

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

Инженерная школа природных ресурсов
Отделение нефтегазового дела
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация технологии утилизации попутного нефтяного газа на В... нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.65-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Корякина Ангелина Александровна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Ответственный за реализацию ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефтегазового дела
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

УТВЕРЖДАЮ:
 Ответственный за реализацию ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Корякина Ангелине Александровне

Тема работы:

Модернизация технологии утилизации попутного нефтяного газа на В... нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	Пр. №1220/с от 22.02.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Пакет геологической информации по В... месторождению; фондовая и периодическая литература; технические регламенты;</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о месторождении 2. Физико-химическая характеристика пластовых флюидов 3. Утилизация попутного нефтяного газа 4. Утилизация попутного нефтяного газа на В... месторождении 5. Производственная безопасность 6. Экологическая безопасность 7. Безопасность ЧС 8. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта района работ 2. КТО-2500.ПГНС 3. Технологическая схема станции очистки стоков

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Абраменко Никита Сергеевич

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Введение
2. Общая характеристика месторождения
3. Запасы нефти и растворенного газа
4. Попутный нефтяной газ и способы ее утилизации
5. Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции
6. Комплекс для подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
8. Социальная ответственность
9. Заключение

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Корякина Ангелина Александровна		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
ПК-1	формулировать и решать задачи, возникающие в ходе научно-исследовательской и практической деятельности;
ПК-4	разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации по результатам выполненных исследований;
ПК-7	планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы;
ПК-9	проводить анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, осуществлять выбор методик и средств решения задачи, проводить патентные исследования с целью обеспечения патентной чистоты новых разработок;
ПК-10	применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности;
ПК-14	осуществлять расчеты по проектам, технико-экономического и функционально-стоимостного анализа эффективности проектируемых аппаратов, конструкций, технологических процессов;
ПК-15	разрабатывать оперативные планы проведения всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой, проектированием, конструированием, реализацией и управлением технологическими процессами, и производствами в области добычи, транспорта и хранения углеводородов;
ПК-16	проводить экономический анализ затрат и результативности технологических процессов и производств;
<i>Общекультурные компетенции</i>	
ОК-3	самостоятельно приобретать и использовать в практической деятельности новые знания и умения, в том числе в новых областях знаний, непосредственно не связанных со сферой деятельности;
ОК-4	оценивать на основе правовых, социальных и этических норм последствия своей профессиональной деятельности при разработке и осуществлении социально значимых проектов;
ОК-6	самостоятельно овладевать новыми методами исследований, модифицировать их и разрабатывать новые методы, исходя из задач конкретного исследования;
ОК-9	понимать и анализировать экономические, экологические, социальные и проблемы промышленной безопасности нефтегазовой отрасли;

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

Инженерная школа природных ресурсов
Отделение нефтегазового дела
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»
Период выполнения весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ- ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.04.2018	Характеристика месторождения	20
15.00.2018	Анализ способов утилизации попутного нефтяного газа	15
25.04.2018	Техническая часть	35
21.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
21.05.2018	Социальная ответственность	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Коряжиной Ангелине Александровне

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Сводный сметный расчет стоимости и обустройства комплекса.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления на социальные нужды 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет экономической эффективности комплекса для подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод на ЦПС
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет экономической эффективности комплекса для подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод на ЦПС
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выводы по результатам оценки эффективности комплекса для подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод на ЦПС на В... нефтяном месторождении

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Коряжина Ангелина Александровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Корякиной Ангелине Александровне

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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) 	<p>Место работы оператора находится на установке по подготовке и перекачке нефти на открытом воздухе при любых погодных условиях и в любое время года. Из-за непрерывности нефтедобывающего производства установка работает круглосуточно каждый день.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>1.ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования». 2.ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» 3.ГОСТ 12.1.005-88 «Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны» 4.ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности сосудов под давлением, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов.</p> <p>Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³.</p> <p>Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши, обувь на войлочной или толстой резиновой подошве.</p>
--	--

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p>- механические опасности: Движущиеся и вращающиеся части механизмов закрываются специальными ограждениями, окрашенными в ярко-красный цвет. Все агрегаты и механизмы, несущие опасность для человека, находятся в отдельных блоках, оборудованных специальной автоматикой.</p> <p>- электробезопасность: Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений; для защиты используют заземление;</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. 	<p>- анализ воздействия объекта на атмосферу: Эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</p> <p>- анализ воздействия объекта на гидросферу: Опасных воздействий не обнаружено;</p> <p>- анализ воздействия объекта на литосферу: Опасных воздействий не обнаружено;</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 	<p>– перечень возможных ЧС на объекте: При эксплуатации ЦПСН могут возникнуть аварийные ситуации, связанные с прекращением подачи нефтегазовой смеси от кустов скважин, реагентов, энергоносителей, а также при отказах и сбоях в работе технологического оборудования, агрегатов, запорно-регулирующей и предохранительной арматуры, средств КИП и А. К опасным природным процессам, появление которых не исключено на территории строительства, можно отнести ураганы, землетрясения, морозное пучение и подтопление территории.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>- характерные для проектируемой рабочей зоны: Рабочая смена не более 12 часов.</p> <p>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Корякина Ангелина Александровна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 69 страниц, 3 рисунка, 16 таблиц, 17 источников.

Ключевые слова: НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, КОМПЛЕКС ДЛЯ ПОДОГРЕВА НЕФТИ И УТИЛИЗАЦИИ СТОЧНЫХ ВОД, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Объектом исследования является Комплекс КТО-2500.ПДГНС, установленный на В... месторождении в Томской области.

Цель работы – доказать эффективность использования комплекса по подогреву нефти и утилизации сточных (бытовых) вод.

В работе рассмотрено геологическое строение месторождения, способы утилизации попутного нефтяного газа, принцип действия комплекса, экономические расчеты.

В результате исследования доказана экономическая эффективность использования комплекса КТО-2500.ПГНС

Комплекс полностью введен в эксплуатацию в 2017 году.

Область применения комплекса в сфере нефтегазодобычи.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в сокращении затрат.

В будущем планируется усовершенствование технологии.

Список использованных сокращений

АРМ – автоматизированное рабочее место

БГС – бензин газовый стабильный

БСИ – блок сепарационно-измерительный

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ГТС – газотранспортная сеть

Е – емкость

ЗВ – загрязняющие вещества

ИН – инсинератор

К – клапан

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика

НГК – нефтегазоносный комплекс

ПДВ – предельно допустимый выброс

ПДК – предельно допустимые концентрации

ПНГ – попутный нефтяной газ

ППН – печь подогрева нефти

СИБ – сепарационно измерительный блок

СОГ – сухой отбензиненный газ

СУГ – сжиженный углеводородный газ

ЦПС – центральный пункт сбора

ЦТ – циклонновихревые топки

Оглавление

Введение	13
1. Характеристика месторождения	15
1.1. Общие сведения о месторождении	15
1.2. Физико-химическая характеристика пластовых флюидов	17
2. Запасы нефти и растворенного газа	22
3. Попутный нефтяной газ	24
3.1. Утилизация попутного нефтяного газа	24
3.2. Утилизация попутного нефтяного газа на В... месторождении	30
4. Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	32
5. Комплекс для подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод	34
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	45
7. Социальная ответственность	50
7.1. Производственная безопасность	51
7.2. Экологическая безопасность	55
7.3. Безопасность ЧС	59
7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	62
Заключение	67
Список использованных источников	68

ВВЕДЕНИЕ

Проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) в настоящее время одна из самых актуальных проблем современного мира, особенно в России. По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ (МПР), из 55 млрд кубометров ежегодно добываемого в России ПНГ лишь 26% (14 млрд кубометров) направляется в переработку, 47% (26 млрд кубометров) идет на нужды промыслов либо списывается на технологические потери и 27% (15 млрд кубометров) сжигается в факелах. По расчетам МПР, из-за сжигания ПНГ Россия ежегодно теряет около 139,2 млрд рублей (консолидированная стоимость жидких углеводородов, пропана, бутана и сухого газа, производимых при переработке попутного газа). Сжигание ПНГ приводит к значительным выбросам твердых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки в нефтепромысловых районах [1].

Также актуальность темы утилизации ПНГ связана с изменением законодательной базы процесса регулирования загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа. В 2009 г. вышло Постановление Правительства Российской Федерации, запрещающее с 2012 г. сжигать на месторождениях попутный нефтяной газ, и обязывающее его утилизировать на 95% [2]. Кроме того, актуальность исследования обусловлена необходимостью соблюдения РФ требований Киотского протокола и мировых принципов Концепции Устойчивого развития.

В данной работе я рассмотрела один из способов утилизации ПНГ на В... нефтяном месторождении в Томской области. Это комплекс КТО-2500.ПГНС предназначен для экологически безопасного использования ПНГ производительностью 2500 м³/ч, и утилизации сточных вод, а также промышленных стоков способом высокотемпературной обработки в циклонном реакторе с последующей рекуперацией тепловой энергии дымовых газов для подогрева сырой нефти. Цель моей выпускной квалифицированной работы заключается в подробном описании комплекса подогрева нефти и

утилизации сточных (бытовых) вод, а также в анализе эффективности ее использования.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении В... месторождение находится в пределах Каргасокского района Томской области (рисунок 1), в 60 км от г. Кедровый, и в 400 км от г. Томск. Географически месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской низменности. В... месторождение находится в пределах Ю... лицензионного участка.

Ближайшим населенным пунктом является с. Мыльджино, расположенное в 37 км от района работ. Наиболее крупный и ближайший населенный пункт – г. Кедровый, находится на расстоянии 60 км на юго-восток.

В... локальное поднятие было выявлено сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1965г. В период с 1967 по 1969г.г. согласно проекта поискового бурения были пробурены 4 скважины (№№ 21Р, 25Р, 26Р, 33Р), которые подтвердили наличие структуры и нефтеносность верхнеюрских песчаных пластов васюганской свиты Ю₂, Ю₁³⁻⁴ и Ю₁¹⁻².

Однако из-за небольших размеров месторождения в 1969г. оно было выведено из разведки. Проведенные в 1979 и 1986гг. сейсморазведочные работы позволили существенно уточнить структурный план поднятия по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты верхней юры). Средняя плотность сейсмических профилей на месторождении равна 0.8 пог.км/км². В результате такой плотности достигнута высокая сходимостъ отметок маркирующих границ по данным сейсморазведки и бурения скважин. Это подтвердили пробуренные с 1988 по 1990 гг. разведочные скважины №№30Р, 31Р, 32Р.

