

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

Школа ИШПР

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности методов использования попутного нефтяного газа на нефтяном Советском месторождении "Томская область"

УДК 622.276.8-621.4-027.236(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Граубергер Андрей Владимирович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Томск – 2018 г.

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Зятиков П.Н.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Граубергер Андрей Владимирович

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2018 №3073/с
---	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение 1. Общие сведения о Советском месторождении 2. Критерии выбора мероприятий по утилизации нефтяного газа 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4. Социальная ответственность Заключение
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Шарф И.В.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.
Иностранный язык	Болсуновская Л.М.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Введение 2. Литературный обзор 3. Заключение	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2018

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Граубергер А.В.		

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)</small>

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
<i>18.03.2018</i>	Литературный обзор	<i>25</i>
<i>14.04.2018</i>	Экспериментальная часть	<i>30</i>
<i>07.05.2018</i>	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>20</i>
<i>12.05.2018</i>	Социальная ответственность	<i>10</i>
<i>14.05.2018</i>	Приложение на иностранном языке	<i>15</i>

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять глубокие профессиональные знания для решения междисциплинарных инженерных задач в области моделирования месторождений нефти и газа
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределенных условиях
P4	Проявлять глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта, уметь использовать новые знания
P5	Использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса
P6	Соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Граубергеру Андрею Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка затрат на установку и эксплуатацию вакуумной компрессорной станции на нефтяном Советском месторождении
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИИ</i>	Обоснование перспективности установки вакуумной компрессорной станции на нефтяном Советском месторождении
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Составление мероприятий для установки и эксплуатации вакуумной компрессорной станции
3. <i>Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет капитальных и текущих затрат на установку вакуумной компрессорной станции
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Технико-экономическое обоснование использования ПНГ на ВКС

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		15.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Граубергер А.В.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Граубергеру Андрею Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i>	Объектом исследования данной работы является Советское нефтяное месторождение (Томская область)
2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме:</i>	ГОСТ Р ИСО 26000-2012

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	1. Повышенный уровень шума 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Пожарная безопасность
2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	1. Электробезопасность 2. Механические опасности 3. Аппараты под давлением
3. <i>Охрана окружающей среды:</i> – анализ селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды	- анализ воздействия объекта на атмосферу: Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух; - анализ воздействия объекта на гидросферу: Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздухообмену. - анализ воздействия объекта на литосферу: ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);
4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;	- перечень возможных ЧС на объекте: Открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборной сети и

<ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>сети ППД. Типичной ЧС является наводнения во время паводка, так как местность болотистая. Подготовка к сезону паводка, проверка и укрепление внешних сооружений, незамедлительное сообщение о ЧС начальнику участка, вызов специализированной бригады для устранения ЧС.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>- характерные для проектируемой рабочей зоны: Рабочая смена не более 12 часов, выдача каждому сотруднику, работающему на месторождении по пол литра молока в день.</p> <p>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Граубергер А.В.		

РЕФЕРАТ

Дипломная работа 103 страницы, 4 рисунка, 31 таблица, 22 источника.

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

Объектом исследования является установка предварительного сброса воды на Советском месторождении.

Целью данной выпускной квалификационной работы является повышение уровня утилизации попутного нефтяного газа за счет выбора эффективных методов использования по критериям, учитывающим индивидуальные особенности разрабатываемых месторождений.

В результате работы проведен анализ эффективности методов использования, проведен обзор мирового опыта утилизации попутного нефтяного газа.

Данная выпускная квалификационная работа была выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в Microsoft Excel, рисунки в Coral DRAW 12, презентация в Microsoft Power Point.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АБК – административно-бытовой комплекс

