

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
<b>АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ COMPREX-SM ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.279.51(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Дергоусов Алексей Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Викторовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	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>
Р2	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>
Р3	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>
Р4	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>
Р5	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>
Р6	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>
Р7	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 промышленной геологии</i>
Р8	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>
Р9	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 промышленной 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

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Дергоусов Алексей Сергеевич

Тема работы:

Анализ применения компрессорной станций COMPEX-SM при подготовке газа на Советском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-30/с от 20.04.2021

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ геологических сведений о Советском месторождении. Характеристика попутного нефтяного газа. Современные подходы к использованию попутного нефтяного газа. Компримирование, как метод подготовки низконапорного газа. Описание технологического процесса и технологической схемы УПСВ-1 Советского месторождения. Сведения о рассматриваемой модели дожимной компрессорной станции. Технология эксплуатации компрессорной станции. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и

	ресурсосбережения. Планирование работ в рамках реализации проекта. Бюджет установки вакуумной компрессорной станции.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Геолого-промысловая оценка показателей разработки месторождения. качество подготовки нефти на советском месторождении	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Технологические особенности компримирования попутного нефтяного газа	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Викторовна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Геолого-промысловая оценка показателей разработки месторождения. качество подготовки нефти на советском месторождении	
Технологические особенности компримирования попутного нефтяного газа	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	21.04.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		21.04.2021
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			21.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б6В2	Дергоусов Алексей Сергеевич		21.04.2021

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

- ПНГ** – попутный нефтяной газ;
- КС** – компрессорная станция;
- ГРС** – газораспределительная станция;
- ГПЗ** – газоперерабатывающий завод;
- ШФЛУ** – широкие фракции легких углеводородов;
- ГТЭС** – газотурбинная электростанция;
- ГПЭС** – газопоршневая электростанция;
- УПСВ** – установка предварительного сброса воды;
- НГС** – нефтегазосепаратор;
- ГС** – газовый сепаратор;
- ПШД** – поддержание пластового давления;
- УСТН** – установка сепарационная трубная наклонная;
- РВС** – резервуар вертикальный стальной;
- ДКС** – дожимная компрессорная станция;
- СИКГ** – система измерения количества газа;
- ДКУ** – дожимная компрессорная установка;
- САУ** – система автоматического управления;
- ШУ** – шкаф управления;
- ВРУ** – вводно-распределительное устройство;
- ШС** – шкаф силовой;
- АВО** – автоматический вентилятор охлаждения;

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 77 страниц, в том числе 11 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 26 источников.

Ключевые слова: месторождение, пласт, нефть, газ, компримирование, попутный нефтяной газ, штрафные санкции, загрязнение окружающей среды.

Объектом исследования является компрессорная станция на установке предварительного сброса воды на Советском нефтяном месторождении.

Цель исследования – повышение уровня утилизации попутного нефтяного газа на Советском нефтяном месторождении.

В результате работы выполнили задачи:

1. Анализ современных способов утилизации попутного нефтяного газа;
2. Выбор и обоснованный состав компрессорной станции COMPLEX-SM на установке предварительного сброса воды;
3. Произведен расчет экономической эффективности применения компрессорной станции на Советском нефтяном месторождении.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. КАЧЕСТВО ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. ....	11
1.1 Анализ геологических сведений о Советском нефтяном месторождении....	11
1.2 Характеристика попутного нефтяного газа .....	13
1.3 Современные подходы к использованию попутного нефтяного газа .....	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КОМПРИМИРОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА .....	25
2.1 Компримирование, как метод подготовки низконапорного газа.....	25
2.2 Описание технологического процесса и технологической схемы УПСВ-1 Советского месторождения .....	26
2.3 Сведения о рассматриваемой модели дожимной компрессорной .....	32
3 ПРОЕКТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ.....	47
3.1 Основание для разработки проектной документации, состав и характеристика производства.....	47
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	51
4.2. Планирование работ в рамках реализации проекта .....	51
4.3. Бюджет установки вакуумной компрессорной станции .....	53
4.4 Затраты на эксплуатацию оборудования .....	55

4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	61
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ.....	64
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	64
5.2 Производственная безопасность.....	68
5.3 Экологическая безопасность.....	71
5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	74
Список использованных источников.....	75

## ВВЕДЕНИЕ

Попутный нефтяной газ, добываемый с нефтью является ценным, экологически чистым топливом и сырьем для нефтехимического производства. Но тем не менее ПНГ сжигается на многих нефтедобывающих организациях при эксплуатации месторождения.

Из-за нерентабельности многих мероприятий по утилизации нефтяного газа, несмотря на прилагаемые усилия в этой проблеме, уровни утилизации остается низкими.

В связи с ратификацией Россией Киотского протокола о сохранении экологической безопасности 8 января 2009 г. принято Постановление № 7, в котором Правительство обязывает недропользователей к 2012 году достичь 95 процентов уровень утилизации нефтяного газа.

В настоящее время Россия находится в двадцатке ведущих стран-недропользователей по объему сжигаемого в факелах газа. По разным источникам, в стране сжигается около 17 млрд м<sup>3</sup>/год нефтяного газа, что составляет 24,5 процентов от извлекаемого объема.

Реализация мероприятий по утилизации газа в развитых странах, где в настоящее время уровень утилизации превышает 94-98 процентов, путем создания особого налогового режима или иных механизмов осуществляется за счет государственной поддержки также являются убыточными. Реализация их, относящихся к разряду природоохранных и энергосберегающих мероприятий [1].

Одно из решений проблемы является строительство на территориях промыслов различных дожимных компрессорных станций для компримирования ПНГ с целью повышения его утилизации.

Очень часто, по расположению в пространстве, ДКС входят в состав установок комплексной подготовки газа и являются одним из концевых элементов всей системы подготовки и транспорта.

В настоящее время происходит реконструкция многих промышленных объектов нефтедобывающей отрасли. Старое оборудование заменяется по

причине морального старения и физического износа. Поэтому проводимая работа и изучение эксплуатации дожимной компрессорной станции является актуальной. Решение данной задачи напрямую влияет на объем добываемого попутного нефтяного газа [2].

Актуальность данной работы: применение компрессорной станции для компримирования ПНГ низкого давления в промышленных условиях Советского нефтяного месторождения и подачу его в промышленный газопровод высокого давления.

# 1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. КАЧЕСТВО ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.

## 1.1 Анализ геологических сведений о Советском нефтяном месторождении

Советское нефтяное месторождение является старейшим и самым крупным нефтяным месторождением в томской области. Открыто в августе 1962 года. Оно расположено в северо-западной части Александровского района Томской области (Рисунок 1).

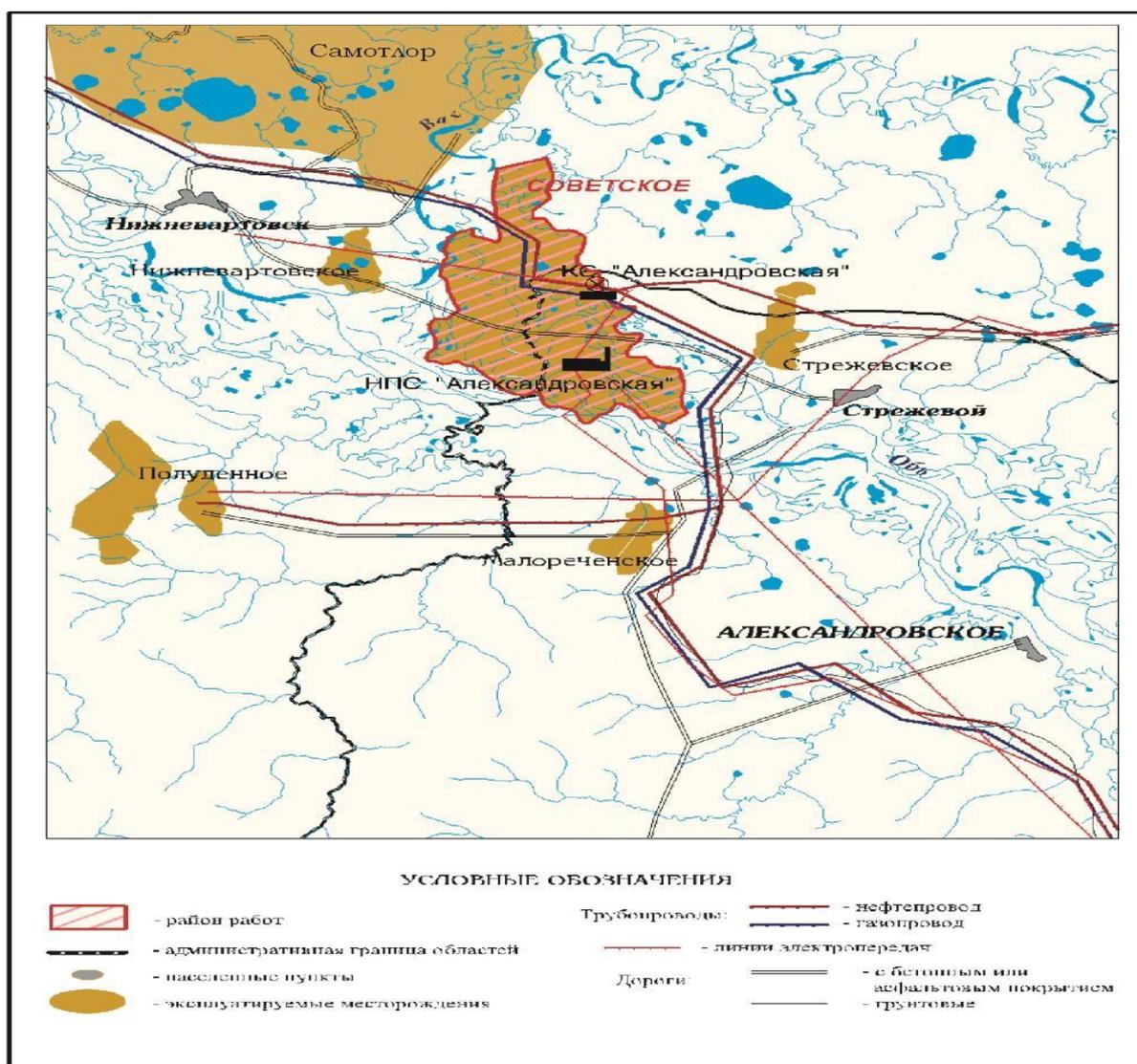


Рисунок 1 – Обзорная карта нефтедобывающего района

Месторождение находится в пределах Нижневартовского нефтегазоносного района, выделяемого в восточной части Среднеобской нефтеносной области. Это крупное многопластовое месторождение было введено в разработку в 1966 году. В первые два года осуществлялась пробная, а с 1968 года начата его промышленная эксплуатация. Начальные извлекаемые запасы нефти 249011 тыс. тонн.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,282, обводненность продукции составила 87,8 процентов, эксплуатационный фонд составляет 972 скважин, из них добывающий фонд-714 скважины и неработающий фонд 258 скважин.

Максимальный уровень добычи нефти (6,9 млн. тонн, темп отбора 3,1процентов) по месторождению был достигнут в 1977-78 годах. после этого месторождение вступило в третью стадию разработки. На текущее время, месторождение находится в четвертой стадии разработки.

На Советском нефтяном месторождении широко использовалось кустовое наклонно - направленное бурение. В кусте, состоящем из 3 – 10 скважин, как правило, бурилась одна вертикальная или почти вертикальная скважина, в которой выполняется более обширный комплекс промыслово - геофизических исследований, чем по наклонно - направленным, где отклонения от забоя иногда достигает 1 км и некоторые геофизические приборы не проходят в скважину.

Нефть Советского нефтяного месторождения является легкой, плотность нефти в поверхностных условиях составляет 847,56 кг/м<sup>3</sup>, сравнительно маловязкой, вязкость нефти при температуре 20С- 7,58 мм<sup>2</sup>/с, при 50С- 3,67 мм<sup>2</sup>/с. Содержание серы 0,75% весовых, асфальтенов-2,0%, силикагеливых смол-8,83%. Количество парафинов в нефти не велико и составляет 2,23%. Нефть характеризуется высоким выходом светлых фракций: отгон до 200С составляет 31%, выход фракций до 300С- 52%. Бензиновые фракции нефти характеризуется

низким содержанием ароматических углеводородов 7-20% и высоким содержанием парафиновых 58-63%.

Нефть характеризуется следующими параметрами:

- плотность сепарированной нефти 851,9% кг/м<sup>3</sup>;
- плотность пластовой нефти 777,7 кг/м<sup>3</sup>;
- объемный коэффициент 1,182;
- вязкость пластовой нефти 1,66 МПа\*с;
- давление насыщения - 8,2 МПа;
- газосодержание 67,47 м<sup>3</sup>/т.

После прохождения всех этапов подготовки, нефть доводится до соответствия ГОСТа Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

В Таблице 1 приведены основные характеристики пластовой воды Советского нефтяного месторождения.

Таблица 1 - Характеристика пластовой и закачиваемой воды

<b>Пластовая вода</b>	
Плотность	1010 кг/м <sup>3</sup>
Вязкость	0,565 мПа
Общая минерализация	18,3 г/л
<b>Сеноманская вода</b>	
Плотность	1010 кг/м <sup>3</sup>
Общая минерализация	14,4 г/л

## **1.2 Характеристика попутного нефтяного газа**

Попутный нефтяной газ – это углеводороды от этана до пентана; он является ценным сырьем, из которого получают спирты, синтетический каучук, растворители, жидкие моторные топлива, удобрения и искусственное волокно и другие продукты органического синтеза. Поэтому следует стремиться исключить потери легких фракций [3].