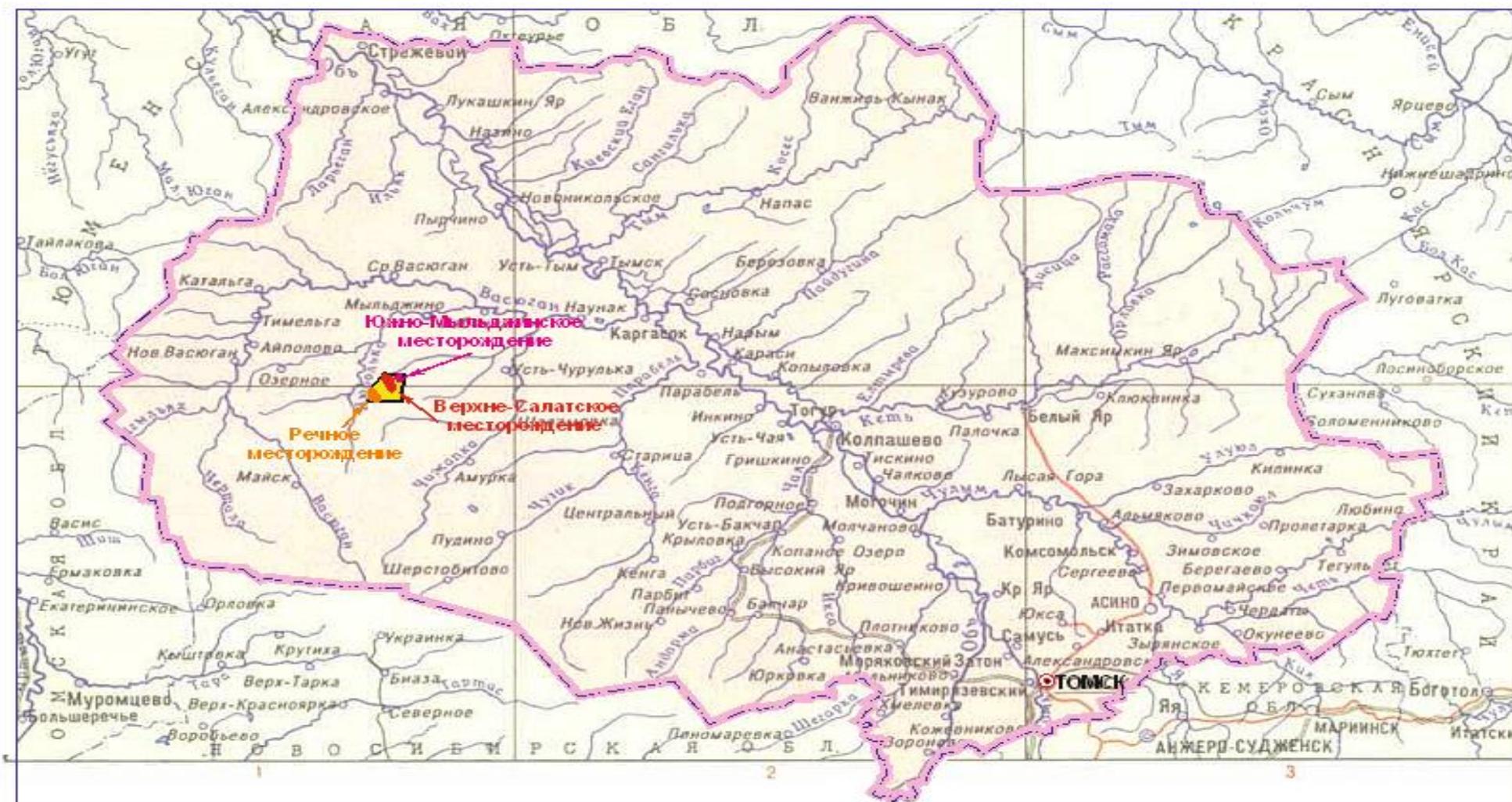


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Физико-химическая характеристика пластовых флюидов

Для исследования пластовых нефтей на В... месторождении выполнены промысловые исследования проб нефти и газа. По состоянию на 01.01.2009 г. отобрано и исследовано 40 глубинных проб из двенадцати скважин. Полученные характеристики нефти и газа значительно отличаются. Газосодержание нефти при однократном разгазировании проб изменяется от 142 до 1288 м³/т, а давление насыщения нефти – от 9,1 до 32,7 МПа. Средние значения параметров нефти составляют: плотность пластовой нефти – 595 кг/м³, давление насыщения – 10,7 МПа, коэффициент сжимаемости – $1,188 \cdot 10^{-3}$ МПа. По данным однократного разгазирования плотность дегазированной нефти равна 783 кг/м³, объемный коэффициент – 1,589, газосодержание – 216 м³/т. При ступенчатой сепарации по схеме обустройства получен объемный коэффициент – 1,759, плотность сепарированной нефти – 762 кг/м³, газовый фактор – 256 м³/т. Превышение среднего объемного коэффициента при ступенчатой сепарации по сравнению со стандартной связано с учетом проб скважины 31Р. По сравнению с другими пробами эти пробы показывают очень высокий объемный коэффициент при ступенчатой сепарации (2,51 и 2,8), в то время, как данные по однократному разгазированию отсутствуют. Вязкость пластовой нефти, определенная в 4 экспериментах, равна 0,4 мПа·с.

Компонентный состав растворенного газа, дегазированной и пластовой нефти изучен по трем скважинам – 118, 123, 127 (таблица 1). Эксперименты по однократному разгазированию проведены по девяти пробам, ступенчатая сепарация проведена для трех проб.

Таблица 1 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти по пласту Ю₁⁵

Наименование параметра	Однократное разгазирование пластовой нефти в стандартных условиях		Дифференциальное разгазирование пластовой нефти по схеме обустройства		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Количество скважин	3	3	3	3	3
Количество определений	9	5	5	5	5
Молярная концентрация компонентов, %					
сероводород	0	0	0	0	0
двуокись углерода	0.59	0	0.66	0	0.37
азот+редкие	0.29	0	0.28	0	0.15
метан	63.42	0.11	69.83	0.02	38.21
этан	5.57	0.17	6.30	0.25	3.63
пропан	13.72	1.72	13.13	5.16	9.87
изобутан	7.81	2.56	5.09	7.53	6.45
н-бутан	5.04	2.85	2.99	6.75	4.89
изопентан	2.01	3.44	0.90	5.76	3.19
н-пентан	1.04	3.15	0.54	4.63	2.46
гексаны	0.51	6.21	0.28	7.68	3.70
остаток C7+	0	79.76	0	62.22	27.1
Молекулярная масса	28.4	159.2	25.2	148.1	80.2
Плотность, кг/м ³	1.200	780.0	1.049	753.9	619.6

Растворенный газ при стандартной и ступенчатой сепарации представлен шестью пробами, отобранными из четырех скважин (118, 123, 127, 128) (таблица 3). При стандартной сепарации плотность газа составляет 1,20 кг/м³, при ступенчатой – 1,05 кг/м³. Газ, выделившийся при ступенчатой сепарации, содержит больше легких компонентов: при однократном разгазировании остаток C7+ составляет 79,8 %, при ступенчатом – 62,2 %. Выделившийся газ – метанового состава.

Таблица 2 – Свойства пластовых нефтей В... месторождения

Наименование	Количество		Интервал изменения		Среднее значение по пласту	Стандартное отклонение
	скважин	измерений	Мин	Макс		
Пластовое давление, МПа	6	22	24.00	25.54	24.65	0.48
Пластовая температура, °С	6	22	78.0	88.0	85.8	2.2
Давление насыщения, МПа	6	22	9.10	20.60	12.85	3.52
Коэффициент сжимаемости, 10^{-4} 1/МПа	3	13	2.47	34.16	10.69	9.91
Газосодержание, м ³ /т	5	18	179.9	444.0	252.6	82.9
Газовый фактор, м ³ /т	6	18	155.2	416.8	254.0	95.6
Объемный коэффициент						
при однократном	5	18	1.490	2.299	1.696	0.245
при ступенчатой сепарации	6	18	1.326	2.804	1.760	0.411
Плотность нефти, кг/м ³						
пластовой	6	26	363.9	636.0	594.2	57.7
при стандартной сепарации	5	18	773.0	801.0	785.4	7.8
при ступенчатой сепарации	6	20	748.0	795.3	771.7	15.0
Вязкость нефти, мПа·с						
пластовой	5	17	0.25	0.91	0.52	0.25
при ступенчатой сепарации	1	8	2.17	16.50	5.73	4.85
Коэффициент растворимости газа в нефти, м ³ /(м ³ ·МПа)	6	24	0.89	19.24	11.71	7.60
Плотность газа, кг/м ³						
при стандартной сепарации	5	18	1.154	1.538	1.238	0.093
при ступенчатой сепарации	6	18	0.746	1.467	1.192	0.190

На месторождениях с высокопарафинистыми нефтями важным является определение температуры насыщения нефти парафином и температура застывания. На В... месторождении исследования по определению температуры насыщения нефти парафином выполнены по трем пробам, отобранным из пласта Ю₁⁵. Среднее принятое по ним значение параметра составило: для пластовой нефти плюс 34 °С, для дегазированной – плюс 36 °С.

Таблица 3 – Химический состав и физические свойства пластовых вод по пластам

Параметры	Пласты			
	Ю ₁ ¹⁻²	Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁ ⁵	Pz
Количество проб (скважин)	1 (1)	3 (3)	5 (2)	1 (1)
Дата отбора	1996	1996, 2003	2003	1996
Минерализация, мг/л	32666	47549	56852	69244
Содержание ионов, мг/л:				
Натрий	10576	16167	21171	23984
Кальций	1699	1525	1336	2341
Магний	282	584	457	315
Хлор-ион	19751	28858	33153	41318
Сульфат-ион	22,6	29	5,2	3,2
Карбонат-ион		< 3		
Гидрокарбонат-ион	671	769	940	1238
Аммоний	51	78	93	93
Бор		2,5	5,7	
Йод	7,92	8,5	3,5	10,5
Бром	95	106,8	95,3	159,7
Плотность при 20 °С, г/см ³		1,029	1,039	
Тип воды по классификации В.А. Сулина	Хлоркальциевый			Хлоркальциевый

2. ЗАПАСЫ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

Впервые запасы нефти В... месторождения подсчитывались в оперативном порядке 1968 и 1969 гг.: первый раз – по материалам бурения скважины №21Р, второй – по материалам бурения трех скважин. Начальные запасы нефти в юрских отложениях были подсчитаны по категории С₁ в количестве 14000/5600 тыс.т.

В результате пересчета в целом по месторождению геологические запасы нефти по сравнению с числившимися на госбалансе уменьшились на 810 тыс.т (6,3 %). Утвердили начальные геологические/извлекаемые запасы по категории С₁ в количестве 13119/5248 тыс.т. По пласту Ю₁¹⁻⁴ начальные запасы нефти утверждены в объеме 12296/4980, по Ю₁⁵ – 823/268 тыс.т. В... месторождение отнесено к категории мелких, по геологическому строению – к сложным. Коэффициент извлечения нефти в целом по месторождению составляет 0,400 (таблица 4).

Таблица 4 – Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа В... месторождения

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, дед.			Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м ³ /т	Начальные геологические запасы газа, млн. м ³
						пористости	нефтенасыщенности	пересчетный				
Ю ₁ ¹⁻⁴	ЧНЗ	С ₁	7 723	12.5	96 318	0.18	0.54	0.8	0.783	5 864	228	1 337
	ВНЗ	С ₁	15 753	6.7	105 635	0.18	0.54	0.8	0.783	6 432	228	1 466
	ЧНЗ+ВНЗ	С ₁	23 476	8.6	201 953	0.18	0.54	0.8	0.783	12 296	228	2 803
Ю ₁ ⁵	ЧНЗ	С ₁	2 618	2.5	6 417	0.18	0.54	0.8	0.783	391	228	89
	ВНЗ	С ₁	4 632	1.5	7 092	0.18	0.54	0.8	0.783	432	228	98
	ЧНЗ+ВНЗ	С ₁	7 250	1.9	13 509	0.18	0.54	0.8	0.783	823	228	188
Всего по месторождению:					215 462	0.18	0.54	0.8	0.783	13 119	228	2 991

3. ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ И СПОСОБЫ ЕЕ УТИЛИЗАЦИИ

Углеводородные газы разделяются по их происхождению на две большие группы – первичные и вторичные.

Первичные углеводородные газы – это газы, добываемые непосредственно из земных недр. По условиям залегания и по составу они разделяются на природные и попутные (нефтяные) углеводородные газы. К природным углеводородным газам относят легкие по составу газы чисто газовых месторождений, а также газы газоконденсатных месторождений, которые выносятся на поверхность в сконденсированном виде в небольших количествах (50 - 500 г/м³ газа) более тяжелые углеводороды (конденсаты), кипящие до 200 - 300 °С.

