

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА СБОРА И УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА НА УСТАНОВКАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.8:665.612.2-047.86(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Крылов Вадим Валерьевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Юрий Митрофанович	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ Ю. А. Максимова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Крылову Вадиму Валерьевичу

Тема работы:

Модернизация технологического процесса сбора и утилизации газа на установках подготовки нефти на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№110-31/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021 г.
------------------------------------------	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативной документации, общих сведений о понятии попутного нефтяного газа, методов его утилизации. Изучение технологических процессов подготовки скважиной продукции, осушки и компримирования газа на УПН «А»
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП ТПУ, к.э.н, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Профессор ТПУ, д.т.н., Федорчук Юрий Митрофанович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	22.04.2021 г.
-------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			22.04.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Крылов Вадим Валерьевич		22.04.2021 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Крылову Вадиму Валерьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
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	1. Должностной оклад научного руководителя составляет 22500 руб 2. Должностной оклад инженера 14500 руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. Нормы амортизации 33,3% 2. Районный коэффициент составляет 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Отчисления по страховым взносам составляют 30,2% от ФОТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей исследования. Выполнение SWOT-анализа.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT 2. Альтернативы проведения НИ 3. График проведения и бюджет НИ 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
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Крылов Вадим Валерьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Крылову Вадиму Валерьевичу

ШКОЛА	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема дипломной работы: «Модернизация технологического процесса сбора и утилизации газа на установках подготовки нефти на месторождениях Западной Сибири»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологический процесс сбора и утилизации газа на установке подготовки нефти УПН «А»
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов <ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные 1.2. Анализ выявленных опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> • Термические источники опасности • Электробезопасность • Пожаробезопасности 	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> • Недостаточная освещенность; • Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры; • Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ; • Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ; • Наличие токсикантов, ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ; Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> • Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ; • Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической безопасности 	Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов, бракованная строительная продукция) и способы их утилизации;

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте);</p> <p>2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>4. Перечень нормативно-технической документации.</p>	<p>– ГОСТы, СанПиНы, СНиПы</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Юрий Митрофанович	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Крылов Вадим Валерьевич		

Задание согласовано (Дата)

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021 г.
------------------------------------------	---------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.04.2021	Попутный нефтяной газ и методы его утилизации	20
12.05.2021	Утилизация попутного нефтяного газа на установке подготовки нефти п. А	20
19.05.2021	Эффективность работы дожимной контейнерной компрессорной станции	30
26.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
31.05.2021	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			22.04.2021 г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			22.04.2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 94 – страниц, 11 - рисунков, 24 - таблиц, 22 - источников, 1 - приложения.

Ключевые слова: ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА ВТОРОЙ СТУПЕНИ СЕПАРАЦИИ, УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, ДОЖИМНАЯ КОНТЕЙНЕРНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ.

Объектом исследования является технологический процесс подготовки скважинной продукции и осушки газа на установке подготовки нефти (УПН) п. А Сского нефтяного месторождения компании АО «В» М, а также технология компримирования газа на дожимной контейнерной компрессорной станции (ДККС).

Целью данной работы является компримирование попутного нефтяного газа добытого на второй ступени сепарации на объекте УПН «А» и доказательство эффективности использования ДККС.

В процессе исследования проведен анализ эффективности работы дожимной контейнерной компрессорной станции.

В результате исследования была доказана эффективность внедрения ДККС в технологический процесс объекта УПН «А», путем снижения количества вредных выбросов в атмосферу и увеличения процента рациональной утилизации газа.

Степень внедрения: на стадии завершения строительства.

Область применения: утилизация попутного нефтяного газа Д группы месторождений Западной Сибири.

Экономическая эффективность заключается в снижении платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, а также в доказательстве финансовой эффективности внедрения проекта ДККС.

В будущем планируется модернизация технологического процесса утилизации газа добытого на первой ступени сепарации.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АО – Акционерное общество;

БКНС – Блочная кустовая насосная станция;

БОИ – Блок обработки информации;

БККН – Блок контроля качества нефти;

БИЛ – Блок измерительных линий;

БРХ – Блок реагентного хозяйства;

М – М;

ВКС – Вакуумная компрессорная станция;

ГТЭС – Газотурбинная электростанция;

ГПЭС – Газопоршневая электростанция;

ГПЗ – Газоперерабатывающий завод;

ДККС – Дожимная контейнерная компрессорная станция;

ДЕ – Дренажная емкость;

КСУ – Концевая сепарационная установка;

ЛВЖ – Легковоспламеняющаяся жидкость;

МО – Маслоотделитель;

МБ – Маслобак;

НПС – Нефтеперекачивающая станция;

НМП – Насосная магистральной перекачки;

НВП – Насосная внутренней перекачки;

НПВ – Насосная пластовой воды;

НТИ - Научно-технические исследования;

НСЖ – Нефтесодержащая жидкость;

ПНГ – Попутный нефтяной газ;

ПАО – Публичное акционерное общество;

ПТБ – Печь трубчатая блочная;

ПОН – Пункт отпуска нефти;

ППД – Поддержание пластового давления;

РВС – Резервуар вертикальный стальной;

РК – Расширительная камера;

СИКГ – Система измерения количества газа;

СИНКС – Система измерения количества нефти сырой;

СИЗ – Средства индивидуальной защиты;

СКЗ – Средства коллективной защиты;

СОГ – Сухой отбензиненный газ;

СНГ – Сжиженный нефтяной газ;

ТФС – Трехфазный сепаратор;

ТЭГ – Триэтиленгликоль;

УУН – Узел учета нефти;

УОГ – Установка осушки газа;

УПН – Установка подготовки нефти;

УПТГ – Установка подготовки топливного газа;

У – Установка предварительного сброса воды;

ФВД – Факел высокого давления;

ФНД – Факел низкого давления;

ФГ – Фильтр газовый;

ЧС – Чрезвычайная ситуация;

ШЛФУ – Широкая фракция легких углеводородов;

ЭГ – Электродегидратор горизонтальный.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1. ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ И МЕТОДЫ ЕГО УТИЛИЗАЦИИ.....	15
1.1 Утилизация попутного нефтяного газа в мире	23
1.2 Утилизация попутного нефтяного газа в России	24
1.3 Утилизация попутного нефтяного газа в АО «В» М.....	28
2. УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ П. А.....	31
2.1 Общие сведения об УПН п. А.....	31
2.2 Описание технологического процесса УПН п. А.....	31
2.3 Описание технологического процесса УОГ п. А	36
2.4 Описание технологического процесса ДККС п. А.....	39
3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ДОЖИМНОЙ КОНТЕЙНЕРНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ.....	44
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	И 44
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	44
4.2 Структура работ в рамках научного исследования	46
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	51
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	55
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	60
5.1 Производственная безопасность	60
5.2 Экологическая безопасность	70
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	74
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	75
Приложение А Технологическая схема УПН «А»	754

ВВЕДЕНИЕ

Проблема утилизации газа на факельной системе является актуальной в наше время, так как в процессе сжигания газа происходит огромный выброс вредных веществ в атмосферу, которые в свою очередь наносят непоправимый экологический ущерб окружающей среде. К тому же, данный метод утилизации является самым нерациональным и экономически невыгодным для нефтедобывающего предприятия, так как попутный нефтяной газ является энергетически ценным природным ресурсом и сжигание его на факеле является роскошью. Также вследствие сжигания газа предприятие несет убытки, которые связаны со штрафными санкциями за выбросы вредных веществ в атмосферу.

Существует несколько способов решения данной проблемы. Одним из них является модернизация технологического процесса сбора и утилизации газа на УПН «А», путем внедрения в технологическую схему дожимной контейнерной компрессорной станции (ДККС), которая позволит компримировать, добытый на второй ступени сепарации, попутный газ и подавать его на установку осушки, после которой он будет направлен к потребителям.

Целью данной работы является компримирование попутного нефтяного газа и доказательство эффективности использования дожимной контейнерной компрессорной станции (ДККС) на УПН «А»

Объектом исследования является технологический процесс подготовки скважинной продукции и осушки газа на УПН «А» Сского нефтяного месторождения компании АО «В» М, а также технология компримирования газа на ДККС.

Пункт подготовки и сбора нефти (УПН «А») Сского нефтяного месторождения предназначен для непрерывного приема, сбора, сепарации, обезвоживания скважинной продукции, хранения и перекачки подготовленной нефти на нефтеперекачивающую станцию (НПС «Г») и подтоварной воды на

блочную кустовую насосную станцию (БКНС), а также для сбора и утилизации попутного нефтяного газа.

В данной работе рассматривается:

- Технологический процесс сбора и подготовки скважинной продукции на УПН «А»;
- Технологический процесс сбора и осушки газа;
- Технологический процесс сбора и компримирования газа, отделившегося со второй ступени сепарации, на дожимной контейнерной компрессорной станции;
- Эффективность применения дожимной контейнерной компрессорной станции на УПН «А».

Практическая значимость результатов ВКР заключается, в том, что конструктивно, проект внедрения компрессорной станции хорошо подходит для решения проблемы утилизации попутного газа на других аналогичных объектах подготовки нефти на месторождениях Западной Сибири.

Реализация данной работы состоит в том, что в данный момент проект внедрения компрессорной станции в технологический процесс объекта УПН «А» находится на стадии завершения строительства и подготовки к пуско-наладочным работам. Руководством цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), осуществляется проведение подготовительных мероприятий и составление плана технологических операций по введению ДККС в эксплуатацию.

1 ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ И МЕТОДЫ ЕГО УТИЛИЗАЦИИ

Природный газ – это полезное ископаемое, образовавшееся в недрах земной коры, за счёт процесса разложения органических веществ в анаэробном состоянии (без доступа кислорода). В состав природного газа входят:

- Углеводороды (алканы и цикланы);
- Неуглеводороды (углекислый газ, ртуть, сероводород, азот, меркаптаны);
- Инертные газы (аргон, гелий, ксенон, криптон).

В зависимости от происхождения природные углеводородные газы подразделяются на:

1. Сухие газы – это газы, состоящие преимущественно из метана с малым содержанием тяжелых углеводородов (менее 50 г\м³). Такие газы содержатся в основном в чисто газовых месторождениях.

2. Попутные нефтяные или жирные газы, представляют собой смесь сухого природного газа, газового бензина и пропан-бутановой фракции. В жирных газах содержание тяжелых углеводородов обычно более 150 г\м³.

3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, представляют собой смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата, состоящего из большого числа тяжелых углеводородов [1]. Например, бензиновые керосиновые, лигроиновые, а иногда и более тяжелые маслянистые фракции.

В процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири, происходит выделение большого объема попутного нефтяного газа (ПНГ), который представляет собой смесь углеводородов, растворенных в нефти, таких как метан, этан, пропан, бутан и т.д. ПНГ либо залегают в виде газовых шапок, либо находится в растворенном состоянии в пластовых флюидах. По мере изменения пластовых условий (температуры, давления), а также изменения температуры и давления в атмосферных условиях газ отделяется от жидкой

фазы. В одной тонне добытой нефти может содержаться от одного до нескольких тысяч кубометров газа.

ПНГ является своего рода ценным углеводородным сырьем, которое может применяться как в производстве топлива, так и в виде ресурса нефтехимической отрасли. Зачастую предприятия используют попутный газ для собственных нужд, например, в качестве топлива для печей подогрева нефти, печей регенерации абсорбирующего вещества или для местных котельных. К сожалению, объемы газа, которые поступают на объекты, значительно превышают объемы, которые утилизируются в качестве ресурса собственных нужд и большое количество ПНГ остается не утилизированным.

Примерный состав ПНГ в различных районах нефтедобычи Западной Сибири представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Примерный состав ПНГ в различных районах нефтедобычи Западной Сибири [2]

Месторождение	Состав газа, % масс.								
	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_2	C_3H_8	iC_4H_{10}	nC_4H_{10}	iC_5H_{12}	nC_5H_{12}
Самотлорское	0,59	1,48	60,64	4,13	13,05	4,04	8,6	2,52	2,65
Варьеганское	0,69	1,51	59,33	8,31	13,51	4,05	6,65	2,2	1,8
Аганское	0,5	1,53	46,94	6,89	17,37	4,47	10,84	3,36	3,88
Советское	1,02	1,53	51,89	5,29	15,57	5,02	10,33	2,99	3,26

В настоящее время существуют различные методы переработки или утилизации газа:

1. Закачка газа обратно в пласт - этот метод основан на системе поддержания пластового давления, где рабочим агентом является не только вода, но и газ или только газ, который закачивается либо в уже существующую газовую шапку, либо в верхний слой продуктивного пласта, формируя тем самым газовое пространство. Преимущественно данный метод позволяет решить ряд очень важных задач: обеспечить рациональное решение проблемы утилизации газа на нефтедобывающем производстве, увеличить добычу и

конечный коэффициент извлечения запасов нефти и сохранить ценный ресурс на будущие времена. Технологический процесс обратной закачки газа в пласт представлен на рисунке 1.

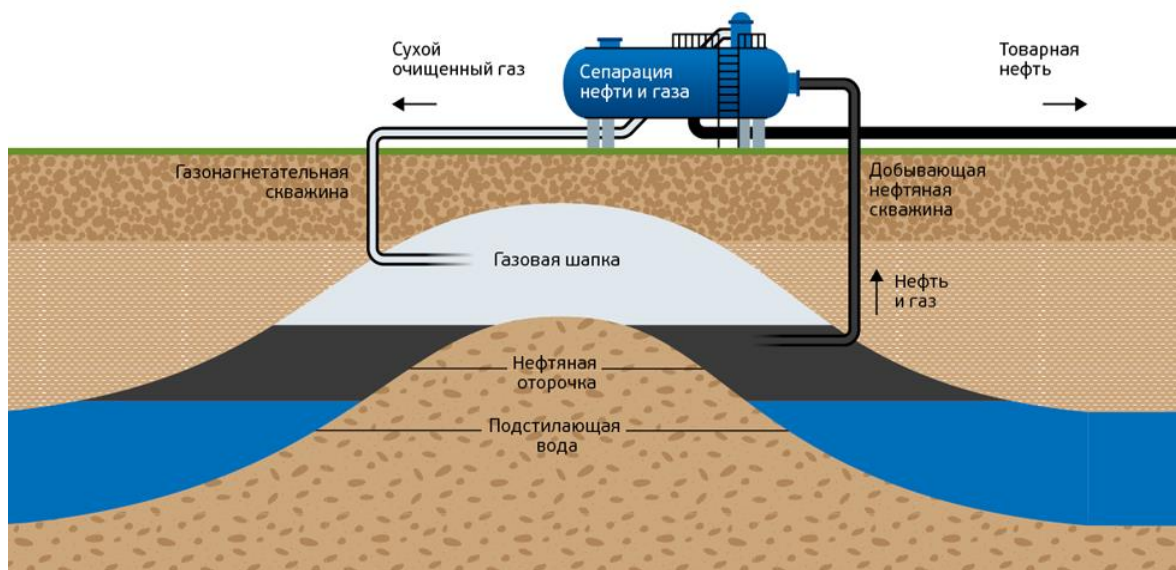


Рисунок 1 - Процесс обратной закачки газа в пласт для ППД

2. Метод получения тепловой или электрической энергии - этот метод основан на использовании попутного нефтяного газа в качестве топлива для когенерационной установки.

Когенерация - это комбинированный процесс генерации тепловой и электрической энергии. Принцип работы когенерационной установки представлен на рисунке 2.

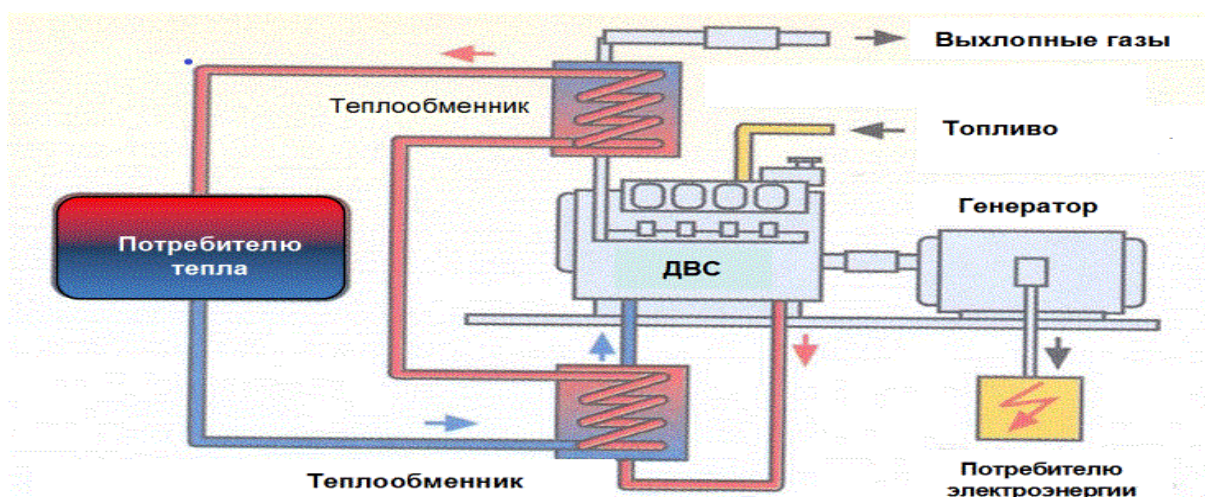


Рисунок 2 - Принцип работы когенерационной установки

Попутный нефтяной газ после установок подготовки топливного газа (УПТГ) поступает на силовой агрегат (газовая турбина, газопоршневой двигатель) внутреннего сгорания. Механическая энергия, образовавшаяся в процессе сжигания топливного газа, приводит в действие электрогенератор, при помощи единого вала. Электрогенератор вырабатывает электроэнергию, за счёт преобразования механической энергии вращающегося вала. Электроэнергия по кабельным линиям направляется на генераторное распределительное устройство к потребителю.

Тепло, которое образуется в процессе работы системы охлаждения масла, системы охлаждения воды рубашки двигателя, а также от отработавших дымовых газов, снимается с помощью теплообменников и котлов-утилизаторов. Часть уловленной тепловой энергии направляется в тепловую сеть потребителя, неиспользованная часть утилизируется в атмосферный воздух.

3. Метод переработки ПНГ на газоперерабатывающих заводах или нефтехимических предприятиях - этот метод является наиболее эффективным и экономически выгодным способом утилизации ПНГ, хоть и требует больших капиталовложений.

Добытый из скважин попутный газ после отделения от нефтесодержащей жидкости, поступает на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). На ГПЗ происходит разделение газа на составляющие его фракции.

При разделении попутного газа получают такие продукты, как сухой отбензиненный газ (СОГ), широкую фракцию лёгких углеводородов (ШФЛУ), газовое моторное топливо, стабильный газовый бензин, сжиженный нефтяной газ (СНГ) этан и другие узкие фракции, полезные промышленности. Могут быть выделены гелий, азот, сернистые соединения [3].

Также на ГПЗ или на газохимическом предприятии происходит более глубокая переработка газа. Применяются такие процессы, как пиролиз - высокотемпературный процесс, в результате которого происходит преобразование ШФЛУ и СНГ в различные классы химических соединений; дегидрирование - отщепление молекулы водорода от органических соединений;

полимеризация - многократное, последовательное присоединение молекул низкомолекулярного химического элемента к активному центру растущей цепи полимера. В нефтехимии появление из ПНГ таких веществ, как синтетический каучук, полипропилен, поливинилхлорид и полиэтилен, является очень важным достижением. Потому что, эти элементы широко используются в изготовлении тары и пакетов, одежды и обуви, элементов бытовой и промышленной техники, оконных профилей, линолеумов и множестве других различных предметов, без которых невозможно представить современную жизнь [4]. Продукты переработки ПНГ представлены на рисунке 3.

