

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Усовершенствование технологии утилизации и разработка альтернативных вариантов применения попутного нефтяного газа Майского месторождения

УДК 622.276-047.86(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Насибуллин Эдиль Ирекович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н.		

Томск – 2019г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) _____ (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Насибуллину Эдилю Ирековичу

Тема работы:

Усовершенствование технологии утилизации и разработка альтернативных вариантов применения попутного нефтяного газа Майского месторождения	
Утверждена приказом ректора	1642/с, 01.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Данные по составу и количеству газа, схема и параметры работы УПТГ, количество используемого топлива
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Параметры работы установки подготовки газа 2. Усовершенствование технологии переработки и утилизации газа 3. Расчет экономической эффективности 4. Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Схемы устройства УПТГ 2. Графики характеристик оборудования 3. Принципиальные схемы установок катализа и НТК
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Гутарева Н.Ю.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
2. Методы утилизации попутного нефтяного газа	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Насибуллин Эдиль Ирекович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Насибуллину Эдилю Ирековичу

Школа	ИШПР	Кафедра	РЭНГМ
Уровень образования	Магистр	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	Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, ставки налоговых отчислений во внебюджетные фонды, районный коэффициент по г.Томску
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа: оценка потенциальных потребителей, SWOT-анализ..
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение структуры и трудоёмкости работ в рамках НТИ, разработка графика проведения НТИ, планирование бюджета НТИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчёт интегрального показателя финансовой эффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Организационная структура управления организацией
- Линейный календарный график выполнения работ
- Альтернативы проведения научного исследования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Р	Насибуллин Э.И.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Насибуллин Эдиль Ирекович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	24.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочей зоной является установка низкотемпературной конденсации, входящая в состав установки подготовки газа. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров оборудования на УПТГ. Вредными факторами производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: повышенный уровень шума и вибрации, повышенный уровень электромагнитных излучений. Опасными проявлениями факторов производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: электрический ток. Чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть на рабочем месте, является возникновение пожара.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	1. ГОСТ 12.0.003-74 2. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. 3. СП 51.13330.2011. 4. ГОСТ 31192.2-2005 5. СанПиН 2.2.4.1191-03 6. Гост Р 12.1.019 – 2009

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	В ходе анализа производственной среды на предмет вредных факторов было выявлено следующее: 1. Повышенный уровень шумов на рабочем месте. 2. Повышенный уровень вибрации. 3. Электромагнитные излучения.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);	В ходе анализа производственной среды на предмет вредных факторов было выявлено следующее: 1. Поражение электрическим током; 2. Пожаро- взрывоопасность.

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Воздействие на селитебную зону не происходит. Гидросферу не значительное. Воздействие на атмосферу происходит в результате выбросов углеводородов, связанных с технологическим процессом. Воздействие на атмосферу происходит в результате производства, обслуживания и утилизации оборудования.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Безопасность при чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства; – оргПраанизация рабочей зоны.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Насибуллин Эдиль Ирекович		

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования – Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний/весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
01.09.2018	Введение	5
01.10.2018	История изучения Майского месторождения	5
01.11.2018	Утилизация ПНГ	3
15.11.2018	Устройство и основное оборудование БКНС	2
01.12.2018	УПТГ. Схема и параметры работы	5
01.02.2019	Анализ схемы и способы ее модернизации	5
01.03.2019	Каталитическая установка	5
01.05.2019	Расчёт эффективности внедряемой технологии, коэффициента извлечения компонентов	35
10.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2019	Социальная ответственность	10
18.05.2019	Заключение	5
20.05.2019	Перевод части работы на английский язык	5
22.05.2019	Оформление работы	5
	ИТОГО	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	К.Х.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

РЕФЕРАТ

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, 7 таблицы, 3 рисунка, 30 источников.

Ключевые слова: УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ГАЗА, КАТАЛИЗ, ПРОПАН-БУТАНОВАЯ ФРАКЦИЯ, КОНДЕНСАТ, ВЫСОКООКТАНОВЫЕ ДОБАВКИ, НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ КОНДЕНСАЦИЯ, ГАЗ.

Объектом исследования является установка подготовки газа. Цель исследования – рассмотрения вариантов модернизации УПТГ «Н» месторождения в целях извлечения компонентов и анализ вариантов их применения.

В выпускной квалификационной работе многосторонне рассмотрена установка подготовки газа, а также явления и процессы, связанные с ней. Рассмотрены различные варианты модернизации УПТГ, состав газа, коэффициент извлечения целевых компонентов при различных параметрах системы, рассмотрена установка катализа, возможность ее применения непосредственно на месторождении. Также, приведена эффективность каждого метода, с технической и экономической позиции. На основе полученных результатов была разработана наиболее оптимальная модернизация, с извлечением ПБФ, ее катализом и эффективным применением непосредственно на месторождении. Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, и Microsoft Excel.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ДКС – дожимная компрессорная станция

ДНП – давление насыщенных паров

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых

НТК – низкотемпературная конденсация

НТС – низкотемпературная сепарация

ПО – программное обеспечение

СОГ – сухой отбензиненный газ

СТО – стандарт организации

ТДА – турбодетандерный агрегат

ТЗ – техническое задание

ТТР – температура точки росы

ТЭГ – триэтиленгликоль

УВ – углеводороды

УЗГ – узел замера газа

УПТГ – установка комплексной подготовки газа

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	14
1.1 Расположение.....	14
1.2 История изучения Майского месторождения.....	18
2 Утилизация ПНГ	23
2.1 Общие сведения.....	23
2.2 Причины необходимости утилизации ПНГ	24
2.3 Способы утилизации ПНГ	25
2.3.1 Сжигание на факелах нефтяных месторождений.....	25
2.3.2 Закачка в нефтяной пласт	26
2.3.3. Неглубокая переработка	27
2.3.4. Глубокая переработка	27
2.3.5. Электрогенерация.....	27
2.3.6 Получение сажи	28
2.4 Препятствия развитию утилизации ПНГ	29
3. УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА И ПРОЦЕСС КАТАЛИЗА	31
3.1 УПТГ.....	31
3.2 Общее описание процесса	32
3.3 Основные параметры и размеры	33
3.4 Основные узлы и примененное оборудование	34
3.5 Техническое описание	36
3.6 Каталитическая установка. Превращение ПБФ газового конденсата в ВОК моторных топлив	39
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	41
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	44
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	64
6.1 Производственная безопасность	65
СП 52.13330.2011.....	65
СП 76.13330.2016.....	66

5.2	Анализ выявленных вредных факторов производственной среды	67
6.2.1	Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	67
6.2.2	Повышенный уровень шума.....	69
6.2.3	Повышенный уровень вибрации.....	70
6.2.4	Отклонение параметров микроклимата в помещении.....	71
6.3	Анализ опасных факторов производственной среды.....	73
6.3.1	Механические опасности.....	73
6.3.2	Электробезопасность	73
6.3.3	Термические опасности	74
6.3.4	Пожаровзрывобезопасность	75
6.4	Экологическая безопасность	76
6.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
6.6	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
	СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА	85

ВВЕДЕНИЕ

Майское нефтяное месторождение входит в Васюганскую нефтегазоносную область, лицензионный блок №70 – 3. Недропользователем является ООО «Альянснефтегаз», лицензия ТОМ №13971 НЭ от 28.02.2007 г., на право пользования недрами для геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья лицензионного участка Южно-Фестивального 3, в пределах которого расположено Майское месторождение.

Лицензия выдана Министерством природных ресурсов РФ. Срок окончания действия лицензии – 01 марта 2027 г.

Поисковые работы в пределах Майской площади были начаты в 1971 г. бурением скважины 390Р, расположенной на южном крыле Майского локального поднятия, и по результатам испытания скважины была открыта залежь нефти непрямоугольного значения в горизонте Ю₁ (келловей-оксфорд). В 1972 г. на Северо-Майском локальном поднятии была пробурена скважина 391Р. При испытании верхнеюрских и меловых отложений получена пластовая вода без признаков нефтегазоносности. В 1978-79 гг. после проведения дополнительных работ МОГТ, КМПВ по уточнению строения Майской площади было выделено Южно-Майское локальное поднятие, в пределах которого в период 1979-80 гг. была пробурена Майская параметрическая скважина № 1. Вскрытый комплекс палеозойских, юрских и меловых отложений в нефтегазоносном отношении интереса не представляют.

В 2004-05 гг. недропользователем ООО «Альянснефтегаз» были проведены площадные сейсморазведочные работы МОГТ 2D на лицензионных участках № 70, 86 (Забуга Т.В.) позволившие уточнить строение Майской площади. В 2005 г. на Майском локальном поднятии в районе ранее пробуренной поисковой скважины 390Р была пробурена оценочная скважина 392Р. По результатам испытания были установлены нефтяные залежи в пласте Ю₁₄₋₁₅ (тюменская свита) и пласте Ю₁³⁻⁴ (васюганская свита).

Полученные результаты ранее проведенных работ и периода 2004-05 гг. дали основание впервые провести оценку запасов Майского нефтяного месторождения с постановкой их на баланс [1].

В зимний сезон 2005 - 2006 г. на месторождении были проведены дополнительные работы (сейсморазведочные МОГТ-2D и бурение скважины 393Р).

В результате получена качественно новая информация, которая позволила:

- уточнить структурные планы по продуктивным пластам;
- большое количество отобранного керна позволило повысить достоверность петрофизических параметров;
- провести переинтерпретацию ГИС скважины-первооткрывательницы (№ 392Р);
- пересчитать запасы нефти по категории C_2 пласта $Ю_{14-15}$ (запасы нефти категории C_1 этого пласта и C_1 и C_2 пласта $Ю_1^{3-4}$ не пересчитывались, так как скважина не испытана) [2].

В июне 2007 г. на ЦКР Роснедра был защищен «Проект пробной эксплуатации Майского нефтяного месторождения», в котором определялись участки пробной эксплуатации объектов $Ю_1^{3-4}$ и $Ю_{14-15}$ [3].

В декабре 2007 г. был проведен оперативный пересчет запасов в связи с уточнением геологического строения залежей и переводом запасов из категории C_2 в категорию C_1 .

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Расположение

В административном отношении Майское нефтяное месторождение расположено в южной части Кургасовского района Томской области, в пределах лицензионного участка № 70-3М (Южно-Фестивальный-3), в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в Обь-Иртышском междуречье, в бассейне реки Васюган – левого притока Оби.

В промышленно-экономическом отношении Майское месторождение находится в Средневасюганском нефтегазоносном районе, который находится в Васюганской нефтегазоносной области. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения: Нижнее-Табаганское, Калиновое, Урманское, Северо-Останинское и др. В 12 км к югу от месторождения проходит нефтепровод «Игольское-Герасимовское-Лугинецкое-с. Парабель» (рисунок 1.1).

Ближайшими населенными пунктами являются п. Майск, который расположен в 25 км по зимней дороге. Расстояние до г. Кедрового 125 км (ближайший аэропорт областного значения), до г. Томска – 470 км (ближайшая железнодорожная станция и речной порт).

В геоморфологическом отношении площадь месторождения представляет собой слаборасчленённую равнину с широкими заболоченными водоразделами и долинами рек. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от +120 м до + 135 м.

Гидрографическая сеть района работ представлена рекой Васюган (левый приток р. Обь), протекающей в непосредственной близости от площади работ в 2-3 км. Заболоченность местности составляет 50-60% территории.

Климат района континентальный. Среднегодовая температура составляет +3°C. Среднегодовое количество осадков составляет 400-500 мм, максимум отмечается в июле-августе и декабре-январе. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и сохраняется до начала мая. Его высота составляет от 0,4-0,5 м на открытых участках, до 2 м на залесенных. Промерзаемость грунта на открытых участках составляет 1-1,5 м, на залесенных участках составляет 0,3-0,4 м, промерзаемость болот не превышает 0,4 м. Многолетнемерзлых пород по данным бурения не установлено.

Реки вскрываются преимущественно в начале мая, ледостав начинается в ноябре, болота обычно промерзают к началу января. Магистральных путей сообщения вблизи района проектируемых работ нет. Доставка бурового

оборудования и материалов осуществляется по временным дорогам (по «зимникам»). Вахты на буровую доставляются из г. Кедрового на вертолетах.

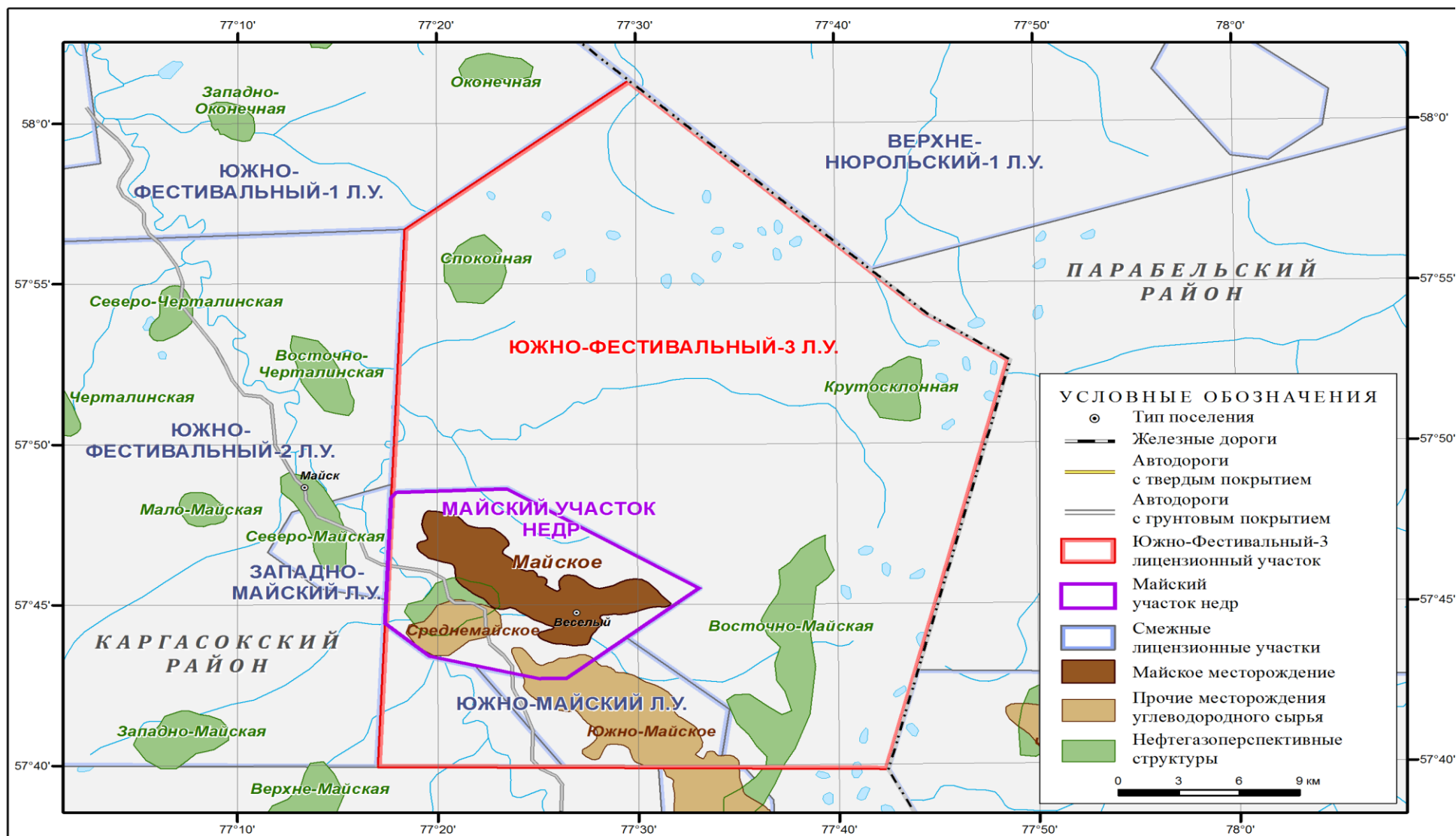


Рисунок 1. Обзорная карта района Майского месторождения

Основным источников питьевого водоснабжения являются воды новомихайловской свиты верхнепалеогенового возраста, для технических нужд и эксплуатационного бурения можно использовать подземные воды чеганской свиты нижнего олигоцена.