Продуктами переработки природных и нефтяных газов являются:

- товарный природный газ, направляемый по газопроводам в качестве газового промышленного и бытового топлива;
- широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) от С₃ до С₆, выделенных из состава газа в процессе его переработки;
- сжиженный газ – концентрат углеводородов С₃ и С₄, выделенный из ШФЛУ;
- стабильный газовый конденсат;
- одорант – смесь тиолов (меркаптанов), выделенная из состава сернистых примесей природного газа и используемая для одорирования газа в газовых сетях.

Вторичные углеводородные газы – это легкие углеводороды, образовавшиеся при переработке нефти за счет термokatалитических превращений (деструкции) природных углеводородов нефти. Эти газы обычно включают углеводороды от метана до пентана и могут быть насыщенными (предельными) и ненасыщенными (непредельными).

Попутный нефтяной газ – это углеводородный газ, растворенный в нефтяной жидкости или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений, который выделяется из скважин и из пластовой нефти в

процессе ее сепарации. Он являет собой смесь парообразных углеводородных и неуглеводородных составляющих природного происхождения. Его количество в нефти может быть разным: от одного кубометра до несколько тысяч в одной тонне. По специфике получения попутный нефтяной газ считается побочным продуктом нефтедобычи [3].

По геологическим характеристикам различают ПНГ газовых шапок и газы, растворённые в нефти. При вскрытии нефтяных пластов обычно сначала начинает фонтанировать газ нефтяных шапок. Впоследствии основную часть добываемого ПНГ составляют газы, растворенные в нефти. Газ газовых шапок, или свободный газ, является более «легким» по составу (с меньшим содержанием тяжелых углеводородных газов) в отличие от растворенного в нефти газа. Таким образом, начальные стадии освоения месторождений обычно характеризуются большими ежегодными объемами добычи ПНГ с большей долей метана в своем составе. При длительной эксплуатации месторождения дебет ПНГ сокращается, и большая доля газа приходится на тяжелые составляющие.

Возможности применения ПНГ значительно шире, чем природного газа, т.к. химический состав его богаче. В отличие от природного газа ПНГ содержит в своем составе кроме метана и этана большую долю пропанов, бутанов и паров более тяжелых углеводородов. Во многих попутных газах, в зависимости от месторождения, содержатся также неуглеводородные компоненты: сероводород и меркаптаны, углекислый газ, азот, гелий и аргон [1].

При газохимической переработке ПНГ получают множество продукции. Так, ПНГ является наиболее предпочтительным сырьем для полимерной продукции. Потребление всех основных полимеров в России растет в среднем на 10% в год. Большой интерес вызывает выпуск тех полимеров, которые полностью или почти полностью импортируются в Россию: поликарбонатов и полиэтилентерефталатов (ПЭТФ). Однако перед полимерной промышленностью, также как и перед всей нефтехимией, остро стоит вопрос об обеспечении сырьем производства продукции. Вопрос выглядит странным, ведь углеводородного сырья в России достаточно, и его возможный дефицит кажется

маловероятным. Между тем, сырьем для полимерных предприятий являются не первичные углеводороды, а некоторые ключевые продукты-мономеры их переработки – стирол, этилен, пропилен и т.д. За исключением стирола избытка на рынке этих мономеров не наблюдается. Для увеличения их производства необходимо направлять больше углеводородного сырья в пиролизные печи, однако используются лишь несколько видов углеводородного сырья. Одно из лучших – это попутный нефтяной газ, точнее, получаемая из него пропан-бутановая смесь. Но существенные объемы ПНГ сегодня сжигаются на месторождениях Западной Сибири. И этого сырья в России не станет больше, если у нефтяных компаний и дальше не будет стимулов инвестировать деньги в переработку попутного нефтяного газа. Кроме того, удовлетворив возрастающий спрос на полимерную продукцию можно наладить производство пластмассовых товаров повседневного спроса, тем самым оживляя средний и малый бизнес, создавая качественную импортозамещающую продукцию, новые рабочие места, что особенно важно в современных экономических условиях [4].

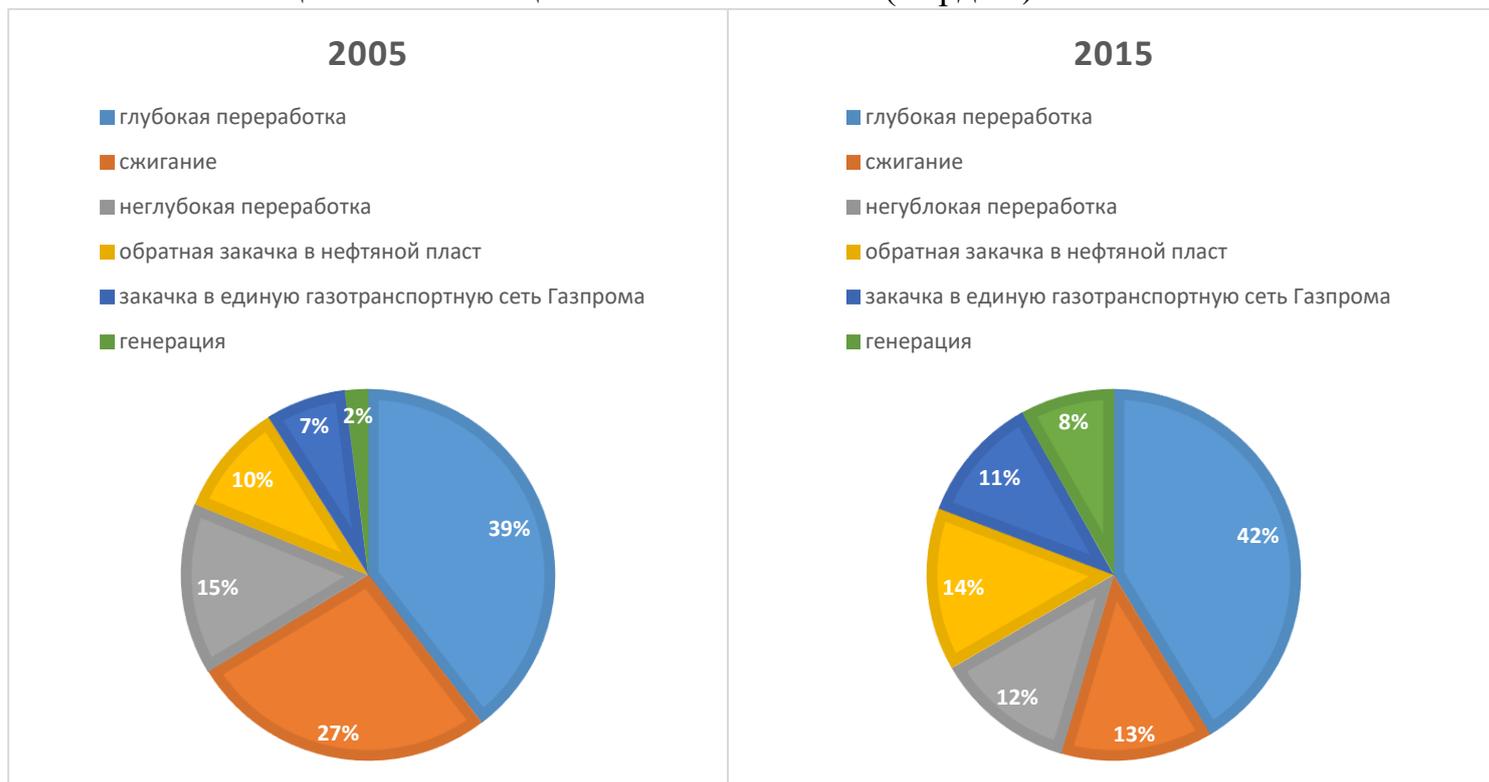
ПНГ является важным сырьем для энергетики и химической промышленности. ПНГ имеет высокую теплотворную способность, которая колеблется в пределах от 9 тысяч до 15 тысяч Ккал/ м³, но его использование в энергогенерации затрудняется нестабильностью состава и наличием большого количества примесей, что требует дополнительных затрат на очистку («осушку») газа. В химической промышленности содержащиеся в ПНГ метан и этан используются для производства пластических масс и каучука, а более тяжелые элементы служат сырьем при производстве ароматических углеводородов, высокооктановых топливных присадок и сжиженных углеводородных газов, в частности, сжиженного пропан-бутана технического (СПБТ) [1].

3.1 Утилизация попутного нефтяного газа

После извлечения нефтяной жидкости из-под земли от нее отделяют все побочные элементы: воду, серу, попутный газ. Без данной операции сырую нефть, по технологическим причинам, не примут в магистральный нефтепровод.

При отделении ПНГ от нефти встает вопрос его дальнейшего использования или утилизации. Бесконтрольно взять и выпустить попутный газ в воздух нельзя — он может легко воспламениться и даже взорваться.

Таблица 5 – Утилизация ПНГ 2005-2015 гг (млрд.м³)



Существует несколько способов утилизации ПНГ, рассмотрим кратко основные из них, которые используются в России:

Сжигание

Самый простой способ утилизации попутного газа — построить на нефтяном месторождении факел, с помощью которого его постоянно сжигать.

Капитальные вложения - По данным РУПЕК по кап. затратам на строительство факельной системы на 1,5 млрд.м³ газа в год.

Временные затраты - Менее одного года: установка факельной системы, трубопроводов, компрессоров.

Экономический эффект - Усредненный экономический эффект - ущерб в размере штрафа от сжигания.

Упущенная выгода - Упущенная выгода рассчитывается как диапазон разностей экономического эффекта других пяти возможных направлений переработки и отрицательного экономического эффекта сжигания (штрафа).

Экологический ущерб - Подсчитан на основе типичных выбросов при сжигании ПНГ: парниковые газы CO₂, CH₄, N₂ с учетом коэффициентов парникового эффекта каждого газа (по данным United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)).

Обратная закачка в нефтяной пласт

После отделения от нефтяной жидкости ПНГ собирается и закачивается обратно в нефтяной пласт вместе с другими примесями.

Капитальные вложения - По данным РУПЕК по кап. затратам на строительство компрессорно-трубопроводного хозяйства.

Временные затраты - Менее одного года: установка трубопроводов, компрессоров.

Экономический эффект - Усредненный экономический ущерб отсутствует. Непосредственный эффект на нефтедобычу не может быть рассчитан. Непонесенный ущерб - диапазон от дохода от поставок в ГТС до дохода при продаже нефтехимических продуктов.

Упущенная выгода - Упущенная выгода рассчитывается как диапазон разностей экономического эффекта других четырех возможных направлений переработки и экономического эффекта закачки в пласт.

Экологический ущерб - Экологический эффект принят равным нулю.

Закачка в единую газотранспортную сеть Газпрома

Небольшие объемы ПНГ можно направить в магистральный газопровод для продажи потребителям в составе обычного природного газа. Однако закачка ПНГ в газотранспортную сеть связана с рядом технологических ограничений: Поток природного газа через ГТС должен существенно превышать объем инжектируемого ПНГ (в 20 – 50 раз). ПНГ должен быть осушен, первично

очищен от аэрозолей, сероводорода, меркаптанов и большей части тяжелых углеводородов. Газ, подаваемый в магистральный газопровод, должен удовлетворять требованиям отраслевого стандарта ОСТ 51.40-93: глубина осушки и очистки газа должна быть такой, чтобы исключались условия появления жидкой фазы в магистральном газопроводе. Для предотвращения этого необходимо, чтобы точка росы газа по влаге и углеводородам была на пять – семь градусов Кельвина ниже наиболее низкой температуры газа при его транспортировке по газопроводу.