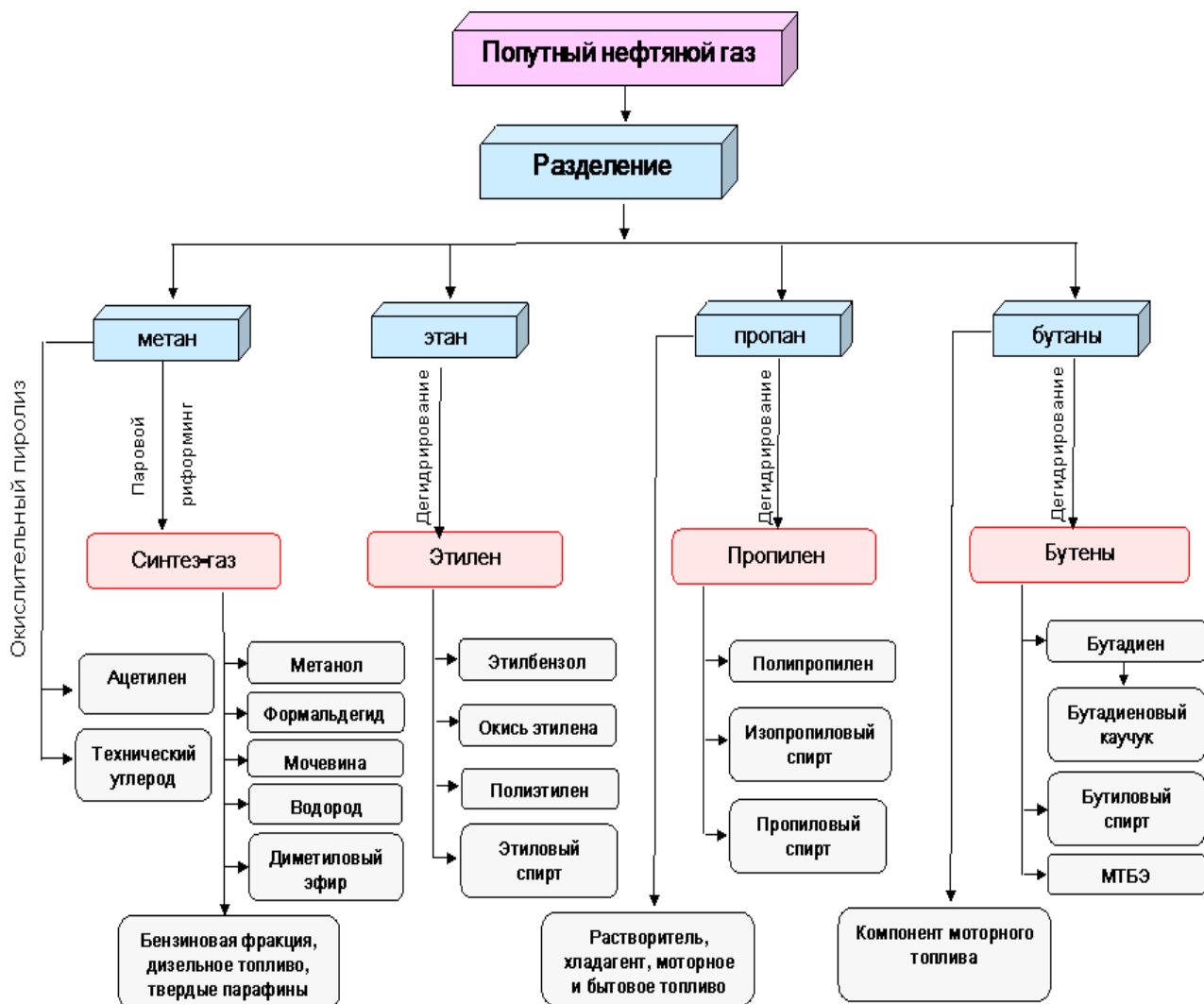


Рисунок 3 - Продукты переработки ПНГ

4. Метод сжигания газа на факеле - этот метод является самым неэффективным, хотя и не требует больших капиталовложений.

В состав ПНГ входят очень ценные природные компоненты, которые могут нести огромную пользу в отрасли промышленности и энергетическом комплексе. И с точки зрения макроэкономики, сжигание на факеле огромного количества полезных химических элементов, является роскошью. Но помимо экономического фактора, есть наиболее важный экологический.

Вследствие сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках в атмосферу выбрасывается огромное количество парниковых газов, таких как метан (CH_4) и диоксид углерода (CO_2), способствующие разрушению озонового слоя Земли, а также множество вредных веществ, например оксиды азота, бензол, толуол, сернистый ангидрид, фосген и тяжелые металлы (мышьяк, ртуть, хром), образуется сажа. Вышеперечисленные химические элементы являются токсичными веществами и негативно влияют на состояние всей экологической системы. Кислые продукты горения ПНГ являются причиной кислотных дождей. Люди, проживающие в нефтегазодобывающих районах более подвержены к болезням дыхательных путей, нервной системы и онкологическим заболеваниям. Процесс сжигания газа на факеле влияет на климатические условия за счёт своего теплового загрязнения, которое ощущается на расстоянии до 5 км от очага сгорания газа. Вследствие выбросов горящими факелами вредных веществ, происходит негативное воздействие на почву площадью около 100 тыс.га.

В радиусе до 200 м, непосредственно вблизи факельных установок, происходит почти полное выжигание органического вещества в почве, что приводит к кардинальному изменению структуры и состава почвы, а за счёт несгоревших капельных остатков нефти, выбрасываемых факелом, происходит битумизация верхнего слоя почвы, вследствие чего нарушается геохимический баланс и миграционная способность многих макро - и микроэлементов, происходит химическая деградация, которая в свою очередь приводит к полному

омертвлению плодородности почвы. Зоны воздействия факельных установок на лесные экосистемы представлены в рисунке 4.



Рисунок 4 - Зоны воздействия факельных установок на лесные экосистемы

Согласно статистике на 1 тонну добытой нефти в нашей стране приходится порядка 8 кг вредных выбросов. Масштабы загрязнения ужасающие, учитывая, что в 2020г Россия добыла свыше 500 млн. тонн нефти и газового конденсата.

Исходя из этого можно сделать вывод, что метод сжигания ПНГ на факеле по сравнению с другими методами утилизации, является самым вредоносным для окружающей среды и несет наиболее значительные финансовые потери для нефтегазодобывающего предприятия. Сравнительный анализ данных способов утилизации ПНГ представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Анализ данных способов утилизации [5]

Способы утилизации	Капитальные вложения, руб/м ³	Экономический эффект, руб/м ³	Упущенная выгода, руб/м ³	Экологический ущерб, млн т СО ₂ -эквивалента/млрд м ³
Сжигание на факеле	0,1 (строительство факельной установки и подводящих трубопроводов)	- 2,8 (ущерб в размере штрафа от сжигания)	От - 2,8 до - 22,6 (диапазон от экономии на штрафе до дохода от продажи нефтехимических продуктов)	7,1 (выбросы в атмосферу вредных веществ)
Обратная закачка в пласт	4,4 (система сбора и нагнетательные газовые скважины)	0 (возможное увеличение нефтеотдачи)	От - 3 до - 19,8 (диапазон от экономии на штрафе до дохода от продажи нефтехимических ресурсов)	0 (экологический эффект принят равным нулю)
Глубокая переработка	13,8 (максимальные капитальные затраты на создание всего комплекса инфраструктуры: система сбора ПНГ, компрессорные станции и газоперерабатывающие мощности, транспортировка СОГ и ШФЛУ, расходы на дальнейшие переделы)	19,8 - 20,1 (усредненный экономический эффект – монетизация метана (сухой отбензиненный газ) как топливного газа, монетизация ШФЛУ как сырья для нефтехимии с дальнейшим производством конечных изделий из полимеров и синтетического каучука)	0 (упущенная выгода отсутствует (более глубокая переработка в рамках модели невозможна))	0 (типичные выбросы парниковых газов СО ₂ , СН ₄ , N ₂ о с ГПЗ и нефтехимических производств (по данным РУПЕК) с учётом коэффициентов парникового эффекта каждого газа)
Электрогенерация	54,2 (система сбора ПНГ, газотурбинные установки)	3,6 - 5,2 (доход от собственной электрогенерации)	От - 2,4 до - 14,6 (диапазон от доходов от утилизации на мини – ГПЗ до доходов от продажи нефтехимических продуктов)	1,2 (экологические риски с углеродными выбросами при масштабной электрогенерации)

1.1 Утилизация попутного нефтяного газа в мире

На сегодняшний день, согласно расчетам космической съемки, отображенным в отчете мирового банка, объем сжигаемого газа во всем мире достигает порядка свыше 150 млрд.м³ в год. В результате чего в атмосферу попадает свыше 400 млн.тонн диоксида углерода в год. Причём, по мнению большинства экспертов, данная статистика преуменьшает числовые данные масштаба сжигания.

Тем не менее, исходя из масштабов экологической проблемы, в мире постоянно разрабатываются новые методы утилизации газа и своевременно реализуются уже существующие. Развитие наиболее эффективного уровня утилизации газа той или иной страны показывает степень её развитости в области экологической безопасности и нефтегазодобычи.

Например, согласно законам США и Канады принято решение с пользой утилизировать 99-100% газа. В законах отображено требование о наиболее безопасном для окружающей природы методом утилизации газа. В случае если, ни один из вариантов рационального использования газа не соответствует критериям эффективности - то его часть разрешено утилизировать, методом сжигания на факеле.

На территории этих стран функционируют примерно 80% заводов по переработке газа в мире. Начиная с середины прошлого века в Америке строились небольшие газоперерабатывающие заводы, которые служили для генерации бытового газа. Спустя время, малые газоперерабатывающие заводы затмили крупные, которые связаны с нефтехимической промышленностью.

В некоторых штатах существует сеть газопроводов, конечным пунктом которых являются крупнейшие газоперерабатывающие нефтехимические заводы. В эту сеть различные частные компании имеют право сдавать практически неподготовленный газ, с ограничением только по влагосодержанию. В штате Аляска попутный нефтяной газ утилизируется преимущественно методом закачки обратно в пласт, а в Северной Дакоте

активно развиваются предприятия по сжижению попутного нефтяного газа и последующего изготовления из него автомобильного топлива.

Норвегия, благодаря своей развитой газотранспортной системе и географической приближенности к рынкам Евросоюза, является одной из лидирующих стран в области рационального использования попутного нефтяного газа. Норвежская государственная компания "Egipnor" активно занимается подготовкой нефтяного газа и транспортировкой его по газопроводам к системе экспорта газа. Отвод газа на факел может быть допустим только в случае аварийных сбросов при увеличении давления в системе выше нормы. В рыночных отношениях основными партнерами Egiunor являются Германия, Франция, Великобритания.

Китайская Народная Республика в процессе разработки и эксплуатации своего супергигантского нефтяного месторождения Дацин придает огромную значимость процессу утилизации ПНГ. Например, на территории месторождения Дацин в работоспособном состоянии находятся 14 установок переработки газа. Правительство КНР намерено построить 7 новых нефтехимических заводов и огромный газоперерабатывающий центр в провинции Хэбэй.

Попутный нефтяной газ в Саудовской Аравии занимает 60% от общего запаса природного газа и активно используется в генерации электроэнергии. Также наряду с США и Китаем, Саудовская Аравия, является лидирующей страной в области нефтехимической промышленности. Одним из основных ресурсов в нефтехимической переработке у саудовцев является этан, который они активно добывают, разделяя попутный газ на составляющие его углеводородные соединения.

1.2 Утилизация попутного нефтяного газа в России

Что бы в полном объеме рассмотреть проблему нерационального использования нефтяного газа в России необходимо углубиться в историю использования ПНГ в СССР. В 1960-е годы государственная политика СССР

ставила в приоритет задачу немедленного выполнения плана добычи нефти. Огромные силы и средства были направлены на скорейшее освоение и разработку продуктивных горизонтов Западной Сибири. Следовательно, реализация методов рационального использования ПНГ не входила в планы государства - газ являлся своего рода "побочным" продуктом, который необходимо было дешево утилизировать, т.е. сжечь на факеле. В связи с недостаточным содержанием в стране инвестиционных ресурсов, нефтегазовая сфера была направлена в основном на экстенсивное наращивание добычи, а не на переработку добытых углеводородов, именно поэтому в середине 20 века в СССР перерабатывалось всего лишь 10-11% попутного газа.