Магистральных путей сообщения в пределах лицензионных участков нет. Вдоль восточной и северо-восточной границ лицензионного участка № 70-3 проходит линия электропередач. В 12 км южнее Майского месторождения расположен магистральный нефтепровод (d=530) Игольское-Герасимовское-Лугинецкое-Парабель.

Месторождения строительных материалов в пределах участка работ отсутствуют.

По степени сложности проведения работ район исследования относится к IV категории.

1.2 История изучения Майского месторождения

Майское локальное поднятие расположено в Пудинском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области [2]. История геолого-разведочных работ, исключая предшествующие исследования рекогносцировочно-региональной стадии, на рассматриваемой площади насчитывает около 37 лет (таблица 1). Локальное поднятие было выявлено и подготовлено к глубокому бурению в 1970 г. сейсморазведочными работами МОВ масштаба 1 : 100000.

Поисковые работы в пределах Майской площади были начаты в 1971 г. бурением скважины №390 расположенной на южном крыле Майского локального поднятия, по результатам испытания скважины была открыта залежь нефти непрямоугольного значения в горизонте Ю₁ (келловей-оксфорд).

В 1976 – 77 гг. в районе Майского поднятия были проведены сейсмические исследования МОГТ, КМПВ масштаба 1 : 100000 в результате которых были

более детально изучены нижние комплексы платформенного чехла и отложений второго структурного яруса.

В 1978 – 79 гг. после проведения дополнительных работ МОГТ масштаба 1 : 100000 было уточнено глубинное геологическое строение Майского поднятия, выполнены новые структурные построения по отражающим горизонтам Па (подошва баженовской свиты) и Φ_2 (кровля доюрских образований). По новому структурному плану Майская площадь включает в себя три локальных поднятия: Северо-Майское, Майское и Южно-Майское.

В пределах Южно-Майского локального поднятия в период 1979 – 80 гг. в 10 км на юго-восток от скважины №390 была пробурена параметрическая скважина. Вскрытый комплекс палеозойских, юрских и меловых отложений в нефтегазоносном отношении интереса не представляют.

В 2004 – 05 гг. по заказу недропользователя ООО «Альянснефтегаз» были проведены площадные сейсморазведочные работы МОГТ 2D масштаба 1 : 50000 на лицензионных участках № 70, 86, позволившие уточнить строение Майской площади. В 2005 г. на Майском локальном поднятии было возобновлено глубокое бурение. В районе ранее пробуренной поисковой скважины №390 была пробурена оценочная скважина №392. По результатам испытания были установлены нефтяные залежи в пласте Ю₁₄₋₁₅ (тюменская свита) и пласте Ю₁³⁻⁴ (васюганская свита).

На основе структурных построений, выполненных по результатам проведенных работ, в 2005 г., был впервые выполнен подсчет запасов Майского месторождения.

В 2005 – 2006 гг. на месторождении были проведены дополнительные сейсморазведочные работы МОГТ 2D масштаба 1 : 50000, а также пробурены разведочные скважины №393 и №394 в куполе (северо-западная часть) Майского локального поднятия. Работы, выполненные в период 2005 – 2006 гг., позволили уточнить структурные планы продуктивных пластов месторождения, а также, за счет дополнительных данных, полученных в результате исследования керна и геофизических исследований, вновь пробуренных скважин, провести

переинтерпретацию ГИС по скважине №392 и в целом повысить достоверность определения петрофизических параметров коллекторов месторождения. Кроме того, полученные данные позволили пересчитать запасы нефти по категории С₂ пласта Ю₁₄₋₁₅.

Выполненные по результатам интерпретации сейсморазведочных работ и данных глубокого бурения 2004 – 2006 г.г. структурные построения легли в основу предварительных геологических моделей пластов Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₅ Майского месторождения.

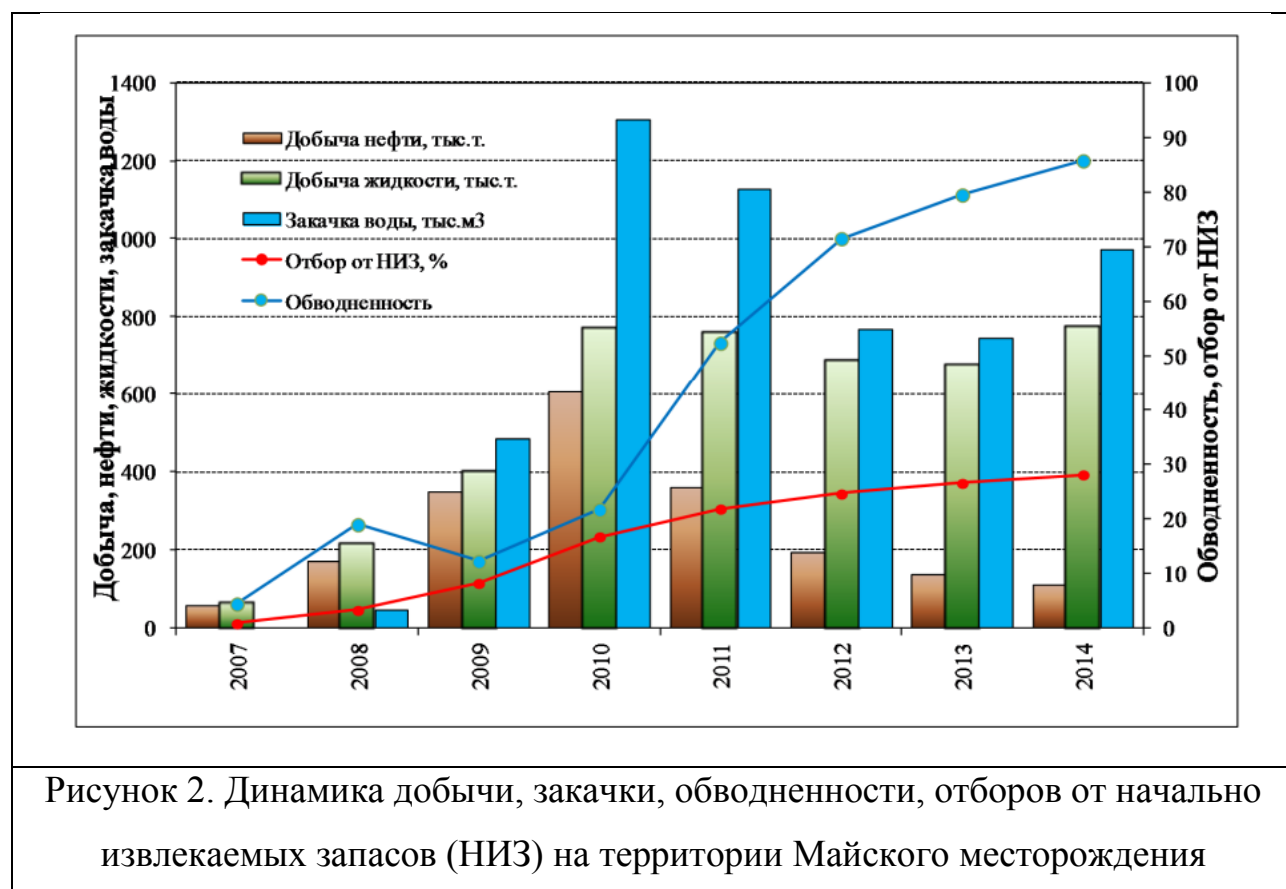
Таблица1. - Геолого-геофизическая изученность района работ

Виды работ, масштаб	Организация, проводившая работы	Основные результаты работ
1. Исследования рекогносцировочно-региональной стадии	Разные, 50е – 70е гг.	Определена общая морфология Лавровского наклонного вала и прилегающих районов Нюрольской впадины.
2. Поисковые работы МОВ, 1 : 100000	с/п 24/69-70, Дугова А.Ф., СОКГЭ, 1970 г.	На северной периклинали Лавровского вала выявлено и подготовлено к глубокому бурению Майское локальное поднятие.
3. Бурение поисково-вой скважины №390	Томское территориальное геологическое управление, Западная НГРЭ, 1971 г.	Установлена нефтеносность Майской площади. Нефтенасыщен горизонт Ю ₁ . Ввиду получения непромышленного притока нефти скважина ликвидирована.

Рисунок 2. Динамика добычи, закачки, обводненности, отборов от начально извлекаемых запасов (НИЗ) на территории Майского месторождения	Рисунок 2. Динамика добычи, закачки, обводненности, отборов от начально извлекаемых запасов (НИЗ) на территории Майского месторождения	Рисунок 2. Динамика добычи, закачки, обводненности, отборов от начально извлекаемых запасов (НИЗ) на территории Майского месторождения
Виды работ, масштаб	Организация, проводившая работы	Основные результаты работ
4. Площадные работы МОГТ, 1 : 100000	с/п 4,5,7/78-79, Берлин Г.И., ТГТ, 1978 – 79 гг.	Уточнено строение Майского поднятия, проведены новые структурные построения по основным отражающим горизонтам Па (подошва баженовской свиты) и Ф ₂ (кровля доюрских образований).
5. Бурение параметрической скважины 1.	Томское территори-альное геологическое управление, Западная НГРЭ, 1979 – 1980 гг.	Признаков нефтегазоносности в отложениях всего вскрытого комплекса пород Южно-Майского локального поднятия не выявлено. Скважина ликвидирована.
6. Площадные работы МОГТ, 1 : 50000	с/п 6/04-05, Забуга Т.В., с/п 6/05-06, Харитоненко В.П., ЗАО «ТГТ», 2004 – 2006 г.г.	Уточнено строение Майского локального поднятия. Построены структурные карты по основным отражающим горизонтам.
7. Бурение поисковых разведочных скважин 392, 393, 394	ЗАО «Нефтепромбурсевис», 2004 – 2006 гг.	Изучен геологический разрез осадочного чехла. Установлена нефтенасыщенность пластов Ю ₁ ³⁻⁴ и Ю ₁₄₋₁₅ .

С начала разработки по месторождению отобрано 1991,6 тыс.т нефти и 4337,1 тыс.т жидкости. Стадия растущей добычи на Майском месторождении продолжалась в течение 2007-2010 гг. с активным вводом новых скважин из бурения. Периода стабильных уровней не наблюдалось. Третья стадия разработки, характеризующаяся падением темпов добычи нефти и резким ростом обводненности, началась с 2011 г. и продолжается на данный момент: годовая добыча нефти снизилась с 604,6 тыс. т в 2010 г. до 110,2 тыс. т в 2014 г., дебиты жидкости установились на уровне 50-60 т/сут, прирост доли воды в среднем составил 8-10 % в год.

Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению за весь период эксплуатации приведена на рисунках 2.



2 Утилизация ПНГ

2.1 Общие сведения

Развитие и модернизация нефтяной отрасли основаны на рациональном использовании имеющихся ресурсов, а не только одним лишь внедрением совершенных прорывных инновационных технологий для добычи флюида. Именно одним из таких ресурсов является попутный нефтяной газ, рациональная утилизация которого и рассматривается в данной работе.

Попутный нефтяной газ - это газ, который растворен в нефти и, соответственно, добывается одновременно с ней, являясь, по сути, сопутствующим продуктом (что и зафиксировано в его названии). В советское время задачами по утилизации ПНГ занимались институты Миннефтепрома и Мингазпрома СССР. По геологическим характеристикам к ПНГ относятся также и газы газовых шапок нефтяных месторождений. Таким образом, попутный нефтяной газ это смесь газов, состоящая из парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов, которые выделяются из пластовой нефти при её сепарации или непосредственно из нефтяных скважин во время её добычи. Как правило, в зависимости от регионов добычи и типов нефтяных месторождений, удаётся из добываемой нефти выделять от 25 м³ до 800 м³ попутного нефтяного газа. Плохие условия по утилизации ПНГ приводят к его необоснованным потерям.

Основные потери ПНГ были связаны, как правило, с отсутствием или неподготовленностью инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки или переработки, либо с отсутствием заинтересованного конечного потребителя, а при росте объемов добычи эти потери возрастают еще больше (График 1). В этом случае ПНГ просто и без хозяйственно сжигается на факелах, поскольку, так как просто выпустить газ в атмосферу опасно и это принесёт ещё больший ущерб. О важности и масштабности проблем рационального использования попутных компонентов можно судить по

упущенной выгоде от переработки 1 млрд. м³ попутного газа равен потере товарной массы на сумму 270 млн. долл. При этом потери для государственного бюджета составляют порядка 35 млн. долл. Российское государство на данный момент пришло к выводу о необходимости перехода от экспорта сырья к продуктам его переработки. Это приносит более высокий доход как для компаний, так и для самого государства. Таким образом если денежные средства от продаж сырой нефти принять за 1, то для продаж нефтепродуктов коэффициент повышения выручки составит 1,5, а для нефтегазохимической продукции - от 5 до 10. Согласно Стратегии развития химической и нефтехимической отрасли России до 2015 года предусмотрен значительный рост объема производства. Соответственно для того чтобы обеспечить такой рост, необходимо увеличить объем добываемого сырья. В противном случае это будет покрываться за счет отвлечения ресурсов с нефтеперерабатывающей отрасли.