Капитальные вложения - По данным РУПЕК по кап. затратам на строительство компрессорно-трубопроводного хозяйства.

Временные затраты - Менее одного года: установка трубопроводов, компрессоров.

Экономический эффект - Усредненный экономический ущерб отсутствует. Экономический эффект рассматривается как реализация всего ПНГ по цене СОГ в ГТС Газпрома.

Упущенная выгода - Упущенная выгода рассчитывается как диапазон разностей экономического эффекта других трех возможных направлений переработки и экономического эффекта закачки в единую ГТС Газпрома.

Экологический ущерб - Подсчитан на основе типичных выбросов при сжигании газа: парниковые газы CO₂, CH₄, N₂O с учетом коэффициентов парникового эффекта каждого газа (по данным United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)).

Электрогенерация

ПНГ может использоваться в качестве топлива для выработки электроэнергии непосредственно на нефтяных месторождениях или поблизости от них.

Капитальные вложения - Рассчитано через удельную стоимость единицы мощности по капитальным затратам, нормировано на потребление газа на единицу мощности (по данным издания «Энергосистема», №1/2010).

Временные затраты - Менее одного года: установка трубопроводов, компрессоров, газотурбинной установки.

Экономический эффект - Усредненный экономический ущерб отсутствует. Экономический эффект рассматривается как реализация электроэнергии, полученной на собственной генерации.

Упущенная выгода - Упущенная выгода рассчитывается как диапазон разностей экономического эффекта других двух возможных направлений переработки и экономического эффекта от продажи электроэнергии с собственной электрогенерации.

Экологический ущерб - Подсчитан на основе типичных выбросов при сжигании газа: парниковые газы CO₂, CH₄, N₂O с учетом коэффициентов парникового эффекта каждого газа (по данным United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)).

Неглубокая переработка

ПНГ с помощью небольших мобильных технологических установок можно разделить на метан, этан и пропан-бутан. Метан закачивается в газотранспортную сеть, а пропан-бутан закачивается в цистерны и отправляется потребителям.

Капитальные вложения - По данным РУПЕК по кап. затратам на строительство компрессорно-трубопроводного хозяйства, внутренняя оценка капитальных затрат на мини-ГФУ.

Временные затраты – два-три года: строительство и запуск трубопроводной сети, ГПЗ.

Экономический эффект - Конверсия ПНГ в рыночные продукты неглубоких переделов – до сухого отбензиненного газа (СОГ), СУГ и бензина газового стабильного (БГС), полученных посредством газодифракционирования.

Упущенная выгода - Упущенная выгода рассчитывается как разность экономического эффекта глубокой переработки в базовые полимеры и эластомеры и экономического эффекта от продажи УВС продукции СОГ, СУГ и БГС.

Экологический ущерб - Типичные выбросы парниковых газов CO_2 , CH_4 , N_2O с ГПЗ и нефтехимических производств (по данным РУПЕК) с учетом коэффициентов парникового эффекта каждого газа.

Глубокая переработка

ПНГ поставляется на крупные газоперерабатывающие заводы, где также разделяется на метан (сухой отбензиненный газ) и широкую фракцию легких углеводородов. Сухой газ поставляется в магистральную газотранспортную сеть. А ШФЛУ, в отличие от неглубокой переработки, направляется на дальнейшие переделы для получения широкой линейки нефтехимических продуктов.

Капитальные вложения - По данным РУПЕК по кап. затратам на строительство компрессорно-трубопроводного хозяйства, внутренняя оценка капитальных затрат на ГПЗ и на нефтехимическое производство.

Временные затраты – три-пять лет: строительство и запуск трубопроводной сети, ГПЗ и нефтехимического производства.

Экономический эффект - Полная конверсия ПНГ в рыночные продукты: базовые полимеры (полиэтилен и полипропилен) и эластомеры (полибутадиен) из мономеров, полученных посредством пиролиза фракций после дифракционирования ПНГ.

Упущенная выгода - Упущенная выгода отсутствует (более глубокая переработка в рамках модели невозможна).

Экологический ущерб - Типичные выбросы парниковых газов CO₂, CH₄, NO_x с ГПЗ и нефтехимических производств (по данным РУПЕК) с учетом коэффициентов парникового эффекта каждого газа [5].

Таблица 6 – Сравнение данных по всем видам утилизации

	Сжигание	Обратная закачка в нефтяной пласт	Закачка в единую газотранспортную сеть Газпрома	Электрогенерация	Неглубокая переработка	Глубокая переработка
Капитальные вложения, руб/м ³	0,1	4,4	5	54,2	15	13,8
Экономический эффект, руб/м ³	-2,8	0	3-6,1	3,6-5,2	7,6-10,7	19,8-20,1
Упущенная выгода, руб/м ³	От -2,8 до -22,6	От -3 до -19,8	От -2,2 до -16,8	От -2,4 до -14,6	-12,2	0
Экологический ущерб, млн тонн CO ₂ -эквивалента / млрд.м ³	7,1	0	1,2	1,2	0	0

3.2 Утилизация попутного нефтяного газа на В... месторождении

Одной из основных особенностей В... месторождения является высокое содержание растворенного газа в нефти (газосодержание 160-200 м³/т и более).

Часть газа с В... нефтяного месторождения после сепарации на ЦПС «В...» поступает в роторный газосепаратор (каплеуловитель) на дополнительную очистку от капельной влаги, затем подается в блок узла учета газа (блок сепарационно-измерительный – БСИ). Подготовленный газ используется на собственные нужды (котельная, печи нагрева нефти, дежурные

горелки, запал, молекулярный затвор факельной установки, электростанции), избыток газа сбрасывается на факел высокого давления.

В настоящее время потребление газа на собственные нужды осуществляется по следующим направлениям:

- для облегчения транспорта вязкой жидкости до ЦПС продукция скважин подогревается печами типа ПП-0.63, топливом для которых служит попутный газ. Путевые печи подогрева нефти (ППН), расположены на кустах К-1, К-2 (2 шт.) и площадке ЦПС «В...» (3 шт.), суммарная производительность которых составляет 150 тыс. м³/мес.;

- поступает на газопоршневую электростанцию блочно-модульного исполнения простого цикла (Embracer-3 МВт), производительность которой по факту составляет 70-120 тыс. м³/мес.;

- дежурные горелки, запал и молекулярный затвор факельной установки.

Остаток газа первой ступени подается на факел по линии высокого давления.

Перспективы использования попутного газа при эксплуатации месторождения в основном связаны с увеличением мощности энергоустановки.

4. ХАРАКТЕРИСТИКА ИСХОДНОГО СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ, ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

Техническое наименование, сырья продукции, реагентов, показатели качества в соответствии с нормативно-технической документацией приведены в таблице 7.

Данные приведенные в таблице 7 не являются постоянно фиксированными, т.к. производственно–техническим отделом предприятия ведется постоянная работа по подбору реагентов, целью которой является, выявляется нахождение наиболее эффективных реагентов применимых для данного месторождения.

Таблица 7 – Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции

№ п/п	Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий	Показатели качества обязательные для проверок	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ	Область применения
1	Пластовая нефть (флюид)	-	-массовая доля воды; -концентрация хлористых солей; -массовая доля механических примесей	50-100% 15000 – 30000 мг/л 0,5 –5%	Сырье для получения товарной нефти
2	Товарная нефть (I группа качества)	(ГОСТ Р 51858-2002)	-массовая доля воды, %; -концентрация хлористых солей, мг/дм ³ ; -массовая доля механических примесей, %	не более 0,5 не более 100 не более 0,05	Перекачка на ПСН «Лугинецкое»
3	Нефтяной (попутный) газ	-	Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	220***	Использование на собственные нужды (подогреватели нефти, газопоршневая электростанция)

Продолжение таблицы 7

		Реагенты			
4.1	Противотурбулентная присадка FLO MX	В соответствии с паспортом безопасности вещества	В соответствии с паспортом качества реагента.	оптимизация удельных расходов определяется в ходе эксплуатации	Подается в товарную нефть методом постоянного дозирования через БАПР при внешнем транспорте нефти.
4.2	Противотурбулентная присадка «Турбулент Мастер»	В соответствии с паспортом безопасности вещества	В соответствии с паспортом качества реагента.	оптимизация удельных расходов определяется в ходе эксплуатации	Подается в товарную нефть методом постоянного дозирования через БАПР при внешнем транспорте нефти.
4.3	Дезэмульгатор ХПД – 001(Т)	В соответствии с паспортом безопасности вещества	В соответствии с паспортом качества реагента.	оптимизация удельных расходов определяется в ходе эксплуатации	Подается в сырую нефть методом постоянного дозирования через БАПР на ЦПСН при приеме сырой нефти со «Столбового» м/р.
5	Теплоноситель Этиленгликоль	ГОСТ 19710 -83	Массовая доля этиленгликоля,%	98,5-99,8	Используется в качестве теплоносителя в теплообменниках Комплекса для подогрева нефти и утилизации сточных бытовых вод

5. КОМПЛЕКС ДЛЯ ПОДОГРЕВА НЕФТИ И УТИЛИЗАЦИИ СТОЧНЫХ (БЫТОВЫХ) ВОД

Блок комплекса для подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод предназначен для подогрева товарной нефти за счет тепла, образующегося при сжигании попутного нефтяного газа, поступающего от блока сепараторов в составе ЦПС В... месторождения, и утилизации сточных (бытовых) вод, поступающих со станции очистки сточных (бытовых) вод месторождения.



Рисунок 2 – КТО-2500.ПГНС

Комплекс представляет собой сооружение в блочно-модульном исполнении полной заводской готовности, имеющий необходимые элементы жизнеобеспечения: освещение, отопление, вентиляцию, систему контроля по загазованности, противопожарную систему. Технические требования для заказа комплекса с указанием основных технических и конструктивных

характеристик составляется на основе требований, представленных в проектной документации.

Таблица 8 – Основные технические характеристики Комплекса

Наименование характеристики	Значение
1 Производительность – по подогреву нефти товарной – по использованию попутного нефтяного газа, в том числе: – по газу высокого давления, не менее; – по газу низкого давления, не более; – по канализационно-бытовым стокам, не более	50 - 200 м ³ /ч 400-3000 нм ³ /ч 80 % 20 % 2 м ³ /ч
2 Давление попутного нефтяного газа, (изб.) МПа: – высокого давления – низкого давления	0,2 – 0,4 0,005-0,015
3 Температура попутного нефтяного газа, °С – высокого давления – низкого давления	плюс 14 плюс 38
4 Давление нефти (изб.), МПа – допустимые потери давления нефти на комплексе, МПа	2,8 – 4,5 0,15
5 Температура нефти, °С – на входе в Комплекс, не менее – на выходе из Комплекса, не более	плюс 5 плюс 60
7 Температура сточной (бытовой) воды, °С	плюс 5
8 Режим работы Комплекса	Непрерывный
9 Содержание вредных веществ в отходящих газах, мг/м ³ : – сажа, метан (СН ₄), сероводород (Н ₂ С); – окислов азота NO _x , не более – монооксида углерода (СО), бенз(а)пирена, диоксида серы (SO ₂), взвешенных веществ, не более	0 30 10
10 Электроснабжение – род тока – напряжение	Переменный трехфазное 380 В / 50 Гц;
11 Потребляемая мощность	195 кВт
12 Категория электроснабжения по ПУЭ	1
13 Размещение Комплекса – блок технологический – система автоматизации – система распределения электроэнергии	Блок-модуль операторная Заказчика операторная Заказчика
14 Габаритные размеры блок-модуля (блока технологического)	21000×9500×9590 мм
15 Масса блок-модуля, кг, не более	115 000
16 Климатическое исполнение блок-модуля согласно ГОСТ 15150-69	УХЛ1
17 Климатическое исполнение оборудования блок-модуля согласно ГОСТ 15150-69	УХЛ4
18 Степень огнестойкости (согласно СНиП 21-01-97*).	III
19 Класс функциональной пожарной опасности	Ф5.1
20 Класс конструктивной пожарной опасности	С1

21 Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений по СП 12.13130.2009	А
22 Класс взрывопожароопасной зоны по ПУЭ	В-1а
23 Категория взрывоопасности и группа взрывоопасной смеси (согласно ПУЭ)	IIА-Т1/ IIА-Т3
24 Расчетный срок службы	20 лет

Принцип действия комплекса

Комплекс для подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод в своем составе имеет следующий перечень сооружений:

- инсинератор – комплекс для подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод ИН-50 – 1 шт;
 - расширительные камеры на трубопроводах подачи попутного нефтяного газа в инсинератор (РК3, РК4);
 - емкости сбора конденсата (ЕК-3, ЕК-4, V=4 м3).