В 1980-е годы в ТСоюзе реализовывались программы по переработке газа, началось строительство газотранспортных магистралей, перерабатывающих заводов и нефтехимических комплексов. В ходе создания инфраструктуры для переработки газа, была поставлена задача достичь к 1990 году 90%-го уровня использования газа. К сожалению, нашей стране не удалось достичь такого уровня газопереработки по причине экономической реформы и перехода государства на рыночную экономику. В 90-х годах началась активная приватизация газоперерабатывающих заводов, вследствие чего они стали отделены от нефтедобывающих предприятий. Зачастую, нефтедобывающие предприятия принадлежали одному юридическому лицу, газоперерабатывающие заводы другому, а газотранспортные магистрали третьему. Соответственно, возникали сложности в налаживании общего процесса эффективного использования газа. Денационализация государственных объектов в стране привела к нарушению реализации государственной программы по рациональному использованию ПНГ.

В 2000-х годах Россия присоединилась к Киотскому протоколу, который стал первым мировым соглашением об охране окружающей среды. Страны, подписавшие протокол, накладывали на себя обязательства по сокращению или стабилизации уровня выбросов парниковых газов в атмосферу. Россия ставила перед собой цель сохранить среднегодовые объемы выбросов парниковых газов

в период с 2008 по 2012г. на уровне 1990-х годов. России удалось даже перевыполнить свои обязательства по Киотскому протоколу, уменьшив за последние 20 лет выбросы от энергетического сектора на 37%.

Но, к сожалению, объемы сжигаемого газа оставались неприемлемы для развитого государства. Поэтому правительством РФ было принято постановление № 1148 от 08.11.2012 года "Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа" [6], которое определяло предельное значение сжигания газа не более 5% от всего общего объема добытого ПНГ, в случае превышения данного значения, осуществлялось применение дополнительных коэффициентов к ставкам платы за негативное воздействие на экологию.

Помимо этого, с 01.01.2020 года вступил в силу пункт 5 статьи 16.3 Федерального закона № 7-ФЗ от 10.01.2002 «Об охране окружающей среды» [7], который устанавливает, что при исчислении платы за негативное воздействие на окружающую среду к ставкам такой платы будет применяться коэффициент 100, если объем или масса выбросов загрязняющих веществ превысит указанное в декларации о воздействии на окружающую среду допустимое предельное значение [6].

По экспертным оценкам доведение степени утилизации ПНГ в масштабах страны до уровня 95% (в случае производства из газа таких продуктов, как сжиженные углеводородные газы, синтетические жидкие углеводороды, химические продукты, например, метанол и, наконец, электроэнергия) может обеспечить дополнительную выручку в объеме 7 млрд. долл. в год [8].

К сожалению, ПНГ в России до сих пор не нашел широкого применения по причине отдаленности большинства объектов нефтедобычи от транспортных магистралей, газопроводов и газоперерабатывающих потребителей. Согласно данным отчёта Министерства Энергетики РФ за 2019 год в России добыто 94,1 млрд.м³ ПНГ, из них рационально использовано только 81,5%. Соответственно

порядка 17 млрд.м³ газа от общего объема утилизировано методом сжигания на факеле. Данный статистический показатель выводит нашу страну на лидирующую позицию в мире по количеству сжигаемого газа. Данные о добыче и полезном использовании ПНГ в разрезе компаний РФ представлены в таблице 3.

Таблица 3- Добыча и полезное использование ПНГ в разрезе компаний, млн.м³ [9]

Наименование компаний	Добыча ПНГ в 2019г.	±% к 2018	% полезного использования	±% к 2018
Роснефть	31870,6	-2,4	78,7	-6,5
ЛУКОЙЛ	11492,0	+1,1	97,6	+0,1
Газпром нефть	14099,9	+26	84,7	+7
Сургутнефтегаз	9506,3	-0,6	99,6	0
РуссНефть	2094,1	-5,5	95,5	+0,5
Татнефть	965,0	-0,2	95,6	-0,1
Славнефть	956,7	+2,2	61,0	-8,3
Башнефть	628,1	+1,5	88,1	+3,3
Нефтегазхолдинг	66,4	+7,3	97,2	-0,7
Независимые производители	6234,4	+16,1	44,2	-5
НОВАТЭК	3230,6	+23,4	80,2	-17,1
Газпром	1661,7	+5,6	99,1	+0,7
Операторы СРП	11330,2	+8,8	97,7	+0,2
Всего по России	94135,9	+5,1	81,5	-3,5

Исходя из вышеуказанных статистических данных, можно выделить 2 лидирующие организации в области полезного использования ПНГ – это ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «Газпром», которые достигли уровня более 99% рационального использования газа.

В ПАО «Сургутнефтегазе» использование попутного газа является неотъемлемой частью производственных процессов. Основными направлениями утилизации газа в данной компании являются: переработка на собственном ГПЗ, выработка электроэнергии и потребление газа на собственные нужды в качестве топлива. За 2019 год в компании было добыто 9,5 млрд.м³ ПНГ из них порядка 62% было переработано на заводе, более 21% направлено на электростанции и около 15% использовано для собственных нужд.

Одним из лидеров в области рационального использования ПНГ, среди крупных нефтедобывающих предприятий, является компания ПАО «Лукойл», у которой коэффициент полезного использования ПНГ по итогам 2019 года равен 97,6 %. Компания не намерена останавливаться на достигнутом уровне и осваивает все новые, экономически выгодные, способы. Например, в июле 2020 года компания начала использовать ПНГ в качестве источника энергии при производстве буровых работ, снизив тем самым энергозатраты при бурении на Средне-Назымском месторождении на 50%. В августе этого же года в Пермском крае была введена в эксплуатацию газотурбинная электростанция (ГТЭС) «Чашкино», которая способна перерабатывать около 50 млн.м³ газа в год.

Итак, практически все активно развивающиеся нефтедобывающие компании в России, ставят в приоритет задачу защитить окружающую среду от вредных выбросов производства и получить, как можно большую экономическую выгоду от добытого попутного газа.

1.3 Утилизация попутного нефтяного газа в АО «В» М

Основным видом деятельности компании АО «В» М является добыча и подготовка нефти и газа на нефтяных месторождениях Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО). Эксплуатационный фонд компании составляют более 4700 единиц скважин. За 2019 год АО «В» М добыла свыше 8 млн.тонн нефти и 2 млрд. м³ газа. В связи с таким большим объемом

ежегодно добываемого попутного газа, компания уделяет особое внимание программе его утилизации.

В рамках реализации газовой программы на месторождениях общества, был введен в эксплуатацию целый ряд объектов, например:

- на Иместорождении в 2004 и 2011 году были введены в эксплуатацию две газотурбинные электростанции (ГТЭС) суммарной мощностью 36 МВт, которые являются источником снабжения тепловой и электрической энергией не только вахтового поселка Игол, но и множества производственных объектов, расположенных на месторождениях Васюганского нефтеносного района. Топливом для электростанций служит практически весь добытый попутный газ с И, К и Л нефтяных месторождений;

- в 2017 году была введена в эксплуатацию вакуумная компрессорная станция (ВКС) на Тнефтяном месторождении, которая позволяет компримировать газ низкого давления и перекачивать его потребителям на ГПЗ г. Нижневартовска в объеме 4,5 тыс.м³ в сутки. На Тместорождении уровень рационального использования ПНГ достиг 95%;

- в 2020 году АО «В» М запустила в работу две компрессорные станции на Нинском и Оом месторождениях. Производительность ВКС Нинского месторождения составляет 855 м³ попутного газа в час, этого хватает чтобы собрать весь газ низкого давления и направить его на ГТЭС Рского месторождения. ВКС позволила достичь Нинскому месторождению уровня 95%-го использования газа. Компрессорная станция на Оом месторождении позволяет компримировать попутный газ высокого давления и транспортировать его в напорный нефтепровод на установку подготовки нефти (УПН) п. А, где в дальнейшем происходит его отделение от нефти и утилизация.

Более 1,5 млрд.м³ попутного нефтяного газа, добываемого предприятием, поставляется на газоперерабатывающий комплекс и в единую газотранспортную сеть. Потребителями попутно добываемого топлива также являются города Томской области - Ж и ЛЛ (городские котельные используют почти 90 млн кубометров газа в год). ПНГ используется и для выработки собственной

электроэнергии. Так, ежесуточно объекты газовой генерации "В" (ГТЭС, ГПЭС) на И, Рском, Г, Юском месторождениях вырабатывают порядка 1 миллиона кВт*час [10].

И финальным этапом газовой программы АО «В» М является, модернизация технологического процесса сбора и утилизации газа на УПН п.А, которая заключается в завершении строительства дожимной компрессорной станции и собственного энергокомплекса, установочная мощность которого 24 МВт. ГПЭС позволит потреблять около 40 млн.м³ ПНГ в год, выработка электроэнергии составит в среднем значении около 85 миллиона кВт*час. Данный проект позволит достичь 95%-го уровня утилизации ПНГ с семи Васюганских промыслов.

2 УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ П. А

2.1 Общие сведения об УПН п. А

2.2 Описание технологического процесса УПН п. А

Нефтесодержащая жидкость (НСЖ) с высоким содержанием попутного газа поступает с давлением от 0,16 до 8 кгс/см² на узлы учёта нефти (УУН) с направлений: ММского, ТТего, Оого, Жого, Западно-Сского месторождений. НСЖ с ГГского и Сского месторождений поступает сразу на вход в установку, минуя УУН. Обезвоженная и дегазированная нефть с Юского и Нинского месторождений, пройдя УУН, поступает сразу в резервуарный парк, минуя установку подготовки нефти, для дальнейшего хранения и транспортировки в магистральный нефтепровод.

УУН представляют собой трубную обвязку системы измерения количества и качества нефти сырой (СИКНС), которая предназначена для определения массы поступающей нефти. Технологическая схема и состав СИКНС обеспечивают автоматическое измерение за отчетный период объема нефти, приведенного к нормальным условиям, массы брутто, массы нетто, среднее значение содержания воды.

СИКНС состоит из следующих функциональных блоков:

- Блок измерительных линий (БИЛ);
- Блок контроля качества нефти (БККН);
- Блок обработки информации (БОИ).

Блок измерительных линий является изделием, размещенным на раме, состоящим как правило из двух рабочих линий и одной контрольной. Измерительные линии оснащены расходомером или массомером, фильтром, манометром и термометром. Фильтр, за счёт своего фильтрующего элемента (металлической сетки с ячейкой размером 1,5 мм), обеспечивает очистку нефти

от механических примесей для нормальной работы преобразователей расхода или массометров. До и после фильтра установлены манометры и датчик перепада давления, который позволяет вести контроль за состоянием (засором) фильтра.

