection and processing infrastructure and minimizing the cost of building high-voltage power lines and substations, which reduces the anthropogenic load on the environment.

In gas engines, the maximum overall efficiency is 80-85% (electric efficiency is about 40%, thermal efficiency is 40-45%). The ratio of electrical power to thermal power is 1:1.2. It is worth noting that these parameters can vary significantly depending on the manufacturer and the specific project [2].

Taking into account the fact that there are sources of electric power generation in the Vankor cluster fields in the immediate vicinity, the high cost and complexity of servicing make the use of gas piston units less efficient than the use of electric motors.

However, when hot water or steam injection technology is implemented at the field for the extraction of high-viscosity oil, 40% of thermal energy can be redirected

to heating the working agent, thereby reducing the cost of heating it, and, accordingly, increasing the efficiency of the gas piston engine as a whole.

The use of APG as an oil displacement agent

The second method of using APG is to use it as a displacement agent. However, due to reservoir pressures below the minimum mixing pressure, as a result of APG injection, the mixing displacement mode, which is 42-44 MPa, will not be achieved.

At the same time, when burning 1000 m³ of APG, about 1.5-1.85 tons of carbon dioxide is formed, which has much lower indicators of the minimum mixing pressure (about 15-17 MPa). Also, the presence of carbon dioxide significantly reduces the viscosity of oil, thereby increasing its mobility. Therefore, the use of APG as a source for producing carbon dioxide with subsequent injection into the reservoir is an alternative and promising method.

The paper proposes to use combined injection of carbonized water into injection wells and simultaneously carry out cyclic injection of carbon dioxide in a liquid or supercritical state using Huff-and-Puff technology.

Flooding with carbonized water

It is the simplest way of supplying carbon dioxide to the reservoir and is the injection of water extremely or partially (3-5%) saturated with CO₂. Scientific research and subsequent practice have established that the use of carbonized water significantly increases the oil recovery of productive formations both from the beginning of the development of an oil field (by 10-15%) and for fields where flooding has already been used (by 8-10%) [4].

This technology provides for the injection of carbonized water through injection wells at a pressure exceeding the water saturation pressure with carbon dioxide by 1.1-2.3 times. The effect of carbonized water is that carbon dioxide in the reservoir passes from the water into the oil remaining behind the displacement front.

As a result, the viscosity of oil decreases, its volume increases, and the surface tension and wettability of rocks decrease. Thus, the phase permeability and filtration characteristics of oil are increased.

When carbonized water is injected into the reservoir, it is in a pre-transition (weakly stable) phase state, which means such a state of the system in the vicinity of a structural-phase transformation in which anomalies of structure and properties are observed.

In this state, carbonized water has nonequilibrium viscoelastic properties, as well as increased fluid flow during filtration in a porous medium. When such an agent is injected into hydrophilic reservoirs, it loses its properties and there is a decrease in the coverage of the deposit by displacement, oil recovery and the pick-up of injection wells.

In parallel with carbonized water injection, it is possible to use gas-cyclic injection of carbon dioxide into producing wells.

Gas-cyclic injection of carbon dioxide (Huff-N-Puff process)

This method is the injection of carbon dioxide directly into the producing well, followed by its stop for impregnation of the bottom-hole zone of the formation and subsequent oil production. Thus, the whole process can be divided into three stages: injection of carbon dioxide into the reservoir, well aging, development and production.

Injection is carried out as a rule at an average speed of 11 tons of carbon dioxide per hour and, depending on the required volume of CO₂, can last from 24 to 48 hours. The number of days of exposure can range from 1 to 40 days.

Injection of CO₂ into producing wells can significantly reduce the capital costs of implementing the technology, since it does not require the arrangement of special injection wells. In addition, this method allows the delivery of liquefied carbon dioxide by road, which is an economically more profitable option than the construction of a pipeline.

Gas-cyclic injection of CO₂ can also be considered as a test project to test the efficiency of carbon dioxide injection on a field scale. Injection of carbon dioxide into the producing well can be carried out in liquid or in a supercritical state.

Supercritical fluid carbon dioxide (SCF-CO₂) is an effective solvent combining the properties of a gas, such as low viscosity, low interfacial tension and high diffusion coefficient, and a liquid – high solvent capacity. These properties determine the ability

of SCF-CO₂ to penetrate into the porous space and carry out faster and more efficient mass transfer compared to liquid and gaseous media. The properties of supercritical CO₂ as a solvent can be adjusted by changing the pressure. Its increase is accompanied by a sharp increase in the solvent capacity of the agent [3].