Попутный нефтяной газ (ПНГ), является побочным продуктом добычи нефти. Нефть залегает в земле совместно с газом и практически невозможно

добывать исключительно жидкую фазу углеводородов, оставляя газ внутри пласта.

Мировые цены на нефть обуславливают большую ценность именно жидкой фазы, поэтому газ на данном этапе воспринимается как попутное сырье. Исключением являются газовые месторождения, где все производственно-технические мероприятия направлены на извлечение исключительно газообразной фазы с возможной незначительной примесью газового конденсата, нефтяные промыслы не обустроены таким образом, чтобы эффективно вести процесс добычи и утилизации попутного газа.

Далее рассмотрим более детально технические и экономические аспекты добычи и способы утилизации ПНГ

Нефть образуется в результате преобразования органического вещества, оседающего на морском и речном дне. С течением времени вода и ил предохраняли вещество от разложения, и по мере накопления новых слоев отмерших организмов, происходило постепенное обогащение органического вещества углеродом. Давление на залегающие пласты усиливалось, что в совокупности с температурными и химическими условиями обуславливало образование нефти и природного газа.

Нефть и газ залегают вместе. В условиях большого давления в порах так называемых материнских породах вещества скапливаются, проходя процесс непрерывного преобразования, микрокапиллярными силами поднимаются вверх. По мере выхода вверх, может образоваться ловушка – когда более плотный пласт накрывает пласт, по которому мигрирует углеводород, и таким образом происходит накапливание. В момент, когда накопилось достаточное количество углеводородов, начинает происходить процесс вытеснения оттуда вначале солёной воды, более тяжёлой, чем нефть. Далее сама нефть отделяется от более лёгкого газа, но при этом часть растворённого газа остаётся в жидкой фракции. Именно отделившаяся вода и газ служат инструментом выталкивания нефти наружу, образуя водо- или газонапорные режимы.

Попутный нефтяной газ является составной частью пластовой нефти и отделяется от неё при подготовке нефти на промыслах.

Нефтяной газ различается от месторождения к месторождению – в зависимости от всей геологической истории формирования данных залежей. Состоит из предельных парафиновых углеводородов от метана до гексана и выше. В основе обычно содержатся углеводороды от метана до бутана. Содержание парафинов от гексана и выше, составляет всего десятые доли или нескольких процентов. В общем случае, содержание в попутном нефтяном газе углеводорода снижается, с увеличением молярной массы.

Кроме парафиновых углеводородов в попутном нефтяном газе, как правило, содержатся диоксиды углерода  $\text{CO}_2$ , азота  $\text{N}_2$ , пары воды, и могут присутствовать также сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ , гелий  $\text{He}$ . В таблице 2 приведён химический состав нефтяных газов некоторых месторождений Западной Сибири.

Таблица 2 – Состав нефтяных газов месторождений Западной Сибири

Месторождение	Содержание компонентов, % объёмных								
	$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8$	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	$\text{C}_5\text{H}_{12}$	$\text{C}_6+$	$\text{CO}_2$	$\text{N}_2$	$\text{H}_2\text{S}$
Советское	71,2	3,6	7,6	9,5	4,7	1,7	0,2	1,1	-
Самотлорское	76,94	4,87	7,84	5,27	1,95	1,2	0,32	1,72	-
Барсуковское	80,78	5,81	4,27	2	1,81	2,57	0,96	1,8	-

По содержанию углеводородов от пропана и выше нефтяные газы делятся на:

- «Тощий» - менее  $100 \text{ г/м}^3$ ;
- «Средний» -  $101-200 \text{ г/м}^3$ ;
- «Жирный» -  $201-350 \text{ г/м}^3$ ;
- Особо жирный – более  $351 \text{ г/м}^3$ .

Как следует из таблицы 1, нефтяной газ представленных месторождений является «жирным».

Нефтяной газ является источником ценного сырья нефтехимии – этана, пропана, изобутана, н-бутана, изопентана, н-пентана [4].

### **1.3 Современные подходы к использованию попутного нефтяного газа**

В условиях каждого месторождения в первую очередь необходимо определить экономически целесообразный вариант использования попутного нефтяного газа. Выбор метода использования попутного нефтяного зависит от многих параметров:

- 1) Объем добычи;
- 2) Удаленность установки;
- 3) Размер установки;
- 4) Тип топлива необходимый в процессе переработки.

Исходя из данных факторов, основными направлениями использования ПНГ согласно российскому и зарубежному опыту могут быть [5]:

–использование газа и продуктов его переработки в районах добычи для удовлетворения технологических нужд промыслов и местных потребностей в энергоресурсах;

–использование в качестве топлива на электростанциях;

–переработка на газоперерабатывающих заводах с получением газохимической продукции. Этот вариант рассматривается в случае выделения значительных и стабильных объемов ПНГ;

–закачка ПНГ в продуктивные нефтяные пласты для повышения пластового давления и нефтеотдачи (сайклинг-процесс). Этот метод характеризуется высокими затратами;

–поставка ПНГ отдаленным потребителям, например, для производства тепловой и электрической энергии, по трубопроводам или после соответствующей подготовки автомобильным или иным доступным транспортом.

Качественная и количественная характеристики ПНГ, также существенно влияют на выбор метода его утилизации. Затраты на реализацию мероприятий по утилизации газа в несколько раз повышаются при несоответствии показателей

его качества требованиям ГОСТа 5542–87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения» на его транспорт и использование. Окупаемость мероприятий напрямую зависит от объемов ПНГ, и при этом любое мероприятие по утилизации газа становится убыточным при объемах добычи газа менее 5 млн м<sup>3</sup>/год и при несоответствии газа по качеству требованиям ГОСТа [3].

Также, соответствии с постановлением правительства РФ №1148, вступившим в силу с 01.01.2013 г., предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания ПНГ не должно быть более 5% от общего объема добычи ПНГ. При превышении указанного показателя к нормам платы штрафов за выбросы применяется дополнительный коэффициент, имеющий значение на 2013 год равный 12, а с 2014г. – 25 [6].

Как показано на рисунке 2, в России уровень использования попутного нефтяного газа возрастает с каждым годом.

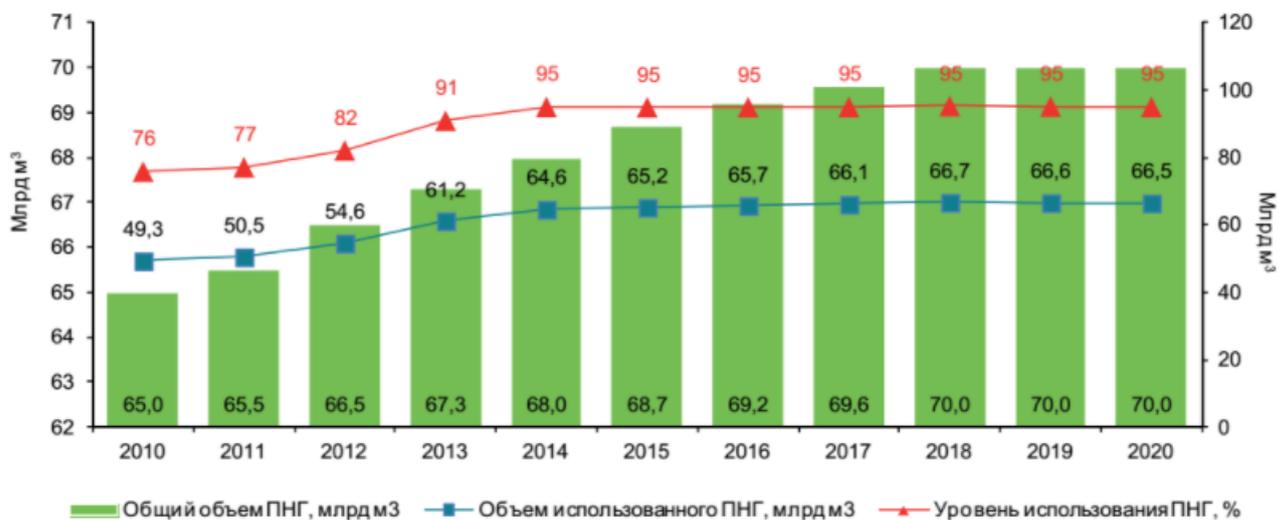


Рисунок 2 - Уровень использования попутного нефтяного газа в России

В настоящее время для достижения показателей действующего постановления, применяются различные способы применения попутного нефтяного газа (рисунок 3).



Рисунок 3 - Способы использования попутного нефтяного газа

Далее более подробно рассмотрим эти способы утилизации попутного газа.

### 1.3.1 Переработка на газоперерабатывающих заводах или малых установках на промыслах

Данный способ утилизации способствует повышению и развитию экологической эффективности нефтяных предприятий, развитию газонефтехимии, а также решению задач по повышению энергоэффективности предприятий.

Отправка ПНГ на переработку на ГПЗ, при наличии развитой инфраструктуры по транспортировке газа требует меньше всего капитальных затрат. Недостатком, в случае отсутствия развитой инфраструктуры для удаленных промыслов является необходимость строительства газоперекачивающих станций.

На рисунке 4 изображена принципиальная технологическая схема газоперерабатывающего завода.

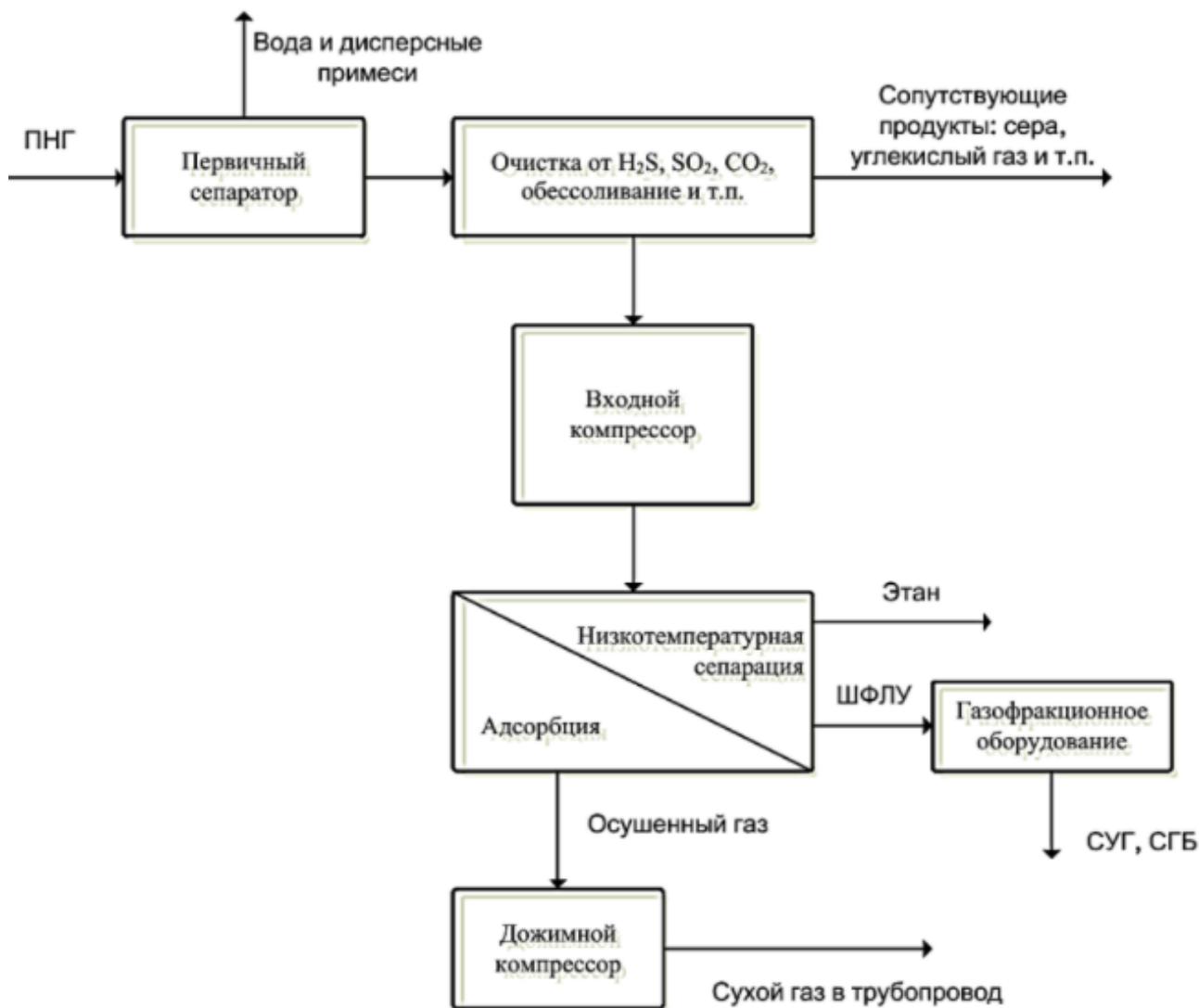


Рисунок 4 – принципиальная технологическая схема газоперерабатывающего завода

На ГПЗ проходят следующие основные мероприятия, проводимые с попутным нефтяным газом [4]:

1) Сепарация.