Для учёта поступающей на установку жидкости имеется шесть узлов учёта:

1. СИКНС «Оое» - жидкость поступает с У-7 Оого месторождения на входную гребенку УПН. Максимально допустимый расход 42 м³/час. Условный диаметр труб 40 мм.

2. СИКНС «ТТе» - жидкость поступает с У-5 ТТего месторождения на входную гребенку УПН. Максимально допустимый расход 300 м³/час. Условный диаметр труб 100 мм.

3. СИКНС «ЗК» - жидкость поступает с У-4 Западно-Сского месторождения на входную гребенку УПН. Максимально допустимый расход 42 м³/час. Условный диаметр труб 40 мм.

4. СИКНС «ММское» - жидкость поступает с У-1 «Центр ММского» месторождения, У-3 «Юг ММского» месторождения на входную гребенку УПН. Максимально допустимый расход 300 м³/час. Условный диаметр труб 100 мм.

5. СИКНС «Жое» - жидкость поступает с кустов Жого месторождения на входную гребенку УПН. Максимально допустимый расход 42 м³/час. Условный диаметр труб 40 мм.

6. СИКНС «Нинское» - жидкость поступает с УПН «Нинского» месторождения, УПН «Рского» месторождения и У-8 «Юского» месторождения в резервуарный парк УПН «А». Максимально допустимый расход 1200 м³/час. Условный диаметр труб 150 мм.

После УУН газожидкостная смесь собирается в единый входной коллектор, в который предусмотрена подача химического реагента деэмульгатора от блока реагентного хозяйства (БРХ). Ввод деэмульгатора в сырую нефть позволяет увеличить интенсивность обезвоживания нефти, разрушая нефтяную эмульсию.

С входного коллектора жидкость поступает на первую ступень сепарации в трехфазные сепараторы (ТФС-1,2), где происходит её разделение на три фазы: нефть, газ и вода. ТФС представляет собой горизонтальный сосуд объемом 200 м³. Внутри сосуда расположена перегородка высотой 225 см, которая делит аппарат на два отсека: технологический и буферный. Жидкость плавно поступает в верхний уровень технологического отсека и равномерно, с малым образованием пены распределяется по нему. В технологическом отсеке происходит частичное обезвоживание и дегазация нефти. Отделившаяся вода скапливается в нижней части сосуда и отводится через выходной патрубок на очистные сооружения. Нефть плавно перетекает в буферный отсек, проходя пакеты Л-образных пластин и освобождаясь от попутного газа отводится через выходной патрубок на подогреватели. Отделившийся газ собирается в верхней части сосуда и пройдя каплеотбойник отводится через выходной патрубок на установку осушки газа или на ФВД. Технологическая схема сепаратора типа ТФС представлена на рисунке 6.

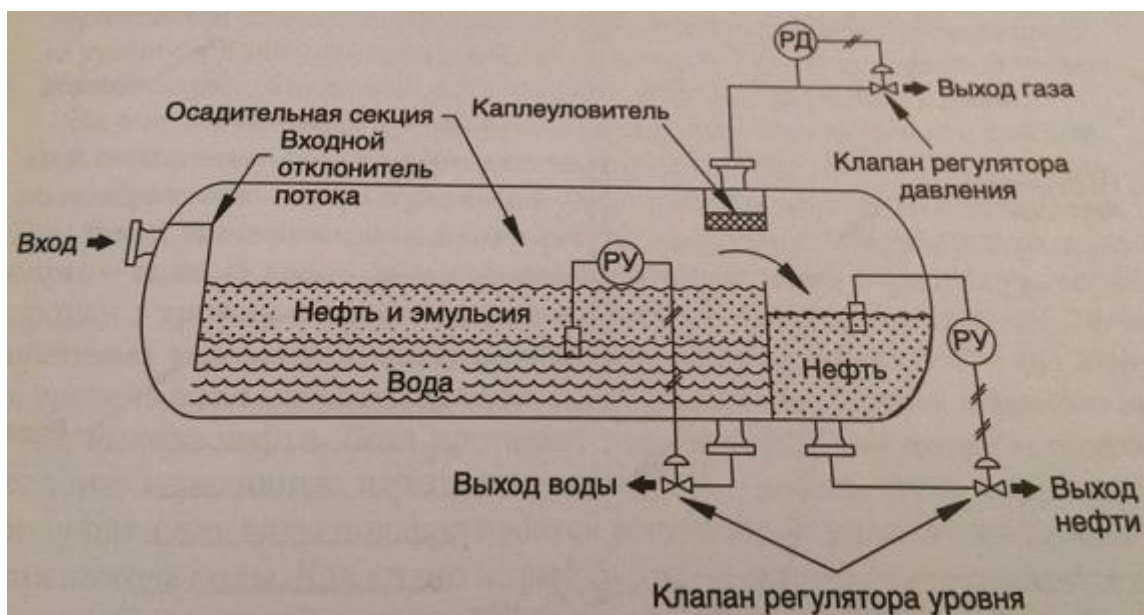


Рисунок 6 – Горизонтальный сепаратор типа ТФС

Пройдя первую ступень сепарации и предварительное обезвоживание, нефть подогревается до температуры 40-50 °С в печи (ПТБ-10).

Печь трубная блочная (ПТБ-10) состоит из трех основных блоков:

- Блок основания;
- Блок вентиляторного агрегата;
- Теплообменная камера.

В теплообменной камере осуществляется процесс теплообмена между продуктами сгорания топливного газа, омывающими наружные поверхности труб секций змеевика, и нагреваемым продуктом, перемещающимся внутри труб змеевика. Применение для змеевика оребренных труб обеспечивает высокую теплоотдачу поверхности нагрева. При своем движении по змеевикам нефть нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, сжигаемого в четырех горелках. Сжигание осуществляется с принудительной подачей воздуха радиальным вентилятором с электрическим приводом [11]. Технологическая схема печи подогрева нефти типа ПТБ-10 представлена на рисунке 7.

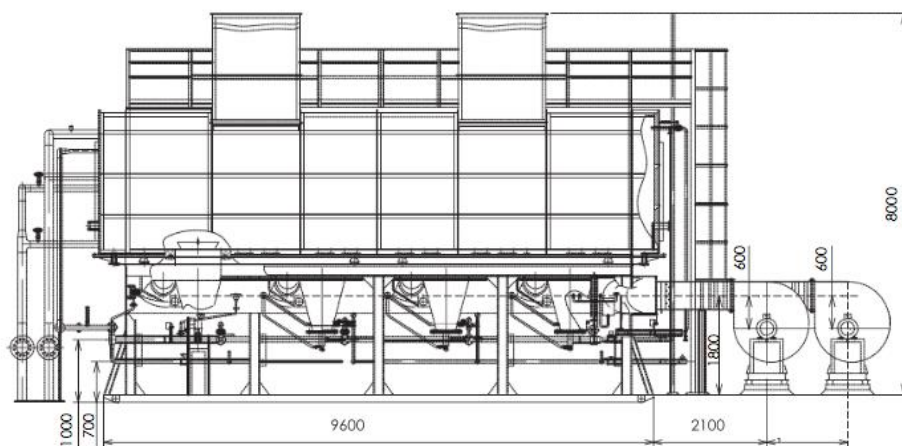


Рисунок 7 – Печь трубчатая блочная типа ПТБ-10

После этапа подогрева, горячая нефть, направляется на концевую сепарационную установку (КСУ-1,2), где происходит ее окончательная дегазация за счёт гравитационного отстоя. КСУ представляют собой горизонтальные сосуды, расположенные на высоте 15 метров, внутри которых установлена пеногасящая перегородка и каплеотбойное устройство.

Отделившийся газ отводится через выходной патрубок по трубопроводу на ФНД. Дегазированная нефть за счёт разности высотных отметок перетекает в электродегидраторы (ЭГ-1,2), где происходит её дальнейшее обезвоживание.

Электродегидратор представляет собой горизонтальный отстойный сосуд, который предназначен для обезвоживания и обессоливания нефти, внутри электродегидратора расположен маточник и на подвесных изоляторах зафиксированы решетчатые электроды, подключенные к высоковольтной обмотке трансформатора с напряжением $V=380$ В. Отделившаяся от нефти вода собирается в нижней части сосуда и отводится через выходные патрубки на очистные сооружения. Нефть заполняя всю верхнюю образующую часть сосуда отводится через патрубки в технологический резервуар вертикальный стальной (РВС) объемом 5000 м³. Технологическая схема площадки электродегидратора представлена на рисунке 8.

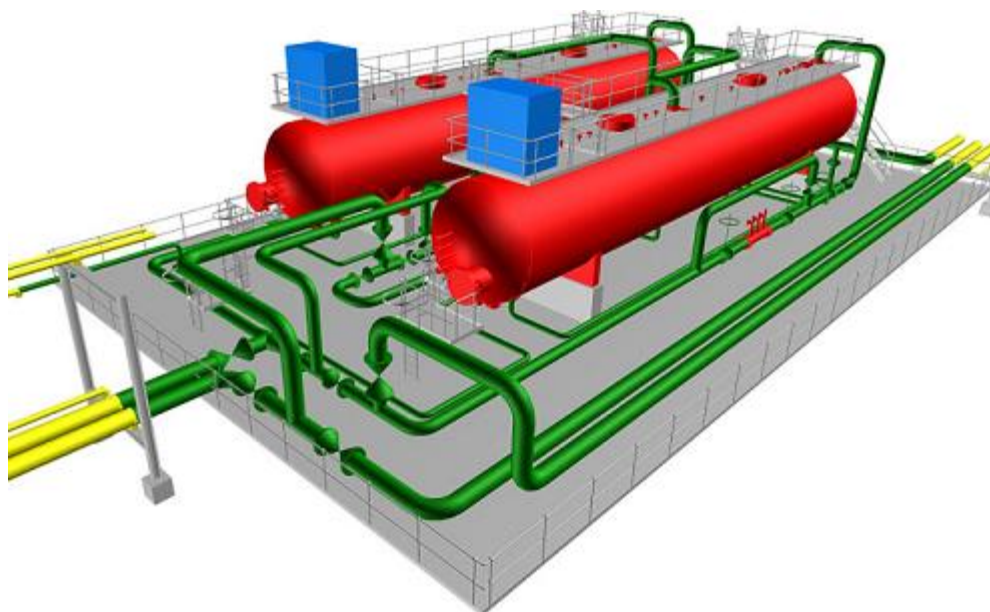


Рисунок 8 – Схема площадки электродегидраторов

В технологическом резервуаре происходит окончательный отстой нефти от воды. Чистая обезвоженная нефть перетекает в товарный резервуар, откуда уже перекачивается магистральными насосами на нефтеперекачивающую станцию (НПС п. Г), предварительно пройдя УУН.