Нефть товарная от насосной внешнего транспорта (насосы ГДМ-9) поступает по существующему трубопроводу Н38/1 и далее по Н38/3 в комплекс для подогрева нефти и утилизации сточных вод - инсинератор ИН-50 (далее Комплекс). Нагретая до температуры плюс 60 0С нефть отводится по вновь проектируемому трубопроводу Н38/3 и далее через существующий трубопровод Н38/1 транспортируется на ПСП «Л...».

Нагрев нефти в Комплексе осуществляется за счет рекуперации тепловой энергии, выделяющейся при сжигании попутного нефтяного газа в качестве топлива. Попутный нефтяной газ высокого давления от газораспределительного коллектора сепарационно-измерительного блока (СИБ) поступает в Комплекс по вновь проектируемому трубопроводу Г40 по схеме. Регулирование расхода газа высокого давления на Комплекс происходит в автоматическом режиме с помощью клапанов регулирующих К-16 (К-16/1), установленных на трубопроводе Г40, в соответствии с показаниями преобразователя давления «до клапана». Клапан регулирующий

К-16 (К-16/1) «до себя» изменяет расход газа через трубопровод Г40, поддерживая необходимое рабочее технологическое давление в газораспределительном трубопроводе СИБ в диапазоне 0,2-0,4 МПа.

Попутный нефтяной газ низкого давления поступает от существующего сепаратора концевой ступени сепарации (КС-1) ЦПС по существующему трубопроводу Г31/1 и далее по вновь проектируемому трубопроводу Г34 по схеме.

На подводящих трубопроводах газа высокого и низкого давления к инсинератору ИН-50 установлены клапаны запорные электроприводные Г-1э, Г-2э и Г-3э, Г-4э соответственно. В случае аварийного закрытия клапанов, установленных внутри ИН-50, при блокировании подачи газа или в случае возникновения аварийной ситуации внутри комплекса, клапаны на подводящих трубопроводах автоматически закрываются.

При этом клапан регулирующий К-16 (К-16/1) на трубопроводе газа высокого давления Г40 закрывается и сброс газа высокого давления осуществляется в факельный коллектор высокого давления через клапаны К-4 (К-14), установленные в СИБ.

На трубопроводе низкого давления в точке подключения от КС-1 установлены клапаны Г-5э и Г-6э. В случае прекращения подачи газа на комплекс и закрытия клапанов Г-3э, Г-4э, осуществляется закрытие клапана Г-5э и открытие клапана Г-6э для сброса газа в факельный коллектор низкого давления.

Для аварийного прекращения подачи нефти в инсинератор ИН-50 на подводящем и отводящем трубопроводе нефти установлены электроприводные задвижки Н-1э, Н-2э.

Отведение дренажа (по нефти) и освобождение трубопроводов и оборудования в случае аварийной ситуации или пожара осуществляется в подземную дренажную емкость Е-32/1.

Технологическая схема Комплекса выполнена в два контура, что позволяет осуществлять нагрев нефти при изменении ее расхода в диапазоне

50-200 м³/ч и регулировать расход попутного нефтяного газа для получения тепловой энергии в соответствии с необходимым количеством.

Комплекс ИН-50 состоит из двух циклонновихревых топок ЦТ1, ЦТ2, проходных камер КП1, КП2, дымовых труб ТД1,ТД2, ТД3,ТД4, системы подачи попутного нефтяного газа ПНГ, теплообменников для нагрева нефти ТО1, ТО2 и теплоносителя ТО3, ТО4, системы подачи сточной (бытовой) воды.

Циклонная топка и проходная камера представляют собой камеры, выполненные из металлоконструкций, с двойными стенками, футерованные изнутри огнеупорным бетоном. На торцевой стенке ЦТ установлены газовые распылители Р1 – Р3, Р4-Р6 и форсунки Ф1, Ф2 и Ф3,Ф4 соответственно для каждой топки. На боковых стенках топок установлены вентиляторы наддува В1 – В12, горелки Г1, Г2, термопары, датчики давления воздуха в «рубашках» и датчики давления газов внутри топок.

Для охлаждения стенок циклонных топок и камер проходных вентиляторы подают атмосферный воздух в «рубашки» этих камер. Из «рубашек» этих камер через отверстия в футеровке и газовые распылители воздух поступает на сжигание ПНГ.

На крышке каждой проходной камеры установлена термопара, датчики давления воздуха в «рубашке» и датчики давления газов внутри камеры; на торцевой стенке – гляделка, люк-лаз и патрубки приема воздуха от вентилятора В13-В16.

Сжигание попутного нефтяного газа с последующей рекуперацией тепловой энергии в целях подогрева нефти осуществляется в циклонновихревых топках Комплекса. Подача в топку Комплекса попутного нефтяного газа низкого давления ($P = 0,005..0,01$ МПа) осуществляется через систему подачи газа, включающей фильтр газовый (ФГ1, ФГ2), редуцирующие клапаны (КР1, КР2), счетчики газа (СЧ2, СЧ4) и распылители газовые (Р1,Р4).

Каждая ЦТ Комплекса оборудована газовой горелкой (Г1 и Г2 соответственно), на которую подают попутный нефтяной газ высокого давления. Газ с давлением 0,2-0,4 МПа поступает через систему подачи газа, включающей фильтр газовый (ФГ3, ФГ4), клапан редуцирующий (КР3, КР5 и КР4, КР6 соответственно), счетчики газа (СЧ3, СЧ5) и распылители газовые (Р2, Р3 и Р5, Р6). Клапаны регулирующие КР5, КР6 регулируют расход газа, необходимого для розжига и стабильного горения горелок. Избыточное количество газа направляется через распылители Р2, Р3 и Р5, Р6 в ЦТ. За счет тепла, выделяющегося в циклонных топках и поступающего далее через камеры проходные (КП) в теплообменниках (ТО3 и ТО4) осуществляется нагрев теплоносителя – раствора этиленгликоля. Циркуляция этиленгликоля между теплообменным, оборудованием предназначенным для нагрева нефти (ТО1, ТО2), и теплообменниками ТО3, ТО4 обеспечивается насосами центробежными (Н2, Н3 – в режиме работы 1 – рабочий, 1 – резервный).

Регулирование подачи необходимого количества тепла в зависимости от показаний датчиков температуры нагрева теплоносителя – этиленгликоля и нефти на выходе из теплообменного оборудования осуществляется перепуском дымовых отходящих газов мимо ТО3, ТО4 по обводной трубе с помощью заслонок электроприводных, либо отключением газовой горелки (Г1, Г2).

Для утилизации сточных вод циклонная топка Комплекса оборудована гидравлическими форсунками (Ф1, Ф2, Ф3, Ф4) распыления воды, поступающей в ЦТ с расходом не более 2 м³/ч. Вода с помощью насоса (Н1) подается из емкости расходной (ЕР1) и распыляется непосредственно в пламя топки.

Температурный режим в топке контролируется термопарами и поддерживается на уровне 900-1100 0С поочередным закрытием и повторным открытием клапанов КЛ13- КЛ18.

Удаление отходящих газов из ЦТ и камер проходных осуществляется через дымовые трубы ТД1, ТД3 и ТД2,ТД4 соответственно. Дымовые трубы

ТДЗ и ТД4 имеют эжекционную конструкцию для подсоса воздуха из атмосферы с целью снижения температуры отходящих газов до 350 0С.

Подача сточных (бытовых) вод от станции очистки хоз.- бытовых вод ЦПС В... месторождения в Комплекс осуществляется по вновь проектируемому трубопроводу К1Н.

Система автоматизации предусматривает блокирование подачи попутного нефтяного газа на горелку при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Отведение конденсата от трубопроводов, транспортирующих газ в ИН-50, осуществляется через расширительные камеры РКЗ (DN 500 Pраб 0,4 МПа) и РК4 (DN 500 Pраб 0, 005 МПа) в ёмкости для сбора конденсата ЕК-3 и ЕК-4 соответственно.

Ёмкости ЕК-3 и ЕК-4 – подземные горизонтальные дренажные емкости объемом 4 м³ каждая, типа ЕП 4-1600-1-3, оборудованы полупогружными насосами типа НВ-Е-50/50-3,0-55. Раскачка емкостей производится по трубопроводу Н54/3 по схеме и далее через существующий трубопровод КГ2 в существующую емкости Е-1/1,2.

На линии дыхания каждой емкости DN 100 PN 1,6 (Г35/1, Г35/2 по схеме) предусмотрен трехходовой кран для переключения потока газа из системы «расширительная камера – емкость подземная» на факел низкого давления.

Нагнетательные трубопроводы насосов емкостей укомплектованы обратным клапанам, манометром показывающим, запорной арматурой с ручным приводом и патрубком для подключения передвижной парообразующей установки.

Система автоматизации емкостей сбора конденсата предусматривает:

- местный и дистанционный контроль уровня конденсата в ёмкости с аварийной сигнализацией максимального значения уровня на пульте дежурного оператора;
- автоматическое отключение насоса при минимально допустимом значении уровня;

- запрет пуска насоса при уровне менее 800 мм от дна емкости;
- местный и дистанционный контроль давления на нагнетательной линии насоса с выдачей сигнала на пульт дежурного оператора о предельно допустимых значениях давления рабочего диапазона насоса [6].

Пуск Комплекса для подогрева нефти и утилизации отходов

Перед пуском инсинератора ИН-50 в работу проверить его техническое состояние и произвести настройку приборов системы контроля, автоматического регулирования, защиты, блокировки и сигнализации;

- проверить движение приводных механизмов;
- произвести заполнение системы теплообменного оборудования теплоносителя этиленгликолем, согласно инструкции по эксплуатации на оборудование;
- после заполнения системы теплоносителем закрыть воздушные краны, запустить насосы Н2 (Н3) на 10-15 мин.;
- после останова насоса убедиться в отсутствии воздуха в системе циркуляции теплоносителя;
- открыть заслонки на дымоходных трубах;
- проверить наличие газа в системе;
- на блоках АГСВ включить главные отсечные клапаны электромагнитные. Открыть ручные клапаны подачи газа на распылители и горелки;
- обеспечить подачу газа в инсинератор открытием клапанов Г-1э, Г-2э, Г-3э, Г-4э на входных трубопроводах газа, открыть клапан Г-5э в точке подключения к трубопроводу газа низкого давления (от КС-1);
- открыть клапан регулирующий К-16 (К-16/1) на трубопроводе Г40, отрегулировать подачу газу;
- продуть трубопроводы газа, открывая поочередно ручные продувочные клапаны;

- открыть дисковые затворы внутри комплекса и задвижки электроприводные Н-1э, Н-2э на входном и выходном трубопроводе нефти;
- открыть дисковые затворы на трубопроводах системы подачи воды сточной в инсинератор.
- запуск установки производить в автоматическом режиме.