Поступивший на завод газ проходит сепарацию, где отделяется от выпавшей влаги, углеводородного конденсата и механических примесей. Вода вместе с механическими примесями - песком, продуктами коррозии из сепарационной установки дренируется в канализацию. Выпавший конденсат направляется в емкость или на установку очистки, или на установку отбензинивания, или на установку фракционирования.

Если отсепарированный газ не содержит кислых компонентов, то он подвергается компримированию.

#### 2) Компримирование газа.

Очищенный газ, не содержащий сероводорода, поступает на компрессорные станции завода, где сжимаются до заданного давления, необходимого для процесса отбензинивания и дальнейшего транспорта товарного газа по трубопроводу.

Компримирование производят в несколько степеней (до трех). После каждой ступени газ подвергается охлаждению в водяных или воздушных холодильниках. Выделившийся при сепарации газа углеводородный конденсат отводится на фракционирование.

#### 3) Сушка газа от паров воды для достижения требуемой точки росы по влаге для данного времени года.

Сушка газа производится абсорбционным или адсорбционным способом.

В качестве твердого поглотителя влаги в адсорбционных процессах используют силикагель, активированный оксид алюминия или цеолиты - молекулярные сита.

#### 4) Отбензинивание газа.

Отделение от газа углеводородов от пропана и выше для достижения требуемой точки росы по углеводородам для данного времени года.

В зависимости от объемов перерабатываемого нефтяного газа, содержания в этом газе целевых компонентов, заданной глубины извлечения целевых компонентов и от местных промысловых условий и других факторов применяют четыре способа отбензинивания:

- компрессионный;
- низкотемпературные конденсация и ректификация;
- абсорбционный;
- адсорбционный.

Компрессионный способ отбензинивания. Основан на сжатии и дальнейшем охлаждении газа в водяных и воздушных холодильниках; при этом некоторая часть паров воды и тяжелых углеводородов при этом, которые входят в состав газа, конденсируется и отделяется в сепараторах.

Процесс низкотемпературной конденсации. При данном процессе сжатый газ охлаждается специальными хладагентами (пропаном, аммиаком) до низких (минусовых) температур, в результате этого происходит конденсация значительной части газа. Применение способа низкотемпературной конденсации целесообразно, в случае, когда в сырьевом газе содержание  $C_3H_8$ +высшие превышает  $300 \text{ г/м}^3$  и из газа извлекается гелий.

Абсорбционный способ отбензинивания—основан на разной растворимости компонентов газа в жидких нефтепродуктах компонентов газа, которые применяются как абсорбенты – поглотители.

При переработке тощих нефтяных газов с содержанием  $C_3H_8$ +высшие от 50 до  $100 \text{ г/м}^3$  применяется адсорбционный способ отбензинивания. Основан он на свойстве пористых твердых материалов (адсорбентов) поглощать газы и пары.

5) Газофракционирование ШФЛУ. Разделения на фракции, являющиеся товарными продуктами, в основном сырьем для нефтехимической промышленности, коммунально-бытовым топливом, автомобильным топливом и экспортным продуктом.

На газоперерабатывающем заводе из попутного газа выделяют более легкие фракции — смесь метана и пропана, сухой отбензиненный газ, по своим свойствам близкий к природному газу, а также широкую фракцию легких углеводородов, являющуюся важным сырьем для газонефтехимии. В дальнейшем из ШФЛУ в результате газофракционирования можно выделить сжиженные углеводородные газы — это газы или газовые смеси, которые могут использоваться в качестве топлива или, так же как ШФЛУ, в качестве сырья для газонефтехимии. Далее на ГПЗ или на газохимическом комбинате происходят процессы более глубокой переработки. В том числе такие процессы, как пиролиз

— высокотемпературное воздействие, результатом которого является превращение ШФЛУ и СУГ в другие группы и классы химических соединений; дегидрирование — отщепление водорода от молекулы органического соединения; полимеризация — «сшивание» отдельных элементов в полимеры, а также другие процессы. Результатом процесса переработки ПНГ в рамках газонефтехимии является появление таких полимеров как, полиэтилена, полипропилена, полистирола, поливинилхлорида и синтетического каучука [8].

Из них производятся упаковки, одежда и обувь, бытовая техника, линолеум, автомобильные детали, медицинское оборудование, подвесные потолки и другие предметы которые мы эксплуатируем и без которой немислима современная жизнь.

### **1.3.2 Использование газа для выработки электроэнергии**

В связи с постоянным увеличением стоимости электроэнергии, сбоями в работе электросетей и отдаленностью месторождений углеводородов от электромагистралей, решение перехода от централизованного энергоснабжения, к использованию попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии, является - одним из перспективных решений. Учитывая высокую энергоемкость нефтедобычи, наиболее целесообразно использовать его с целью выработки электроэнергии и тепла для промышленных нужд. В России, технологии, позволяющие использовать с этой целью ПНГ, имеются в достаточном количестве. Применение ПНГ для выработки электроэнергии, тепла и холода экономически вполне оправданно [9].

Использование газа в качестве топлива на производство электроэнергии снижает затраты на энергоснабжение, не требует значительных вложений во внешнюю инфраструктуру, в строительство линий электропередач и инженерных сетей от внешних и централизованных источников энергии для постоянного снабжения новых месторождений и, как результат, сокращает потери электроэнергии за счет выработки на месте потребления.

К недостаткам этого направления можно отнести жесткие требования широко распространенных традиционных ГТЭС и ГПЭС к составу топлива, поскольку для нормальной работы агрегатов требуется система очистки ПНГ от негативных примесей. Это требует увеличенных капитальных затрат на применение систем газоочистки и эксплуатационных затрат на техническое обслуживание оборудования.

Все ведущие мировые энергетические холдинги используют ПНГ как сырье для газопоршневых электростанций. При этом наиболее важной характеристикой при таком способе использования газа является его детонационная стойкость, определяемая метановым числом. В целом метановое число составляет 25 – 95 [10].

### **1.3.3 Использование газа в сайклинг процессе, газлифте**

Существует множество вариаций технологии связанных с возвратом нефтяного попутного газа в пласт для повышения нефтеотдачи и извлечения трудноизвлекаемых запасов.

Одной из технологий разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления посредством обратной закачки газа в продуктивный горизонт, является сайклинг процесс. Он является альтернативой заводнения пласта, так как при заводнении газоконденсатной залежи возможны значительные потери газа в пласте. Поддержание пластового давления посредством обратной закачки газа в продуктивный горизонт препятствует происходящему вследствие ретроградной конденсации выделению в продуктивном горизонте из пластового газа высококипящих углеводородов, образующих газовой конденсат [11].

Полный и частичный сайклинг-процессы могут проводиться сразу после ввода месторождения в эксплуатацию, а также в случае разработки его в течение некоторого времени в режиме истощения. Однако, чем позже начинается реализация сайклинг-процесса, тем ниже коэффициент конденсатоотдачи пласта.

В России применение газовых методов воздействия на пласт слабо развито в связи с относительно высокой капиталоемкостью, так и сложностью применения. Для осуществления сайклинг процесса требуется серьезная предпроектная подготовка, необходим комплекс технологического оборудования, а именно, насосная станция для закачки жидкой фазы, многоступенчатая компрессорная станция высокого давления для нагнетания ПНГ, оборудование к компримированию, установка для дозированной подачи метанола, специальная оснастка устьев скважин, автоматизированная система управления технологическим процессом.

В отличие от России, метод повышения нефтеотдачи хорошо зарекомендовал себя во многих странах мира (в Норвегии, США, в Канаде и др.), благодаря чему в этих странах достигнуты высокие показатели нефтеотдачи пластов и объемы сжигания ПНГ доведены до минимальных значений [12].

Следующий способ применения ПНГ для технологических нужд промысла – это процесс подъема нефти с помощью газлифта. Данный метод применяется, после прекращения фонтанирования скважин из-за нехватки пластовой энергии. Принцип метода заключается в использовании энергии закачиваемого в нее компримированного ПНГ.

Применение способа имеет следующие достоинства [14]:

- Отсутствием подвижных и быстроизнашивающихся деталей, что позволяет эксплуатировать скважины с высоким содержанием песка;
- Доступность оборудования для обслуживания и ремонта;
- Простота регулирования дебита скважины.

Также существуют и недостатки:

- Высокие капитальные вложения на строительство мощных компрессорных станций и разветвленной сети газопроводов;
- Низкий коэффициент полезного действия газлифтного подъемника.

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КОМПРИМИРОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

### 2.1 Компримирование, как метод подготовки низконапорного газа

Для Советского нефтяного месторождения наиболее подходящим способом утилизации ПНГ является строительство компрессорных станций, предназначенных для компримирования ПНГ низкого давления.

В основу метода компримирования положено явление выпадения конденсата из газа при повышении давления и последующем его охлаждении. Это объясняется повышением парциальных давлений тяжёлых углеводородов до предела, соответствующего значению их упругости паров в состоянии насыщения, при котором начинается переход из паровой фазы в жидкую. Как было изложено выше, попутные нефтяные газы представляют собой смесь углеводородов, тяжёлая часть которых должна быть извлечена. Отделение сконденсированной части углеводородов от газа происходит в условиях равновесия фаз, когда парциальные давления любого компонента в газовой и жидкой фазах по закону Рауля Дальтона равны.

Распределение каждого компонента между фазами предопределяется константой фазового равновесия  $K$ .

Процесс компрессии технологически прост и рассчитывается как однократная конденсация по уравнению концентрации (1):

$$x = \frac{x_0}{K - (K-1) * L}, \quad (1)$$

где  $x$ - концентрация любого компонента в жидкой фазе;

$x_0$ - концентрация любого компонента в исходном сырье;

$K$ - константа равновесия.

Если газ поступает от трапных установок, размещённых в непосредственной близости от установки, то во избежание попадания нефти в газовые линии на приёме компрессоров перед приёмными сепараторами

устанавливаются специальные ёмкости для улавливания нефти при нарушении уровня её в трапных установках. Далее газ по трубопроводам поступает в приёмный коллектор, которым распределяется по компрессорам. Из цилиндров первой ступени компрессора нагретый при компримировании газ через выкидной коллектор поступает в маслоотделители, в которых отделяются капли масла, увлечённые из цилиндров компрессоров. Затем газ проходит водяные холодильники, охлаждается и через бензосепараторы поступает на вторую ступень компримирования. Далее газ проходит такие же аппараты (маслоотделитель, холодильник и бензосепаратор), после которых осушается и в зависимости от последующего использования компримируется до более высокого давления. Отделившиеся в бензосепараторах конденсаты низкой и высокой ступеней поступают по трубопроводам в специально промежуточные ёмкости, откуда насосами подаются по бензопроводу на дальнейшую его переработку.

## **2.2 Описание технологического процесса и технологической схемы УПСВ-1 Советского месторождения**

Подготовке нефти предшествует многоэтапный технологический процесс. На каждом месторождении, продукция, поступающая из скважин, проходит предварительную подготовку на объектах подготовки нефти. Далее нефть транспортируется в центральные пункты сбора, где ее окончательно доводят до товарной кондиции для сдачи потребителю. Цель промысловой подготовки нефти — удаление из нее воды, различных механических примесей и извлечение нефтяного газа.

Нефтегазосодержащая жидкость (нефть, газ, пластовая вода) с добывающего фонда скважин Советского месторождения, перекачиваемая жидкость с ДНС-10 поступает на входную гребенку УПСВ-1. Для более эффективного разделения нефти и воды на входную гребенку подается деэмульгатор.

С входной гребенки жидкость поступает (на первую ступень сепарации) на вход нефтегазовых сепараторов (НГС).

Разгазированная жидкость с НГС поступает на вторую ступень сепарации в установку сепарационную трубную наклонную (УСТН) где за счет снижения давления полностью дегазируется, и поступает в резервуар вертикальный стальной №1 (РВС).

В технологический резервуар РВС-5000 №1 обводненная нефть поступает через лучевое распределительное устройство, и проходя слой пластовой воды, а затем и нефтяной слой, разделяется на нефть и воду.

Обезвоженная нефть с РВС-5000 №1 с верхней части нефтяного слоя через приемо-раздаточный патрубок (ПРП) поступает на прием нефтяных насосов и далее на УПН Советского месторождения для дальнейшей подготовки.

Отделившаяся в РВС-5000 №1 подтоварная вода за счет гидростатического давления, самотеком поступает в РВС-5000 №2, где происходит дополнительная подготовка и накопление уловленной нефти.

Подготовленная подтоварная вода с РВС-5000м<sup>3</sup> №2 поступает на прием водяных насосов насосной перекачки воды и далее в систему поддержания пластового давления [15].



В случае ограничения приема газа (при плановой/аварийной остановке ООО «Нижевартовского ГПК»), газ ВД с ГС-1 через СИКГ ФВД, поступает на факел высокого давления ФВД.

Отделившийся свободный нефтяной газ второй ступени сепарации с избыточным давлением от 0,005 до 0,02 МПа и температурой от 25 до 37 °С отбирается из существующего трубопровода газа от УСТН-1,2, проходит через существующую СИКГ «ФНД» и поступает к блоку компрессорной установки.

На входе и выходе из блока компрессорной установки предусмотрена установка запорной арматуры с дистанционным управлением.

Далее, как показано на рисунке 6, через арматуру 3э газ поступает во входной сепаратор блока компрессорной установки, где происходит его очистка от капельной жидкости.

Очищенный газ через фильтр газовый поступает на прием винтового компрессора. Фильтр газовый монтируется на патрубке всасывания компрессора. Функция фильтра – очистка газа от механических примесей.