АСУ – автоматическая система управления

БДР – блок дозирования реагента

БКНС – блочная кустовая насосная станция

БСУ – блок системы управления

БКУ – блок компрессорной установки

ВГС – вертикальный газовый сепаратор

ВКС – вакуумная компрессорная станция

ГТЭС – газотурбинная электростанция

ГС – газовый сепаратор

ЕП – ёмкость подземная

КСУ – концевая сепарационная установка

КДС – клапан дыхательный совмещённый

НГС – нефтегазосепаратор

НВ – насос вертикальный

ПП–1,6 – путевые подогреватели нефти

ПНГ – попутный нефтяной газ

РВС – резервуар вертикальный стальной

РК – расширительная камера

СК – конденсатосборник

УБС – установка блочная сепарационная

ЦНС – центробежный насос секционный

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	15
1.1 Общие сведения о Советском месторождении.....	15
1.2.1 Сведения о начальных и текущих запасах нефти	16
1.2.2 Основные проектные показатели.....	18
1.3 Попутный нефтяной газ	20
1.3.1 Общая характеристика попутного нефтяного газа	21
1.4 Технологическая схема подготовки нефти и учёта ПНГ	24
1.5 Варианты использования ПНГ	26
1.5.1 Использование газа на технологические нужды	27
1.5.2 Использование газа для выработки электроэнергии	27
1.5.3 Переработка ПНГ на газоперерабатывающих заводах.....	29
1.5.4 Использование газа в скайлинг процессе.....	31
1.5.5 Поставка газа отдалённым потребителям	33
1.6 Критерии выбора мероприятий по утилизации нефтяного газа и создания условий, стимулирующих их реализацию	33
1.7 Описание технологического процесса и технологической схемы УПСВ-9	35
1.8 ПНГ – продукт сепарации нефти	36
1.9 Компримирование, как метод подготовки низконапорного газа ...	38
1.10 Использование ПНГ на Советском месторождении	39
2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	44
2.1 Расчет материального баланса установки предварительного сброса воды (УПСВ)	44
2.2 Материальный баланс первой ступени сепарации.....	44
2.3 Материальный баланс второй ступени.....	50
2.4 Общий материальный баланс установки.....	54
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
3.1 Затраты на установку вакуумной компрессорной станции.....	55
3.1.1 Расчет стоимости необходимого оборудования.....	55
3.1.2 Расчет времени на проведение мероприятия.....	56
3.1.3 Расчет количества необходимой техники	56
3.1.4 Расчет затрат на оплату труда	57
3.2 Затраты на эксплуатацию.....	58
3.2.1 Заработная плата работников ВКС	60
3.2.2 Нормативные затраты на энергоносители	61
3.2.3 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы	62
3.2.4 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость63	
3.2.5 Стоимость эксплуатации машины в год	64
3.3 Расчет экономической эффективности мероприятия	65
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67

4.1 Введение	67
4.2 Анализ вредных производственных факторов. Методы их снижения и устранения	69
4.2.1 Природно-климатические условия	70
4.2.2 Производственное освещение	71
4.3.3 Производственный шум.....	71
4.3.4 Вибрация.....	72
4.3.5 Вредные вещества	73
4.4 Анализ опасных производственных факторов	74
4.4.1 Электробезопасность. Поражение электрическим током	74
4.4.2 Пожарная безопасность	76
4.5 Охрана окружающей среды	77
4.6 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	78
4.7 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирувания проектных решений.....	81
4.7.1 Организационные мероприятия	81
4.7.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88
Приложение 1	90

ВВЕДЕНИЕ

Попутный нефтяной газ, который добывается вместе с нефтью из нефтяных скважин, является экологически чистым высококалорийным топливом и ценным сырьем для нефтехимического производства. Тем не менее, при эксплуатации месторождений почти на всех нефтедобывающих предприятиях часть нефтяного газа, не находя применения, пока сжигается в факелах.

В разные годы прилагались усилия для решения этой проблемы, но уровни утилизации нефтяного газа из-за нерентабельности многих мероприятий по его утилизации остаются низкими.

В развитых странах, где в настоящее время уровень утилизации превышает 95...98 процентов, мероприятия по утилизации газа на некоторых месторождениях также являются убыточными. Реализация их осуществляется за счет государственной поддержки путем создания особого налогового режима или иных механизмов, относящихся к разряду природоохранных и энергосберегающих мероприятий.

В настоящее время в двадцатке ведущих стран-недропользователей Россия занимает одно из первых мест по объему сжигаемого в факелах газа. По разным источникам, в стране сжигается около 16,8 млрд м³/год нефтяного газа, что составляет 24,4 процентов от извлекаемого объема.