Остановка инсинератора ИН-50

Остановку производить в автоматическом режиме, после чего:

- открыть краны на продувочную свечу инсинератора;
- закрыть клапаны на трубопроводах подачи топливного газа к инсинератору;
- закрыть задвижки на технологических трубопроводах подачи нефти;
- отключить сеть питания 380/220В [7].



Рисунок 3 – Технологическая схема станции очистки стоков

Добыча и распределение ПНГ после введения комплекса подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых вод)

До внедрения комплекса утилизация ПНГ проводилась путем сжигания на факелах, это одна из наиболее актуальных экологических проблем для российского нефтегазового сектора, наша страна занимает ведущие позиции в мире по объемами его сжигания. Сжигание ПНГ приводит к нанесению непоправимого ущерба окружающей среде, способствует парниковому эффекту, наносит вред здоровью населения, а также экономике страны — ценное химическое сырье и энергетический ресурс просто выбрасывается на ветер.

Таблица 9 – Добыча и распределение ПНГ на В... месторождении за 2017 год

Показатели	1 кв.	2 кв..	3 кв.	4 кв.	2017 г.
Добыча нефти (тыс.т)	14,039	15,610	14,402	17,906	61,957
Газовый фактор	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0
Добыча газа, всего	3 200,892	3 559,080	3 283,656	4 082,568	14 126,196
Распределение добытого газа	2 922,124	3 038,412	3 066,250	3 146,953	12 173,738
Собственные нужды, в т.ч.	510,000	480,000	480,000	560,000	2 030,000
на нужды энергетических установок	390,000	360,000	360,000	440,000	1 550,000
на технологические нужды	120,000	120,000	120,000	120,000	480,000
Работа КТО	2 409,307	2 555,280	2 583,360	2 583,360	10 131,307
Потери всего, в том числе на технологические нужды	2,817	3,132	2,890	3,593	12,431
Сожжено на факелах	278,768	520,668	217,406	935,615	1 952,458
Коэффициент рационального использования ПНГ, %	91%	85%	93%	77%	86,2%

Утилизация 61,171

$100 - (\text{сжигание} / \text{добыча}) * 100\%$

$100 - (9680,888 / 24932,028) * 100\% = 61,171$

Таблица 10 – Добыча и распределение ПНГ на В... месторождении за 2018 год

Показатели	1 кв.	2 кв..	3 кв.	4 кв.	2018 г.
Добыча нефти (тыс.т)	20,443	27,066	30,610	31,232	109,351
Газовый фактор	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0
Добыча газа, всего	4661,004	6171,048	6979,080	7120,896	24 932,028
Распределение добытого газа	3481,302	3720,711	3909,502	4139,626	15 251,140
Собственные нужды, в т.ч.	950,000	1160,000	1320,000	1550,000	4 980,000
на нужды энергетических установок	430,000	560,000	660,000	790,000	2 440,000
на технологические нужды	520,000	600,000	660,000	760,000	2 540,000
Работа КТО	2527,200	2555,280	2583,360	2583,360	10 249,200
Потери всего, в том числе на технологические нужды	4,102	5,431	6,142	6,266	21,940
Сожжено на факелах	1179,702	2450,337	3069,578	2981,270	9680,888
Коэффициент рационального использования ПНГ, %	75%	60%	56%	58%	61,2%

Утилизация 86,178

$100 - (\text{сжигание} / \text{добыча}) * 100\%$

$100 - (1952,458 / 14126,196) * 100\% = 86,178$

2018 год еще не подошел к концу, но видно, что показатели рационального использования ПНГ улучшились, работа КТО больше, чем за весь 2017 год.

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

6.1. Стоимость и обустройство комплекса подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод

Таблица 11 – Сводный сметный расчет стоимости и обустройства комплекса

№ пп	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная стоимость, тыс. руб.
		строительны х работ	монтажных работ	оборудования, мебели, инвентаря	прочих	
1	3	4	5	6	7	8
Глава 1. Подготовка территории строительства						
1	Отвод земельного участка				42,62	42,62
2	Рекультивация нарушенных земель	71,29				71,29
	Итого по Главе 1	71,29			42,62	113,91
Глава 2. Основные объекты строительства						
3	Обустройство комплекса для подогрева нефти и утилизации сточных вод	11808,5	11426,04	60676,19		83910,73
	Итого по Главе 2	11808,5	11426,04	60676,19		83910,73
Глава 3. Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения						
4	Наружные сети водоотведения	726,22	46,09			772,31
	Итого по Главе 3	726,22	46,09			772,31
Глава 4. Благоустройство и озеленение территории						
5	Вертикальная планировка	74,05				74,05
6	Дорожная одежда	365,7				365,7
7	Благоустройство	199,41				199,41
8	Демонтаж ограждения	257,9				257,9
9	Ограждение	616,48				616,48
	Итого по Главе 4	1513,54				1513,54
	Итого по Главам 1-4	14119,55	11472,13	60676,19	42,62	86310,49
Глава 5. Временные здания и сооружения						
10	Временные здания и сооружения 3,5x0,8=2,8%	395,35	321,22			716,57

Продолжение таблицы 11

	Итого по Главе 5	395,35	321,22			716,57
	Итого по Главам 1-5	14514,9	11793,35	60676,19	42,62	87027,06
Глава 6. Прочие работы и затраты						
11	Средства на удорожание в зимнее время 5,5х1,05=5,775%	838,24	681,07			1519,31
12	Средства на снегоборьбу 0,4%	105,23				105,23
13	Дополнительный транспорт на материалы-39%	5054	4599,41			9653,41
14	Затраты, связанные с перебазированием строительно-монтажных организаций с одной стройки на другую 1%				263,08	263,08
15	Затраты, связанные с осуществлением вахтового метода -2,5%				657,71	657,71
16	Страхование 1%				263,08	263,08
17	Первоначальная очистка от снега	91,09				91,09
18	Пусконаладочные работы "вхолостую"				413,86	413,86
19	Компенсационные выплаты за нанесенный ущерб природной среде				3098,92	3098,92
	Итого по Главе 6	6088,56	5280,48		4696,65	16065,69
	Итого по Главам 1-6	20603,46	17073,83	60676,19	4739,27	103092,75
Глава 7. Проектные и изыскательские работы						
20	Авторский надзор				206,19	206,19
21	Инженерные изыскания				1051,69	1051,69
22	Проектная документация				1081,29	1081,29
23	Рабочая документация				866,26	866,26
24	Проведение государственной экспертизы				431,29	431,29
	Итого по Главе 7				3636,72	3636,72
	Итого по Главам 1-7	20603,46	17073,83	60676,19	8375,99	106729,47
Непредвиденные затраты						
25	Непредвиденные работы и затраты 3%	618,1	512,21	1820,29	251,28	3201,88
	Итого Непредвиденные затраты	618,1	512,21	1820,29	251,28	3201,88
	Итого с непредвиденными	21221,56	17586,04	62496,48	8627,27	109931,35
Налоги и обязательные платежи						
26	НДС18%	3819,88	3165,49	11249,37	1552,91	19787,65
	Итого Налоги	3819,88	3165,49	11249,37	1552,91	19787,65
	Всего по сводному расчету	25041,44	20751,53	73745,85	10180,18	129719

6.2. Затраты на оплату труда

Таблица 12 – Исходные данные для заработной платы

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.
Оператор	6	5	40,5	180
Оператор КИПиА	2	5	40,5	180
Слесарь	1	6	60,75	120
Электромонтажник	1	7	74,9	120

Заработная плата рабочего повременно:

$$З_{р.п.} = Ч \cdot Т \cdot С_2, \quad (1)$$

где: Ч – численность рабочих;

Т – затраты времени рабочего, час;

С₂ – часовая тарифная ставка, руб.

$$З_{оп} = 6 \cdot 180 \cdot 40,5 = 43740 \text{ руб.}$$

$$З_{опКипиА} = 2 \cdot 180 \cdot 40,5 = 14580 \text{ руб.}$$

$$З_с = 1 \cdot 120 \cdot 60,75 = 7290 \text{ руб.}$$

$$З_{эл} = 1 \cdot 120 \cdot 74,9 = 8988 \text{ руб.}$$

Общая заработная плата $З_{общ} = 43740 + 14580 + 7290 + 8988 = 74598$ руб.

Размер доплат, учитывающих размер премии:

$$Д_p = З_{р.п.} \cdot Н_{пр} / 100, \quad (2)$$

где Н_{пр} – размер премии в %.

$$Д_p = 74598 \cdot 50 / 100 = 37299 \text{ руб.}$$

Заработная плата с премией:

$$З_{рас} = \sum З_{р.п.} + Д_p \quad (3)$$

$$З_{рас} = 74598 + 37299 = 111897 \text{ руб.}$$

Заработная плата с учетом районного коэффициента:

$$З_{р.к.} = З_{рас} \cdot К_p \quad (4)$$

$$Z_{p.k.} \cdot K_p = 111897 \cdot 1,7 = 190224,9 \text{ руб.}$$

Северные надбавки:

$$Z_{сев} = Z_{рас} \cdot H_{сев} / 100 \quad (5)$$

$$Z_{сев} = 111897 \cdot 50 / 100 = 55948,5 \text{ руб.}$$

Общая заработная плата рабочих со всеми надбавками:

$$Z_{o.n.} = Z_{p.k.} + Z_{сев} \quad (6)$$

$$Z_{o.n.} = 190224,9 + 55948,5 = 246173,4 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{доп.} = Z_{o.n.} \cdot q / 100 \quad (7)$$

где : q – размер дополнительной заработной платы в % от основной заработной платы (принимаем q = 11%)

$$Z_{доп.} = 246173,4 \cdot 11 / 100 = 27079,074 \text{ руб.}$$

Общий фонд заработной платы:

$$Z = 246173,4 + 27079,074 = 273252,474 \text{ руб.}$$

6.3. Отчисления на социальные нужды

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды, который составляет 30%:

$$O_{с.н.} = Z \cdot 30\% / 100\% \quad (8)$$

$$O_{с.н.} = 273252,474 \cdot 30\% / 100\% = 81975,7422 \text{ руб.}$$

6.4. Амортизационные отчисления

$$A = C_{п.} \cdot H_a / 100 \quad (9)$$

где H_a – норма амортизации в %;

$C_{п.}$ – стоимость оборудования.

$$A = 129719000 \cdot 20 / 100 = 25943800 \text{ руб.}$$

Общие затраты итого:

$129719000+273252,474+81975,7422+25943800 = 156018028,2162$ руб.

Экономическая эффективность

Согласно постановлению правительства РФ для нефтяных компаний с 2012 года плата за сжигание ПНГ в атмосфере составляет примерно 4 тыс. руб. за 1 тыс. куб. м. [8].

Штраф за 2018 год составил $9\,680,888 \cdot 4000 = 38\,723\,552$ руб.

Если бы не использовался комплекс подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод, то вышло бы:

$(10\,249,200 + 9\,680,888) \cdot 4000 = 79\,720\,352$ руб.

Вывод

После введения комплекса организация значительно сократила штрафные начисления, было сэкономлено 40996800руб. Выгода получается не только с экономической точки зрения, но и экологической, так как уменьшились выброс загрязняющих веществ в атмосферу.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В данной выпускной квалифицированной работе рассмотрен действующий комплекс подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод, который установлен на В... месторождении. Место работы оператора находится на установке по подготовке и перекачке нефти на открытом воздухе при любых погодных условиях и в любое время года. Из-за непрерывности нефтедобывающего производства установка работает круглосуточно каждый день.

В данном разделе рассмотрены и проанализированы возможные опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при эксплуатации комплекса и описаны мероприятия по их предотвращению.