После компримирования газ с избыточным давлением от 0,3 до 0,6 МПа отделяется от капель масла в маслоотделителе МО, выполненном единым блоком с компрессорным агрегатом. Для предотвращения обратного хода газа на выходе компрессора предусмотрен обратный клапан.

Очищенный от масла газ поступает в аппарат воздушного охлаждения, где охлаждается до температуры не более плюс 50 °С и направляется через обратный клапан в выходной сепаратор для дополнительной очистки от капельной жидкости.

Очищенный от капельной жидкости компримированный газ через обратный клапан, электроприводной кран 4э поступает на смешение с газом первой ступени сепарации в газопровод на ГРС Советского месторождения.

Аварийный сброс газа от предохранительных клапанов маслоотделителя МО, сепараторов осуществляется в факельный коллектор высокого давления

[16].

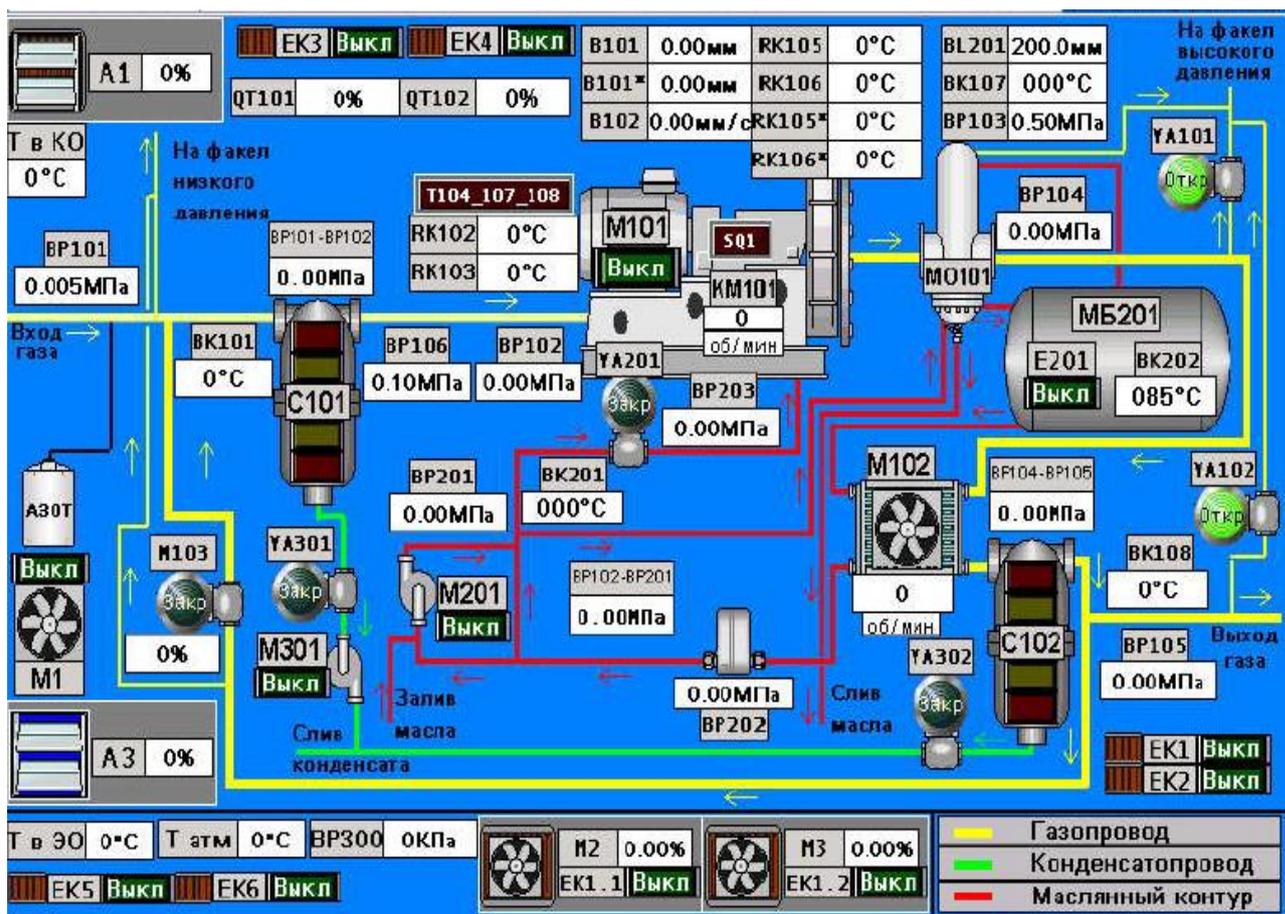


Рисунок 6 – Технологическая схема дожимной компрессорной станции

Компримированный газ второй ступени, совместно с газом первой ступени сепарации подается в газопровод на ГРС Советского месторождения.

В таблице 3 приведены основные физико-химические свойства газа с первой и второй ступеней сепарации УПСВ-1 Советского нефтяного месторождения. Данные по свойствам газа первой ступени сепарации – на основании протоколов № 72 количественного химического анализа проб газа от 30.03.2021 г. По свойствам газа второй ступени сепарации приняты на основании протоколов № 71 количественного химического анализа проб газа от 30.03.2021 г.

Таблица 3 – Состав и свойства газа первой и второй ступеней сепарации  
УПСВ-1 Советского месторождения

Наименование показателя		Единицы измерения	Газ первой ступени сепарации	Газ второй ступени сепарации
1	Компонентный состав, объемная доля	%		
	Диоксид углерода		0,083	0,308
	Азот		0,077	0,204
	Водород		<0,001	<0,0001
	Гелий		0,0026	<0,0001
	Метан		80,2	58,77
	Этан		2,5	4,58
	Пропан		5,9	15,2
	Изо-бутан		1,94	5,1
	Н-бутан		4,24	9,9
	Изо-пентан		1,37	2,39
	Н-пентан		1,86	2,18
	Сумма гексанов		1,41	1,16
	Сумма гептанов		0,271	0,186
	Сумма октанов		0,0284	0,0194
2	Молярная масса	г/моль	21,045	30,857
3	Плотность при температуре 20°C и абсолютном давлении 101325 Па	кг/м <sup>3</sup>	0,9929	1,2965
4	Относительная плотность		0,8244	1,0764
5	Низшая теплота сгорания при температуре 20 °С и абсолютном давлении 101325 Па	МДж/м <sup>3</sup>	42,15	60,77
6	Число Воббе высшее при температуре 20 °С и абсолютном давлении 101325 Па	МДж/м <sup>3</sup>	54,31	63,99
7	Содержание водяных паров	г/м <sup>3</sup>	8,9	-
8	Содержание сероводорода	мг/м <sup>3</sup>	<1,0, ниже предела обнаружения по ГОСТ Р 53367-2009	<1,0, ниже предела обнаружения по ГОСТ Р 53367-2009

Требования к качеству газа, подаваемого на ГРС, техническим заданием не предъявляется.

### **2.3 Сведения о рассматриваемой модели дожимной компрессорной станции**

В рамках газовой программы с 2007 года, на различных месторождениях АО «Томскнефть» ВНК, было построено 10 компрессорных станций. Проект позволяет АО «Томскнефть» ВНК применять новые объемы ПНГ для выработки электрической и тепловой энергии, что повышает эффективность нефтегазодобычи, а также способствует снижению нагрузки на окружающую среду и улучшению экологической обстановки в регионах добычи.

ДКС предназначена для компримирования попутного нефтяного газа. ДКС могут применяться в различных отраслях народного хозяйства, в том числе на опасных нефтегазовых производствах для:

- подготовки топливного газа для турбин парогазовых установок и газотурбинных электростанций различной мощности;
- сбора и подачи попутного (ПНГ) и низконапорного (ННГ) нефтяного газа при различных способах его использования.

Одним из таких объектов в 2016 году, для увеличения уровня полезного использования попутного нефтяного газа, было строительство на УПСВ-1 Советского нефтяного месторождения дожимной компрессорной станции «СОМРЕХ-SM». На данной установке производится отбор низконапорного газа со второй ступени сепарации, компримирование и подача в общий газопровод высокого давления.

Автоматизация компрессорной станции выполнена в соответствии с Техническими требованиями на изготовление блока компрессорной установки по объекту: «Компрессорная станция на УПСВ-1 Советского нефтяного месторождения».

### **Характеристика параметров работы дожимной компрессорной**

## станции

Основные технические характеристики и параметры ДКС COMPEX-SM-30-O-6-Eх соответствуют величинам, указанным в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

№ п/п	Наименование параметра	Значение	
1	Номинальная мощность основного приводного двигателя компрессора, кВт	30	
2	Максимальная потребляемая мощность, кВт	25	
3	Напряжение питания, В	400	
4	Род тока	переменный трехфазный	
5	Частота тока, Гц	50	
6	Рабочая среда	попутный нефтяной газ	
7	Производительность, нм <sup>3</sup> /ч	180 ст. м <sup>3</sup> /ч	
8	Избыточное давление на входе, МПа.	0,001...0,01	
9	Температура рабочей среды на входе в ДКС, °С	+25...37	
10	Избыточное давление на выходе, МПа	не более 0,6	
11	Температура рабочей среды на выходе из ДКС, °С	не более +50	
12	Габаритные размеры, мм.	Длина	11000
		Ширина	3000
		Высота	3490
13	Масса, т. не более	14,0	
14	Климатическое исполнение и категория размещения в соответствии с ГОСТ 15150-69	УХЛ 1	

В состав ДКС COMPEX-SM-30-O-6-Eх входит следующее оборудование и системы:

- 1) Блок-контейнер теплоизолирующий;
- 2) Компрессорная установка;
- 3) Масляная система;
- 4) Система слива конденсата;
- 5) Система управления в составе:
  - шкаф питания;
  - шкаф управления;
- 6) Газовая система с комплектом запорной и регулирующей арматуры;
- 7) Оборудование системы освещения в комплекте;

- 8) Оборудование системы вентиляции в комплекте;
- 9) Оборудование системы отопления в комплекте;
- 10) Комплексная система безопасности в составе:
  - Шкаф охранно-пожарной сигнализации;
  - Система охранно-пожарной сигнализации;
  - Система автоматического пожаротушения;
  - Система оповещения и управления эвакуацией;
  - Система контроля загазованности компрессорного отсека

(обнаружение СН4).

### **Блок-контейнер теплоизолирующий**

Все оборудование ДКС смонтировано в утепленном блок-контейнере (рисунок 7), который изготовлен в габаритах (ДхШхВ) 11000х3000х3490 мм.

Блок контейнер обеспечивает нормальные условия для работы компрессора и другого вспомогательного оборудования, установленного в его внутреннем объеме, необходимый уровень защиты от внешних механических воздействий, защиту окружающей среды от шумового и теплового воздействия, а также удобную и безопасную эксплуатацию.



Рисунок 7 – Блок-контейнер теплоизолирующий

В состав БК входят:

- несущий силовой каркас;
- внешняя обшивка;
- теплоизоляция;
- внутренняя обшивка;
- входные двери (проем в свету не менее 800x2000 мм. (ШxВ));
- сбросная панель;
- технологические проемы ввода/вывода силовых и контрольных кабелей, трубопроводов газовой системы, вентиляционные проемы;
- технологические проемы для монтажа/ демонтажа внутреннего оборудования.

Каркас блок-контейнера выполнен в виде пространственной жесткой сварной металлической конструкции в форме параллелепипеда с трапециевидной крышей.

Внутри компрессорного отсека располагаются следующие оборудование и системы:

- дожимная компрессорная установка;
- оборудование системы вентиляции и отопления;
- оборудование системы освещения;
- элементы газовой линии;
- оборудование маслосистемы;
- система слива конденсата;
- оборудование комплексной системы безопасности.

Внутри электротехнического отсека располагается следующее оборудование и системы:

- шкаф питания;
- шкаф управления;
- шкаф охранно-пожарной сигнализации;
- оборудование системы отопления и вентиляции;

- оборудование системы освещения;
- оборудование комплексной системы безопасности; - шкафы,

входящие в объем поставки Заказчика.

Все металлические конструкции имеют антикоррозионное покрытие.

Дожимная компрессорная установка (ДКУ) представляет собой энергетическую машину для повышения давления и перемещения газа с дополнительными системами, обеспечивающими её работу. ДКУ включает в себя раму, на которой монтируются компрессор, приводной двигатель, часть оборудования масляной и газовой системы.

На рисунке 8 изображен основной элемент ДКУ. Являющийся специально разработанным для сжатия природного и попутно-нефтяного газа винтовой блок EVO9-Gas фирмы Rotorcomp.



Рисунок 8 – Винтовой блок EVO9

Преимуществом винтового компрессора, по сравнению с компрессорами других типов является:

- сжатие газа происходит без пульсации;
- низкий уровень шума;

- низкий уровень вибрации;
- высокая надёжность;
- меньший объём технического обслуживания;
- увеличенный межсервисный интервал;
- уменьшенный набор запасных частей.

Основными частями винтового блока (Рисунок 9) являются литой корпус 1, объединяющий пару роторов 2 и 3, расположенных горизонтально. Роторы имеют зубчато-винтовые лопасти, ассиметричной формы профилей, позволяющей уменьшить зазор между роторами, тем самым повышая эффективность процесса сжатия.