Безусловно, что помимо потерь ценного ресурса, сжигание ПНГ наносит огромный вред окружающей среде, и человеку. Именно поэтому, начиная с 2007 года в стране была принята программа мероприятий, целью которой стал поиск рациональных и приемлемых решений обеспечивающих существенное ограничение объемов сжигания ПНГ на факелах и увеличение долей его переработки в отечественной газонефтехимии, производстве электроэнергии и закачки в пласты для повышения нефтеотдачи.

2.2 Причины необходимости утилизации ПНГ

Отсутствие инфраструктуры для утилизации попутного нефтяного газа, а также бесконтрольное его сжигание приводит к существенным нарушениям экологии. Следствием сжигания ПНГ является выброс в атмосферу большого количества различных загрязняющих веществ, таких как частицы сажи, углекислый газ, диоксид серы и т.д. Увеличение содержания данных веществ в атмосфере приводит к нарушениям репродуктивной системы

организма людей, что в дальнейшем приводит к наследственным патологиям и онкологическим заболеваниям.

А процессу утилизации ПНГ недостаёт наработанных методик, следствием чего являются значительные потери в экономике. В свою очередь рациональное использование ПНГ приведет к развития энергетической и химической отраслей промышленности, поскольку представляет большую ценность.

По официальным данным при годовой добыче ПНГ в количестве около 55 млрд. м³ используется в химической промышленности только 15-20 млрд. м³, небольшая часть используется для повышения пластового давления, а сжигается на факелах около 20-25 млрд. м³. Подобные потери близки с потреблением всех жителей России в бытовом газе.

2.3 Способы утилизации ПНГ

Над проблемой утилизации трудятся большие коллективы институтов и технических специалистов, придумано огромное количество способов «полезной утилизации ПНГ», но, к сожалению, до сих пор на практике используется всего лишь несколько.

2.3.1 Сжигание на факелах нефтяных месторождений

Первым и наиболее нерациональным методом утилизации попутного нефтяного газа является сжигание его непосредственно на месторождениях. Данный способ не требует определённых капитальных затрат, но в то же время является наименее эффективным из всех. Основной причиной неэффективности данного метода является безвозвратная потеря ресурсной базы для газонефтехимии, кроме того, наносится существенный ущерб экологии. Для стимулирования использования иных способов переработки попутного нефтяного газа и разработки новых, в РФ с 1 января 2012 г. было введено и начало действовать

постановление №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», согласно которому все компании обязаны утилизировать не менее 95% ПНГ.

Основой для определения платы за сжигание газа является содержание в нем метана, то есть, чем чище сжигаемый газ, тем плата за него больше. Хотя, основное загрязнение происходит при сжигании более «жирных» газов. «В этом случае можем наблюдать ещё одну интересную картину, которую никак нельзя объяснить с экономической точки зрения, поскольку мало того, что уничтожается особо ценное сырьё для нефтехимии, так у плательщиков появляется «стимул» показывать в расчётах данные по выбросам при сгорании «жирного» газа», обеспечивая себе снижение расходов по выплатам.

2.3.2 Закачка в нефтяной пласт

После отделения от флюида, ПНГ закачивается обратно в нефтяной пласт – данный метод позволяет избежать экологических последствий от сжигания ПНГ и в то же время он позволит сохранить ресурсную базу для будущих поколений. Негативным аспектом является то, что закачка в нефтяной пласт не позволяет воспользоваться ресурсами для текущей реализации экономических выгод от глубокой переработки, а при повторном извлечении, потери ПНГ составляют 30-35%. Однако следует указать на то, что данный метод фактически позволяет отложить решение проблемы ПНГ на будущее – до появления соответствующих ресурсов или технологических решений, которые позволят эффективно перерабатывать попутный нефтяной газ.

2.3.3. Неглубокая переработка

Данный способ основан на использовании небольших мобильных технологических установок, в которых ПНГ разделяется на метан, этан и пропан-бутан. Метан направляется в газотранспортную сеть, а пропан-бутан закачивается в цистерны и отправляется потребителям.

2.3.4. Глубокая переработка

На сегодняшний день только половина добываемого ПНГ утилизируется наиболее эффективным способом – разделение ПНГ на сухой природный газ и сырье для газонефтехимической индустрии. В рамках данного способа ПНГ по трубопроводной системе транспортируется на крупные газоперерабатывающие заводы, где производится его разделение на метан и широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Метан закачивается в магистральную газопроводную систему, а ШФЛУ направляется на дальнейшие переделы для выработки широкой линии нефтехимических продуктов. Характерной особенностью этого варианта использования ПНГ является большая, по сравнению с предыдущими вариантами, длительность осуществления проектов от начала строительства инфра структуры до запуска нефтехимических предприятий, которые выдают уже готовую продукцию.

2.3.5. Электрогенерация

Вариант использования ПНГ для электрогенерации, который и используется на месторождении, рассматриваемом в данной работе, также является способом его сжигания, только несколько более рациональным, так как при этом есть возможность получить полезный эффект и несколько уменьшить воздействие на окружающую среду. Данный метод оказывается оправданным в тех случаях, когда источники электроэнергии, необходимой для обеспечения работы

нефтепромыслов, оказываются труднодоступными – в первую очередь, если промыслы расположены в регионах с плохо развитой инфраструктурой. Экологические риски при этом способе использования ПНГ выше, чем при генерации электроэнергии на электростанциях, работающих на природном газе – сказывается наличие широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ) в составе ПНГ, которые приводят к повышенному выбросу сажи.

Препятствием к широкому применению этого способа утилизации ПНГ служит отсутствие инфраструктуры, необходимой для передачи электроэнергии потенциальным потребителям. Создание такой инфраструктуры в удаленных районах может быть связано со значительными инвестициями, делающими генерацию электроэнергии экономически неэффективной.

Помимо перечисленных, разработан ряд других методов утилизации, не получивших пока значительного распространения: синтез моторных топлив либо других продуктов (например, метанола) на месте (GastoLiquid–GTL); переработка мини-ГПЗ на месторождении; транспортировка в виде газовых гидратов и др. Отсутствие практического применения этих методов обусловлено нерешенностью специфических технологических и инфраструктурных проблем, что не мешает рассматривать данные методы как перспективные. На практике в большинстве случаев способы переработки совмещают.

2.3.6 Получение сажи

Кроме вышеперечисленных, также ныне применим метод получения сажи из попутного нефтяного газа. Сажа представляет из себя высокодисперсный продукт, термического или термоокислительного разложения углеводородов, которые содержатся в промышленных и природных газах, а также в нефтяных и каменноугольных маслах. Плотность данного вещества составляет 1,76 – 1,95 г/см³. В большинстве своём сажа используется в производстве резинотехнических изделий, на которое приходится более 90% суммарного спроса на данное сырье. К примеру, на изготовление шин в 2005 году пришлось

68% всей потребляемой сажи, а на прочие резиновые изделия – 24%. В иных сферах сажа также применима в качестве красителя и добавки к пластмассам, затем следует производство чернил и красок. Нововведением последних лет является использование сажи в производстве изделий из пластмасс для повышения их прочности и стойкости к ультрафиолетовому облучению, в множительной и копировальной технике. Следует также упомянуть области строительства и потребительских товаров, которые являются важными в применении сажи. Сам процесс утилизации заключается во взаимодействии сажи с хлором, на выходе образуется сажа, и соляная кислота, применение которой так же достигает существенных масштабов. Выход сажи составляет 90% от теоретического.

2.4 Препятствия развитию утилизации ПНГ

В то же время существует ряд факторов, особо характерных для Российской нефтедобычи, которые препятствуют развитию и увеличению утилизации попутного нефтяного газа:

- удаленность скважин от объектов газопереработки;
- неразвитые или отсутствующие системы сбора, подготовки и транспортировки газа;
- вариативность объемов добываемого газа;
- присутствие примесей, затрудняющих переработку;
- низкая стоимость газа в сочетании с крайне низкой заинтересованностью в финансировании подобных проектов;
- экологические штрафы за сжигание ПНГ значительно ниже затрат на его утилизацию.

В последние годы нефтедобывающие компании начали уделять больше внимания вопросам утилизации ПНГ. Особо этому способствует принятое

Правительством Российской Федерации Постановление №7 от 8 января 2009 года «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», требующее довести уровень утилизации ПНГ до 95%. С 2012 года для расчета платежей за выбросы от сжигания объемов ПНГ, превышающих нормативные 5%, введен повышающий коэффициент 4,5, с 2013 года этот коэффициент был увеличен до 12, с 2014 года – до 25, а при отсутствии приборов учета – до 120. Дополнительным стимулом начала работ по увеличению степени утилизации ПНГ стал принятый в 2013 году процесс уменьшения платы за выбросы на величину затрат на реализацию проектов по утилизации ПНГ.

Учитывая всё вышесказанное, целесообразным методом интенсификации утилизации попутного нефтяного газа на Майском месторождении является электрогенерация, которая ныне и применима. Однако таким образом не удастся использовать получаемые ресурсы в полной мере, и существенная доля полезных фракций не имеет должного применения, по этой причине на далее описанной УПТГ будут рассмотрены вариации выделения пропан-бутановой фракции и возможные ее применения, которые бы позволили интенсифицировать использование ПНГ Майского месторождения, что являлось бы более выгодным с точки зрения экономики и рациональным комбинированным способом утилизации попутного нефтяного газа.

3. УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА И ПРОЦЕСС КАТАЛИЗА

3.1 УПТГ

Установка в блок-контейнерном исполнении, предназначена для подготовки попутного нефтяного газа на УПН Майского месторождения с целью получения топливного газа с минимальным содержанием компонент C4+.

Установка УПТГ-КНС-2000 обеспечивает:

- очистку газа поступающего в блок от капельной жидкости;
- компримирование газа;
- охлаждение газа;
- отделение сконденсированной капельной жидкости;
- подогрев газа;
- измерение расхода компримируемого газа;
- измерение расхода отделенного газового конденсата.

Установка состоит из двух транспортных модулей собираемых на площадке в единый блок и представляет собой металлический, утепленный, обогреваемый бокс контейнерного типа, в котором обеспечиваются все противопожарные, взрывозащитные и другие нормативные мероприятия. Бокс разделен газонепроницаемой перегородкой на технологическое и пультное отделения. Вход в отделения раздельный. Для вентиляции технологического отсека предусмотрены вентиляционные окна, для принудительной вентиляции вытяжной вентилятор. Освещение лампами дневного света.

Сброс конденсата из накопительных емкостей осуществляется автоматически.

К крыше контейнера размещены воздушные охладители тосола для систем охлаждения масла и газа.

Установка является модулем заводской готовности.

3.2 Общее описание процесса

Схема УПТГ Майского месторождения представлена в приложении 5.

Газ первой ступени сепарации при давлении 2,0...5,0 кгс/см² (изб.) и температуре +20...+40 0С поступает через сепаратор в компрессорный блок.

Сжатие попутного газа обеспечивается винтовым маслonaполненным компрессором производства Атомконверс. Компрессор обеспечивает сжатие до 2500 нм³/час газа до давления на выходе 10...13 кгс/см² (изб.) при рабочей температуре 95°С.

После сжатия газа, смазочное масло отсекается и возвращается через охладитель масла и масляный фильтр в газовый компрессор для его смазки и охлаждения.

Система охлаждения масла с промежуточным теплоносителем (водный раствор гликоля). Насос, перекачивающий тосол в контуре охлаждения масла поддерживает необходимую температуру на выходе компрессора, обеспечивающую отсутствие конденсации.

Радиатор охлаждения тосола масляного контура оснащен вентилятором с частотно-регулируемым приводом обеспечивающим необходимую температуру тосола.

Отделение масла от газа происходит в три ступени: в маслосепараторе, циклоне и фильтрах тонкой очистки газа. Газ, очищенный от масла, через обратный клапан и клапан минимального давления поступает в теплообменник газ-тосол для предварительного охлаждения. После предварительного охлаждения газ поступает в осушитель газа рефрижераторного типа. В осушителе применен хладагент R134A.

Охлажденный газ отделенный от образовавшегося конденсата поступает в фильтрующий модуль состоящий из основного и резервного фильтра. Очищенный газ через расходомер поступает в магистраль ГПЭС.