Отделившаяся в технологическом резервуаре подтоварная вода центробежными насосами перекачивается на очистные сооружения в подтоварный РВС-3000 м³. Подтоварная вода со всех этапов подготовки отстаивается в резервуаре от нефтяной пленки и перекачивается центробежными насосами на блочную кустовую насосную станцию (БКНС), где в дальнейшем её используют для системы поддержания пластового давления. Технологическая схема объекта УПН «А» представлена в приложении А.

2.3 Описание технологического процесса УОГ п. А

Установка осушки ПНГ введена в эксплуатацию в 1985 г., расположена на территории УПН п. А и состоит из двух параллельных аппаратных линий УОГ-16,17. Производительность установки составляет 0,5 млн. м³/сутки газа.

В состав установки входит:

- 2 Блока предварительной сепарации;
- 2 Блока абсорбции;
- 2 Блока дополнительной сепарации;
- 2 Блока насосной станции;
- 2 Блока станции управления;
- 2 Емкости хранения триэтиленгликоля объемом 4,7 м³;
- 2 Печи регенерации триэтиленгликоля.

Этап предварительной сепарации

Газ с У-4 Западно-Сского месторождения, У-1,3 ММского месторождения и с ТФС-1,2 УПН п. А поступает на установку под давлением 1,2 – 3,5 кгс/см² на этап предварительной сепарации. Предварительный сепаратор представляет собой горизонтальный сосуд, внутри которого горизонтально установлены перфорированные пластины. На пластинах в шахматном порядке расположены металлические отбойники. При прохождении газа через предварительный сепаратор, часть жидкой фазы конденсируется и собирается в специальной емкости – конденсатосборнике.

Этап абсорбции

После предварительной сепарации газ проходит этап абсорбции, где происходит его более тонкая очистка от капельной жидкости – осушка газа. Абсорбер представляет собой горизонтальный сосуд в головной части которого расположена насадка из спрессованной стальной рукавно-вязанной сетки. При прохождении трех массообменных зон сосуда, которые разделены между собой насадками из спрессованной стальной сетки на газ с помощью форсунок распыляется абсорбирующее вещество триэтиленгликоль (далее ТЭГ). Насыщенный жидкостью ТЭГ скапливается на стенках сосуда и стекает вниз во второй конденсатосборник, откуда под давлением газа направляется в дистилляционную колонну печи регенерации. Отделившаяся от газа жидкость попадает в емкость сбора конденсата, а газ направляется на этап дополнительной сепарации.

Регенерация ТЭГа

Существенное влияние на процесс осушки газа оказывает концентрация ТЭГа. Для того, чтобы вернуть абсорбенту его осушаемые свойства, необходимо выделить из него влагу, т.е. пройти этап регенерации, который осуществляется способом ректификации при атмосферном давлении.

Насыщенный раствор ТЭГа из конденсатосборника абсорбера и дополнительного сепаратора поступает в расположенный в нижнем кубе печи регенерации нагреватель и далее поступает в ректификационную колонну. Часть насыщенного ТЭГа поступает на охлаждение дефлегматора, а затем на ректификацию. В нижней части колонны находится куб регенерации ТЭГа, в верхней части дефлегматор. Колонна засыпана насадкой, состоящей из колец Рашига. Подвод тепла в систему десорбции верхнего куба регенерации осуществляется путем сжигания газа в жаровой трубе и нагреванию ТЭГа до 170-195°С.

Насыщенный раствор ТЭГа подается на насадку из колец Рашига. При прохождении через насадку происходит отделение влаги и конденсата за счет разности температур испарения. Регенерированный ТЭГ сливается в верхний

куб печи регенерации, откуда по переливной трубе, поступает в нижний куб регенерации и далее на прием насосов Н-1,2. После насосов ТЭГ поступает в дополнительный сепаратор, где охлаждается до 15-30 °С в газовом гликолевом теплообменнике.

Пары влаги и конденсата конденсируются на тарелке дефлегматора при температуре 40-90 °С, конденсат сливается в дренажную емкость.

С влагой частично уносятся частицы ТЭГа. Расход ТЭГа – 40 мг на 1000 м³ попутного нефтяного газа.

При пуске установке осушки газа, для быстрого поднятия температуры ТЭГа предусмотрена циркуляция триэтиленгликоля по “малому кругу” минуя абсорбер. Для заполнения кубов печи регенерации предусмотрена расходная емкость ТЭГа Е-1 $V = 4,7 \text{ м}^3$ при помощи вспомогательного насоса Н-3.

Этап дополнительной сепарации

Дополнительный сепаратор представляет собой горизонтальный сосуд внутри которого расположен теплообменник, по которому течет уже прошедший этап регенерации ТЭГ. Пространство между трубами теплообменника и внутренним пространством сосуда заполнено металлической сеткой. Дополнительный сепаратор предназначен для сбора унесенного ТЭГа, а также для конденсации ТЭГа в форме аэрозоля. Сконденсировавшийся ТЭГ поступает в конденсатосборник, с которого направляется в дистилляционную колонну печи регенерации. К тому же на этапе дополнительной сепарации поток газа охлаждает нагретый в печи ТЭГ до необходимой температуры 15-30°С.

После этапа дополнительной сепарации осушенный газ пройдя через систему измерения количества газа (СИКГ) направляется на:

- Печи ПТБ – 10 (в качестве топлива);
- Печи регенерации ТЭГа (в качестве топлива);
- Нефтеперерабатывающий завод (НПЗ);
- Котельную Э п. А;
- ГПЭС;
- Дежурные горелки ФВД и ФНД.

2.4. Описание технологического процесса ДККС п. А

Компрессорная установка представляет собой автономный блочно-модульный компрессорный агрегат со вспомогательными системами, расположенный в контейнере, имеющем необходимые элементы жизнеобеспечения: освещение, отопление, вентиляцию, систему контроля по загазованности, противопожарную систему, подъемно-транспортные механизмы (кран-балка, тельфер).

В составе технологических сооружений КС предусмотрено:

1 блок компрессорной установки БК-1 [$Q_{\text{газа}}=1200 \text{ м}^3/\text{ч}$ (при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении 101325 Па), давление нагнетания (изб.) до $0,14-0,35 \text{ МПа}$];

2 емкость подземная дренажная ($V=8 \text{ м}^3$);

3 расширительная камера РК (DN 300 мм, $L=7000 \text{ мм}$) на трубопроводе газа к блоку компрессорной установки;

4 система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельного коллектора низкого давления (СИКГ-1);

5 система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, компримированного (СИКГ-2).

В системе компрессорной станции УПН п. А обращаются следующие продукты:

– газ, выделившийся в процессе подготовки нефти на второй ступени сепарации (от КСУ-1,2 УПН-2);

– очищенный нефтяной газ, от узла осушки газа (УОГ);

– конденсат, образующийся в процессе очистки от капельной жидкости газа, во входном и выходном сепараторе блока компрессорной установки и технологических трубопроводах;

– масло, используемое в маслосистеме блока компрессорной установки, поступающее от передвижной установки;

– азот, используемый в блоке компрессорной установки для осуществления продувки технологического оборудования и трубопроводов КС и для продувки факельного коллектора низкого давления.

Технологический процесс

Свободный нефтяной газ (далее – газ) с избыточным давлением от 0,001 до 0,02 МПа и температурой от 10 до 55 °С со второй ступени сепарации КСУ-1,2 проходит по трубопроводу и поступает в расширительную камеру (далее РК), где происходит отделение конденсата. Конденсат из расширительной камеры поступает в емкость сбора конденсата ДЕ-13, откуда откачивается погружным насосом емкости в линию откачки нефти.

С РК газ по трубопроводу поступает во входной сепаратор С1 компрессорной установки, где происходит его дополнительная очистка от капельной жидкости. Очищенный от капельной жидкости газ пройдя через газовый фильтр ФГ/1 поступает на прием винтового компрессора.

Компрессор состоит из ведущего и ведомого роторов, вращающихся навстречу друг другу. Газ поступает в проточную часть через всасывающее окно и заполняет впадины роторов. Последующее вращение ротора приводит к уменьшению объема полостей, заполненных газом, при заходе зубьев во впадины. Выход сжатого газа осуществляется через нагнетательное окно.

Для снижения температуры компримируемого газа, для уплотнения зазоров проточной части компрессора и снижения шума в рабочую полость компрессора впрыскивается масло

После сжатия в компрессоре газ с избыточным давлением от 0,14 до 0,35 МПа отделяется от капель масла в маслоотделителе МО1.

Отделившейся от масла газ поступает в аппарат воздушного охлаждения АТЗ для снижения температуры до значения не более 50 °С и через обратный клапан в выходной сепаратор С2 для дополнительной очистки от капельной жидкости.

Очищенный от капельной жидкости компримированный газ пройдя систему измерения количества газа (СИКГ-2), поступает на узел осушки газа (УОГ), который выполняет роль общей распределительной системы УПН пос. А.

Сброс газа от предохранительных клапанов MO1, C1, C2 осуществляется в факельный коллектор высокого давления.

Сдувки от технологического оборудования блока компрессорной установки при выводе на ремонт осуществляются в факельный коллектор низкого давления.

Маслосистема компрессорной станции

В целях повышения надежности и ресурса работы в компрессорной установке применены две отдельные циркуляционные масляные системы:

- система, обеспечивающая впрыск масла в компрессор с последующим его отделением от газа в маслоотделителе MO1;
- система, обеспечивающая смазку подшипников и уплотнений, при которой масло не контактирует с газом.

Функционирование двух отдельных масляных систем в винтовом компрессоре осуществляется за счет наличия торцовых уплотнений, которые герметизируют рабочие полости компрессора.

Масло из нижней части маслоотделителя MO1 перед подачей в компрессор направляется в аппарат охлаждения масла системы впрыска AT2, блок фильтров Ф1/1,2, содержащий два фильтра масла, работающих поочередно с учетом резервирования, и клапан Кж3, настроенный на поддержание требуемого расхода масла на впрыске в компрессор. Далее масло поступает в отсеченные парные полости винтов компрессора. В случае аварийной остановки компрессора для предотвращения заполнения компрессора маслом под давлением газовой системы, предусмотрено автоматическое закрытие трубопроводной арматуры на входе в полости компрессоров.

Масло к золотниковому регулятору поступает из маслоотделителя MO1 по отдельной линии через фильтр Ф6.