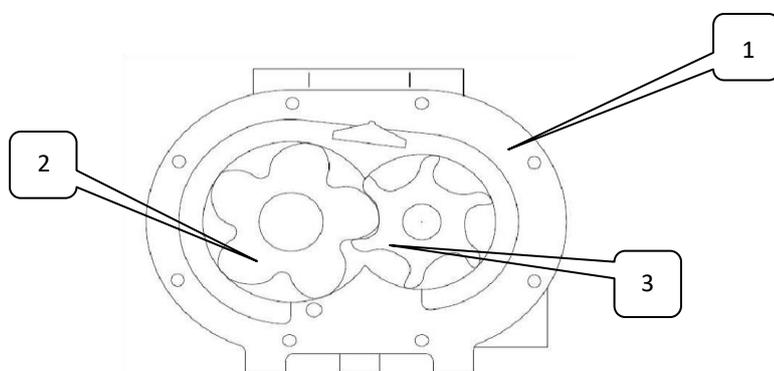


Рисунок 9 – Основные части винтового блока:

1- литой корпус, 2,3- роторы

Приводным элементом винтового блока, является электродвигатель фирмы ВЭМЗ мощностью 110 кВт. Валы электродвигателя и винтового блока соединяются муфтой упругой пластинчатой. Муфта служит для передачи крутящего момента от электродвигателя к ведущему валу компрессора, а также, для компенсации осевой, радиальной и угловой несоосности.

Масляная система ДКС состоит из маслоотделителя масла (рисунок 10а), маслобака, масляных фильтров (рисунок 10б), датчика дифференциального давления, термостатического клапан, электромагнитного отсечного клапана, нагревателя, насоса (рисунок 10в) с перепускным клапаном в его составе,

датчика давления, запорных (отсечных) кранов, обратных клапанов, трубопроводов масла, радиатора.



А) ML NOTE 3 PRO



Б)



В)

Рисунок 10 – Масляная система:

А) маслоотделитель, Б) фильтры масляные, В) маслонасос.

Масляная система компрессорной установки работает в двух режимах - предпусковом и рабочем.

В предпусковом режиме, эксплуатация винтового блока и всей компрессорной установки, при температуре ниже 0С не допускается. Поэтому в систему подачи масла встроен насос и нагревательный элемент, а также система запорной арматуры, для работы в этом режиме. Принцип работы масляной системы в данном режиме следующий: закрывается клапан, подается питание на нагревательный элемент, запускается насос, масло из маслобака поступает в систему, проходит через один из фильтров масла через клапан обратный и кран шаровой, и поступает в маслоотделитель откуда далее поступает обратно в маслобак. После достижения маслом температуры +15 °С питание с нагревателя, насоса и клапана снимается, тем самым открывается рабочий контур и дается разрешение на запуск ДКС.

В рабочем режиме, масло в масляной системе при работающей компрессорной установке циркулирует за счет перепада давления между линиями всасывания и нагнетания. Поэтому в рабочем режиме насос не используется.

Круг циркуляции масла следующий: Из винтового блока газо-масляная смесь поступает в маслоотделитель, в котором происходит отделение масла от газа. Масло из маслоотделителя поступает в маслобак, а далее в термостат (канал В) и радиатор масла из состава АВО, из канала А масло проходит очистку в фильтре, и, через обратный клапан и электромагнитный клапан, поступает в винтовой блок для повторного цикла сжатия.

В маслоотделителе установлен сепарационный фильтр-элемент, который гарантирует очистку газа от масла. Максимальная рабочая температура фильтра 120 С, максимальное давление 14 бар. Схемой работы предусмотрена возможность заправки и слива масла из системы.

Система автоматизированного управления дожимной компрессорной станции предназначена для управления работой ДКС, поддержания климата в

отсеках ДКС, обеспечения безопасной эксплуатации ДКС в соответствии с требованиями нормативных документов, реализации действий противоаварийной автоматики и сигнализации, обеспечения возможности ручного управления исполнительными механизмами.

Газовая система предназначена для:

- подачи газа от наружного газопровода к ДКУ;
- очистки компримируемого газа от механических примесей и капельной влаги;
- отвода капельной влаги от фильтр-сепараторов в дренажную емкость;
- обеспечения безопасной работы ДКС, путем автоматического прекращения подачи газа к ДКС и сбрасывания избыточного давления с газовой системы ДКС при возникновении аварийных ситуаций;
- контроля за технологическими параметрами ДКС; - отвода газа от ДКУ в сеть потребителя.

В состав газовой системы ДКС входят:

- газопроводы линии всасывания;
- линия продувки;
- АВО;
- газопроводы линии нагнетания;
- линия байпасирования (перепуска газа высокого давления в линию низкого давления);
- линия слива конденсата.

Линия всасывания дожимной компрессорной станции - это участок газовой системы от входного фланца ДКС до всасывающего патрубка компрессора.

В ДКС используется комбинированная система охлаждения газ-масло. На рисунке 11 изображен радиатор охлаждения, установленный на раме-диффузоре, который соединяет его с приводом вентилятора. В качестве привода вентилятора

используется взрывозащищенный электродвигатель мощностью 2,2 кВт. Крыльчатка подобрана исходя из требуемого расхода воздуха для охлаждения газа/масла в наиболее жаркий период года.

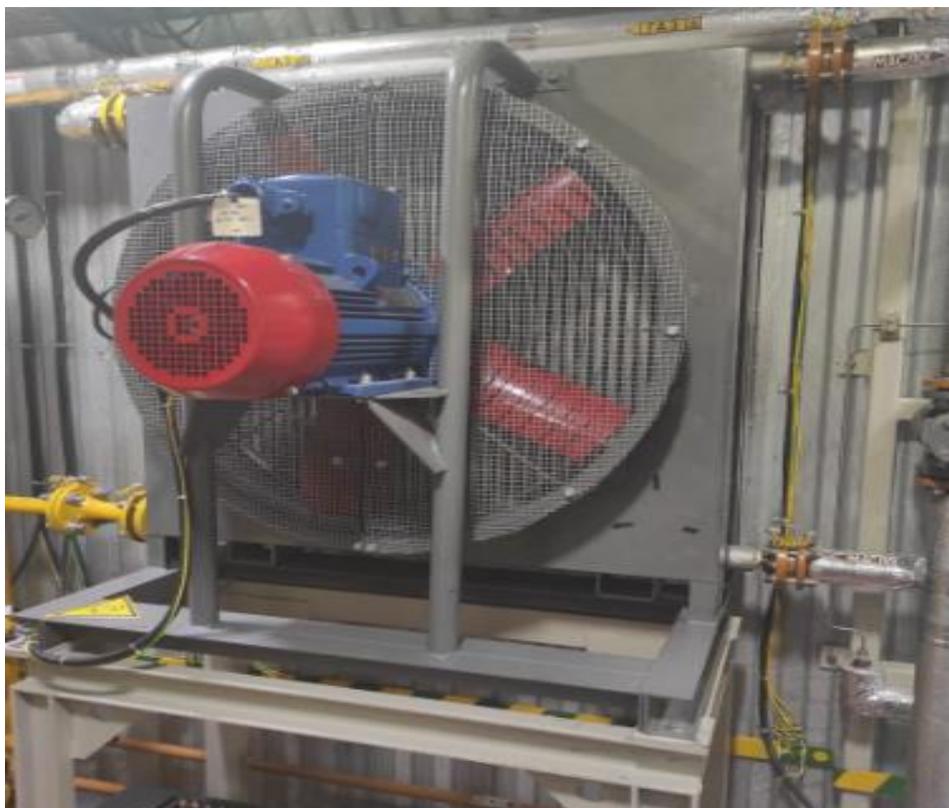


Рисунок 11 – Двухконтурный радиатор охлаждения

Для поддержания оптимальных условий охлаждения двигатель управляется частотным приводом по сигналу датчика температуры масла. Изменяется частота вращения крыльчатки в зависимости от температуры масла.

Чем выше температура масла - тем выше частота вращения и наоборот.

Линия нагнетания - это участок газовой системы от патрубка входа их маслоотделителя до выходного фланца ДКС.

Система автоматизированного управления дожимной компрессорной станции предназначена для управления работой ДКС, поддержания климата в отсеках ДКС, обеспечения безопасной эксплуатации ДКС в соответствии с требованиями нормативных документов, реализации действий противоаварийной автоматики и сигнализации, обеспечения возможности ручного управления исполнительными механизмами.

Система автоматического управления ДКС состоит из шкафа силового, осуществляющего прием электропитания 3ф, 380 В, 50 Гц от вводно-распределительного устройства и распределяющего его по потребителям ДКС; шкафа управления, осуществляющего управление системами жизнеобеспечения контейнера и работой систем противоаварийной автоматики, газовой и пожарной безопасности, шкафа панели оператора, комплекта датчиков, комплекта исполнительных механизмов.

Контроллер Modicon M340, установленный в ШУ, осуществляет управление работой компрессора, а также работой систем жизнеобеспечения контейнера, систем противоаварийной автоматики, газовой и пожарной безопасности.

Контроллер осуществляет следующие операции:

- запуск, останов и аварийный останов ДКС как в местном, так и в дистанционном режиме;
- управление поддержанием заданных технологических параметров работы ДКС: давление, температура;
- формирование сигналов ПАЗ от систем контроля загазованности и пожарной безопасности;
- управление работой газовых клапанов;
- организация взаимодействия с дисплеями НМІ системы управления.
- организация взаимодействия с автоматизированным рабочим местом в операторной.

Контролер принимает сигналы с аналоговых датчиков и выдает команды на управление исполнительными механизмами в соответствии с алгоритмом работы ДКС.

В ШУ команды контроллера с модулей цифровых выходов приходят на электромагнитные промежуточные реле, транслируют команды на магнитные контакторы входы управления преобразователей частоты, которые управляют исполнительными механизмами. Сигналы о включении исполнительных

механизмов в виде «сухих контактов» приходят в ШУ и транслируются на модули цифровых входов контроллера.

Контроллер обменивается данными с панелями оператора, на которых осуществляется индикация работы механизмов и с которых можно осуществлять ввод уставок, влияющих на работу ДКС, и проверку работы исполнительных механизмов в ручном режиме.

Так же контроллер осуществляет обмен данными с АРМ и установленной на нем SCADA-системой Wonderware InTouch, с помощью которой можно осуществить дистанционный пуск, останов ДКУ, аварийный останов ДКС; мониторинг работы механизмов и ввод и изменение уставок, влияющих на работу ДКС.

Системой автоматизации сепаратора обеспечивает:

- контроль давления газа на входе в сепаратор, по месту и дистанционно;
- контроль уровня жидкости дистанционно, по месту; регулирование уровня: открытие крана шарового по достижению максимального допустимого значения уровня, закрытие крана шарового по достижению минимального допустимого значения уровня;
- аварийная сигнализация дистанционно по достижению предельного максимального значения уровня, отключение компрессора в штатном режиме;
- аварийная сигнализация незакрытия крана шарового бэ по достижению предельного минимального значения уровня.

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

Системой автоматизации компрессорного агрегата обеспечивается:

- контроль давления газа на входе в компрессор по месту и дистанционно;

- регулирование производительности компрессора по газу путем перемещения золотника за счет изменения подачи масла к золотнику;
- контроль давления газа на выходе из компрессора по месту и дистанционно, предупредительная сигнализация дистанционно максимального допустимого значения;
- аварийная сигнализация дистанционно по достижению предельного максимального, минимального значения давления газа на выходе из компрессора, остановка компрессора, без выдержки по времени автоматическое открытие кранов шаровых 1э, 5э, закрытие кранов шаровых 2э, 4э;
- контроль температуры газа на входе в компрессор дистанционно и по месту;
- контроль температуры газа на выходе из компрессора дистанционно и по месту, с предупредительной сигнализацией дистанционно по достижению максимальной допустимой температуры и аварийной сигнализацией дистанционно по достижению предельной максимальной температуры газа на выходе из компрессора с отключением компрессора в штатном режиме;
- дистанционный контроль температуры подшипников электродвигателя с предупредительной сигнализацией дистанционно по достижению максимального допустимой температуры и аварийной сигнализацией дистанционно по достижению предельной максимальной температуры подшипников электродвигателя с отключением компрессора, автоматическим открытием кранов шаровых 1э, 5э, закрытием кранов 2э, 4э;
- дистанционный контроль температуры статора электродвигателя с предупредительной сигнализацией по достижению максимального допустимой температуры статора электродвигателя, аварийной сигнализацией по достижению предельной максимальной температуры статора электродвигателя с отключением компрессора, автоматическим открытием кранов шаровых 1э, 5э, закрытием кранов 2э, 4э;

- дистанционный контроль вибрации ротора с предупредительной сигнализацией по достижению максимального допустимого значения вибрации и аварийной сигнализацией по достижению предельного максимального значения вибрации ротора с отключением компрессора, автоматическим открытием кранов шаровых 1э, 5э, закрытием кранов 2э, 4э;
- дистанционный контроль осевого сдвига ротора с предупредительной сигнализацией дистанционно по достижению максимального допустимого значения осевого сдвига и аварийной сигнализацией дистанционно по достижению предельного максимального значения осевого сдвига ротора с отключением компрессора, автоматическим открытием кранов шаровых 1э, 5э, закрытием кранов 2э, 4э;
- включение / выключение компрессорного агрегата, по месту и дистанционно;
- дистанционный контроль состояния компрессорного агрегата (вкл. / выкл.);
- контроль температуры подшипников компрессора дистанционно;
- предупредительная сигнализация максимально допустимой температуры подшипника компрессора дистанционно;
- аварийная сигнализация предельно максимальной температуры подшипников компрессора дистанционно.