The advantage of CO₂ over other gases is that due to the low values of the critical pressure and temperature parameters, it can go into a supercritical state in reservoir conditions in which other agents will remain in a liquid or gaseous state. In addition, SCF-CO₂ is non-toxic, non-flammable, non-explosive and is an environmentally friendly solvent.

Gas preparation will be carried out using a combined technology of absorption and membrane separation. Membrane technology is an alternative to amine purification systems, which are widespread, but at the same time complex, require large investments and installation and installation costs, are difficult to use and maintain, have a relatively high fuel cost and have a negative impact on the environment [4].

In a typical membrane system, CO₂, H₂S, and liquid condensate are filtered out of the incoming gas. Gaseous CO₂ passes through the membrane walls first. The high-calorie flue gas remaining under pressure moves to the outlet. At this time, "faster" gases pass through the membrane, such as CO₂, H₂O, H₂S, which enter the discharge.

The membrane technology contributes to the recovery of residual carbon dioxide from the gas stream at the outlet of the absorber. The technological scheme of the process was built in the Aspen HYSYS modeling program. Reservoir water is used as an absorbent. At the outlet of the absorber, the flow of carbonized water is directed to the separator.

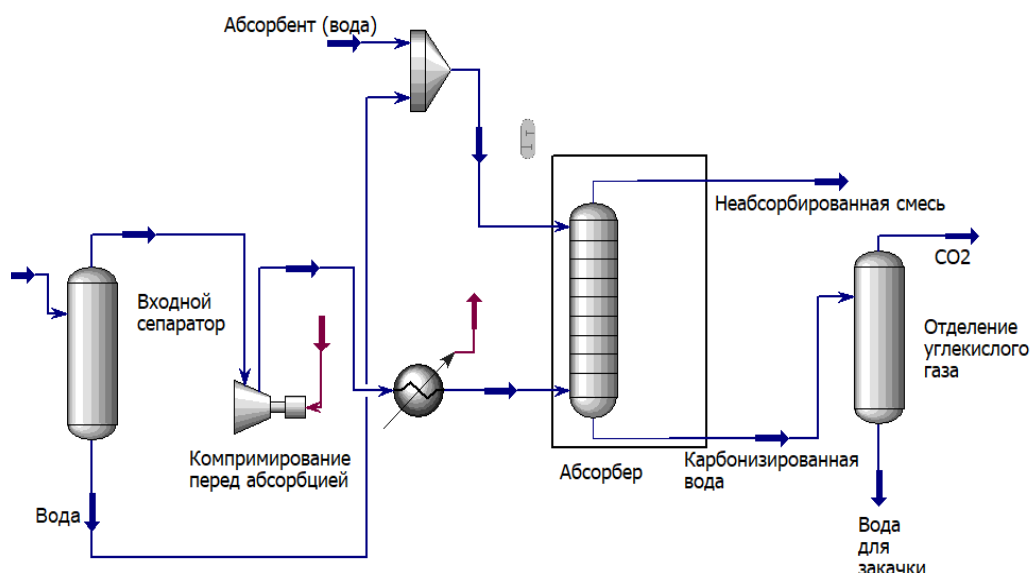


Figure 1 – A model of carbon dioxide absorption treatment built in the UniSim (Aspen HYSYS) modeling program

Among the possible complications with this injection technology are:

1. asphaltene precipitation;
2. corrosion of equipment;
3. the penetrating power of carbon dioxide;
4. the need for separation and capture of carbon dioxide from APG.

In case of incomplete compatibility with oil, carbon dioxide extracts light components from the latter, thereby weighing down the remaining oil in the reservoir. Also, carbon dioxide in the presence of free water can form crystalline hydrate, this must be taken into account when pumping and transporting carbon dioxide through pipelines. Most problems can be avoided if carbon dioxide is used at a properly calculated pressure, temperature and concentration.

In addition to possible complications, a positive effect is also expected: an increase in the oil recovery coefficient, an increase in the production of reserves, due to an increase in the permeability and porosity of the rock, cleaning.

It is impossible to specify the effectiveness of the technology exactly, we can assume three options for additional oil production: pessimistic, optimal and positive. Based on oil production, taking into account the oil price of \$ 80 per barrel and the ruble exchange rate of 75 rubles per dollar. The final results on accumulated cash flow,

payback period, internal rate of return and discounted yield index is shown in Table 1.