В связи с энергетическим кризисом и 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.

Однако из-за отсутствия единого системного подхода к выбору эффективных технико-экономических методов утилизации НПГ и действенных механизмов, стимулирующих их внедрение, для многих нефтедобывающих предприятий выполнение этого решения является весьма затруднительной задачей.

Сегодня не решена многофакторная (технико-экономическая) задача, позволяющая обеспечить наиболее эффективную утилизацию нефтяного газа в объеме 95 процентов. Необходимо разработать методологические приемы, позволяющие связать многообразие существующих методов утилизации нефтяного газа с индивидуальными особенностями месторождений.

В работе предложен новый подход к выбору наиболее эффективных методов утилизации нефтяного газа и созданию в стране условий, стимулирующих реализацию этих методов на нефтедобывающих месторождениях с учетом условий их эксплуатации.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Общие сведения о Советском месторождении

Советское нефтяное месторождение открыто в августе 1962 года. Оно расположено в северо-западной части Александровского района Томской области (Рисунок 1).

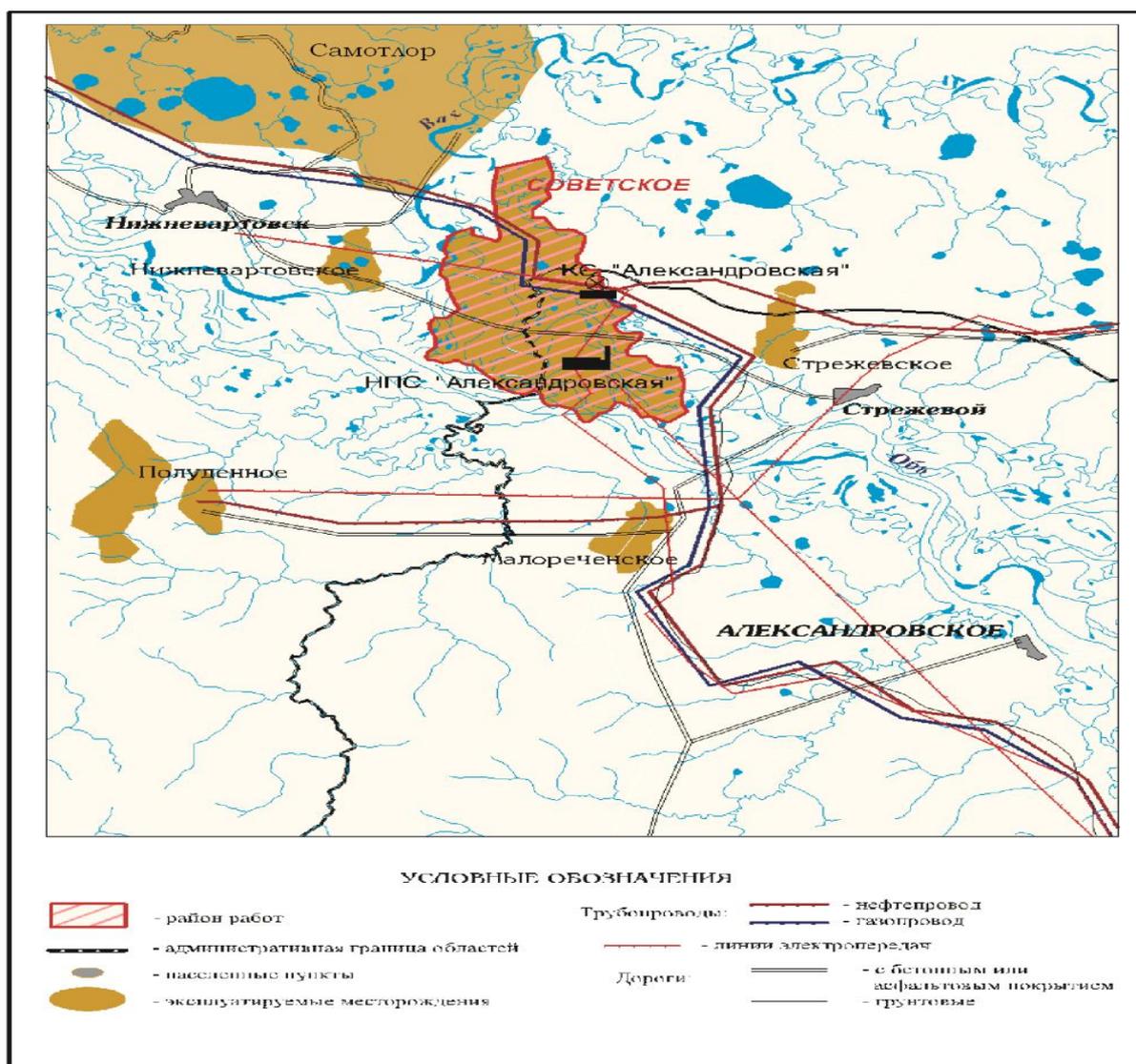


Рисунок 1 – Обзорная карта нефтедобывающего района

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. Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 174628,4 тыс. тонн (на 1.01.2012) степень выработки – 70,1 процентов. В 25 километрах от месторождения расположен город Стрежевой, где расположено НГДУ Стрежевойнефть ОАО Томскнефть, осуществляющее его разработку.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,305, обводненность продукции составила 92 процентов, эксплуатационный фонд составляет 876 скважин, из них добывающий фонд-755 скважины и неработающий фонд 121 скважин.