Системой автоматизации маслоотделителя МО обеспечивается:

- дистанционный контроль давления газа на выходе из маслоотделителя;
- контроль уровня масла в маслоотделителе, по месту и дистанционно, предупредительная сигнализация дистанционно максимального допустимого уровня масла, минимального допустимого уровня масла в маслоотделителе;
- аварийная сигнализация дистанционно по достижению предельного максимального уровня масла, либо предельного минимального значения уровня

масла в маслоотделителе, отключение компрессора в штатном режиме, запрет пуска насоса;

- дистанционный контроль температуры масла в маслоотделителе;
- регулирование температуры масла в маслоотделителе: автоматическое включение ТЭН по минимальной температуре масла в маслоотделителе, выключение ТЭН по рабочей температуре масла в маслоотделителе.

Системой автоматизации выходного сепаратора обеспечивается:

- контроль давления газа на выходе из сепаратора по месту и дистанционно;
- контроль температуры газа на выходе из сепаратора по месту и дистанционно, частотное регулирование привода аппарата воздушного охлаждения по температуре газа на выходе из сепаратора;
- контроль уровня жидкости дистанционно, по месту; регулирование уровня: открытие клапана с электромагнитным приводом по достижению максимального допустимого значения уровня, закрытие клапана с электромагнитным приводом по достижению минимального допустимого значения уровня;
- аварийная сигнализация дистанционно по достижению предельного максимального значения уровня, отключение компрессора в штатном режиме;
- аварийная сигнализация не закрытия клапана с электромагнитным приводом по достижению предельного минимального значения уровня.

### **3 ПРОЕКТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ**

#### **3.1 Основание для разработки проектной документации, состав и характеристика производства**

Задание на проектирование по объекту компрессорная станция УПСВ-1 Советского нефтяного месторождения, утвержденное заместителем генерального директора по развитию производства АО «Томскнефть» ВНК, согласованное с главным инженером АО «Томскнефть» ВНК.

Генеральный проектировщик ОАО «НИПИнефть».

Проектная документация разработана на основании следующих документов:

- Технических условий на проектирование компрессорной станции на УПСВ-1 Советского нефтяного месторождения;
- Технических условий по вопросам промышленной безопасности;
- Технических условий на проектирование электроснабжения;
- Технических условий на систему автоматизации;
- Технических условий на систему автоматизации связи;
- Технических условий по вопросам пожарной безопасности;
- Технических условий от УПБиОТ на формирование задания на проектирование «Компрессорная станция на УПСВ-1 Советского нефтяного месторождения»;
- Письма от Главного министерства РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий по Томской области, содержащее перечень исходных данных и требований для разработки инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций, включаемых в задание на проектирование;
- Письма Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, о предоставлении информации о наличии особо охраняемых

природных территорий федерального значения в пределах испрашиваемых районов;

- протокола количественного химического анализа проб газа, проведенных лабораторией геохимии и пластовых нефтей АО «Томскнефть» ВНК;

- Сведения о наличии декларации промышленной безопасности площадки дожимной насосной станции Советского нефтяного месторождения;

- Технического отчета о комплексных инженерных изысканиях.

Проектной документацией в соответствии с заданием на проектирование компрессорной станции предусматривается строительство следующих сооружений:

- Блок компрессорной установки;
- Место под блок компрессорной станции;
- Емкости подземные дренажные объемом 8м<sup>3</sup>;
- Блок управления;
- Ограждения;
- Пожарный щит;
- Прожекторная мачта.

Для обеспечения технологической и производственной связи между проектируемыми и существующими сооружениями, и для проезда пожарной, ремонтной и аварийной техники, на площадке УПСВ предусмотрены внутриплощадочные проезды с цементобетонным покрытием.

Режим работы проектируемых сооружений непрерывный. Кратковременные остановки носят случайный характер или связаны с ремонтно-восстановительными мероприятиями.

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 года. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», проектируемая компрессорная станция относится к объектам повышенной опасности – на проектируемом объекте образуются, используются,

перерабатываются, транспортируются и уничтожаются горючие вещества – жидкости и газы, способные возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления. Используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 Мпа.

Проектное решение по объекту «Компрессорная станция на УПСВ-1 Советского нефтяного месторождения» выполнены с учетом требований зданий на проектирование и технических условий и расчетов.

В таблице 5 представлены основные технологические показатели работы проектируемой компрессорной станции УПСВ-1 Советского нефтяного месторождения.

Таблица 5– Технологические показатели работы проектируемой компрессорной станции УПСВ-1 Советского нефтяного месторождения

Наименование показателя	Единица измерения	значение
Ресурсы газа второй ступени сепарации (при температуре 20 С и абсолютном давлении 10325 Па	млн. м <sup>3</sup> /год тыс. м <sup>3</sup> /сут тыс. м <sup>3</sup> /ч м <sup>3</sup> /мин	от 0,35 до 0,88 от 0,96 до 2,4 от 0,04 до 0,1 от 0,67 до 1,67
Давление газа второй ступени сепарации: -абсолютное -избыточное	МПа МПа	от 0,105 до 0,12 от 0,005 до 0,02
Температура газа второй ступени сепарации	С	От +25 до +37
Давление газа второй ступени сепарации после компремирования -абсолютное -избыточное	МПа МПа	от 0,4 до 0,7 от 0,3 до 0,6

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Дергоусов Алексей Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты на приобретение оборудования - 3 749 200руб. Эксплуатационные расходы -8078211.9 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Северный коэффициент – 50% Районный коэффициент – 70%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды – 30,2%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление плана-графика реализации проекта Расчет бюджета затрат реализации проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности проекта

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Диаграмма Ганта
--------------------

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	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Дергоусов Алексей Сергеевич		

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **4.1.1 Техничко-экономическое обоснование проекта**

Строительство и ввод в эксплуатацию дожимной компрессорной станции в 2018 году обеспечило полезную утилизацию всего объема, получаемого попутного нефтяного газа, что соответствует требованиям подписанного премьер-министром России В.В. Путиным в январе 2009 года постановления о достижении 95%-ного уровня использования ПНГ к 2012 году.

Полезная утилизация попутного нефтяного газа обеспечивает частичное снижение выбросов парниковых газов в атмосферу и использование его в следующих случаях:

1. Переработка на ГПЗ или малых установках на промыслах;
2. Выработка электроэнергии (применение ГТЭС, ГПЭС);
3. Сайклинк-процесс, газлифт.

#### **4.2. Планирование работ в рамках реализации проекта**

##### **4.2.1 Расчет времени на проведение мероприятия**

Определим нормы времени для установки вакуумной компрессорной станции. Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Календарный план проекта представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Календарный план проекта

	<b>Операция</b>	<b>Общее время, часы</b>	<b>Дата начала работ</b>	<b>Дата окончания работ</b>	<b>Состав участников</b>
1	Установка блока вакуумной компрессорной станции	150	01.02.2016	14.02.2016	крановщик сварщик инженер
2	Установка оборудование обеспечения технологического процесса	168	15.02.2016	2.03.2016	крановщик бульдозерист инженер
3	Монтаж технологических трубопроводов	55	03.03.2016	8.03.2016	Крановщик сварщик инженер
4	Монтаж кабеля (до 1кВ) 1х240 кв. мм. длиной 100 метров	53	09.03.2016	14.03.2016	инженер
	<b>Итого:</b>	444			

Так как все операции могут выполняться одновременно, то общее время на мероприятие будет равно наибольшему значению. Следовательно, общее время на выполнение мероприятия будет равно : $T = 168$  (ч)

#### 4.2.2 Разработка графика проведения реализации проекта

Наиболее удобным и наглядным представлением плана проекта является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады.

Диаграмма Ганта для проекта исследования в рамках данной выпускной квалификационной работы представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исполнители	Длительность часы	продолжительность работ							
				февраль			март				
				1	2	3	1	2	3		
1	Установка блока вакуумной компрессорной станции	крановщик сварщик инженер	150	■	■						
2	Установка оборудование обеспечения технологического процесса	бульдозерист сварщик инженер	168		■	■	■				■
3	Монтаж технологических трубопроводов	крановщик сварщик инженер	55				■	■			
4	Монтаж кабеля (до 1кВ) 1х240 кв. мм. длиной 100 метров	инженер	53					■	■		
			крановщик	■							
			сварщик	■							
			инженер	■							
			бульдозерист	■							

### 4.3. Бюджет установки вакуумной компрессорной станции

#### 4.3.1 Расчет стоимости необходимых составных частей

Расчет стоимости устанавливаемых составных частей представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Материальные затраты

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Стоимость, рублей
1	Блок вакуумной компрессорной станции	шт.	1	3 500 000
2	Оборудование обеспечения технологического процесса		1	100 000
4	Технологические трубопроводы, арматура на приеме и напоре насоса		1	80 000
5	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров		2	69 200
<b>Итого</b>				<b>3 749 200</b>

#### 4.3.2 Расчет количества и затрат техники реализации проекта

В процессе сооружения потребуется следующая техника: автомобильный кран, бульдозер. В качестве такого крана и бульдозера были выбраны автомобильный кран КС 55713 и бульдозер ДСТ-УРАЛ.

Вся техника и оборудование необходимы на протяжении всего времени установки ВКС (168 часов).

Расчет амортизационных отчислений для оборудования горизонтальной насосной установки представлен в таблице 9. Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 28.04.2018 N 526) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"

Таблица 9 – Расчет амортизационных отчислений при установке компрессорной станции

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Автомобильный кран КС-55713	5000000	10	500000	57,08	1	168	9589,44
Бульдозер (ДСТ УРАЛ)	10000000	10	1000000	114,16	1	168	19178,88
Блок вакуумной компрессорной станции	3500000	1,8	63000	7,19	1	168	1207,92
Оборудование обеспечения технологического процесса	100000	2,7	2700	0,31	1	168	52,08
Технологические трубопроводы, арматура на приеме и напоре насоса	80000	2,7	2160	0,25	1	168	42
Кабель (до 1кВ) 1х240 кв.мм. длиной 100 м	69200	1,8	1245,6	0,14	1	168	23,52
<b>Итого</b>				30093,84			

### 4.3.3 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 10 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50% +70%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Инженер	6	1	159	168	26712	32054,4	58766,4
Сварщик	4	1	101	168	16968	20361,6	37329,6
Бульдозерист	5	1	104	168	17472	20966,4	38438,4
Крановщик	5	1	117	168	19656	23587,2	243243,2
<b>Итого</b>		<b>11</b>			<b>80808</b>	<b>96969,6</b>	<b>177777,6</b>

Из таблицы 10 следует, что затраты на заработную плату при установке вакуумной компрессорной станции составят 177777,6 руб.

### 4.4 Затраты на эксплуатацию оборудования

Далее рассчитаем стоимость эксплуатации ВКС. В состав сметных расценок на эксплуатацию машин  $C_{маш}$  входят следующие статьи затрат (руб./маш.-час):

$$C_{маш} = A + P + B + Z + Э + C + Г + П, \quad (2)$$

где:  $A$  - амортизационные отчисления на полное восстановление, рублей/машино-час;

*P* – затраты на выполнение всех видов ремонта, диагностирование и техническое обслуживание, рублей/машино-час;

*B* – затраты на замену быстроизнашивающихся частей, рублей/машиночас;

*З* – оплата труда рабочих, рублей/машино-час;

*Э* – затраты на энергоносители, рублей/машино-час;

*C* – затраты на смазочные материалы, рублей/машино-час;

*Г* – затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость;

*П* – затраты на перебазировку машин с одной площадки (базы) на другую площадку (базу), включая монтаж машин с выполнением пусконаладочных работ, демонтаж, транспортировку с погрузочно-разгрузочными работами.

По особо сложным и мощным машинам на операции, связанные с их перебазировкой, разрабатываются отдельные расценки и соответствующие затраты учитываются в сметах отдельными строками.