Выявлены следующие вредные и опасные производственные факторы: отравления химический фактор (отравление химическими веществами); виброакустические факторы (шум и вибрации от работающих установок);

7.1 Производственная безопасность

Химический фактор.

Химические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия на организм человека подразделяются на следующие группы: общетоксические, раздражающие, сенсibiliзирующие (вызывающие аллергические заболевания) канцерогенные (вызывающие развитие опухолей), мутагенные (действующие на половые клетки организма).

Вредным называется вещество, которое при контакте с человеком может вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья.

Возможны отравления углеводородными газами. Их вдыхание в небольших количествах не вызывает заметного действия на человека. Однако оно может быть удушающим, если обусловлено недостатком кислорода во вдыхаемом воздухе. При понижении содержания кислорода во вдыхаемом воздухе ниже 16 % у человека начинается одышка и учащенное сердцебиение, до 12 % - стесненное дыхание и до 9 % - обморочное состояние. Физиологическое действие может быть и отравляющим.

Степень вредности условий труда с веществами, устанавливаются по фактической концентрации соответствующей ПДК - максимальной или среднесменной. Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны производится в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [9].

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

В таблице 13 приведена характеристика обращающихся на технологических сооружениях объекта веществ и характер их воздействия на организм человека.

Таблица 13 – Степень опасности веществ, обрабатываемых на сооружениях объекта

Вещество		Характер воздействия на организм человека	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности	Санитарная характеристика производства по СНиП 2.09.04-87*
1	Нефть	Общетоксичный, sensibilizing	10	3 (по аэрозолю)	2г; 1б
2	Свободный нефтяной газ	Общетоксичный, sensibilizing. Газ, попадая в организм, оказывает физиологическое действие. Общий характер действия напоминает опьянение.	300	4	2г
3	Газовый конденсат	Слабый наркотик, вызывает дерматит, экземы. Возможно отравление парами летучих составляющих при чистке закрытых емкостей	300	4	1б; 2г
4	Азот технический	Токсическое действие проявляется при резком снижении кислорода. Насыщение организма азотом происходит быстро. Накопление газообразного азота вызывает кислородную недостаточность, состояние удушья	-	-	2г
5	Водного раствора этиленгликоля 60 % масс.	Этиленгликоль токсичен при попадании внутрь, действует на центральную нервную систему и почки; смертельная доза 1,4 г/кг. Из-за низкой упругости паров не вызывает острых отравлений при вдыхании.	5	3	

В помещении блока технологического комплекса, на наружной площадке блока технологического комплекса предусмотрен контроль воздушной среды с сигнализацией в операторную.

Основными профилактическими мероприятиями, исключающими контакт производственного персонала с вредными веществами, являются:

- полная герметизация всего технологического процесса;
- контроль и управление технологическим процессом из операторной.

Загрязнение атмосферного воздуха в период эксплуатации оценивается как допустимое и будет носить кратковременный и незначительный характер [10].

Виброакустические факторы.

Шум нормируется практическими значениями санитарных норм предельно-допустимого шума в различных местах. Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки», допустимый уровень шума на рабочих местах составляет 70 дБА, соответствующий нулевому риску потери слуха. Зоны с уровнем звука свыше 80 дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты слуха не допускается.

Источниками шума и вибрации являются погружные электронасосные агрегаты НВ-Е-50/50-3,0-55-УХЛ2 емкостей сбора конденсата ЕК-3, ЕК-4. Уровень шума, вибрации на рабочих местах должен соответствовать значениям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности (с изменением № 1)» и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [11].

В таблице 14 приведено действие виброакустических колебаний на обслуживающий персонал.

Таблица 14 – Действие виброакустических колебаний на обслуживающий персонал

	Показатель	Ед. измерения	Значение	
			Характеристики оборудования ¹⁾	
			Операторная	НВ-Е 50/50
1	Шум, эквивалентный уровень звука	дБА	45 / 50	88 / 80
2	Вибрация (виброскорость)	мм/с	- / 0,2	4,6 / 14,0
¹⁾ В числителе указаны паспортные характеристики оборудования, в знаменателе – допустимые значения				

Следует отметить, пребывание персонала рядом с емкостью подземной, оборудованной погружным насосом НВ-Е 50/50 – периодическое (менее одного часа) во время осмотра работы оборудования, в остальное время персонал находится в помещении операторной с допустимым уровнем шума.

Размещение емкостей подземных дренажных выполнено на удаленном расстоянии от здания операторной (приблизительно 110 м), в котором располагаются рабочие места персонала, что обеспечивает защиту персонала от воздействия повышенного значения шума.

Во время осмотра работы оборудования, уровень звукового давления, производимый погружным насосом НВ-Е 50/50 - 79,9 дБА (на основании паспортных данных на насосное оборудование).

Расчетный эквивалентный уровень звука при пребывании персонала рядом с оборудованием в течение 15 минут (во время осмотра работы) составляет 64,9 дБА (рядом с емкостью подземной дренажной).

В качестве мероприятий, уменьшающих уровень шума и вибрации для погружного насосного агрегата как для источника, превышающего допустимое значение уровня шума, предусмотрено:

- при установке насоса на емкость плита опорная выверяется по уровню;
- рабочее колесо насоса установлено в корпус. Корпус с помощью защитных, переходных труб верхней и нижней подвесок удален от плиты опорной;
- вал на выходе из плиты опорной уплотняется торцевыми уплотнениями;
- для насоса предусмотрено укрытие (съёмный козырек) с облицовкой звукопоглощающими материалами поверхности, обращенной в сторону источника шума.

При осмотре работающего оборудования, уровень звука которого превышает допустимый, персонал должен использовать противозумные наушники и другие средства индивидуальной защиты для снижения уровня звукового давления до допустимых значений в соответствии с «Требованиями к средствам индивидуальной защиты. Средства защиты органов слуха».

Выполнение указанных мероприятий позволяет снизить уровень шума во время осмотра оборудования, выполнения ремонтных работ.

Рабочие зоны с уровнем шума выше 80 дБА должны обозначаться знаками безопасности по ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ.

Перечисленные мероприятия по защите от шума позволяют обеспечить допустимый уровень шума на рабочих местах обслуживающего персонала.

В настоящее время предельно допустимые величины общей вибрации на рабочих местах регулируются санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» и ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования».

Суммарное время работы в контакте с источниками вибрации не должно превышать 2/3 смены [12].

7.2. Экологическая безопасность

В административном отношении район работ находится на территории В... нефтяного месторождения в Каргасокском районе Томской области.

Ближайший населенный пункт – пос. Мыльджино находится в 60 км севернее от места работ.

Влияние на окружающую среду, характер воздействия

Загрязнение атмосферного воздуха в период эксплуатации оценивается как незначительное и допустимое [13].

Перечень загрязняющих веществ, выделяющихся в процессе эксплуатации объекта строительства и их характеристики приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень загрязняющих веществ

Код	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности	ПДКм.р.*	ПДКс.с.**	ОБУВ** *
0410	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅ (по метану)	-	-	-	50,00
0403	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀ (по гексану)	4	60,00	-	-
0602	Бензол	2	0,30	-	-
0616	Ксилол	3	0,20	-	-
0621	Толуол	3	0,60	-	-
0301	Азот (IV) оксид	3	0,20	0,04	-
0304	Азота (II) оксид	3	0,40	0,06	-
0337	Углерод оксид	4	5,00	3,00	-
* Предельно допустимая концентрация максимально разовая, мг/м ³ ** Предельно допустимая концентрация среднесуточная, мг/м ³ (Нг/м ³) *** Ориентировочный безопасный уровень воздействия, мг/м ³					

В период эксплуатации расход воды предусматривается на хозяйственно-питьевые нужды и пожаротушение.

Воздействие на рельеф от хозяйственной деятельности оценивается как локальное и допустимое.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период эксплуатации для сокращения выбросов и уменьшения негативного воздействия на атмосферу проектной документацией предусмотрены следующие технологические мероприятия:

- проводится контроль сварных стыков узлов запорной арматуры;
- постоянное наблюдение за техническим состоянием оборудования;
- применяемые арматура, оборудование соответствуют климатическим условиям района строительства, условиям хранения и транспорта при минимальной температуре минус 60 °С;
- запорная арматура принята класса герметичности «А»;
- соединения трубопроводов выполнены сваркой, фланцевые соединения используются в местах установки арматуры и в местах присоединения к оборудованию;

– дистанционный контроль и автоматическое регулирование технологических процессов [9].

Мероприятия по охране гидросферы

В период эксплуатации расход воды предусматривается на хозяйственно-питьевые нужды и пожаротушение.

Проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия по охране водных ресурсов в период эксплуатации:

- земляное полотно площадки запроектировано в насыпи из привозного грунта с заложением откосов 1:2. Для обеспечения устойчивости откосов насыпи от размыва атмосферными осадками и ветровой эрозии предусмотрено укрепление откосов насыпи посевом трав по суглинистому грунту;

- применяемое, оборудование соответствует климатическим условиям эксплуатации;

- оборудование оснащено предохранительными устройствами;

- класс герметичности запорной арматуры - «А»;

- соединения трубопроводов выполнены сваркой, фланцевые соединения используются в местах установки арматуры и в местах присоединения к оборудованию;

- дистанционный контроль и автоматическое регулирование технологических процессов;

- герметизированная система сбора, подготовки и транспорта нефти;

- сбор дренажа осуществляется в проектируемые емкости сбора конденсата объемом 4 м³ каждая.

Емкость представляет собой подземный резервуар типа ЕП. Емкость оборудована погружным электронасосным агрегатом. Емкость устанавливается подземно на бетонное основание. В качестве основания под емкость используются дорожные плиты, к которым крепится емкость при помощи хомутов из прокатных профилей для того, чтобы исключить

возможность всплытия емкости на поверхность. Наружная поверхность подземной части емкости изолирована;

- хранение противопожарного запаса воды на пожаротушение проектируемых объектов предусмотрено в существующих резервуарах противопожарного запаса воды объемом $V=500$ м³ (2 шт.). Заполнение резервуаров противопожарного запаса воды производится с артскважин по существующей системе водоснабжения;

- сточные (бытовые) воды после существующих канализационных очистных сооружений (КОС) с помощью насоса направляются через существующую и проектируемую сеть напорной канализации на утилизацию на комплекс для подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод (инсинератор ИН-50)

- обслуживание проектируемых сооружений будет осуществляться операторами, входящими в существующую организационную структуру ЦПС ВС месторождения. Непосредственный контроль и управление работой объекта производится техническим персоналом с автоматизированного рабочего места (АРМ) из операторной ЦПС;

– проживание обслуживающего персонала предусмотрено в вахтовом поселке, расположенном в 500 м от технологической площадки ЦПС В... месторождения;

– для хозяйственно-питьевых нужд обслуживающего персонала вода используется с существующих водоочистных сооружений Верхнесалатского месторождения. Качество питьевой воды должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 [14].

При соблюдении решений принятых проектной документацией воздействие на водную среду будет минимальным.

7.3 Безопасность ЧС

При эксплуатации ЦПСН могут возникнуть аварийные ситуации, связанные с прекращением подачи нефтегазовой смеси от кустов скважин, реагентов, энергоносителей, а также при отказах и сбоях в работе технологического оборудования, агрегатов, запорно-регулирующей и предохранительной арматуры, средств КИП и А.

К опасным природным процессам, появление которых не исключено на территории строительства, можно отнести ураганы, землетрясения, морозное пучение и подтопление территории.

Анализ условий возникновения и развития аварий

1.К основным причинам и факторам, связанным с отказом оборудования относятся:

- Опасности, связанные с типовыми процессами.