Table 1 – Economic indicators of the application of carbon dioxide injection technology

Efficiency of Puff&Puff Process	<2.5 tons of oil per 1 ton of CO₂	2.5-3.5 tons of oil per 1 ton of CO₂	>3.5 tons of oil per 1 ton of CO₂
forecast	min	basic	max
NPV, million rub	880	1419	2497
IRR, %	27,4	32,1	41,1
PP, years	6,6	4,9	3,4
DPI	1,37	1,6	1,05

In addition, a study was conducted on the dependence of the effectiveness of the project on the price of oil. The economic efficiency of CO₂ production technology is strongly influenced by additional oil production per ton of CO₂, as well as world oil prices. With an oil price of \$40 per barrel, with any additional increase in the oil debit, the NVP is negative, the project is inefficient.

At \$60 per barrel, the effectiveness of the project will depend on an additional increase in oil production. At 80 dollars per barrel, the use of technology is effective.

Conclusion

In this paper, options for the use of associated petroleum gas in the reservoir pressure maintenance system are considered. Two directions of APG use were identified: as an energy carrier for gas piston drives of FPM pumps and as a source of carbon dioxide production during its combustion with subsequent use for processing the bottom-hole zone and as a displacement agent with mixing in water with a concentration of 5.5%.

It was determined that the use of APG as an injection agent for the Vankor cluster is impractical due to the average reservoir pressures of the deposits lower than the minimum pressure of the APG mixability.

The transition from electric motors to a gas piston engine does not completely solve the problem of reducing the combustion of APG, but increases the volume of its use due to the lower electrical efficiency of these drives.

The use of technology for producing CO₂ by burning APG can be effective. However, this requires laboratory tests to clarify the amount of additional oil produced per ton of CO₂. The CO₂ production project also depends on external factors. High oil prices, as well as the policy of the governments of the world countries to stimulate the reduction of CO₂ emissions make this project promising in the medium term.

References

1. Gumerov F.M., Yarullin R.S. Supercritical fluids and SCF technologies // The chemical journal – 2008 – № 10 – p. 26-30.
2. Darishchev V.V. Implementation of the technology of injection of carbon dioxide into producing wells // Oil. Gas. Innovations. Scientific and technical journal – 2020 – № 7. – p. 33-37.
3. Makhmudbekov E.A., Volnov A.I. Intensification of oil and gas production // Moscow: VNIIOENG. – 2001.
4. Timerbayev A.S. Energy-efficient pumping units for FPM systems // Engineering practice № 06. – 2015.
5. Shamsutdinov E.V. Analysis of the energy efficiency of methods of absorption purification of flue gases from CO₂ // Energy and ecology. Kazan. 2008. – p.7-8.

Приложение Б

Справочные данные, необходимые для расчетов физико-химических характеристик попутного нефтяного газа

Таблица 1 – Атомные массы химических элементов, входящих в состав попутного газа [12]

Химический элемент	Углерод С	Водород Н	Сера S	Азот N	Кислород О
Атомная масса	12,011	1,008	32,066	14,008	16,000

Таблица 2 – Молекулярные массы основных компонентов ПНГ и коэффициенты r_i пересчета углеводородов на метан [12]

Компонент	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	n-, i-бутан C ₄ H ₁₀	Пентан C ₅ H ₁₂	Гексан C ₆ H ₁₄	Гептан C ₇ H ₁₆	Сероводород H ₂ S	Диоксид углерода CO ₂	Азот N ₂
Молекулярная масса μ_i кг/моль	16,043	30,07	44,097	58,124	72,151	86,066	100,077	34,082	44,011	28,016
$r_i = \mu_i/\mu_{CH_4}$	1,00	1,87	2,75	3,62	4,50	5,36	6,24			

Таблица 3 – Плотность ρ_i (кг/м³) основных компонентов ПНГ [12]

Компонент	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	n-, i- бутан C ₄ H ₁₀	Пентан C ₅ H ₁₂	Гексан C ₆ H ₁₄	Гептан C ₇ H ₁₆	Сероводород H ₂ S	Диоксид углерода CO ₂	Азот N ₂
Плотность ρ_i , кг/м ³	0,716	1,342	1,969	2,595	3,221	3,842	4,468	1,522	1,965	1,251

Таблица 4 – Содержание (% масс.) химических элементов в основных компонентах ПНГ [12]