3.3 Основные параметры и размеры

В таблице 2 представлены основные параметры и размеры УПТГ

Таблица 2 – параметры УПТГ

производительность общая, м3/час	0...4500
- давление газа на входе, кгс/см2, изб.	2,0...5,0
- давление газа на выходе, кгс/см2, изб.	11,0...13,0
- температура газа на входе оС	20,0...40,0
- температура газа на выходе оС	+10...+35
- трубопровод подвода газа	Ду 150
- трубопровод выхода газа, мм	Ду 150
- трубопровод сброса газа на факел, мм	Ду 100
- трубопровод сброса конденсата, мм	Ду 50
- потребляемая электрическая мощность и напряжение	270 кВт, 0,4 кВ
- потребляемая электрическая мощность привода компрессора	200 кВт, 0,4 кВ
- габаритные размеры установки, ВхШхГ	4600х3600х8700
- габаритные размеры транспортного модуля, ВхШхГ	2300х2500х8700
- вес, кг	11800

3.4 Основные узлы и примененное оборудование

Фильтр циклонного типа с накопителем и сбросной линией ФЦ-2500

Включает следующее оборудование:

- сепаратор типа циклон
- датчик уровня
- датчик уровня
- линия сброса конденсата

Компрессорный блок

Включает следующее оборудование:

- винтовой модуль КР-800
- асинхронный электродвигатель 2АИМУР 280 L2
- сепаратор опорный масляный ГС 0,82-2,0
- блок электронагревателей взрывозащищенный БЭВ-2
- обратный клапан поворотный ГРАНЛОК CV16/01/150/16 Dn 150
- муфта полужесткая ROTAX 75
- комбинированный блок VD4M60
- сепаратор типа циклон Ц-300
- предохранительный клапан Goetze
- блок фильтров Ф-200
- масляный насос
- рукав высокого давления с гайками типа BSP: РВД 1" L=1785-0-90

Блок охлаждения компрессорного масла

- пластинчатый маслоохладитель RPUA 35774-0
- радиатор этиленгликоля RA 35773-0
- вентилятор воздушный
- насос с электроприводом ЦНЛ-32-90-0.75/2
- расширительный бак РБ-30
- датчик температуры масла на выходе компрессора
- датчик температуры тосола на выходе компрессора
- рукав высокого давления с гайками типа BSP: , РВД 1" L=1230-0-90, РВД 1"

L=1780-0-0, РВД 1” L=495-90-90, РВД 1” L=530-0-0, РВД 1” L=1500-90-90,
РВД 1” L=2330-90-90

Счетчик газа и конденсата

- СГВ.М 400/СЖУ-25М в составе:
- БВР.М
- датчик расхода ДРГ.М-400К
- датчик температуры ТСПУ 0104
- датчик давления АИР-20
- датчик расхода ДРС-25М
- задвижка поворотная EBRO Z 011-A Dn 65 Pn 16
- задвижка поворотная EBRO Z 011-A Dn 65 Pn 16
- задвижка поворотная EBRO Z 011-A Dn 65 Pn 16

Блок охлаждения газа

- теплообменный двухконтурный модуль RG 35779-0
- радиатор этиленгликоля RA 35773-0
- датчик температуры тосола газа после теплообменника
- датчик температуры тосола после радиатора
- вентилятор воздушный
- датчик температуры тосола после испарителя
- насос с электроприводом насос с электроприводом ЦНЛ-32-90-0.75/2
- расширительный бак РБ-30
- датчик температуры окружающего воздуха
- рукав высокого давления с гайками типа BSP: РВД 1” L=870-0-0,
РВД 1” L=1410-0-90, РВД 1” L=610-90-90, РВД 1” L=600-0-0,
РВД 1” L=2150-90-90, РВД 1” L=810-90-90

Охладитель рефрижераторного типа

- компрессор Scroll ZR-144 KCE-TFD-550
- дифференциальный клапан
- фильтр осушитель
- электромагнитный клапан – 3 шт.
- терморегулирующий вентиль – 2 шт.
- конденсатор воздушный
- осушитель
- накопитель Н-65
- рукав высокого давления с гайками типа BSP: РВД 1” L=720-90-90,
РВД 2” L=940-90-90

Фильтрационный модуль ГФМ-3000 с резервом, накопителем и сбросной линией

- фильтр сепаратор ФС-3000
- фильтр сепаратор ФС-3000
- накопитель Н-65
- датчик уровня

- датчик уровня
- электромагнитный клапан Буркет
- фильтр сетчатый БА3
- кран шаровый 11Б27п
- кран шаровый 11Б27п
- кран шаровый 11Б27п
- дроссель Camozzi 1/2"
- обратный клапан 3/4"
- рукав высокого давления с гайками типа BSP: РВД 1" L=1230-90-90,
РВД 2" L=2000-90-90

Шкаф управления установкой
ШУ-КНС 2000

3.5 Техническое описание

Установка оснащена входным и выходным поворотными затворами, позволяющими отключить установку от газовых магистралей. Поворотные затворы с электроприводами позволяют отключать установку автоматически.

Подготовка газа осуществляется в несколько этапов:

1. Предварительная очистка газа.
2. Компримирование газа.
3. Охлаждение газа в два этапа, удаление образовавшегося конденсата из потока.
4. Тонкое фильтрование очищенного газа.

Газ поступает в компрессорный блок через фильтр циклонного типа ФЦ-2500, который обеспечивает предварительную очистку газа от мехпримесей и капельной влаги.

Компрессорный блок и приводной электродвигатель установки смонтированы непосредственно на опорном маслосепараторе. Приводной электродвигатель соединен полужесткой муфтой с винтовым блоком.

Всасываемый газ поступает в компрессорный блок в винтовую пару где перемешивается с маслом и сжимается. Смесь газ-масло под давлением поступает в масляный резервуар сепаратор, где происходит первое грубое разделение.

Осажденное масло из масляного резервуара поступает в масляный насос перед

стартом компрессора или байпасную линию во время работы компрессора. В масляном фильтре происходит очистка масла и затем масло поступает в маслоохладитель. Температуру охлаждения масла задает насос, прокачивающий с

необходимой скоростью тосол через охладитель. Охлажденное масло вновь поступает в зону винтовой пары. Функции масла заключаются в охлаждении газа в процессе сжатия, смазке подшипников и уплотнения поверхностей винтов.

Также масло перемещает золотниковые регуляторы производительности и степени сжатия.

Предварительно очищенный от масла газ из масляного резервуара поступает в маслоотделяющий фильтр циклон и сменные фильтры тонкой очистки масла, где происходит окончательное разделение смеси на газ и масло.

Очищенный газ поступает в теплообменник «масло-тосол» предварительного охлаждения масла. Температура газа снижается до 45 °C и далее газ поступает в теплообменный модуль.

Основной функцией теплообменного модуля является объединение теплообменника газ - газ, газ - хладагент и отделителя конденсата в единый узел.

Встречные потоки теплообменника газ - газ обеспечивают максимальную эффективность теплообмена. Большое сечение каналов потоков обеспечивает низкую скорость прохождения газа, позволяя тем самым сократить потери и перепад давления.

Теплообменник газ - хладагент со встречными потоками обеспечивает

превосходные эксплуатационные показатели. Большие размеры поверхности теплообмена обеспечивают правильное и полное испарение хладагента. Высокоэффективный сепаратор входит в теплообменный модуль. Техническое обслуживание для данного устройства не предусмотрено. Преимуществом устройства является создание эффекта холодной коалесценции для эффективного отделения жидкости.

Окончательную очистку от сконденсированных капель газ проходит в газовом фильтрующем модуле ГФМ-2500.

Далее через расходомер подготовленный газ поступает в линию ГПЭС.

Корпус маслобака рассчитан на рабочее давление 16 кгс/см² при максимальной температуре 110°C и в нем предусмотрены маслозаливная горловина и необходимые патрубки. Объем масла заливаемого в маслобак составляет около 200 литров. Используемое масло Mobil Glygoyle 22.

Контроль качества масла каждые 2000 часов:

Содержание мехпримесей более 10 мкр не допускается.

Вязкость масла при рабочей температуре 95 0C не менее 20 сСт.

Горловина маслоналивная, расположена на корпусе модуля и закрыта пробкой с уплотнительной шайбой.

Количество масла в маслобаке является важнейшим фактором безотказной работы компрессорной установки. Нижнее окошко указателя уровня масла должно быть всегда заполнено, в верхнем окошке мало должно быть видно.

При необходимости производится долив масла, того же сорта, как и залитое в установку.

3.6 Каталитическая установка. Превращение ПБФ газового конденсата в ВОК моторных топлив

После процесса очистки и извлечения на Майском месторождении прямогонная бензиновая фракция поступает на установку катализа, для получения ВОК (высокооктановых компонентов), которые впоследствии будут применены непосредственно на месторождении.

Процесс переработки данных компонентов будет осуществляться посредством цеоформинга. Цеоформинг является процессом каталитической переработки низкооктановых бензиновых фракций (прямогонные бензиновые фракции нефтей и газовых конденсатов, газовые бензины и другие фракции, которые выкипают в интервале температур 35-200 °С) в высокооктановые автобензины неэтилированные на цеолитсодержащих катализаторах.

Процесс превращения сжиженного нефтяного газа в смесь жидких ароматических углеводородов в стадию обеспечивает процесс Циклар. Данная технология является достаточно дешевым и качественным методом переработки сжиженного газа в смесь бензола, толуола, ксилолов.

Процесс Циклар является единственной промышленной реализованной технологией переработки пропана и бутана в нефтехимические марки бензола, толуола и ксилола.

Состав сырья не оказывает существенного значения на содержание БТК в продукте, поскольку ароматику можно получить и из пентана.

На рис. 3 представлена схема процесса Циклар



Обеспечение непрерывного образования ароматики обеспечивается реакционной секцией. Рисайкл в композиции со свежим сырьём нагревается на входе в реактор 2 в рекуперационном тепло-обменнике 8 и печи 1. Преобразование сырья в ароматику происходит при пропускании через секции реактора с промежуточным нагревом печи 1. Реакторы устанавливаются друг над другом для того, чтобы обеспечить прохождение катализатора между секциями реактора. Реакция образования ароматики эндотермическая. Реакционная смесь, уходящая с низа реактора, отдает свое тепло в рекуперационном теплообменнике 8, конденсируется и разделяется в сепараторе 4. Газ из сепаратора 4 компримируется в компрессоре 5 и подается в секцию разделения 6, где выделяется водород, топливный газ, рисайкл смешивается со свежим сырьем, а концентрат БТК совместно с жидкостью из сепаратора подается в ректификационную колонну 7. Сверху колонны 7 уходит газ, а целевой продукт БТК отбирается в виде кубовой жидкости.

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Состав газа Майского месторождения до и после УПТГ представлен в таблице 3.

Таблица 3 – состав ПНГ до УПТГ

№ п/п	Определяемый компонент	Единица измерения	До УПТГ	После УПТГ
1	2	3	4	5
1	Гелий (He)	молярная доля, %	0,014	0,01461
2	Водород (H ₂)	молярная доля, %	0,004857	0,005278
3	Кислород (O ₂)	молярная доля, %	0,01047	0,01069
4	Углекислый газ (CO ₂)	молярная доля, %	2,457	2,565
5	Азот (N ₂)	молярная доля, %	2,01	2,064
6	Этан (C ₂ H ₆)	молярная доля, %	2,579	2,736
7	Пропан(C ₃ H ₈)	молярная доля, %	13,397	12,955
8	Изо-бутан (i-C ₄ H ₁₀)	молярная доля, %	4,333	4,1
9	Н-бутан (n-C ₄ H ₁₀)	молярная доля, %	6,462	6,167
10	Нео-пентан(нео-C ₅ H ₁₂)	молярная доля, %	0,02618	0,02339
11	И-пентан(i-C ₅ H ₁₂)	молярная доля, %	1,627	1,424
12	Н-пентан(n-C ₅ H ₁₂)	молярная доля, %	1,062	0,9121
13	Сумма гексанов (C ₆ H ₁₄)	молярная доля, %	0,5399	0,3683
14	Сумма гептанов(C ₇ H ₁₆)	молярная доля, %	1,814	0,621
15	Сумма октанов(C ₈ H ₁₈)	молярная доля, %	0,02246	0,002805
16	Метан(CH ₄)	молярная доля, %	60,64	65,03

Анализ составов газа демонстрирует высокое содержание пропан-бутановой фракции, являющейся целевым продуктом, экстракция которого и рассмотрена в данной работе. Большой процент данных фракций говорит о целесообразности возможности использования данных компонентов в различных целях, в том числе и как высокооктановая добавка к топливу.

Учитывая отдаленное месторасположение Майского месторождения, использование и непосредственную переработку необходимо осуществлять непосредственно на месторождении. Совокупность данных процессов должна включать в себя непосредственную очистку и осушку газа, извлечение ПБФ, дальнейшие действия зависят от метода использования. В данном случае наиболее подходящим является катализ данной фракции для получения БТК фракции. В дальнейшем БТК фракцию планируется использовать как высокооктановую добавку для топлива, используемого непосредственно на месторождении для транспорта, осуществляющего процесс транспортировки сотрудников по месторождению.

Низкотемпературная конденсация

В подборе оптимального метода извлечения, имеющего наибольший коэффициент извлечения участвовала компания «Х», занимающаяся непосредственно производством данных установок.

Методика подбора основывалась на анализе состава и количества добываемого газа. Каждый газ уникален по своему компонентному составу, соответственно и продукты будут уникальны по составу. Подобная технология расчёта так же учитывает и парциальное давление на компонент. По утверждению производителя на практике подход несколько иной – исходя из требуемого состава и его характеристик, выбирается технология с учетом экономических затрат. Некоторые составы, полученные с помощью НТК, удовлетворяют требованиям потребителя, в иных ситуациях подходит и НТС. Практика показала, что для подобного состава наиболее оптимальным способом извлечения компонентов послужит низкотемпературная конденсация.

Выход -30 °С Состав при различных температурах представлен в табл. 4

Таблица 4 – Состав газа после УПТГ

Выход				
	Вход	Выход 0 °С	Выход -15 °С	Выход -30 °С
Этан (C ₂ H ₆)	2,579	2,736	2,81	2,72
Пропан(C ₃ H ₈)	13,397	12,955	8,07	4,9
Изо-бутан (i-C ₄ H ₁₀)	4,333	4,1	3,4	1,35
Н-бутан (n-C ₄ H ₁₀)	6,462	6,167	3,2	1,12
Нео-пентан(нео-C ₅ H ₁₂)	0,02618	0,02339	0,002	0,0004
И-пентан(i-C ₅ H ₁₂)	1,627	1,424	0,19	0,0009
Н-пентан(n-C ₅ H ₁₂)	1,062	0,9121	0,17	0,00012
Сумма гексанов (C ₆ H ₁₄)	0,5399	0,12	0,0003	0,0001
Сумма гептанов(C ₇ H ₁₆)	1,814	0,621	0,002	0,0004
Сумма октанов(C ₈ H ₁₈)	0,02246	0,002805	0,0002	0,0001
Метан(CH ₄)	60,64	65,03	76,03	81,2

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Природный газ – динамично развивающийся первичный источник энергии и химического сырья, который занимает важное место в структуре мировой энергетики. Газовая промышленность является важнейшей бюджет формирующей отраслью экономики России.

Ввиду стратегической важности этого сырья, на рынке газовой промышленности функционируют в основном крупные вертикально-ориентированные компании с разветвленной структурой управления, имеющие сложную сеть дочерних предприятий.

Исследование, проведенное в выпускной квалификационной работе, было выполнено при прохождении практики на Майском месторождении.

5.1 Предпроектный анализ

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Результатом проведенной работы стала разработанная схема модернизированной действующей установки комплексной подготовки газа (УКТГ) – комплекса технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и обработку природного газа в соответствии с требованиями отраслевых и государственных стандартов.

Схема реконструкции УКТГ была разработана для конкретной действующей установки с целью достижения определенных технологических показателей качества газа перед его использованием для выработки энергии, питающей месторождение. Поэтому ее нельзя использовать для всех без исключения УКТГ, даже для установок с такой же технологической схемой.

Товарной продукцией УПТГ является сухой отбензиненный газ (используется в качестве бытового и промышленного топлива) и

планируется дополнительное извлечение газового конденсата. Подготовленный газ с УКТГ утилизируется с дальнейшей выработкой электроэнергии, для газового конденсата же были разработаны различные методы утилизации.