Все процессы, протекающие на объектах нефтедобычи можно разделить на:

- гидродинамические;
- теплообменные;
- массообменные.

Гидродинамические процессы связаны со следующими типами оборудования:

- насосное оборудование;
- емкостное оборудование;
- трубопроводные системы (трубы различных диаметров, трубопроводная арматура).

Аварийная остановка насосов может привести к нарушениям гидравлического и теплового режима системы и разрушению оборудования.

Емкостное оборудование является источником повышенной опасности из-за значительных объемов потенциально опасных веществ, находящихся в них.

Трубопроводные системы являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы (температура среды, высокое давление) и значительных объемов веществ, перемещаемых по ним. Причинами их разгерметизации могут быть:

- остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже, которые могут вызвать поломку элементов запорных устройств, образование трещин, разрывы трубопроводов;
- разрушения под воздействием температурных деформаций;
- гидравлические удары;
- вибрация;
- превышение давления и т.п.

Массообменные процессы разделения нефти и растворенного в ней нефтяного газа, отделение пластовой воды проводятся в сепараторах и отстойниках, теплообменные – в подогревателях нефти. По характеру протекания тепло-, массообменных процессов участвующие в них вещества не представляют опасности как источники внутренних взрывных явлений, но под влиянием внешних воздействий (механических повреждений, аварий на соседних блоках и т.д.) может произойти высвобождение опасных веществ с образованием парогазовоздушных смесей.

- Физический износ, коррозия, эрозия, механическое повреждение, брак при сварке, усталость металла.

Коррозия и эрозия оборудования и технологических трубопроводов могут стать причиной разгерметизации оборудования. Исходя из анализа аварий на аналогичных установках, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, при достаточной прочности конструкции или трубопроводов, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако при несвоевременном устранении оно может привести к цепному развитию аварийной ситуации.

Заметное влияние на износ оборудования оказывает то, что в нефти содержится большое количество агрессивных примесей, абразивных частиц (песок), пластовой воды, а соляная кислота сама является достаточно агрессивным соединением.

Физический износ и усталость металла оборудования могут привести как к частичному, так и к полному разрушению оборудования или трубопроводов и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

- Отказы, разрушение и поломки оборудования.

Основными отказами/поломками оборудования являются: поломки насосных агрегатов в результате разрушения опорных подшипников, вала, разгерметизации уплотнений и фланцевых соединений; отказ/поломки электрооборудования, электропроводки; аппаратуры КИПиА.

2.К основным причинам и факторам, связанным с ошибочными действиями персонала относятся:

- Некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации.
- Неликвидирующиеся дефекты из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов.
- Нарушение сроков проведения диагностики оборудования (или ее непроведение), ревизии предохранительных устройств, а также сроков ревизии и калибровки приборов КИПиА.
- Ошибки операторов.

Резкое повышение давления сверх нормативного, отступление от технологического регламента ведения работ, пуска и остановки системы, нарушение инструкций и т.д.

- Механическое повреждение

Механическое повреждение возможно в результате строительной или иной деятельности. Особенной опасности подвергаются технологические трубопроводы, проходящие по территории декларируемого объекта.

3.К основным причинам и факторам, связанным с внешними воздействиями природного и техногенного характера относятся:

- Разряд атмосферного электричества - возможен при поражении объекта молнией, при вторичном ее воздействии или при заносе в него высокого потенциала.

Поражение объекта молнией возможно при совместной реализации двух событий – прямого удара молнии и отказа молниеотвода (из-за его отсутствия, неправильного конструктивного исполнения, неисправности) [15].

- Неблагоприятные погодные условия.

Сильный ветер (скорость при порывах 25 м/с и более), сильный гололед (отложения на проводах диаметром 20 мм и более), сильная метель в сочетании с сильным ветром скоростью 15 м/с и более, которые могут вызвать аварии на энергетических сетях и привести к перерывам в подачи электроэнергии.

- Низкая температура воздуха.

Приводит к повышению вязкости нефти, образованию парафиновых пробок в местах скопления воды и, следовательно, к повышению давления в трубопроводах.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Содержание, методы и форма организации труда, организация рабочих мест, их оснастка, обслуживание и обеспечение технической документацией принимаются по соответствующим типовым проектам организации рабочих мест отдельных должностных категорий.

Работа объекта осуществляется без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Непосредственный контроль и управление работой производится техническим персоналом ЦПС с автоматизированных рабочих мест (АРМ) из существующей операторной, расположенной на территории ЦПС В... месторождения.

Максимальное количество людей, которые одновременно находятся на территории объекта – 4 человека (максимальная численность дежурной смены).

Производственный персонал, обслуживающий Комплекс подогрева нефти и утилизации сточных (бытовых) вод на ЦПС В... месторождения, должен знать технологические схемы сооружений, назначение всего оборудования, трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Визуальный контроль за работой и состоянием фланцевых соединений, трубопроводов, арматуры осуществляется ежесменным обходом объекта дежурным персоналом в количестве не менее двух человек.

Эксплуатационный персонал состоит из оперативного (вахтенного) и общецехового персонала ЦПС, а также административно-управленческого персонала.

Режим работы персонала – посменный, количество смен – 2, смена – 12 часов в сутки. В течение рабочей смены работнику предоставляется перерыв для отдыха и питания, который не может быть более двух часов и менее 30 минут. Конкретная продолжительность такого перерыва устанавливается правилами внутреннего трудового распорядка.

Дежурному персоналу после 12-часовой работы полагается 12-часовой отдых.

Административно-управленческий персонал и персонал вспомогательных служб работает в одну смену. Продолжительность рабочей смены 8 часов.

Метод работы - вахтовый. Продолжительность вахты – 15/30 дней, продолжительность межвахтового отдыха обслуживающего персонала – 15/30 дней.

Чередование периодов работы и отдыха на протяжении цикла трудовой деятельности формирует режим труда и отдыха. Он отражается в регламентированном графике выходов на работу в течение недели, месяца, года [16].

Графики устанавливаются администрацией ООО «К...» и утверждаются по согласованию с профорганизацией.

При проведении работ вахтовым методом необходимо соблюдать режим труда и отдыха, представленный в таблице 16.

Таблица 16 – Режим труда и отдыха вахтовых работников при 12 часовой смене

Дни недели	Продолжительность вахтовой работы																			
	Недели																			
	I	II	I	II	III	IV	I	и	III	IV	V	VI	I	II	III	IV	V	VI	VII	VII I
Понедельник	12	О (8)	12	12	О (8)	О (8)	12	12	12	О (8)	О (8)	О (8)	12	12	12	12	О (8)	О (8)	О (8)	О (8)
Вторник	12	О (8)	12	12	О (8)	О (4)	12	12	12	О (8)	О (8)	О (8)	12	12	12	12	О (8)	О (8)	О (8)	О (8)
Среда	12	О (8)	12	12	О (8)	О (8)	12	12	12	О (8)	О (8)	О (8)	12	12	12	12	О (8)	О (8)	О (8)	О (8)
Четверг	12	О (2)	12	12	О (8)	О (8)	12	12	12	О (8)	О (8)	О (8)	12	12	12	12	О (8)	О (8)	О (8)	О (8)
Пятница	12		12	12	О (8)	О (8)	12	12	12	О (8)	О (6)	О (8)	12	12	12	12	О (8)	О (8)	О (8)	О (8)
Суббота	12		12	12	В	В	12	12	12	В	В		12	12	12	12	В	В	В	В
Воскресенье	В		В В	В	В	В	В В	В В	В	В	В		В В	В В	В В	В	В	В	В	В
Отработано, час.	72		144				216						288							
Переработано, час.	32		64				96						128							

В таблице 16 приняты следующие обозначения:

В - выходной день;

ВВ - вахтовый выходной день;

О - дни междувахтового отдыха за переработку на вахте сверх нормативного времени, цифры в скобках - часы между вахтового отдыха

О (8) – неиспользованные выходные дни, отработанные на вахте и добавленные к дням междувахтового отдыха.

К работам по подготовке, эксплуатации и техническому обслуживанию Комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие профессионально-техническое образование, квалификационные разряды, прошедшие обучение и проверку знаний в области промышленной безопасности (ПБ), прошедшие обязательное медицинское обследование и не имеющие медицинских противопоказаний.

Эксплуатация электроустановок должна осуществляться специально обученным электротехническим персоналом. Персонал, обслуживающий электроустановки, должен иметь необходимую квалификационную группу по электробезопасности, пройти медицинское освидетельствование, а также инструктаж о мерах пожарной и электрической безопасности. Электротехнический персонал может быть допущен к работе после проверки знаний специальной комиссией, прохождения обучения на рабочем месте, прохождения инструктажа по технике пожарной, промышленной безопасности и электробезопасности, ознакомления со структурой и работой предприятия.

Профессиональная подготовка персонала по всем рабочим специальностям для работ на объектах и производствах с повышенной опасностью (обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования, электроустановок, грузоподъемных устройств и т.п.), связанных с выполнением специальных правил и норм, установленных Ростехнадзором, перед допуском к самостоятельной работе производится на специальных курсах в учебных центрах.

Проживание обслуживающего персонала предусмотрено в вахтовом поселке ООО «К...», расположенным в 500 м от площадки ЦПС. На территории посёлка располагаются существующие санитарно-бытовые помещения (комната приема пищи, душевая, сушилка, раздевалка, санузел),

обеспечивающие условия для рабочих и служащих в соответствии с требованиями СП 44.13330.2011 [17].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В... месторождение было открыто в 1967 году и относится к группе небольших месторождений. Интенсивная разработка месторождения началась после поглощения руководящей компании в 2004 году. Но официальное открытие произошло лишь в 2010 году. Запасы углеводородов примерно оцениваются в 14 миллионов тонн нефти и 10 миллиардов кубометров газа.

Внедрение комплекса на В... месторождении полностью оправдал ожидания. До введения комплекса утилизация ПНГ в основном проводилась сжиганием на факелах, что приводило к огромным штрафам, экологическим убыткам. После введения можно с уверенностью сказать, что утилизация ПНГ используется рационально, о чем свидетельствуют данные и также уменьшилось сжигание на факелах. Помимо этого один из преимуществ комплекса заключается в подогреве нефти, так как нефть данного месторождения застывает при 19 градусах Цельсия.

Вся совокупность примененных технических и технологических решений обеспечивает санитарно-экологическую и промышленную безопасность технологического процесса, а также надежность работы оборудования в целом и удобство его эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. РИА НОВОСТИ. Попутные нефтяные газы [Электронный ресурс]. - URL: <https://ria.ru/economy/20100201/206673791.html>
2. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках»
3. ФБ. Попутный нефтяной газ: состав. Природный и попутный нефтяной газ [Электронный ресурс]. – URL: <http://fb.ru/article/177498/poputnyiy-neftyanoy-gaz-sostav-prirodnyiy-i-poputnyiy-neftyanoy-gaz>
4. Юркевич В.В. «Попутный нефтяной газ: проблемы его использования»
5. Кутепова Е.А. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России: ежегодный обзор. Вып. 3. М.: WWF России-KPMG, 2011. 43 с. (раздел 3)
6. Технологический регламент ЦПС В... промысла ООО "К...", 2013
7. Технологический регламент по запуску комплекса для подогрева нефти и утилизации отходов на ЦПС В... месторождения
8. Постановление Правительства РФ № 1148 от 8 ноября 2012 года «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».
9. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
10. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
11. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»

12. ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования».
13. ГОСТ 12.1.005-88 «Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
14. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. СанПиН 2.1.4.1074-01»
15. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»
16. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. № 197-ФЗ
17. СП 44.13330.2011 Свод правил Административные и бытовые здания