Таблица 11 – Амортизационные отчисления для оборудования компрессорной станции

№	Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации	Сумма амортизации за 1 год, рублей
1	Блок вакуумной компрессорной станции	6 группа	1,8 %	63000
2	Оборудование обеспечения технологического процесса	5 группа	2,7 %	2700
3	Технологические трубопроводы, арматура на приеме и напоре насоса	5 группа	2,7 %	2160
4	Кабель (до 1кВ) 1х240 кв.мм.длинной 100 метров	6 группа	1,8 %	1245,6
<b>Итого</b>				69105,6

#### 4.4.1 Затраты на ремонт и техническое обслуживание машин

Коэффициент  $P$  определяется по формуле (3):

$$P = \frac{Ц \cdot Нр}{100 \cdot T} \quad (3)$$

где  $Ц$ - инвентарно-расчетная (балансовая) стоимость машины;

$T$ - нормативный годовой режим эксплуатации машин, маш.-ч/год.;

$Нр$ - норма годовых затрат на ремонт и техническое обслуживание машин, процент/год.

$$P_{\text{блок компрессорной станции}} = 3500000 \cdot 10 / 100 \cdot 8760 = 39,95 \text{ руб./час};$$

$$P_{\text{оборудование тех.процесса}} = 100000 \cdot 10 / 100 \cdot 8760 = 1,14 \text{ руб./час};$$

$$P_{\text{технологические трубопроводы}} = 80000 \cdot 10 / 100 \cdot 8760 = 0,91 \text{ руб./час};$$

$$P_{\text{кабель}} = 69200 \cdot 10 / 100 \cdot 8760 = 0,79 \text{ руб./час}$$

#### 4.4.2 Затраты на замену быстроизнашивающихся частей

Коэффициент  $B$  определяется по формуле (4):

$$B = \frac{Цч}{Tч} \quad (4)$$

Где  $Цч$  - средневзвешенная свободная (рыночная) цена быстроизнашивающихся частей или их комплекта на машину, руб;

$Tч$  - средневзвешенный нормативный ресурс быстроизнашивающихся частей или их комплекта на машину, маш.-ч.

$$B_{\text{блок компрессорной станции}} = 7000 / 2160 = 3,24 \text{ руб./час};$$

$$B_{\text{оборудование тех.процесса}} = 0 \text{ руб./час};$$

$$B_{\text{технологические трубопроводы}} = 0 \text{ руб./час};$$

$$B_{\text{кабель}} = 0 \text{ руб./час}.$$

#### 4.4.3 Заработная плата работников ВКС

Таблица 12 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,7
северная надбавка	1,5
доплата за вредность	1,12

Таблица 13 – Расчет заработной платы работников

	<b>Оператор</b>	<b>Технолог</b>
Часовая тарифная ставка	105	124
Районный коэффициент, руб.	73,5	86,8
Северная надбавка, руб.	52,5	62
Доплата за вредность, руб.	12,6	14,88
Итого, руб./час	243,6	287,68
Время работы, часов	4320	4320
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	1052352	1242777,6
Общая сумма ЗП, руб.	2295129,6	

Согласно данным расчета из таблицы 11, для годового обслуживания вакуумной компрессорной станции на оплату труда обслуживающим ее работникам необходимо 2295129,6 руб.

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 12. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2 для предоставления услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 11.20.4).

Таблица 14 – Расчет страховых взносов

	<b>Оператор</b>	<b>Технолог</b>
ЗП, руб.	1052352	1242777,6
ФСС (2,9%)	30518,2	36040,55
ФОМС (5,1%)	53669,95	63381,66
ПФР (22%)	231517,44	273411,07
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2%)	2104,7	2485,56
Всего, руб.	317810,3	375318,84

Общая сумма, руб.	693129,14
-------------------	-----------

Общая сумма страховых взносов работников за 1 год составила 693129,14 руб.

#### 4.4.4 Нормативные затраты на энергоносители

Определяются по основным видам энергии:

- бензин (кг/руб);
- дизельное топливо (кг/руб);
- электроэнергия (кВт-ч/руб);
- сжатый воздух (м<sup>3</sup>/руб).

Для электроэнергии топлива используется формула (5):

$$\mathcal{E}_d = N_d \cdot K_n \cdot (C_d + Z_{d,d.}), \quad (5)$$

где  $N_d$  - норма расхода электроэнергии.

Показатель  $N_d$  устанавливается:

- по паспортным данным;
- нормативам, приводимым в технической литературе;
- по фактическим данным;

$K_n$  – коэффициент, учитывающий затраты на электроэнергию при работе пускового двигателя. При отсутствии такового -  $K_n$  не учитывается.

$C_d$  – цена электроэнергии (2,66 руб кВт час);

$Z_{d,d.}$  – затраты на передачу электроэнергии до машины, с учетом всех транспортных расходов.

$$\mathcal{E}_{\text{блок компрессорной станции}} = 0,7 \cdot 1 \cdot 2,66 = 1,86 \text{ руб./маш. час};$$

$$\mathcal{E}_{\text{оборудование тех.процесса}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 2,66 = 1,33 \text{ руб./маш. час};$$

$$\mathcal{E}_{\text{технологические трубопроводы}} = 0 \text{ руб./маш. час};$$

$$\mathcal{E}_{\text{кабель}} = 0 \text{ руб./маш. Час.}$$

#### 4.4.5 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы

Коэффициент  $C_d$  определяется по формуле (6):

$$C_d = (0,044 \cdot C_{mm} + 0,004 \cdot C_{pc} + 0,015 \cdot C_{tm}) \cdot H_d \cdot K_n, \quad (6)$$

где: 0,044, 0,004, 0,015 – коэффициенты, учитывающие расход смазочных материалов;

$C_{mm}$ ,  $C_{pc}$ ,  $C_{tm}$  – рыночные цены на масла, пластические смазки и трансмиссионные масла с учетом всех транспортных расходов (80 руб. -70 руб. – 90 руб.);

$H_d$  – норма расхода топлива в среднем за год (50 л. в год);

$K_n$  – коэффициент, учитывающий затраты на бензин при работе пускового двигателя. При отсутствии  $K_n$  не учитывается.

$C_{\text{блок компрессорной станции}} = 0,044 \cdot 70 + 0,004 \cdot 80 + 0,015 \cdot 90) \cdot 60 \cdot 1 = 309$  руб./маш. год. или 0,035 руб./маш. час.

$C_{\text{оборудование тех.процесса}} = 0;$

$C_{\text{технологические трубопроводы}} = 0;$

$C_{\text{кабель}} = 0.$

#### 4.4.6 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость

Коэффициент  $\Gamma$  определяется по формуле (7):

$$\Gamma = \frac{O \cdot D_z \cdot K_d \cdot P_z \cdot (C_z + 3_{dz})}{T}, \quad (7)$$

где  $O$  – средневзвешенный показатель вместимости гидравлической системы машины;

$D_z$  – плотность жидкости (0,92);

$K_d$  – коэффициент доливок (1,5);

$P_z$  – периодичность полной замены жидкости (через каждые 4344 часов – 2 раза в год);

$C_z$  – цена жидкости (100 руб. / л.);

$3_{dz}$  – затраты на доставку (15 руб. /л.);

$T$  – годовой режим работы (8688 час.).

$\Gamma_{\text{блок компрессорной станции}} = 10 \cdot 0,92 \cdot 1,5 \cdot 2 \cdot (100 + 15) / 8688 = 0,36$  руб./маш. час.

$\Gamma_{\text{оборудование тех.процесса}} = 0;$

$G_{\text{технологические трубопроводы}}=0;$

$G_{\text{кабель}}=0.$

#### 4.4.7 Стоимость эксплуатации машины в год

Посчитаем стоимость эксплуатации машины  $C_{\text{маш}}$

$$C_{\text{блок компрессорной станции}} = A+P+B+Э+C+G = 7,19+39,95+3,24+1,68+0,035+0,36 = 52,46 \text{ руб./маш.-час};$$

$$C_{\text{оборудование тех.процесса}} = A+P+Э = 0,31+1,14+1,33 = 2,78 \text{ руб./маш.-час};$$

$$C_{\text{технологические трубопроводы}} = A+P = 0,25+0,91 = 1,16 \text{ руб./маш.-час};$$

$$C_{\text{кабель}} = A+P = 0,14+0,79 = 0,93 \text{ руб./маш.-час}.$$

Данные по эксплуатации для каждого оборудования отдельно представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Стоимость эксплуатации оборудования в год

№	Наименование	Стоимость эксплуатации руб/ маш.- час	Количество часов	Стоимость эксплуатации оборудования в год
1	Блок вакуумной компрессорной станции	52,46	8760	459549,6
2	Оборудование обеспечения технологического процесса	2,78	8760	24352,8
3	Технологические трубопроводы	1,16	8760	10161,6
4	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	0,93	8760	7332,12
<b>Итого</b>				501396,12

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

Экономический эффект от проведения конкретных мероприятий может быть определен в стоимостном выражении.

Ежедневно на факеле низкого давления сжигается порядка 4800 м<sup>3</sup>.

Прибыль за счет продажи газа:

$$(4800/1000 \times 5100) = 24480 \text{ руб./сутки},$$

где 5100 руб. – стоимость 1000 м<sup>3</sup> газа (договорная цена на поставку газа между АО «Томскнефть» ВНК и ЗАО «Энерго–Сервис»)  $24480 \times 365 = 8935200$  руб.

Прибыль от продажи газа составила 8935200 рублей в год.

Таблица 16 – Перечень работ и их стоимость

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
<b>Установка</b>		
Затраты на оборудование	3749200	Пункт 3.1.1
Амортизационные отчисления	30093,84	Пункт 3.1.3
Затраты на заработную плату рабочих	177777,6	Пункт 3.1.4
Транспортные услуги(15% от пункта 3.1.1)	562380	
Итоговая величина затрат на установку	4519451,44	Сумма 1-4
<b>Эксплуатация</b>		
Амортизационные отчисления	69105,6	Пункт 3.2
Затраты на заработную плату работников ВКС	2295129,6	Пункт 3.2.3
Отчисления во внебюджетные фонды	693129,14	Пункт 3.2.3
Затраты на эксплуатацию оборудования	501396,12	Пункт 3.2.7
Итоговая величина затрат	3558760,46	Сумма 5-8

Чистая прибыль за 1 год = прибыль от продажи – затраты на установку – затраты на эксплуатацию.

Чистая прибыль за 1 год =  $8935200 - 4519451,44 - 3558760,46 = 856988,1$  руб/год.

Чистая прибыль за последующие года = прибыль от продажи – затраты на эксплуатацию.

Чистая прибыль за последующие года =  $8935200 - 3558760,46 = 5376439,54$ .

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Дергоусов Алексей Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Анализ применения компрессорной станций COMPEX-SM при подготовке газа на Советском нефтяном месторождении (Томская область)

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Компрессорная станция. Применяется для компримирования низконапорного попутного нефтяного газа
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<b>ПБ 08-624-03</b> «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» <b>116-ФЗ</b> "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" <b>Закон РФ N 2395-1</b> "О недрах" <b>ТК РФ</b>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<b>вредные факторы:</b> -вредные вещества -вибрация -шум <b>Опасные факторы:</b> -вращающиеся элементы -повышенная температура
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<b>Атмосфера:</b> -выбросы вредных веществ в атмосферу при разгерметизации. <b>Литосфера:</b> -загрязнение почвы хим. веществами
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<b>Возможные ЧС:</b> - разгерметизация оборудования - возгорание на установке - сезонные затопления -отключение электроэнергии <b>Наиболее типичную ЧС.</b> -отключение электроэнергии

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Дергоусов Алексей Сергеевич		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Мероприятия по рациональному использованию и охране недр основываются на требованиях к намечаемой хозяйственной деятельности, изложенных в следующих основных действующих документах:

- 1) Закон РФ «О недрах» №2395-І от 21.02.1992г. (с изменениями и дополнениями) [17];
- 2) «Правила охраны недр», утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 06.06.2003 г. №71 [18];
- 3) «Правила противопожарного режима в РФ», утвержденные Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 [19];
- 4) «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения» [20];
- 5) «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» [21];
- 6) «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 года № 534 [22];
- 7) «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций [23]»;
- 8) Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ [24].

Данный раздел составлен с целью минимизации негативного воздействия в процессе выполнения предлагаемой технологической операции в процессе разработки месторождения. Достижение поставленной цели возможно при реализации природоохранных мероприятий, а также проведения производственного контроля, по оценке их эффективности.

### **5.1.1 Режимы труда и отдыха, льготы, гарантии и компенсации работникам, занятым на производстве**

Режим рабочего времени определяется действующим трудовым законодательством, иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, и устанавливается Правилами внутреннего трудового распорядка работодателя с учетом характера производства, специфики и условий работы. Работникам, режим рабочего времени которых отличается от общих правил, соответствующий режим устанавливается в трудовом договоре.

Режим рабочего времени определяет [25]:

- 1) продолжительность рабочей недели;
- 2) продолжительность ежедневной работы (смены), в том числе неполный рабочий день (смену);
- 3) время начала и окончания работы;
- 4) время перерывов в работе;
- 5) число смен в сутки;
- 6) чередование рабочих и нерабочих дней;
- 7) работу с ненормированным рабочим днем для отдельных категорий работников.

Графики работы разрабатываются с учетом специфики работы, соблюдением установленной нормы рабочего времени за учетный период, правил предоставления ежедневного и еженедельного отдыха работниками отдела по организационному планированию, с участием структурных подразделений работодателя, с учетом мнения первичной профсоюзной организации и утверждаются руководителем или уполномоченным им лицом.

При сменной работе, действующей на УПН, режим рабочего времени для каждой группы работников регулируется графиком сменности, в соответствии с которым устанавливаются:

- 1) количество и порядок чередования смен;
- 2) продолжительность рабочей недели;

3) продолжительность рабочей смены (в случаях отсутствия возможности уменьшения продолжительности работы в предпраздничный день, переработка компенсируется предоставлением работнику дополнительного времени отдыха или, с согласия работника, оплатой по нормам, установленным для сверхурочной работы);

- 4) начало и окончание ежедневной работы;
- 5) перерывы для отдыха и питания;
- 6) чередование рабочих и выходных дней.

Продолжительность смены в ночное время устанавливается графиком сменности в соответствии с требованиями [26]. В соответствии с Трудовым Кодексом РФ и иными федеральными законами, отдельные категории работников могут привлекаться к работе в ночное время только с их письменного согласия и при условии, если такая работа не запрещена им по состоянию здоровья в соответствии с медицинским заключением. При этом указанные работники должны быть в письменной форме ознакомлены со своим правом отказаться от работы в ночное время.