Масло для системы смазки из маслобака МБ1, на котором установлены масляные электронасосные агрегаты Н1, Н3, каждый из которых на входе имеет фильтр масляный грубой очистки Ф3, Ф4, поступает в аппарат воздушного охлаждения масла АТ1, далее проходит через блок фильтров масла тонкой очистки Ф2/1,2, состоящий из двух фильтров, установленных параллельно потоку масла с учетом резервирования, и через клапаны регулирующие Кж1, Кж2 поступает к подшипникам и уплотнениям компрессорного агрегата.

На крышке компрессора со стороны нагнетания имеется штуцер для подсоединения уравнильной линии к маслобаку МБ1, что обеспечивает равномерный слив масла из уплотнений и подшипников.

Периодическая заправка блока компрессорной установки маслом производится насосом Н2 маслосистемы впрыска из переносной тары. Масло, прошедшее через фильтр Ф5, от маслонасоса Н2 поступает в маслоотделитель и маслобак блока компрессорной установки. Откачка масла производится насосом Н2 из маслоотделителя и маслобака.

Системой автоматизации для фильтра масла Ф5 предусматривается контроль перепада давления на фильтре, по месту и дистанционно, с предупредительной сигнализацией по достижению максимального допустимого значения перепада давления на фильтре, дистанционно.

Дренажная система

Сброс конденсата, слив отработанного масла от компрессорной установки осуществляется в емкость Е объемом 8 м³. После слива отработанного масла в емкость Е трубопровод должен быть продут инертным газом через предусмотренное подключение в блоке компрессорной установки и пропарен для исключения осаждения масла на стенках трубопровода. Жидкость из емкости Е подается в трубопровод откачки нефти.

Продувка технологического оборудования и трубопроводов при выводе на ремонт в блоке компрессорной предусмотрена азотом от азотной рампы РА. Системой автоматизации для системы подачи азота на продувку предусмотрен контроль давления по месту и дистанционно.

Для предотвращения образования взрывоопасной смеси в начало факельного коллектора высокого давления подается продувочный газ. Постоянный расход газа на продувку факельного коллектора высокого давления регулируется в автоматическом режиме клапанами Кг2 через систему измерения количества газа СИКГ-2.

3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ДОЖИМНОЙ КОНТЕЙНЕРНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖЕМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

4.1.2 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) - представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 13 - сильные и слабые стороны проекта.

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	1. Квалифицированные сотрудники; 2. Снижение затрат на уплату штрафов от сжигания газа на факеле; 3. Снижение выбросов в атмосферу.	1. Отдаленность объекта. Доставка материалов и оборудования; 2. Высокая стоимость реализации проекта.
Возможности: 1. Имеются в наличие собственные материалы	1. Постоянный поиск путей снижения себестоимости продукции;	1. Приобретаемое оборудование было надежным и исправным;

<p>Снижение цен на материалы и оборудование;</p> <p>2. Организация доставки оборудования более быстрым способом.</p>	<p>2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии.</p>	<p>2. Закупаемые материалы соответствовали нормам и ГОСТам.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>1. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции;</p> <p>2. Изменение законодательства;</p> <p>3. Повышение цен на оборудование.</p>	<p>1. Проведение гидроиспытания оборудования;</p> <p>2. Большой объем работ в процессе строительства и эксплуатации.</p>	<p>1. Период окупаемости будет большим;</p> <p>2. Территория объекта увеличиться.</p>

4.2 Структура работ в рамках научного исследования

4.2.1 Структура научно-исследовательских работ

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 14.

Таблица 14 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
Выбор направления исследований	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск необходимых параметров для построения модели	Инженер
	6	Расчёт и построение модели	Инженер
	7	Расчёт экономической эффективности проекта	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер
Оформление отчёта по исследовательской работе	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5}, \quad (2)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

$t_{\text{мин}i}$ – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

$t_{\text{макс}i}$ – максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{\text{р}i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (3)$$

где $T_{\text{р}i}$ – продолжительность одной работы, раб. дней;

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{\text{к}i} = T_{\text{р}i} \cdot k_{\text{кал}} \quad (4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (5)$$

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

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

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

В 2021 году 365 календарных дней, из них 118 выходных и праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал.инж.}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$k_{\text{кал.рук.}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

В таблице 15 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 15 - Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Т _р , раб. дн.	Т _{кi} , кал. дн.
	t _{min} , чел-дн.	t _{max} , чел-дн.	t _{ож} , чел-дн.			
Выбор направления исследований	1	3	1,8	Р, И	1	1
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,8	Р, И	1	2
Подбор и изучение материалов по теме	8	14	10,4	И	10	15
Составление и утверждение технического задания	2	4	2,8	Р	3	4

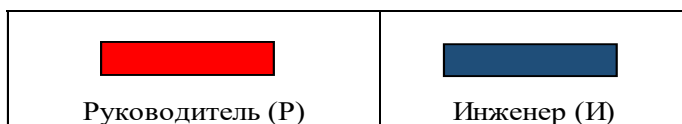
Поиск необходимых параметров для построения модели	5	8	6,2	И	3	5
Расчёт и построение модели	20	30	24	И	24	36
Экономическая оценка полученных результатов	5	8	6,2	И	3	5
Определение целесообразности проведения ВКР	5	8	6,2	Р, И	6	9
Расчет экономической эффективности проекта	10	15	12	И	12	18
Составление пояснительной записки	2	3	2,4	И	1	2
Итого					64	97

Р – руководитель; И - Инженер

На основе таблицы 15 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 16.

Таблица 16 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работы	Исполнители	T _{кп} , дней	Продолжительность выполнения работ											
			февраль		март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
Выбор направления исследований	Р, И	1	■											
Календарное планирование работ по теме	Р, И	2	■	■										
Подбор и изучение материалов по теме	И	15		■	■	■								
Составление и утверждение технического задания	Р	4			■									
Поиск необходимых параметров для построения модели	И	5				■								
Расчет и построение модели	И	36				■	■	■	■	■				
Экономическая оценка полученных результатов	И	5									■			
Определение целесообразности проведения ВКР	Р,И	9									■	■		
Расчёт экономической эффективности проекта	И	18										■	■	■
Составление пояснительной записки	И	2												■



4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ

Поскольку канцелярия оплачивается из накладных расходов, материальные затраты отсутствуют.

4.3.2 Расчёт амортизационных отчислений

Под амортизационными отчислениями понимаются отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Стоимость компьютера равна 53000 руб., необходимо рассчитать амортизационные отчисления:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot N_{\text{дн.исп.}}}{\text{Срок службы} \cdot 366} = \frac{53000 \cdot 72}{3 \cdot 366} = 3475,41 \text{ руб.} \quad (6)$$

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок. В основную заработную плату вносится премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 20–30 % от оклада.

Заработная плата инженера-проектировщика:

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (7)$$

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

$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot Z_{\text{осн}}$ – дополнительная заработная плата.

Размер основной заработной платы находится из выражения:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}}; \quad (8)$$

где $Z_{\text{дн}}$ - среднедневная заработная плата;

$T_{\text{р}}$ - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно – техническим работником.

Размер среднедневной заработной платы рассчитывается по формуле :

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}; \quad (9)$$

где $Z_{\text{м}}$ - заработная плата за 1 месяц научно – технического работника;

M - количество месяцев работы без отпуска ($M = 11,2$ для пятидневной рабочей недели и отпуске в 28 рабочих дней, $M = 10,4$ для шестидневной рабочей недели и отпуске в 56 рабочих дней);

$F_{\text{д}}$ - действительный годовой фонд научно технического персонала.

Зарплата за 1 месяц научно – технического работника определяется по формуле:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}; \quad (10)$$

где $Z_{\text{ТС}}$ - заработная плата по тарифной ставке;

$k_{\text{пр}}$ - премиальный коэффициент, 0,3;

$k_{\text{д}}$ - коэффициент доплат и надбавок, 0,2;

$k_{\text{р}}$ - районный коэффициент, для Гомска равен 1,3.

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату инженера НТИ:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 14500 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 28275 \text{руб};$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{28275 \cdot 11,2}{366 - 118 - 28} = 1439 \text{руб};$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1439 \cdot 72 = 103608 \text{руб};$$

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} * 0,15 + Z_{\text{осн}} = 103608 + 0,15 * 89753,4 = 119149,2 \text{ руб.}$$

Руководитель имеет оклад равный 22500 рубля. С учётом этого, рассчитаем размер

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}} = 22500 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 43875 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{43875 * 10,4}{366 - 66 - 56} = 1870 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} + T_{\text{р}} = 1870 * 12 = 22440 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} * 0,15 + Z_{\text{осн}} = 22440 + 0,15 * 22440 = 25806 \text{ руб.}$$

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (11)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Инженер	103608	15541
Руководитель	22440	3366
Коэффициент отчислений	0,302	
Итого	$Z_{\text{внеб}} = 0,302 * (103608 + 15541 + 22440 + 3366) = 43776$ руб.	

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов.

В данной работе необходимо рассчитать накладные расходы только для проведения НИИ, так как при внедрении проектов накладные расходы уже учтены в сметной документации.

Накладные расходы находятся по выражению:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{Сумма статей} - 4) * 0,16 = (3475,41 + 119149,2 + 25806 + 43486) * 0,16 = 30706,7 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

4.3.6 Затраты на внедрение ДККС и СИКГ

4.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанные затраты научно-исследовательской работы – основа для определения бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Бюджет затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	ДККС без СИКГ	ДККС со старой СИКГ	ДККС с новой СИКГ
Расчет амортизационных отчислений	3475,41		
Расчет затрат на заработную плату инженера	119149,2		

Расчет затрат на заработную плату руководителя	25806		
Расчет затрат на отчисления в внебюджетные фонды	43486		
Накладные расходы	30706,7		
Бюджет на внедрение проекта	82937370	83917370	85437370
Бюджет затрат НИИ	83159993,31	84139993,31	85659993,31

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования, без учёта затрат на внедрения проекта, составляют заработная плата инженера и затраты на отчисления в внебюджетные фонды. Самые малые доли от общих затрат имеют амортизационные отчисления и заработная плата руководителя. При учёте затрат на внедрения проекта, максимально возможный бюджет затрат НИИ будет при внедрении проекта ДККС с новой СИКГ. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{ДККС без СИКГ}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{83159993,31}{85659993,31} = 0,97, \quad (12)$$

$$I_{\text{ДККС со старой СИКГ}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{84139993,31}{85659993,31} = 0,982, \quad (13)$$

$$I_{\text{ДККС с новой СИКГ}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{85659993,31}{85659993,31} = 1 \quad (14)$$

где Φ_{pi} - стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} - максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i; \quad (15)$$

a_i - весовой коэффициент разработки;

b_i - балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 21 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	1. Проект ДККС без СИКГ	2. Проект ДККС со старой СИКГ	3. Проект ДККС с новой СИКГ
1. Безопасность	0,1	3	3	5
2. Удобство в эксплуатации	0,2	3	4	5
3. Срок службы	0,15	3	4	5

4. Ремонтпригодность	0,15	3	3	5
5. Надежность	0,15	3	3	4
6. Материалопригодность	0,25	4	4	4
Итого:	1	19	21	28

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_1 = 0,1 \cdot 3 + 0,20 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 = 3,25$$

$$I_2 = 0,1 \cdot 3 + 0,20 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 = 3,6$$

$$I_3 = 0,1 \cdot 5 + 0,20 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 = 4,6$$

Интегральный показатель эффективности ДККС с новой системой СИКГ ($I_{\text{финр}}^3$), ДККС со старой СИКГ ($I_{\text{финр}}^2$) и ДККС без СИКГ ($I_{\text{финр}}^1$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^1 = \frac{I_m^1}{I_{\text{ф}}^1} = \frac{3,25}{0,97} = 3,35, \quad (16)$$

$$I_{\text{финр}}^2 = \frac{I_m^2}{I_{\text{ф}}^2} = \frac{3,6}{0,982} = 3,7, \quad (17)$$

$$I_{\text{финр}}^3 = \frac{I_m^3}{I_{\text{ф}}^3} = \frac{4,6}{1} = 4,6, \quad (18)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения проектов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 22).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^3}{I_{\text{финр}}^1} = \frac{4,6}{3,35} = 1,37, \quad (19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^3}{I_{\text{финр}}^2} = \frac{4,6}{3,7} = 1,24, \quad (20)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта.