По причине того, что ПНГ месторождения расходуется на собственные нужды, данное исследование не основывается на анализе потребителей продукции производства.

Майское месторождение представляет из существенно отдаленный объект, поэтому рассмотрение утилизации газа, либо же бензинового конденсата не является окупаемым по причине дорогостоящих транспортировок и сравнительно небольших объёмов добычи газа, поэтому наиболее рациональным является использование газа и конденсата непосредственно на месторождении, что приведет к дополнительной выгоде при селективной переработке ПНГ и извлечении дополнительных компонентных, для применения которых существуют иные методы, которые рассмотрены в данной работе.

Газ, добываемый «Норд Империял», в соответствии с законами РФ и постановлениями Правительства РФ реализуется непосредственно на месторождении, проходя дополнительную очистку.

Параметры изменения регулируемых оптовых цен на газ определяются Правительством Российской Федерации. Конкретные регулируемые оптовые цены на газ, дифференцированные по ценовым поясам с учетом удаленности потребителей от регионов добычи газа и категорий потребителей, утверждаются Федеральной службой по тарифам. Розничные цены на газ для населения устанавливаются администрациями субъектов Российской Федерации.

Начиная с 2006 года, Правительством Российской Федерации предпринимаются меры по развитию российского рынка газа в соответствии с рыночными принципами.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходим для оценки сравнительной эффективности научной разработки и определения направлений для ее будущего повышения. Проведен он был с помощью оценочной карты (таблица 4.1).

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 5 – наиболее сильная позиция.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Энергоэкономичность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
2. Простота эксплуатации	0,1	3	5	4	0,3	0,5	0,4
3. Надежность процесса	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
4. Уровень шума	0,1	3	5	4	0,3	0,5	0,4
5. Безопасность процесса	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6.Качество товарного продукта (СОГ)	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3

Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	5	4	2	0,5	0,4	0,2
Затраты на 2. реконструкцию установки	0,1	3	5	4	0,3	0,5	0,4
3.Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
4.Финансирование научной разработки	0,1	5	1	2	0,5	0,1	0,2
Итого	1				4,4	4,1	3,6

«ф» – НТК с ТДА; «к1» – НТК с дросселем; «к2» – НТК с эжектором

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum (B_i \cdot B_j), \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_j – балл i -го показателя.

Конкурентные преимущества разрабатываемой технологии – высокое качество производимого продукта, надежность и энергоэкономичность процесса. Данные качества разрабатываемой технологии способны заинтересовать предприятия, занимающиеся промышленной подготовкой природного газа, а товар высокого качества, производимый по проектируемой технологии, будет пользоваться спросом у покупателей.

5.1.3 SWOT-анализ

SWOT (Strengths - сильные стороны, Weaknesses - слабые стороны, Opportunities - возможности и Threats - угрозы) – это комплексный анализ какого-либо предприятия или дела, в данном случае – научно-исследовательского проекта. Таким образом, SWOT-анализ применяется для исследования внешней и внутренней среды, в которой находится проект. Анализ проводится в несколько этапов:

- Описание сильных сторон;
- Описание слабых сторон;
- Выявление возможностей;
- Выявление угроз.

Сильные и слабые стороны являются факторами внутренней среды разрабатываемого проекта, (то есть то, на что сам объект способен повлиять); возможности и угрозы являются факторами внешней среды (то есть то, что может повлиять на объект извне и при этом не контролируется объектом).

Сильные стороны – это ресурсы или возможности, которыми располагает руководство проекта и которые могут быть эффективно использованы для достижения поставленных целей.

Слабые стороны – это то, что плохо получается в рамках проекта или где он располагает недостаточными возможностями или ресурсами по сравнению с конкурентами.

Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию в настоящем или будущем, возникающую в условиях окружающей среды проекта.

Угроза представляет собой любую нежелательную ситуацию, тенденцию или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют разрушительный или угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем.

Результаты SWOT-анализа приведены в таблице Г 2.

После определения областей SWOT-анализа следующим шагом является выявление соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям. Необходимость в тех или иных корректировках возникает при соответствии или несоответствии.

Целесообразно для улучшения понимания комбинаций взаимосвязей между областями SWOT-матрицы использовать интерактивную матрицу. В случае наблюдения сильного соответствия сильных сторон возможностям фактор помечается знаком «+». Знаком «-» при слабом соответствии. Если же существуют сомнения в выборе знака, то ставится «0». В таблице Г 3 представлена интерактивная матрица для реализуемого проекта.

5.2 Ограничения и допущения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, так же «границы проекта» – параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованы в рамках данного проекта.

Таблица 5 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
1. Бюджет проекта	В целом неограничен
1.1. Источник финансирования	Заказчик
2. Сроки проекта:	Сентябрь 2019 – Май 2020
2.1. Дата утверждения плана управления проектом	Сентябрь 2019
2.2. Дата завершения проекта	Май 2020

3. Ограничения и допущения для разрабатываемых вариантов реконструкции	1) Технология подготовки СОГ и стабильного конденсата не должна изменяться. 2) Должно быть по максимуму использовано имеющееся на УКПГ оборудование. 3) По возможности не использовать дорогостоящее оборудование или оборудование, требующее специального исполнения.
--	---

5.3 Планирование управления проектом

5.3.1 Иерархическая структура работ проекта

Научно-исследовательская работа выполняется из рабочей группы следующего состава: студент, соискатель степени бакалавра, и научный руководитель, отвечающий за выпускную квалификационную работу.

В таблице Г 5 перечислены этапы и проводящиеся в ходе проведения исследования работы, а также их распределение по исполнителям.

5.3.2 План проекта

Поскольку выполнение выпускной квалификационной работы на получение степени бакалавра является сравнительно небольшим по объему исследованием, то наиболее целесообразным с точки зрения функциональности и наглядности методом отображения информации о плане выполнения работы является диаграмма Ганта.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, где выполнение работы по теме изображены протяженными во

времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность этапов для удобства построения графика целесообразно перевести в календарные дни из рабочих по формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4.2)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

В свою очередь т.н. «коэффициент календарности» можно вычислить по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4.3)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Научное исследование занимает по времени период в четыре месяца: февраль, март, апрель и май, из которых половина мая отведена на исправление ошибок. Таким образом, количество календарных дней, отведенных на выполнение научно-исследовательской работы, составляет 140 дней. Из них 17 дней составляют выходные, поскольку в НИ ТПУ принята шестидневная рабочая неделя, а также 7 – праздничные дни.

Таким образом, по состоянию на период февраль – май 2018 года коэффициент календарности составляет:

$$k_{\text{кал}} = \frac{140}{140 - 17 - 7} = 1.206 \quad (4.4)$$

В таблице 4.2 представлен календарный план проекта разбитый на периоды выполнения научного проекта.

Таблица 4.2 – Календарный план-график проведения научного исследования математической модели низкотемпературной сепарации

№	Вид работ	Исполнители	T _{ki} кал. дн	Продолжительность выполнения работ													
				Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Р, С	4														
2	Изучение технологии процесса	С	6														
3	Обзор современной периодической литературы по выбранному направлению	С	15														
4	Ознакомление с экспериментальными данными	С	6														
5	Теоретическое обоснование выбора методик расчета, создание математической модели	Р, С	42														
6	Обработка результатов	С	5														
7	Корректировка модели и ее улучшение	Р, С	20														
8	Обсуждение результатов	Р, С	5														
9	Оформление пояснительной записки	С	7														
10	Рецензирование	С	3														
11	Подготовка к защите дипломной работы	С	10														
12	Защита дипломной работы	С	1														
		ΣT_{Ki}	120														

где ■ – научный руководитель (Р), ■ – студент (С)

СА

5.4 Бюджет научного исследования (НТИ)

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета затраты группируются по статьям, представленным в таблице 6.

Таблица 6 – Группировка затрат по статьям

Наименование статьи затрат	Сумма, руб.	Примечание
1. Затраты на специальное оборудование для Научных работ (включая расходы на амортизацию), руб.	36000	Пункт 5.4.1
2. Затраты на электроэнергию	934	Пункт 5.4.1
3. Затраты на специализированное программное обеспечение для научных работ, руб.	500000	Пункт 5.4.2
4. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	375530	Пункт 5.4.3
5. Отчисления на социальные нужды	114537	Пункт 5.4.4
6. Накладные расходы	164320	16 % от суммы ст. 1-5
Итого плановая себестоимость	1191321	Сумма ст. 1-6

5.4.1 Специальное оборудование для научных работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования
отображены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для модернизации»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования с учетом НДС, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Персональный компьютер	1	30000	30000

2	Лазерный принтер	1	6000	6000
Итого				36000

Расчет затрат на электроэнергию определяется по формуле:

$$E_э = \sum N_i * T_э * Ц_э \quad (4.2)$$

где N_i – мощность электроприборов по паспорту, кВт; $T_э$ – время использования электрооборудования, час; $Ц_э$ – цена одного кВт*ч, руб.

Суммарный эффективный фонд рабочего времени – 173 дня. Количество рабочих часов в день – 8. Суммарное количество рабочих часов – $173 * 8 = 1384$ ч.

Мощность электрооборудования – 0,375 кВт.

Стоимость электроэнергии – 1,8 руб./кВт*ч [33].

$$E_э = \sum N_i * T_э * Ц_э = 0,375 * 1384 * 1,8 = 934 \text{ руб.}$$

4.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (4.3)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера)

от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_p, \quad (4.4)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 4.9);

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.5)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 5.14).

$$Z_{\text{дн(рук.)}} = \frac{23264,9 * 1}{19} = 1224,5 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн(конс.)}} = \frac{43111,73 * 6}{98} = 2639,5 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн(исп.)}} = \frac{10400 * 9}{173} = 541 \text{ руб.}$$

Эффективный фонд рабочего времени одного работающего рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{эф.ф.раб.вр.}} = T_{\text{кол.}} - T_{\text{пот.}}, \text{ дн.,}$$

где $T_{\text{эф.ф.раб.вр.}}$ – эффективный фонд рабочего времени в году, дни;

$T_{\text{кол.}}$ – количество дней на выполнение НИР;

$T_{\text{пот.}}$ – потери рабочего времени одного исполнителя при выполнении НИР, дни.

Расчет эффективного рабочего времени исполнителей сведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Консультант	Магистрант
Календарное число дней	23	155	264
Количество нерабочих дней			
- выходные дни	4	46	77
- праздничные дни	-	11	14
Потери рабочего времени			
- отпуск	-	-	-
- невыходы по болезни	-	-	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	19	98	173

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_б * (k_{пр} + k_d) * k_p, \quad (4.7)$$

где $З_б$ – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент (определяется Положением об оплате труда);

k_d – коэффициент доплат и надбавок (определяется Положением об оплате труда);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 4.10 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	23264,9	1,3	30244,4	1224,5	19	23266
Консультант	33162,9	1,3	43111,8	2639,5	98	258671
Магистрант	8000	1,3	10400	541	173	93593
Итого						375530

5.4.4 Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}), \quad (4.8)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На основании пункта 1 статьи 58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2016 году ставка отчислений составляет 30,5 %.

$$З_{внеб.рук.} = 0,305 * 23265,5 = 7096 \text{ руб.}$$

$$З_{внеб.конс.} = 0,305 * 258671 = 78895 \text{ руб.}$$

$$З_{внеб.исп.} = 0,305 * 93593 = 28546 \text{ руб.}$$

$$З_{внеб.общ.} = 7096 + 78895 + 28546 = 114537 \text{ руб.}$$

5.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.9)$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов (можно взять в размере 16 %).

5.6 Реестр рисков проекта

На пути реализации проекта могут возникнуть разного рода риски, представляющие опасность того, что поставленные цели проекта могут быть не достигнуты полностью или частично. Возможные риски представлены в таблице Ж.1 (приложение Ж).

5.7 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат различных вариантов исполнения научного исследования. Наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}, \quad (4.10)$$

где – интегральный финансовый показатель

разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта

исполнения;

$\Phi_{\max}$ – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Необходимо оценить эффективность варианта утилизации газа («Низкотемпературная конденсация») в сочетании с рекомендуемым вариантом реконструкции.

Так как в рассматриваемой технологии капитальные затраты гораздо больше эксплуатационных, то при составлении бюджета затрат по вариантам эксплуатационными затратами можно пренебречь (см. таблицы 4.11-4.13).

Таблица 8 – Капитальные затраты на модернизацию и рекомендуемый вариант утилизации (НТК)

Наименование объекта	Ед. изм.	Количество	Общая стоимость без НДС, тыс. руб.
1. Сепаратор	МВт	2,0	151582
2. Теплообменник рекуперативный «конденсат-газ» Т-5	МВт	3,1	111812

Продолжение таблицы 8

3. Установка регенерации метанола	МВт	1,045	52537
4. Клапан для конденсата LCV-1202/1			36
5. Турбодетандер	Млн. м³/сут.	6,5	489080
6. Ребойлер	МВт	0,47	166480
7. Ректификационная колонна	МВт	2,3	550190
8. Теплообменник рекуперативный «газ-газ» Т-7	МВт	3,62	203627
Итого			1725344

Таблица 9 – Капитальные затраты на модернизацию

Наименование объекта	Ед. изм.	Количество	Общая стоимость без НДС, тыс. руб.
1. Сепаратор	МВт	1,824	151582
2. Теплообменник рекуперативный «конденсат-газ» Т-5	МВт	1,41	111812
3. Установка регенерации метанола	МВт	1,045	52537
4. Клапан для конденсата LCV-1202/1			36
5. Компрессорная станция газов дегазации К-1/1	МВт	0,14	70400
6. Ребойлер	МВт	3,1	449082
Итого			835499

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}},$$

$$I_{\phi}^p \mathbf{1} = \frac{1725344}{1725344} = 1, I_{\phi}^p \mathbf{2} = \frac{835499}{1725344} = 0,5.$$

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.11)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности

вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i – балльная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы (см. табл. 10).

$$I_{pi1} = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 = 4,7$$

$$I_{pi2} = 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,3 \cdot 2 = 3,8$$

Таблица 10 – Сравнительная оценка характеристик варианта исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	«Турбодетандер»	«Компримирование»
1. Энергоэкономичность	0,2	5	4
2. Простота эксплуатации	0,15	3	4
3. Надежность	0,2	5	4
4. Безопасность	0,15	5	5
5. Качество товарного продукта	0,3	5	2
Итого	1	4,7	3,8

Интегральный показатель эффективности варианта исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя

ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп} = \frac{I_p}{I_{финр}^{исп}} \quad (4.12)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности варианта исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (см. табл. 11) и оценить целесообразность проекта.