Компонент	Содержание химических элементов в компонентах (% масс)				
	С	Н	S	О	N
CH ₄	74,87	25,13	-	-	-
C ₂ H ₆	79,89	20,11	-	-	-
C ₃ H ₈	81,71	18,29	-	-	-
C ₄ H ₁₀	82,66	17,34	-	-	-
C ₅ H ₁₂	83,24	16,76	-	-	-

Компонент	Содержание химических элементов в компонентах (% масс)				
	С	Н	S	О	N
C ₆ H ₁₄	83,73	16,27	-	-	-
C ₇ H ₁₆	84,01	15,99	-	-	-
H ₂ S	-	5,92	94,08	-	-
CO ₂	27,29	-	-	72,71	-
N ₂	-	-	-	-	100

Таблица 5 – Расчет молекулярной массы ПНГ массовой доли i -го компонента в ПНГ δ_i

Компонент	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	n-, i- бутан C ₄ H ₁₀	Пентан C ₅ H ₁₂	Гексан C ₆ H ₁₄	Гептан C ₇ H ₁₆	Диоксид углерода CO ₂	Азот N ₂
Молекулярная масса μ_i кг/моль	16,04	30,07	44,10	58,12	72,15	86,07	100,08	44,01	28,02
Объемная доля, %	99,07	0,263	0,0022	0,001	0,001	0,001	0,001	0,306	0,348
$0,01 \cdot V_i \cdot \mu_i$	15,89	0,08	0,001	0,0006	0,0007	0,0009	0,001	0,13	0,10
Молекулярная масса ПНГ ($\Sigma 0,01 \cdot V_i \cdot \mu_i$), кг/моль	16,21								
Плотность ρ_i , кг/м ³	0,716	1,342	1,969	2,595	3,221	3,842	4,468	1,965	1,251
Массовая доля i -го компонента в ПНГ δ_i (% масс.)	1,054	0,0052	0,00006	0,00004	0,00005	0,00006	0,00007	0,009	0,0065

Таблица 6 – Расчет массового содержания j -го химического элемента в ПНГ δ_j (% масс.)

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	Сумма
С	78,911	0,419	0,005	0,003	0,004	0,005	0,006	0,24	0	79,60
Н	26,486	0,105	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0	0	26,60
N	0	0	0	0	0	0	0	0	0,65	0,647
О	0	0	0	0	0	0	0	0,65	0	0,650

Приложение В

Таблица 1 - Капитальные вложения для реализации опытно-промышленной разработки месторождения «Х» с закачкой карбонизированной воды, млн. руб.

Годы	СМР по отсыпке площадки	КРС с заменой коррозионностойкое оборудование	Обустройство промысла										Всего капитальных вложений	в т.ч.:	
			Всего	в т.ч.:										природо-охранные мероприятия	Прочие КВ
				Абсорбционная установка	ЗФУ	БДР	СОДГ	Выкидная линия	Насосно-компрессорное оборудование	Водоводы	Сепараторы, буферные емкости	ЛЭП			
2024	143	0	238	150	58	0	30	0	0	0	0	0	438	19	38
2025	0	460	125	0	0	17	0	10	38	25	20	15	673	29	59
2026	0	460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	530	23	46

Таблица 2 – Операционные затраты при проведении опытно-промышленной разработки месторождения «Х» с закачкой карбонизированной воды, млн. руб

Годы	Текущие затраты							Налоги, включаемые в себестоимость				Итого эксплуатационных затрат
	Всего	в т.ч.:						Всего	в т.ч.:			
		заработная плата	содержание и эксплуатация оборудования	Текущий ремонт скважин	общепроизводственные расходы	амортизация основных фондов	прочие		НДПИ	Страховые взносы	прочие	
2025	233,16	85,53	19,27	4,00	13,60	50,00	60,76	530,28	435,11	31,99	63,17	763,43
2026	495,49	171,06	77,06	4,00	13,60	169,00	60,76	1878,70	1740,46	63,98	74,27	2374,19
2027	495,49	171,06	77,06	4,00	13,60	169,00	60,76	1886,64	1740,46	63,98	82,20	2382,12
2028	495,49	171,06	77,06	4,00	13,60	169,00	60,76	1882,92	1740,46	63,98	78,48	2378,40
ИТОГО:	1719,61	598,72	250,46	16,00	54,38	557,00	243,05	6178,53	5656,49	223,92	298,12	7898,15