Максимальный уровень добычи нефти (6,9 млн. тонн, темп отбора 3,1процентов) по месторождению был достигнут в 1977-78 годах.

1.2 Состояние разработки Советского месторождения

1.2.1 Сведения о начальных и текущих запасах нефти

Запасы нефти утверждались в ГКЗ СССР четыре раза: в 1965, 1966, 1970, 1984 гг. (протоколы ГКЗ №№ 4548, 4986, 6071, 9445). Последний пересчет запасов и ТЭО КИН был выполнен и утвержден в 2007 году.

По сравнению с балансовыми запасами, утвержденными в ГКЗ СССР в 1965, 1970 и 1984 гг. в количестве: категория В+С1 – 562528 тыс. т, категория С2 – 46654 тыс. т, представленные в «ТЭО КИН...» начальные балансовые запасы нефти по категории В+С1 увеличены на 1.9 процентов (10586 тыс. т). Увеличение запасов получено, в основном, за счет приращения площадей и, объема нефтенасыщенного коллектора. По этим параметрам прирост объема коллектора составил 47.1 процентов. Вместе с тем, уменьшение емкостных

свойств, а также уточнение параметров нефти, существенно компенсировали указанный прирост объемов коллектора.

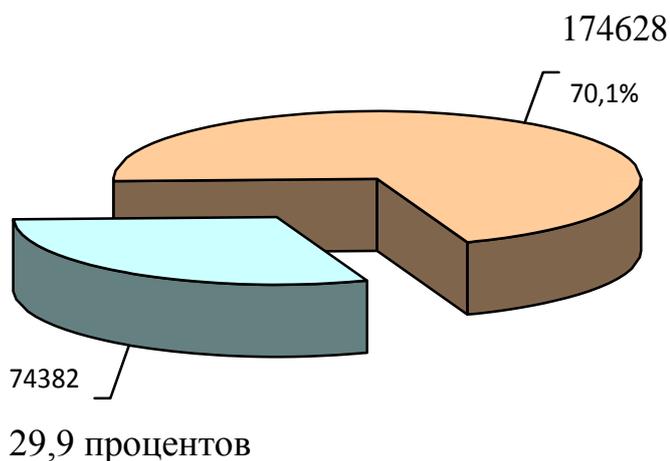
По категории С2 за счет сокращения площади данной категории запасы нефти были уменьшены практически в три раза (-32686 тыс. т).

В целом по месторождению по категориям В+С1+С2 начальные балансовые запасы нефти уменьшены на 3.6 процентов. Запасы газа сократились на 27.2 процентов (-11212 млн. м³) за счет уточнения значений газосодержания. В таблице 1 представлены сведения о запасах нефти по Советскому месторождению.