Сравнительная эффективность проекта ($\Xi_{ср}$):

Таблица 11 – Эффективность варианта НТК

Показатели	НТК
1. Интегральный показатель финансовой эффективности	1
2. Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,7
3. Интегральный показатель эффективности	4,7
4. Сравнительная эффективность вариантов относительно рекомендуемого	1
Итого	11,4

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет определить наиболее эффективность варианта решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Поскольку вариант с использованием НТК агрегата является наиболее эффективным с экономической точки зрения, он рекомендуется к реконструкции.

Использование технологии утилизации с НТК обеспечивает прирост выхода товарных продуктов в следующих объемах:

- сухой отбензиненный газ: $5,851 - 5,288 = 0,563$ млн. м³/сут., что за год составит $0,563 \cdot 350 = 197,05$ млн. м³ = 197050 тыс. м³;
- стабильный конденсат: $1284 - 1269 = 15$ т/сут., что за год составит $15 \cdot 350 = 5250$ т.

В период 2017-2018 гг. средние цены производителей для российских потребителей на природный газ и газовый конденсат составили 3393,9 руб.

за 1000 м³ [32] и 14638,1 руб. за тонну [34], соответственно. Тогда прирост выручки за один год составит:

- СОГ: $197050 \cdot 3393,9 = 668767995$ руб.;
- стабильный конденсат: $5250 \cdot 14638,1 = 76850025$ руб.;
- общая: $668767995 + 76850025 = 745618020$ руб. = 745,618 млн. руб.

Стоимость дополнительного оборудования для рекомендуемой технологии утилизации с НТК составит 4 года.

Так как нормативный срок окупаемости в химической промышленности составляет 3-5 лет, то можно считать вариант с утилизацией газов с применением НТК достаточно быстроокупаемым и пригодным для реализации.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В процессе трудовой деятельности на сотрудника могут оказывать воздействие различного рода производственные факторы. Для их предупреждения и сохранения здоровья работника предусматривается ряд мер по обеспечению безопасности трудовой деятельности.

На территории Российской Федерации соблюдение требований охраны труда на промышленных предприятиях обеспечивается такими контролирующими органами власти, как: Правительство Российской Федерации и уполномоченные для этого местные органы, в пределах своей юрисдикции, а также Федеральная служба по труду и Государственная инспекция труда.

Непрерывное совершенствование системы страхования от несчастных случаев на производстве, жизни и здоровья, в том числе от профессиональных заболеваний, а также формирование страховых тарифов в зависимости от условий труда и уровня его охраны на рабочих местах регулируется Генеральным соглашением между общероссийскими объединениями профсоюзов, общероссийскими объединениями работодателей и Правительством Российской Федерации.

Отдельно осуществляется специальная оценка условий труда по соответствующему закону.

Охрана здоровья рабочих и служащих процессе исполнение трудовых обязанностей закреплена в трудовом законодательстве. Соблюдение требований безопасности выпускаемых машин, оборудования, инструмента столь же обязательно, как и основных технико-экономических параметров.

Эксплуатация установки комплексной подготовки газа (УПТГ) со следующими опасностями для работающих:

- Наличием в системе большого количества легковоспламеняемых нефтепродуктов (бензол, этилен, полиалкилбензолы, этилбензол);

- Наличием в системе высоких температур и давления;
- Использование в технологическом процессе хлорсодержащих соединений;
- Наличием высокого напряжения в электросетях (380 и 6000 в);
- Необходимостью обслуживания запорной арматуры, расположенной на высоте.

6.1 Производственная безопасность

Наиболее вредные производственные факторы (повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенные уровни шума и вибрации на рабочем месте, недостаточная освещенность рабочих зон, взрывы, пожары и др.) могут возникнуть при обслуживании объектов газового хозяйства.

В таблице 12 представлен перечень вредных веществ и класс опасности, согласно ГОСТ 12.1.007.

Таблица 12 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СП 60.13330.2012
2.Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	СП 52.13330.2011
3.Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция)	-	-	+	ГОСТ Р 56930-2016:

Продолжение таблицы 12

4.Длительность наблюдения	сосредоточенного	-	-	+	СанПиН 2.2.0.555-96. 2.2.
5.Вещества, представляющие опасность при аспирации		-	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015
5.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека		+	+	+	СП 76.13330.2016

Таблица 13 – Элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Подача метанола в возможные места образования гидратной пробки на промысле 2. Работа с машинами и механизмами 3. Установка и снятие заглушек 4. Отбор проб метанола	1. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.		ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.008-76
	2. Превышение уровней шума на рабочем месте.		ГОСТ 12.1.003-83
	3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.		ГОСТ 12.1.005-88 ВСН 014-89[41]
	4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.		ГОСТ 12.1.005-88 СанПиН 2.2.4.548-96
	5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.		ВСН 012-88[43]
		1. Пожаро- и взрывоопасность.	ГОСТ 51330.19-99

		2. Поражение электрическим током.	ГОСТ 12.1.019-79
--	--	-----------------------------------	------------------

В производственных помещениях следует иметь аптечки, укомплектованные медикаментами, для оказания первой доврачебной помощи.

Каждый работник или посетитель производства обеспечивается следующими средствами защиты:

- головы (каска);
- органов дыхания (изолирующие дыхательные аппараты, противогазы, респираторы);
- лица и органов зрения (лицевые щитки, защитные очки, прозрачные экраны);
- кожи рук (защитные перчатки, рабочие рукавицы).

5.2 Анализ выявленных вредных факторов производственной среды

6.2.1 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Средняя освещённость на рабочем месте с постоянным пребыванием людей должна быть не менее 200 лк, для помещений, в которых эксплуатируются персональные компьютеры и видеодисплейные терминалы, – 750 лк для работников вычислительных центров [36]. Необходимо ограничивать прямую блёскость от источников освещения, при этом яркость светящихся поверхностей в поле зрения не должна превышать 200 кд/м².

Яркость бликов на экране видеодисплейных терминалов и персональных компьютеров не превышает 40 кд/м², а яркость потолка, при применении системы отраженного освещения, не превышает 200 кд/м².

Окраска помещений влияет на психологическое состояние трудящегося, поэтому необходимо окрашивать помещение в соответствии с цветом технических средств. Кроме того, выбор цвета определяется освещенностью помещения: чем выше отражение света стенами и оборудованием, тем выше освещенность.

Для операторов персональных компьютеров и видеодисплейных терминалов ограничивают неравномерность распределения яркости в поле зрения, при этом соотношение яркости между рабочими поверхностями не должно превышать 3:1 – 5:1, между рабочими поверхностями и поверхностями стен и оборудования 10:1. Для осветительных установок общего освещения коэффициент запаса составляет 1,8 — 2,0. Коэффициент пульсации не превышает 5%. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в рабочих помещениях проводится чистка стекол оконных рам и светильников два раза в год и своевременная замена перегоревших ламп. Требования к освещению рабочих мест зафиксированы.

Рабочие места, объекты, подходы к ним, проходы и переходы в тёмное время суток должны быть освещены. Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с установленными нормативами и обеспечивать установленный санитарными нормами уровень освещения таблица 14.

Таблица 14 – Санитарные нормы уровня освещенности рабочих поверхностей

Освещаемые объекты	Освещенность рабочих поверхностей или минимальная освещенность горизонтальной плоскости, лк
Кабинеты и прочие комнаты	300
Химическая лаборатория	500
Операторная	200
Насосные блоки	150
Технологические площадки	20

Пожарные проезды, дороги	0,5
Пешеходные дорожки	0,5
Ступени и площадки лестниц и переходных мостиков	3
Площадки перед зданиями, подъезды и проходы к зданиям, стоянки транспорта	2
Места расположения маркировочных щитков, надписей, предупреждающих знаков и знаков безопасности:	
-при использовании люминесцентных ламп	150
-при использовании ламп накаливания	50
Фотолюминесцентные знаки безопасности	25

6.2.2 Повышенный уровень шума

Обслуживающий уровень, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники).

Производственные процессы на месторождении, такие как бурение скважин, спускоподъемные операции при ремонте скважин, процессы перекачки, процесс гидроразрыва пласта сопровождаются значительными шумом и вибрацией. Современное развитие техники, оснащение предприятий мощными и быстродействующими машинами и механизмами приводит к тому, что человек постоянно подвергается воздействию шума.

В случаях работы при бурении, ремонте скважин и т.д., шум и вибрация действуют одновременно. При невысоком уровне звукового давления шум оказывает вредное влияние на нервную систему человека и его организм в частности, на органы слуха, вызывая раздражение, утомление, ослабление внимания.

Антифоны применяют для защиты органов слуха при технологических процессах, сопровождающихся шумами.

Например, при текущем и капитальном ремонтах скважин, наблюдается интенсивный шум: в месте расположения машины-подъемника, в кабине машиниста и у глушителя автомобиля.

Допустимые шумовые характеристики рабочих мест в России регламентируются ГОСТ 12.1.005.83 и СНиП 3223-85.

Нормативным эквивалентным уровнем звука на рабочих местах (за исключением рабочих мест отдельных отраслей (подотраслей) экономики), является 80 дБА.

6.2.3 Повышенный уровень вибрации

Источники вибрации: насосы, замерная установка.

Допустимые нормы вибрации при работе в насосной составляют 60-75дБ. Для ослабления колебаний применяют виброгасители и виброизоляторы.

Гигиенические допустимые уровни вибрации регламентируют ГОСТ 12.1.012-78 "Вибрация. Общие требования безопасности". При разработке мероприятий для защиты от шума и вибрации следует руководствоваться ГОСТ 12.1.029-80 "Средства и методы защиты от шума".

Борьба с шумом и вибрациями ведется в основном посредством создания условий уменьшения их воздействия на организм человека. Используются две группы для борьбы: конструктивно-технологические - к этой группе относится использование смазки, замена зубчатых передач металлических частей оборудования пластмассовыми, использование клиноременной передачи; - акустические: использование звукопоглощающих материалов, звукоизолирующие кабины, а также глушители.

6.2.4 Отклонение параметров микроклимата в помещении

Основными параметрами микроклимата является температура, относительная влажность и скорость воздуха. Микроклимат оказывает влияние на самочувствие человека, его трудоспособность и протекания физиологических процессов.

Важным фактором, влияющим на организм человека, является скорость движения воздуха. Для оценки метеоусловий в помещениях производят измерения температуры, влажности, запыленности, скорости движения воздуха.

Результаты измерения сравнивают с нормативами ГОСТ 12.1.0005-88 и СанПин 2.2.4548-96.

Выполняемая работа относится к категории Ia по тяжести выполняемых работ, производится сидя и сопровождается незначительным физическим напряжением. Для данной категории работ определены оптимальные и допустимые границы основных параметров микроклимата, которые приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Допустимые параметры микроклимата на рабочем месте

Период года	Категория работ	Температура воздуха, 0С		Температура поверхности, Т0С	Относительная влажность воздуха, ф%	Скорость движения воздуха	
		Ниже оптимального, t ⁰ опт	Выше оптимального, t ⁰ опт			Если t ⁰ <t ⁰ опт	Если t ⁰ >t ⁰ опт «хх»
Холодный	Ia	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0	15-75 «х»	0,1	0,1
Теплый	Ia	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0	15,75 «х»	0,1	0,2

- «x» При температурах воздуха 25 °С и выше максимальные величины относительной влажности воздуха не должны выходить за пределы:

- 70% - при температуре воздуха 25 °С; 65% - при температуре воздуха 26 °С

- 60% - при температуре воздуха 27 °С; 65% - при температуре воздуха 28 °С

- «xx» При температурах воздуха 26 – 28 °С скорость движения воздуха в теплый период года должна соответствовать диапазону: 0,1 – 0,2 м/с.

При устройстве систем вентиляции и кондиционирования воздуха в помещениях необходимо соблюдать определенные требования пожарной безопасности. Необходимо обеспечить приток свежего воздуха (определяется из расчета 20-60 м³/час на одного человека). Для обеспечения требуемого микроклимата воздушной среды предложена искусственная вентиляция.

Система отопления должна обеспечивать достаточное, постоянное и равномерное нагревания воздуха в помещениях в холодное время года, а также безопасность в отношении пожаров и взрывов. Оптимальной является водяная система отопления, которая является гигиеничной, надежной в эксплуатации, требующей минимум затрат на обслуживание, и обеспечивает возможность регулирования температуры в широких пределах.

6.3 Анализ опасных факторов производственной среды

6.3.1 Механические опасности

Источников механической опасности на установке комплексной подготовки газа, которая включает процесс низкотемпературной конденсации, может быть огромное количество. Например, аппараты установки имеют огромные размеры, их обслуживание и ремонт в связи с этим очень затруднителен и травмоопасен (ремонт на большой высоте и т.д.). В ходе эксплуатации установки может случиться взрыв или пожар. В связи с этим, работники могут пострадать от осколков, обломков или ударной волны. Наличие в системе высокого давления и температуры может служить причиной для травм.

Для того чтобы защитить себя от травм на производстве, работники должны строго соблюдать все инструкции по эксплуатации оборудования, все правила поведения на производственной площадке. Вовремя проводить ремонт и диагностику оборудования, ликвидировать, если это возможно, или контролировать все возможные источники опасности.

Во время нахождения в опасной зоне использовать защитную одежду, перчатки, очки, каску.

В случае механической опасности, работники должны как можно быстрее на нее среагировать и принять все необходимые меры для ее устранения.

6.3.2 Электробезопасность

Для протекания непрерывного технологического процесса необходимо обеспечить его электробезопасным оборудованием, создать благоприятные условия труда для человека, связанного с электричеством. Основные опасности, обусловленные электрическим током:

1. Опасность напряжения прикосновения – при прикосновении человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

2. Опасность напряжения перехода – при прикосновении человека к нетокковедущим металлическим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

3. Опасность токов короткого замыкания.

При нарушении правил эксплуатации или неисправности электрооборудования возникает опасность воздействия электрического тока на человека. Электробезопасность обеспечивается в соответствии с ГОСТ Р 12.1.009-2009 и относится к особо опасной категории.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.019 (с изм. №1) ССБТ, для защиты статического электричества оборудование должно быть заземлено, рабочие места должны быть снабжены резиновыми ковриками.