Видами времени отдыха являются [26]:

1) перерывы в течение рабочего дня (смены) - перерыв для отдыха и питания при сменной работе разрешается в установленном месте и времени. На работах, где по условиям производства (работы) предоставление перерыва для отдыха и питания невозможно, работнику предоставляется возможность для отдыха и приема пищи в рабочее время в специально отведенном для этих целей помещении. Продолжительность перерыва в подобной ситуации длится не более 30 минут, при этом отведенное время для отдыха и питания включается в рабочее время и подлежит оплате;

2) специальные перерывы - применяются на отдельных видах работ, обусловленных технологией и организацией производства и труда, и включаются в рабочее время. Специальные перерывы предусматриваются для определённых категорий персонала;

3) междуменный отдых - время с момента окончания работы и до ее начала в следующий день (смену). Его продолжительность определяется Правилами внутреннего трудового распорядка, графиком рабочего времени и зависит от длительности ежедневной работы и перерыва для отдыха и питания;

4) выходные дни - выходные дни, согласно графику работы;

5) отпуска - ежегодные оплачиваемые отпуска с сохранением места работы (должности) и среднего заработка. Нерабочие праздничные дни, приходящиеся на период отпуска, в число календарных дней отпуска не включаются.

Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск за работу в районах, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней [27].

Продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска конкретного работника устанавливается трудовым договором на основании коллективного договора с учетом результатов специальной оценки условий труда.

Работодатель предоставляет работникам, заключившим трудовые договоры о работе, и прибывшим для работы и проживания в соответствии с этими договорами из других регионов/городов РФ, следующие гарантии и компенсации:

1) оплачивать 1 раз в два года стоимость проезда и провоза багажа весом не более 30 кг к месту использования отпуска (и/или лечения) по территории РФ и обратно для работников, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, их супругов, находящихся на иждивении, и детей в возрасте до 18 лет включительно;

2) по решению комиссии по социальной защите Общества, санаторно –курортные и оздоровительные путевки в учреждения санаторного типа (имеющие медицинские лицензии) могут предоставляться бесплатно работникам, которым показано санаторно-курортное или реабилитационно-

восстановительное лечение по результатам периодического медицинского осмотра;

3) для обустройства на новом месте жительства единовременное пособие в размере двух должностных окладов (месячных тарифных ставок) и единовременное пособие на прибывающего с ним супруга и на каждого прибывающего с ним ребёнка, находящегося на иждивении, в размере половины должностного оклада (половины месячной тарифной ставки) работника.

## **5.2 Производственная безопасность**

### **5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов**

Технологический процесс компрессорной установки подготовки попутного нефтяного газа включает в себя опасные производственные факторы, способные привести к взрыву, пожару, поражению электрическим током [22].

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов: высокая температура; высокое давление; взрывоопасность и пожароопасность; токсичность углеводородов нефти и химических реагентов; шум, вибрации, механические травмы, поражение электрическим током, ядовитые вещества.

Технологический процесс ведется при повышенной температуре до 100°C (температура масла при компримировании газа). Применение для отогрева трубопроводов и подготовки оборудования к ремонту водяного пара с температурой до 160°C.

Технологический процесс установки ведется при избыточном давлении до 0,6 МПа. В результате гидравлических ударов и коррозии имеется возможность разрушения находящихся под давлением коммуникаций, аппаратов, емкостей, арматуры и трубных коммуникаций и выброса вредных веществ.

Компрессорная установка компримирует попутный нефтяной газ, который легко воспламеняется. показателям пожароопасности и взрывоопасности процесс относится к взрывопожароопасному. Для тушения

пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломами, ведрами и огнетушителями ОУ-5, ОП-10, автоматическая установка порошкового пожаротушения «Буран-8взр». Также имеется возможность накопления зарядов статического электричества при выполнении технологических операций, в результате чего может произойти воспламенение.

Высокий уровень шума и вибрации в результате работы компрессорной установки (вентиляторы, насосы, компрессор, электродвигатели.).

Требования безопасности предусматривают несколько мероприятий для снижения шума: технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые, и др.); строительно-акустические; дистанционное управление шумными машинами; использование средств индивидуальной защиты; организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические и другие мероприятия).

Различают следующие методы борьбы с вибрациями: подавление в источнике возникновения; отстройка от режима резонанса изменением массы и жесткости вибрирующих конструкций или установлением нового рабочего режима; вибродемпфирование, т.е. превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии при помощи материалов с большим внутренним трением, сплавов, пластмасс, резины, дерева; виброгашение, т.е. введение дополнительных реактивных масс – фундаментов, виброгасителей (дополнительные колебательные системы);

1) виброизоляция – в виде пружинных резиновых или комбинированных опор.

Возможность получения механических травм при нарушении правил техники безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессор, подъемные механизмы и др.),

что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала. А также при несоблюдении правил работы на высоте и не использования соответствующей спецодежды, в результате дорожно-транспортных происшествий.

Возможность поражения электрическим током при неисправности электрооборудования, а также при несоблюдении правил электробезопасности.

Мерами защиты являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

### **5.2.2 Обоснование мероприятий по безопасному ведению технологического процесса**

На работах с вредными условиями труда, а также на работах, проводимых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением тела, рабочим и служащим по установленным нормам бесплатно выдаются спецодежда, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ) [24].

Основное назначение средств индивидуальной защиты – защита человека от воздействия опасных и вредных производственных факторов, а также защита от неблагоприятных факторов окружающей среды или уменьшения этих факторов. Средства индивидуальной защиты должны быть сертифицированы.

К работе допускаются сотрудники не моложе 18 лет, не имеющие противопоказаний, прошедшие обучение безопасным методам выполнения работ, стажировку на рабочем месте, проверку знаний, инструктажа по безопасности труда на рабочем месте, и наличии удостоверения, дающего право допуска к виду работ.

При поступлении на работу, сотрудник обязан пройти предварительный медицинский осмотр, который определяет соответствие состояния здоровья поручаемой работе.

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров, пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, рабочие должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

Персональные дыхательные устройства и другие средства индивидуальной защиты должны проверяться с периодичностью в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации.

Проверка знаний по безопасности труда у рабочих должна выполняться не реже одного раза за 12 месяцев, в соответствии с квалификационными требованиями инструкций по данной профессии [23].

### **5.3 Экологическая безопасность**

Авариями с точки зрения экологии на объектах подготовки и перекачки нефти, является нарушение герметичности трубопроводов, оборудования и попадание нефти в окружающую среду [18].

На компрессорной станции, случае развития аварии по наиболее неблагоприятному сценарию в окружающую среду будут поступить легкие углеводороды и синтетическое компрессорное масло.

В случае разгерметизации оборудования внутри помещения компрессорной, синтетическое компрессорное масло через приемные лотки самотеком в канализационную систему, а далее в подземную емкость с последующей откачкой на УПСВ. После чего, с помощью ППУ-1600, производится смыв остатков синтетического масла с загрязненной поверхности в приемные лотки канализационной системы.

В свою очередь, при обнаружении стационарными газосигнализаторами, нижнего концентрационного предела воспламенения, срабатывает сигнализация и происходит остановка и перекрытие компрессорной станции по входу и выходу, оставшийся газ сбрасывается на факельную установку.

В случае разлива синтетического масла на почву необходимо провести ряд мероприятий. Исходя из опыта ликвидации последствий аварий на объектах, рекомендуется следующая схема очистки загрязненных земель:

- сооружение земляного амбара в пониженном месте по отношению к месту разлива для сбора нефти,
- прокладка к земляному амбару нефтесборных канав,
- смыв переносными гидромониторами с почвы и растительности в нефтесборные канавы,
- после отстоя сбор обводненной нефти с поверхности воды земляного амбара и нефтесборных канав нефтесборщиками в передвижную емкость,
- собранная масляная жидкость нефтесборщиками вывозится на пункт приема НСЖ УПН К-30 ЦППН-1 Советского месторождения.

#### **5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях**

Одна из основных чрезвычайных ситуаций, это разгерметизация оборудования.

Основными мероприятиями, обеспечивающими безопасную эксплуатацию компрессорной установки, являются:

- ведение технологического режима строго в пределах, заданных технологической картой параметров;
- соблюдение правил технической эксплуатации установок и оборудования в строгом соответствии с действующими инструкциями, нормами и правилами;
- выполнение правил безопасности ведения огневых и газоопасных работ;
- обеспечение нормальной работы контрольно- измерительных, сигнализирующих приборов и блокировок;
- своевременное обнаружение и устранение пропусков, утечек, неполадок в работе оборудования;

- соблюдение графиков планово-предупредительных ремонтов оборудования, организация профилактического обслуживания, ревизии и контроля за работой оборудования и трубопроводов;

- систематическое повышение квалификации обслуживающего персонала, своевременное проведение инструктажей.

Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса:

- контроль за процессом производства осуществляется в операторных, где расположены автоматизированные рабочие места;

- на аппаратах, где это необходимо, предусмотрена установка соответствующих приборов КИПиА;

- компрессорный блок снабжен блокировкой, отключающей подачу газа при превышении параметров установки;

- маслонасос снабжены блокировкой, отключающей агрегат при нарушении параметров работы насоса;

- для освобождения оборудования в случае аварии предусмотрена аварийная емкость;

- ведется контроль загазованности на всей территории объектов переносными газоанализаторами ГСМ-05, СГГ-20 согласно утвержденным Графику отбора проб и План-карте точек отбора проб.

Газосигнализаторы ГСМ-05 обеспечивают предупреждающую световую и звуковую сигнализацию при концентрации горючих газов 20% и 40% от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКВП). Сигналы подаются в операторную.

Для насосных предусмотрено включение принудительной вентиляции при концентрации паров 20% НКВП и отключение насосов и вентиляции при концентрации паров 40% НКВП.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Сжигание ПНГ несет в себе значительный вред для всей окружающей среды в районе сжигания. В России в последнее время наблюдается тенденция снижения объемов сжигания ПНГ. Достигается это такими способами как:

1) сбор и переработка газа на ГПЗ с извлечением широкой фракции легких углеводородов и получением сухого отбензиненного газа, который поставляется в газотранспортную систему;

2) использование газа в качестве сырья для технологических нужд промыслов в районах добычи (закачка газа в продуктивные нефтяные пласты для поддержания пластового давления, повышения нефтеотдачи) и для удовлетворения местных потребностей в энергоресурсах (включая выработку электроэнергии).

Выбор способа утилизации попутного нефтяного зависит от таких факторов как: объем добычи; удаленность установки; размер установки; тип топлива необходимый в процессе переработки.

Для Советского нефтяного месторождения наиболее подходящим способом утилизации ПНГ является строительство компрессорных станций, предназначенных для компримирования ПНГ низкого давления и дальнейшим смешиванием с газом высокого давления и подача на ГРС.

На рассмотренной установке предварительного сброса воды, после строительства компрессорной станции, объем использования попутного нефтяного газа достиг 95%.

анализ технико-экономических параметров полученных результатов, показал, что применение компрессорной станции тока на одной установке может приносить дополнительные 5376439 рублей ежегодно в бюджет АО Тоскнефть.

## Список использованных источников

1. Разработка критериев выбора эффективных методов утилизации нефтяного газа [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=15961144>.
2. Гирбидов А. Д. Механика жидкости и газа: Учебник для вузов. – СПб.: СПбГПУ, 2003. – 545 с.
3. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа: Учебник. / Земенков Ю.Д., Александров М.А., Маркова Л.М., Дудин С.М., Подорожников С.Ю., Никитина А.В. — Тюмень: Издательство, 2015 — 160 с.
4. Первичная переработка нефти и газа : учебное пособие / А. Л. Савченков. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — 128 с.
5. А газ и ныне там // Нефть и капитал. – 2008. – №1-2. С. 50-51
6. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».
7. Ахметов С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. Уфа: Гилем, 2002. 672 с.
8. Кирюшин П.А., Книжников А.Ю., Кочи К.В., Пузанова Т.А., Уваров С.А. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!» Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. — М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013.— 88 с.
9. Коллоидная химия: учебник / М. И. Гельфман. – СПб.: Лань, 2010. - 336 с.
10. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. - М.: Недра, 1982. - 156 с.
11. Бондаренко Г.А. (сост.) Технология использования сжатых газов Сумы: Изд-во СумГУ, 2011. – 275 с.

12. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения: Недра, Москва, 1979 г., 335 стр.
13. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. // НедраБизнесцентр, 2000. - 653 с.
14. В. И. Щуров Технология и техника добычи нефти./М.: Недра. 1983
15. Технологический регламент участка предварительной подготовки нефти (УПСВ-1 Советского месторождения) № П1-01.05 ТР-1006 ЮЛ-098.
16. ИЭ УПНГ-04-17 версия 1.00 (по эксплуатации компрессорной станции УПСВ-1 ЦППН-1 Советского месторождения).
17. О недрах (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ) (с изменениями на 27 декабря 2019 года) (редакция, действующая с 31 мая 2020 года).
18. ПБ-07-601-03. Правила охраны недр: постановление Госгортехнадзора Рос. Федерации от 6.06.2003 № 71.
19. Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 "О противопожарном режиме" (с изменениями и дополнениями).
20. СП 2.1.5.1059-01 Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения.
21. РД 153-39.0-109-01. «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений».
22. ПБ. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: постановление Госгортехнадзора Рос. Федерации от от 15.12.2020 года N 534.
23. Постановление Минтруда России, Минобразования России от 13.01.2003 N 1/29 (ред. от 30.11.2016) "Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций" (Зарегистрировано в Минюсте России 12.02.2003 N 4209).

24. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ ((с изменениями на 29 июля 2018 года).

25. Федеральный закон от 21.11.2011 № 323 ФЗ «Об основах охраны здоровья граждан в Российской Федерации».

26. Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 24 апреля 2020 года).