Таблица 22 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	ДККС без СИКГ	ДККС с новой СИКГ	ДККС со старой СИКГ
------------	---------------	-------------------	---------------------

Интегральный финансовый показатель разработки	0,97	1	0,982
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,25	4,6	3,6
Интегральный показатель Эффективности	3,35	4,6	3,7
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,37		1,24

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования – недропользователи Д группы месторождений Западной Сибири, а также потребители компримированного газа;

2. В ходе SWOT – анализа выявлены основные угрозы и возможности проекта, так же его сильные и слабые стороны;

3. При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнителей по типам работ, а также разработан алгоритм составления этапов работ;

4. Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, при определении трудоемкости выполнения научного исследования и разработке графика проведения научных работ было установлено 64 рабочих дней, 97 календарных;

5. При планировании бюджета НТИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением, что составило вместе с внедрением проекта ДККС с новой системой СИКГ 85659993,31 руб. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям.

6. В ходе определения ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, было

выявлено то, что самый наибольший коэффициент интегральности 4,6 является у внедренной в объект УПН «А» дожимной контейнерной компрессорной станции (ДККС) с новой системой измерения количества и качества газа (СИКГ). Таким образом, можно сделать вывод, что внедрение данного проекта будет финансово эффективным и будет обладать высоким уровнем конкурентоспособности.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

В ходе данной работы рассматривается процесс успешного проведения модернизации технологического процесса утилизации попутного нефтяного газа на установке подготовки нефти. Все работы выполнялись с использованием компьютера. Раздел также включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 23 и 24.

Таблица 23 – Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0,1
Теплый	23-25		0,1

Таблица 24 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19-23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м², объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного

проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основным недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м³[12]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [13].

5.1.2 Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [12].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. Устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;

2. Изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);

3. Применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты:

1. применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

5.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [12]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [14]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Асер VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.) [15].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется

увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

а) до 10 мкВт/см², время работы (8 часов);

б) от 10 до 100 мкВт/см², время работы не более 2 часов;

в) от 100 до 1000 мкВт/см², время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;

г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ:

1. защита временем;

2. защита расстоянием;

3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;

4. экранирование источника;

5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ:

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO₂).

5.1.4 Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната

относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [15].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1 \text{ А}$; $U < (2-36) \text{ В}$; $R_{\text{зазем}} < 4 \text{ Ом}$.

В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте [16].

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении [17].

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горящей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

К средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относятся:

- оградительные устройства;
- устройства автоматического контроля и сигнализации;
- изолирующие устройства и покрытия;
- устройства защитного заземления и зануления;
- устройства автоматического отключения;
- устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
- устройства дистанционного управления;
- предохранительные устройства;
- молниеотводы и разрядники;
- знаки безопасности.

Средства индивидуальной защиты:

- диэлектрические перчатки;
- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками;
- указатели напряжений.

5.1.5 Освещенность

Согласно СНиП 23-05-95 в помещении, где происходит периодическое наблюдение за ходом производственного процесса при постоянном нахождении людей в помещении освещенность при системе общего освещения не должна быть ниже 300 Лк [18].

Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое действие на человека и способствует повышению производительности труда.

На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажает размеры и формы объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

Для защиты от слепящей яркости видимого излучения (факел плазмы в камере с катализатором) применяют защитные очки, щитки, шлемы. Очки на должны ограничивать поле зрения, должны быть легкими, не раздражать кожу, хорошо прилегать к лицу и не покрываться влагой [18].

5.1.6 Пожарная опасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д [19].

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В– горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам) [20].

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5 [21].

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок. кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений дозривных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 11, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.



Рисунок 11 – План эвакуации

5.2 Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды [22].

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;
- металлические части классифицируют (сталь, медь, алюминий), минимизируют по объему, упаковывают, хранят на складе до накопления до 1 транспортной единицы и потом направляют на соответствующий металлургический передел [22];
- неметаллические части компьютера (пластик) измельчают, также накапливают объем до 1 транспортной единицы и направляют в дорожно-строительную фирму в качестве пластифицирующей добавки дорожно-строительной смеси [22];

Измельченные в гранулы остатки компьютеров подвергаются сортировке. Сначала с помощью магнитов извлекаются все железные части. Затем приступают к выделению цветных металлов, которых в ПК значительно больше. Алюминий и медь также отделяют вручную. После измельчения эти металлы разделяют гравитационным способом, упаковывают и направляют на соответствующие металлургические переделы.

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки компьютера необходимо:

- Побеспокоится заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.

- Узнать насколько новая техника соответствует современным эко-стандартам и примут ее на утилизацию после окончания срока службы.

Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой компьютерной и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку»;

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в районе с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном районе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте могут быть:

- природные чрезвычайные ситуации (сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте));
- техногенные чрезвычайные ситуации (несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место).

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения.

В случае переморозки труб должны быть предусмотрены запасные обогреватели. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

При выходе из работы транспорта из-за сильных морозов, предусмотрены отапливаемые гаражи для наладки транспорта, а также резервный транспорт, чтобы работа на производстве не прекратилась.

Для электрокоммуникаций, в случае ЧС, предусмотрен резерв рабочих машин, которые всегда находятся в рабочем состоянии, чтобы работа на производстве не прекратилась.

В случае, временного прекращения водоснабжения, транспортировки воды, должен быть предусмотрен запас бутилированной воды пригодной для потребления, а также запас технической воды.

Из техногенных чрезвычайных ситуаций для рабочего места можно выделить проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа).

Для защиты необходимо организовать систему безопасности, которая включает в себя:

- охрану объекта и доступ к нему (оборудование турникетов и шлагбаумов, установку охранной сигнализации и ее техническое обслуживание, приобретение системы видео наблюдения);

- круглосуточный контроль за ввозом (вносом) и вывозом (выносом) материальных и других ценностей;

- обеспечение общественного порядка на территории;

- проведение комплекса предупредительно-профилактических мероприятий по повышению бдительности, направленной на обеспечение безопасности работников;

- установка наружного освещения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Пункт подготовки нефти УПН «А» выполняет большую роль в процессе непрерывного приема скважинной продукции с Д группы месторождений Западной Сибири, а также в сборе, подготовке, хранении, и перекачки нефти на НПС «п.Г», воды на БКНС и газа к потребителям.

В данной выпускной квалификационной работе приведены показатели вредных выбросов в атмосферу до и после введения в эксплуатацию дожимной контейнерной компрессорной станции, рассмотрен вопрос об эффективном применении ДККС на объекте УПН «А» Сского нефтяного месторождения, произведен расчет штрафных исчислений за сжигание газа до и после введения компрессорной станции.

Дожимная контейнерная компрессорная станция позволит утилизировать попутный нефтяной газ со второй ступени сепарации (с аппаратов КСУ-1,2), что приведет к:

- уменьшению вредных выбросов в атмосферу;
- уменьшению штрафных исчислений за утилизацию попутного нефтяного газа на факельной системе;
- возврату в технологическую схему газового конденсата и отработанного масла.

Исходя из результатов приведенного анализа можно сделать вывод о том, что на пункте подготовки нефти УПН «А» Сского нефтяного месторождения, использование дожимной контейнерной компрессорной станции будет эффективным и экономически выгодным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Соловьянов А.А. Попутный нефтяной газ. Технологии добычи, стратегии использования: учебное пособие / А.А. Соловьянов, В.В. Тетельмин, В.А. Язев. – Долгопрудный: Интеллект, 2013. – 208 с.
2. Андрейкина Л. В. Состав, свойства и переработка попутных нефтяных газов месторождений Западной Сибири: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Л.В. Андрейкина. — Уфа, 2005. – 22 с.
3. Аскарова А.А. Система утилизации и использования попутного нефтяного газа / А.А. Аскарова, Ю.Н. Савичева // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – № 5. – 11 с.
4. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!» Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России / П.А. Кирюшин, А.Ю. Книжников, К.В. Кочи, Т.А. Пузанова, С.А. Уваров. – М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF). – 2013. – 88 с.
5. Способы утилизации попутного нефтяного газа в России // Всемирный фонд дикой природы (WWF) // Компания Сибур. – 2017. – [Электронный ресурс]. URL: <https://www.sibur.ru/upload/iblock/a70/a70036cc7e90e0b2be004a04efb7bf3a.pdf>.
6. 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».
7. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 09.03.2021) "Об охране окружающей среды".
8. Брагинский О.Б., Куницына Н.Н., Горлов А.В. Рациональное использование углеводородного сырья в нефтегазовом комплексе России / Препринт № WP/2015/314. – М.: ЦЭМИ РАН, 2015. – 80 с.

9. Итоговый отчет о результатах и основных направлениях деятельности 2019г. [Электронный ресурс] / Министерство энергетики РФ. – М.: 2020. URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/18288/120934>
10. АО «В» М : официальный сайт. – Ж. – URL: <https://www.tomskneft.ru/about/>
11. Технологический регламент "Пункт подготовки и сбора нефти (УПН «А»)". П1-01.05 ТР-1002 ЮЛ-098.Версия 2.01
12. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ.
13. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
14. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
15. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности.
16. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
17. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
18. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
19. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
20. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
21. ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности.
22. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.