6.3.3 Термические опасности

Источником термической опасности на данном производстве являются теплообменное оборудование, трубопроводные магистрали. К тому же, установка эксплуатируется при повышенном давлении 3-7 МПа. Для того чтобы избежать повреждений, нужно следовать инструкции при эксплуатации оборудования.

Используемые средства защиты:

- лицевые щитки, защитные очки, прозрачные экраны;
- защитные перчатки, рабочие рукавицы;
- спецодежда;
- каски.

6.3.4 Пожаровзрывобезопасность

При выполнении работ во взрыво- или пожароопасных помещениях указываются их категории, согласно НПБ 105-03 (А,Б,В-1-В-4,Г,Д); степени огнестойкости зданий; противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями; проезды для техники и пожарных машин; расположение основных и вспомогательных въездов на территорию объекта. Для взрыво- и пожароопасных зон в помещениях или на открытых установках указываются классы зон по ПУЭ: взрывоопасные (В-I, В-Ia, В-Iб, В-Iг, В-II, В-IIa) и пожароопасные (П-I, П-II, П-IIa, П-III); категории (IIA, IIB, IIC) и группы (T1, T2, T3, T4, T5, T6) взрывоопасных смесей.

Для предотвращения образования взрывоопасных концентраций продуктов в помещениях и других закрытых местах на нефтегазодобывающих предприятиях осуществляют герметизацию оборудования и всех путей передвижения нефти и газа, устраивают эффективную вентиляцию в помещениях, а также проводят мероприятия по предотвращению появления огня во взрывоопасных местах.

В качестве огнегасительных веществ применяют воду в виде струй, пара или в распылённом состоянии, твердые вещества (песок, кошмы), инертные газы (азот, двуокись углерода), галоидопроизводные составы, пены (химическая и воздушно-механическая).

Пожар можно ликвидировать механическим воздействием на пламя, изоляцией его от воздуха, охлаждением или удалением горючих веществ из очага горения. Для этой цели используют огнегасительные вещества и противопожарное оборудование: водяные гидранты, шланги, стволы, пеногенераторы, пенокамеры, пенозакидные мачты и др.

У скважин и других объектов должен быть первичный инвентарь для пожаротушения: ящики с песком, лопаты, совки, ломы, топоры, кошма и огнетушители пенные (ОП-5) и углекислые (ОУ-2, ОУ-5). Этот инвентарь

используется только по прямому назначению. Обслуживающий персонал должен уметь его эффективно применять.

6.4 Экологическая безопасность

Подготовка нефти — это многостадийный процесс, который включает в себя обезвоживание и обессоливание нефти.

Подготовка нефти не является безотходным процессом. При подготовке нефти так же возможны выбросы в атмосферу. Экология подготовки нефти включает в себя проблемы загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы.

Общее наблюдение за состоянием окружающей среды осуществляют территориальные органы Росгидромета, которые включают инспекции по контролю атмосферы, гидросферы, почвы и за работой газоочистных и пылеулавливающих установок. Локальный санитарно-токсический мониторинг реализуется в городах и населенных пунктах, на автодорогах и на отдельных предприятиях. Правила контроля состояния окружающей среды установлены стандартами системы стандартов «Охрана природы». ГОСТ 17.2.3.01–86 формулирует правила контроля качества воздуха населенных пунктов.

Организация контроля состояния окружающей среды в регионах возложена на местные органы Государственного комитета РФ по охране окружающей среды. Ведется контроль атмосферы, гидросферы и почв вблизи транспортных магистралей и предприятий.

Анализ вредных факторов при модернизации УПТГ с внедрением НТК.

Так при рассмотрении процесса низкотемпературной конденсации невозможно учесть влияние вредных веществ на окружающую среду, поэтому в качестве альтернативы предлагается рассмотреть опасные вещества, утечка которых возможна на предприятии. Работа установки

промышленной подготовки газа связана с образованием и выбросом загрязняющих веществ в атмосферу. Выбросы установки делятся на организованные и неорганизованные. К организованному выбросу относится выброс отходного газа через трубу.

К неорганизованным выбросам относятся выбросы через неплотности аппаратов, запорной, регулирующей и предохранительной арматуры, фланцевых соединений, уплотнений и т.д.

Двуокись углерода.

Одним из основных по массе загрязнителей атмосферы является углекислый газ. В XXI в. наблюдается рост концентрации CO₂ в атмосфере, доля которого с начала века увеличилась почти на 25 %, а за последние 10 лет – на 13 %. Выброс CO₂ в окружающую среду неразрывно связан с потреблением и производством энергии. Данные выбросы в короткие сроки могут привести к экологической катастрофе по причине парникового эффекта.

Сущность этого явления заключается в том, что ультрафиолетовое солнечное излучение достаточно свободно проходит через атмосферу с повышенным содержанием CO₂ и метана CH₄. Отражающиеся от поверхности инфракрасные лучи задерживаются атмосферой с повышенным содержанием CO₂, что приводит к повышению температуры, а следовательно, и к изменению климата.

Предельные углеводороды.

Химически наиболее инертны среды органических соединений, они являются в то же время сильнейшими наркотиками. Действие их ослабляется ничтожной растворимостью в воде и крови, вследствие чего только при высоких концентрациях создается опасность отравления этими веществами. Метановые углеводороды легкой фракции, присутствующие в загрязненных почвах, водной и воздушной сферах, оказывают наркотическое и токсическое действие на живые организмы. Особенно быстро действуют нормальные алканы с короткой углеродной цепью, которые лучше растворимы в воде, легко проникают в клетки организмов

через мембраны, дезорганизуют цитоплазматические мембраны организмов. Большинство микроорганизмов не ассимилируют нормальные алканы, содержащие в цепочке менее 9 атомов углерода, хотя могут их окислить. Легкая фракция способна оказывать сильное токсическое действие на микробные сообщества и почвенных животных. Она мигрирует по почвенному профилю и водоносным горизонтам, расширяя, иногда значительно, ореол первоначального загрязнения. На поверхности углеводороды легкой фракции в первую очередь подвергаются физико-химическим процессам разложения и наиболее быстро перерабатываются микроорганизмами.

Максимальная разовая ПДК (в пересчете на углерод) – 1 мг/м³ [39].

Оксиды азота (NO_x)

Оксиды азота (или окислы азота) - это газообразные оксиды азота (N). Для обозначения используется аббревиатура NO_x, поскольку существует

множество возможных соединений, с различным количеством атомов: N₂O, NO, N₂O₃, NO₂ и т.д.

Оксиды азота занимают второе место после диоксида серы по вкладу в увеличение кислотности осадков. В дополнение к косвенному воздействию (кислотный дождь), длительное воздействие диоксида азота в концентрации 470-1880 мкг/м³ может подавлять рост некоторых растений (например, томатов). Значимость атмосферных эффектов оксидов азота связана с ухудшением видимости. Диоксид азота играет важную роль в образовании фотохимического смога

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Мероприятия, проводимые во время чрезвычайных ситуаций (аварий, стихийных бедствий, военных конфликтов), представляют собой проведение спасательных работ и неотложных аварийно-восстановительных работ в очаге поражения. Данные мероприятия должны проводиться на основании положения комплекса государственных стандартов по предупреждению и ликвидации чрезвычайной ситуации.

Чрезвычайные ситуации могут сложиться в результате следующих нарушений: прекращение подачи сырья; остановка газовых нагнетателей; остановка воздушных нагнетателей; прекращение подачи воды; прекращение подачи электроэнергии; нарушение герметичности соединений трубопроводов, аппаратов или их разрыв; неисправность средств контроля и автоматики.

При возникновении аварийной ситуации технологический персонал должен немедленно сообщить об аварийной ситуации диспетчеру, начальнику установки и принять соответствующие меры по ликвидации аварии, руководствуясь "Планом локализации аварийных ситуаций" (ПЛАС).

Во избежание отравления ядовитыми парами необходимо воспользоваться противогазами, которые находятся на видном месте рабочего помещения.

Для исключения возможности несчастных случаев должны проводиться обучение и проверка знаний работников, требований безопасности труда.

Типичной ЧС для нефтехимического производства является пожар, это обуславливается широким спектром горючих веществ, используемых в производстве.

Спасательные и другие неотложные работы в очагах поражения включают:

- разведку очага поражения, в результате которой получают истинные данные о сложившейся обстановке, определяют объемы работ, уточняют способы ведения спасательных и аварийных работ, разрабатывают план ликвидации последствий ЧС;
- поиск и освобождение из-под завалов пострадавших; эвакуацию людей из опасных зон и оказание им первой медицинской помощи;
- локализацию и тушение пожара;
- санитарную обработку людей, обеззараживание транспорта, технических систем, зданий, сооружений и промышленных объектов;
- неотложные аварийно-восстановительные работы на промышленных объектах.

Для проведения спасательных работ планируется проведение ряда неотложных мероприятий:

- устройство проездов в завалах и загрязненных участках; оборудование временных путей движения транспорта;
- локализация аварий на сети коммунально-энергетических систем;
- восстановление отдельных участков энергетических и водопроводных сетей сооружений;
- укрепление или обрушение зданий и сооружений, препятствующих безопасному проведению спасательных работ.

Выполнение спасательных и других неотложных работ проводится специально обученными спасательными формированиями из числа работников промышленного объекта (подразделения гражданской обороны объекта).

В случае необходимости (выброс в окружающую среду радиоактивных или токсичных химических веществ, а также

бактериологических агентов) проводят специальную обработку, состоящую из обеззараживания и санитарной обработки.

Готовность предприятия к выполнению неотложных аварийно-восстановительных работ оценивается наличием проектно-технической документации по вариантам восстановления, обеспеченностью силами и материальными ресурсами.

6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К работам на производственных объектах допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в условиях Крайнего Севера и с учетом вредных и опасных производственных факторов, прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При работе в условиях крайнего севера, или регионах приближенным к условиям крайнего севера, к размеру заработной платы персонала добавляются так же соответствующая надбавка, районный коэффициент, надбавка за вахтовый метод работы, районный коэффициент к заработной плате и процентная надбавка к заработной плате, также предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

Рабочая площадка оператора представляет собой площадку расположенную на территории УПТГ. Данная площадка оборудована сепараторами, теплообменниками, ректификационной колонной, ребойлерами и технически помещением с пультами управления и дисплеями, позволяющими контролировать процесс переработки.

Рабочая смена за пультом управления составляет 12 часов. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также

сотрудников, не имеющих допуск к работе. Каждому оператору в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. Оператор может устранять мелкие неполадки в работе установки, но запрещается допуск к устранению серьезных поломок. При обнаружении таковых незамедлительно сообщить сменному инженеру и вызвать бригаду ремонтников. Работникам предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была многосторонне рассмотрена установка электроцентробежного насоса для добычи нефти, а также явления и процессы, связанные с ней. Считаю, что поставленная во введении цель была достигнута. Был выполнен анализ причин отказов УЭЦН по различным фондам, в частности предпринята попытка поиска причин отказов УЭЦН на месторождениях Т. и Л., а также выработана рекомендация по внедрению перспективной технологии на этих месторождениях.

Выполнение поставленной цели достигалось в следующем порядке:

Последовательно было разобрано устройство и работа УЭЦН, что позволило в дальнейшем ориентироваться в водимых понятиях. Затем были описаны возможные поломки (отказы) УЭЦН и поставлена проблема поиска причин этих поломок. Удалось заключить, что распределение отказов по различным фондам не имеет определенной направленности, однако существуют наиболее часто встречающиеся неисправности. К таким неисправностям можно отнести снижение изоляции кабеля, снижение или отсутствие подачи, клин насоса. В ходе рассмотрения существующих сегодня методов поиска причин отказов УЭЦН были рассмотрены такие методы как постановка эксперимента и проведение многофакторного анализа.

Показано, что данные методы позволяют проверить гипотезу о влиянии того или иного явления на поломки элементов УЭЦН, однако эти методы имеют свои недостатки, являются трудно выполнимыми. В связи с этим наиболее распространённым способом определения причин отказов УЭЦН остается выдвижение гипотез о факторах спровоцировавших отказы посредством логических заключений, без их проверки экспериментом или МФА.

Далее из множества факторов негативно влияющих на работу установки были выбраны факторы, считающиеся наиболее вредными для работы УЭЦН. Конкретно были рассмотрены: влияние газа, влияние КВЧ, солеотложения на органах УЭЦН, влияние кривизны ствола скважины, глубины спуска и

пластовой температуры. По борьбе с каждым из этих факторов были выдвинуты предложения. Безусловно, рассмотрены не все осложняющие факторы и не все методы борьбы с ними, а лишь те, которые показались автору наиболее интересными и эффективными.

Затем, на основе полученных знаний и выводов был проведен анализ причин отказов на месторождениях Т. и Л. Были определены возможные причины поломок УЭЦН на этих месторождениях. Также, на основе расчета экономической эффективности внедрения технологии двусторонних УЭЦН на Мамонтовском месторождении, было рекомендовано проведение опытно-промышленных испытаний на данных месторождениях, так как они во многом схожи с Мамонтовским.

Информация, приведенная в данной выпускной квалификационной работе, является полезной и актуальной и может быть использована в образовательных целях либо при проведении каких-либо изысканий.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1) Насибуллин Э.И. Закономерности гидродинамики при управлении течением однофазных углеводородных сред в трубопроводах. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. В 2-х томах. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2019

2) Насибуллин Э.И., Воронин Д.О. Влияние концентрации промотирующей добавки сульфида меди (I) на кислотные и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов в процессе превращения прямогонных бензинов. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. В 2-х томах. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2019

3) Насибуллин Э.И., Воронин Д.О. Исследования влияния активации цеолитных нанокompозитных катализаторов УФ-облучением на выход и селективность образования высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов газового конденсата. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. В 2-х томах. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2019

General information and the methods of associated petroleum gas use

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Насибуллин Э.И.		

Консультант школы отделения (НОЦ) _____ ИШПР _____ НОЦ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Н.Ю.	к.п.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

5 APG Utilization

5.1 General information

The development and modernization of the oil industry is based on the rational use of the available resources, and not only the introduction of the advanced breakthrough innovative technology for fluid production. It is one of these resources is associated petroleum gas, the rational utilization of which is considered in this work.

Associated petroleum gas - a gas that is dissolved in oil and, accordingly, is produced simultaneously with it, being, in fact, a by-product (as recorded in its name). In Soviet times, the institutions of the Ministry of oil and gas industry of the USSR were engaged in the tasks of APG utilization. According to the geological characteristics, APG also includes gases of gas caps of oil fields. Thus, associated petroleum gas is a mixture of gases consisting of vaporous hydrocarbon and non-hydrocarbon components that are released from the formation oil during its separation or directly from the oil wells during its production.

As a rule, depending on the regions of production and types of the oil fields, it is possible to allocate from 25mi to 800 mi of associated petroleum gas from the extracted oil. Poor conditions for APG utilization lead to its unreasonable losses. [3]

As a rule, the main losses of APG were related to the lack or unprepared infrastructure for its collection, preparation, and transportation or processing, or to the lack of an interested end user, and with the growth of production volumes these losses increase even more (Figure 1). In this case, APG is simply and economically burned on torches, because it is dangerous to release gas into the atmosphere and it will bring even more damage. The importance and magnitude of the problems of the rational use of associated components can be judged by the lost benefit from the processing of \$ 1 billion. of associated gas is equal to the loss of commercial mass in the amount of 270 million dollars. At the same time, the losses for the state budget

are about \$ 35 million. The Russian state has now come to the conclusion that it is necessary to move from the export of raw materials to the products of its processing. This brings a higher income for both companies and the state itself. Thus, if the money from the sale of crude oil is taken as 1, then the sales of petroleum products will increase revenue by 1.5, and for petrochemical products - from 5 to 10. According to the Strategy for the development of the chemical and petrochemical industry in Russia until 2015, a significant increase in production is envisaged. Accordingly, in order to ensure such growth, it is necessary to increase the volume of raw materials produced. Otherwise, it will be covered by diverting resources from the oil refining industry.

Of course, in addition to the loss of valuable resources, the burning of APG causes great harm to the environment and human beings. That is why, since 2007, the country adopted the programme of activities, the purpose of which was to find a rational and acceptable solution providing a significant limitation of the volume of APG combustion in flares and increase the share of its processing in the domestic petrochemical industry, electricity production and injection into reservoirs for enhanced oil recovery [1].

5.2 Reasons for APG utilization

The lack of infrastructure for the utilization of associated petroleum gas, as well as its uncontrolled combustion leads to the significant environmental violations. The consequence of APG combustion is the release into the atmosphere of a large number of different pollutants, such as soot particles, carbon dioxide, sulfur dioxide, etc. the Increase in the content of these substances in the atmosphere leads to the violations of the reproductive system of the human body, which further leads to hereditary pathologies and cancer.

And the process of APG utilization lacks established methods, which results in significant losses in the economy. In turn, the rational use of APG will lead to the development of energy and chemical industries, as it is of great value.

According to the official data, the annual production of APG in the amount of about 55 billion m³ is used in the chemical industry only 15-20 billion m³, a small part is used to increase reservoir pressure, and flared about 20-25 billion m³. Such losses are close to the consumption of all Russian residents in domestic gas.

2.3 APG utilization methods

Large groups of the institutes and technical specialists are working on the problem of utilization, a huge number of ways of "useful APG utilization" have been invented, but, unfortunately, only a few are still used in practice.

5.3.1 Flaring of oil fields

The first and most irrational method of utilization of associated petroleum gas is its burning directly at the fields. This method does not require certain capital costs, but at the same time is the least effective of all. The main reason for the inefficiency of this method is the irretrievable loss of the resource base for gas and oil chemistry, in addition, significant environmental damage is caused. To stimulate the use of other methods of associated petroleum gas processing and the development of new ones, in Russia from January 1, 2012 resolution No. 7 "On measures to stimulate the reduction of atmospheric air pollution from associated petroleum gas flaring" was introduced and began to operate, according to which all companies are obliged to dispose of at least 95% of APG.

The basis for determining the fee for the combustion of gas is the content of methane in it, that is, the purer the gas burned, the higher the fee for it. Though, the main pollution occurs by burning more "fat" gas. "In this case, we can observe another interesting picture, which cannot be explained from an economic point of view, since

not only is a particularly valuable raw material for petrochemistry destroyed, so the payers have an "incentive" to show in the calculations the data on emissions from the combustion of "fat" gas", ensuring a reduction in the cost of payments.

5.3.2 Injection into the oil reservoir

After separation from the fluid, APG is pumped back into the oil reservoir – this method avoids the environmental consequences of APG combustion and at the same time it will preserve the resource base for future generations. The negative aspect is that injection into the oil reservoir does not allow to use resources for the current realization of economic benefits from deep processing, and in case of re-extraction, losses of APG are 30-35%. However, it should be pointed out that this method actually allows to postpone the solution of APG problem for the future – until the appropriate resources or technological solutions appear, which will allow to the efficiently process associated oil gas [1].

5.3.3. Shallow processing

This method is based on the use of the small mobile process units in which APG is divided into methane, ethane and propane-butane. Methane is sent to the gas transmission network, and propane-butane is pumped into tanks and sent to consumers [4].

5.3.4. Deep processing

To date, only half of the produced APG is utilized in the most efficient way – the separation of APG into dry natural gas and raw materials for the gas and petrochemical industry. As part of this method, APG is transported through the pipeline system to large gas processing plants, where it is divided into methane and wide fractions of light hydrocarbons (NGL). Methane is pumped into the main gas

pipeline system, and the NGL is sent to further processing to produce a wide line of petrochemical products. A characteristic feature of this variant of APG use is the long duration of the projects from the beginning of the infra-structure construction to the launch of petrochemical enterprises, which produce finished products, in comparison with the previous variants.

5.3.5. Electrogeneration

The option of using APG for power generation, which is used in the field considered in this work, is also a way of burning it, only slightly more rational, since it is possible to obtain a useful effect and slightly reduce the impact on the environment. This method is justified in cases where the sources of electricity necessary to ensure the operation of oil fields are difficult to access – primarily if the fields are located in regions with poor infrastructure. The environmental risks in this method of using APG are higher than in the generation of electricity at power plants operating on natural gas – the presence of broad fractions of light hydrocarbons (NGL) in the composition of APG, which lead to increased emissions of soot.

An obstacle to the widespread use of this method of APG utilization is the lack of infrastructure necessary for the transmission of electricity to the potential consumers. The creation of such an infrastructure in remote areas can be associated with significant investments that make electricity generation economically inefficient.

In addition to these, a number of other methods of disposal have still not been a significant proliferation: synthesis of motor fuels or other products (e.g. methanol) on site (GastoLiquid–GTL), refining a mini-GTF in the field; transportation in the form of gas hydrates, etc. the Lack of practical application of these methods due to the unresolved status of the specific technological and infrastructural problems, that

does not prevent to consider these methods as promising. In practice, in most cases, the methods of the processing combine [2].

5.3.6 Production of black

In addition to the above, the method of obtaining soot from associated petroleum gas is also now applicable. Soot is a highly dispersed product of thermal or thermo-oxidative decomposition of hydrocarbons contained in industrial and natural gases, as well as in oil and coal oils. The density of this substance is 1.76 – 1.95 g/cm³. Most of the soot is used in the production of rubber products, which accounts for more than 90% of the total demand for this raw material. For example, the production of the tires in 2005 accounted for 68% of all soot consumption, and other rubber products – 24%. In other areas, soot is also applicable as a dye and additive to plastics, followed by the production of inks and paints. An innovation of recent years is the use of soot in the production of plastic products to increase their strength and resistance to ultraviolet radiation, in multiplying and copying equipment. Mention should also be made of the areas of construction and consumer goods, which are important in the application of soot. The process of disposal is the interaction of soot with chlorine, the output is formed soot, and hydrochloric acid, the use of which also reaches a significant scale. The yield of soot is 90% of the theoretical.

5.4 Obstacles to the development of APG utilization

At the same time, there are a number of factors that are particularly characteristic of Russian oil production, which prevent the development and increase of associated gas utilization:

- distance of wells from gas processing facilities;
- underdeveloped or missing system collection, preparation and transportation of gas;

- variability of the volume of gas produced;
- the presence of impurities that impede processing;
- low cost of gas combined with extremely low interest in financing such projects;
- environmental penalties for APG combustion are significantly lower than the costs of its disposal.

In recent years, the oil companies have begun to pay more attention to the utilization of APG. The government of the Russian Federation adopted Resolution No. 7 of January 8, 2009 "On measures to stimulate the reduction of the atmospheric air pollution from associated gas flaring", which requires to increase the level of APG utilization to 95%. Since 2012, to calculate payments for emissions from combustion of APG volumes exceeding the normative 5%, an increasing coefficient of 4.5 was introduced, from 2013 this coefficient was increased to 12, from 2014 – to 25, and in the absence of metering devices – to 120. An additional incentive to start work on increasing the degree of APG utilization was the process adopted in 2013 to reduce the fee for emissions by the amount of costs for the implementation of APG utilization projects [1].

Taking into account all the above, an expedient method of intensifying the utilization of associated petroleum gas at the May field is electric generation, which is now applicable. However, it is not possible to use the obtained resources to the full extent, and a significant proportion of useful fractions does not have the proper application, for this reason, the variations in the allocation of propane-butane fraction and its possible applications, which would allow to intensify the use of APG of the May field, which would be more profitable from the point of view of economy and a rational combined method of utilization of associated petroleum gas, will be considered.

5.5 The preparation of the process gas and the process of catalysis

Installation in block-container design, designed for preparation

associated petroleum gas at the UPN Mayskoye field in order to produce fuel gas with a minimum content of C₄+components.

Installation UPTG-SPS-2000 provides:

- cleaning of gas coming into the unit from the drip liquid;
- gas compression;
- cooling of the gas;
- separation of condensed liquid droplets;
- gas heating;

the measurement of flow of a compressible gas;

- flow measurement of separated gas condensate.

The unit consists of two transport modules assembled on the site in

a single unit and is a metal, insulated, heated box container type, which provides all fire,

explosion protection and other regulatory measures. The box is divided by a gas-tight partition into technological and console compartments. The entrance to the Department is separate. For venting the process chamber provides a ventilation window for ventilation exhaust fan. Fluorescent lighting.

Condensate discharge from the storage containers is carried out automatically.

Air coolers of antifreeze for systems are placed to the roof of the container oil and gas cooling. The unit is a factory ready module [3].

5.6 General description of the process

The scheme of the UPTG of the May field is presented in Annex 5.

Gas of the first stage of separation at a pressure of 2.0...5.0 kgf/cm² (IZB.) and temperature +20...+40 °C enters through the separator in the compressor unit.

The compression of the associated gas is provided by a screw oil-filled compressor production Atomkonvers. The compressor provides compression to 2500 Nm³/h of gas to the pressure at the output 10...13 kgf/cm² (g) when working at a temperature of 95°C [2].

After the gas is compressed, the lubricating oil is cut off and returned through the oil cooler and oil filter to the gas compressor for its lubrication and cooling.

Oil cooling system with intermediate coolant (aqueous glycol solution). The pump that pumps the antifreeze in the oil cooling circuit maintains the necessary temperature at the compressor outlet, ensuring the absence of condensation.

The cooling radiator of the oil circuit antifreeze is equipped with a fan with frequency-controlled drive providing the required temperature

Tosol's [5].

Separation of oil from gas occurs in three stages: in the oil separator, cyclone and gas fine filters. Gas, purified from oil, through the check valve and the minimum pressure valve enters the heat exchanger gas-antifreeze for pre-cooling. After pre-cooling, the gas enters the refrigerant-type gas dryer. The refrigerant R134A is used in the dryer.

The cooled gas separated from the formed condensate enters the filter module consisting of the main and reserve filter. The purified gas through the flow meter enters the main GPP.

5.7 Technical description

The unit is equipped with input and output rotary gates that allow to disconnect the unit from the gas mains. Electrically operated rotary valves allow the unit to be switched off automatically.

Gas treatment is carried out in several stages:

1. Gas pre-treatment.
2. Gas compression.
3. Gas cooling in two stages, removal of the formed condensate from the flow's [4].

5.8 Fine filtration of purified gas.

The gas enters the compressor unit through a cyclone filter type FTS-2500, which provides pre-cleaning of gas from mechanical impurities and moisture droplets.

The compressor unit and the drive motor of the unit are mounted directly on the support oil separator. The drive motor is connected by a semi-rigid coupling with a screw block.

The intake gas enters the compressor unit in a screw pair where mixed with oil and compressed. The gas-oil mixture under pressure enters the oil tank separator, where the first coarse separation occurs.

The precipitated oil from the oil tank enters the oil pump before start the compressor or bypass line during compressor operation. V the oil filter cleans the oil and then the oil enters the

oil cooler. The oil cooling temperature is set by the pump, pumping with speed is required antifreeze through the chiller. A cooled oil again enters the zone of the screw pair. The functions of the oil are to cool the gas during the compression process, lubricate the bearings and seal the surfaces of the screws. Also, the oil moves the spool regulators performance and compression ratio.

The pre-purified gas from the oil tank enters the maslootdeljajuschij cyclone filters and replacement filters of thin clearing of oil, where the final separation of the mixture of gas and oil.

The purified gas enters the heat exchanger "oil-antifreeze" pre-cooling oil. The gas temperature is reduced to 45 °C and then the gas enters the heat exchange module.

The main function of the heat exchange module is to combine the gas - gas heat exchanger, the refrigerant gas and the condensate separator into a single unit.

Counter flows heat exchanger gas - gas provide maximum heat transfer efficiency. Large cross-section of flow channels provides low gas flow rate, thus reducing losses and differential pressure [2].

Gas – a refrigerant heat exchanger with counter flows provides excellent performance. Large surface dimensions heat exchange ensures the correct and complete evaporation of the refrigerant. A highly efficient separator is included in the heat exchange module. Technical service is not provided for this unit. Advantage the device is to create a cold coalescence effect to effectively separate the liquid.

The final purification from condensed drops of gas takes place in the gas filter module GFM-2500.

Further, through the flow meter, the prepared gas enters the GPP line.

The body of the oil tank is designed for an operating pressure of 16 kgf/cm² at maximum

110°C and has oil change neckline and necessary nozzles. The volume of oil poured into the oil tank is about 200 liters. The oil used is Mobil Glygoyle 22.

Quality control of oil every 2000 hours:

The content of mechanical impurities more than 10 μ r is not allowed.

The viscosity of the oil at an operating temperature of 95 0C at least 20 cSt.

The neck is oil-filled, located on the module body and closed with a stopper

with sealing washer. The amount of oil in the oil tank is the most important factor in the trouble-free operation of the compressor unit. The lower window of the oil level indicator should always be filled, the upper window should not be visible.

If it is necessary, the oil is topped up, the same grade as poured into the installation [4].