Остаточные извлекаемые запасы нефти Советского месторождения на 01.01.2012 г представлены на рисунке 2. Из рисунка видно, накопленный отбор нефти с начала разработки Советского месторождения составил 174628.4 тыс. т, отобрано 70.1 процентов от начальных извлекаемых запасов. Остаточные извлекаемые запасы нефти на 01.01.2012 г. по категории В+С1 составляют 74382 тыс. т. Обеспеченность месторождения запасами нефти при текущем темпе отбора составляет 38 лет.

Таблица 1 – Запасы нефти по Советскому месторождению на 01.01.2012 г.

Месторождение	Балансовые запасы нефти, тыс. т		Извлекаемы запасы нефти, тыс. т		КИН, доли ед.
	А+В+С1	С2	А+В+С1	С2	А+В+С1 / С2
<i>Утвержденные ГКЗ(2007г.)</i>					
Советское	572534	10846	248693	4099	0.434 / 0.378
<i>Начальные запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ</i>					
Советское	573098	10282	249011	3882	0.434 / 0.378
<i>Остаточные запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ</i>					
Советское	398469	10282	74382	3882	



- Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т
- Добыто нефти с начала разработки, тыс. т

Рисунок 2 – Остаточные извлекаемые запасы нефти Советского месторождения, числящиеся на балансе ВГФ на 01.01.2012 г.

1.2.2 Основные проектные показатели

Разработка месторождения ведется на основании «Проекта разработки Советского месторождения» (протокол ЦКР № 4843 от 17.03.2010 г.) по второму суммарному варианту разработки.

Основные принципиальные положения и технологические показатели.

— Максимальные проектные уровни:

добычи нефти	– 2529 тыс. т/ год (2020 г.)
добычи жидкости	– 25666 тыс. т/ год (2024 г.)
закачки рабочего агента	– 22591 тыс. м ³ / год (2024 г.)
добычи растворенного газа	– 127 млн. м ³ / год (2020 г.)
использования растворенного газа	– полностью (с 2012 г.)

Допустимое отклонение фактических уровней добычи нефти от проектных в соответствии с пунктом 3.12 «Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газовых месторождений» (приказ МПР РФ № 61 от 21.03.2007 г.) – ±20 процентов ;

Выделение 18 объектов разработки: АВ1, АВ2, АВ3, АВ4, АВ6, АВ7, АВ8⁰, АВ8¹, БВ0-1, БВ2, БВ3, БВ4, БВ5, БВ6, БВ8, Ю1, Ю2, М;

Режимы разработки:

для объектов – АВ1, БВ8, АВ2, АВ3, АВ4, АВ6, БВ0-1, БВ3, БВ4, Ю1, Ю2, М – с поддержанием пластового давления;

для объектов - АВ7, АВ8⁰, АВ8¹, БВ2, БВ5, БВ6 – естественный режим;

Системы разработки:

- для объекта АВ1 – в освоенной части блоковая трехрядная система с размещением скважин по треугольной сетке, с расстоянием между скважинами 400 м, с уплотнением сетки на верхние пакки за счет бурения ГС (добывающих с длиной горизонтальной части 300 м и нагнетательных 50 м) и БГС. В пределах неосвоенной периферийной зоны размещение 165 скважин по семиточечной системе с расстоянием между скважинами 700 м;

для объектов АВ2, АВ3, АВ4, АВ6, Ю1, Ю2, – избирательная система разработки с расстоянием между скважинами от 300 до 500 м, применение очагового заводнения. Использование как самостоятельного, так и возвратного фонда скважин;

для объектов АВ7, АВ8⁰, АВ8¹, БВ2, БВ5, БВ6, – избирательная система разработки с расстоянием между скважинами от 300 до 500 м., разработка на естественном режиме вытеснения. Использование как самостоятельного, так и возвратного фонда скважин;

- для объектов БВ0-1, БВ3, БВ4, БВ8, М – избирательная система разработки с расстоянием между скважинами от 300 до 500 м., применение очагового заводнения. Бурение новых добывающих и нагнетательных скважин в зоны, не охваченные разработкой;

Общий фонд скважин	– 2344 ед.;
в том числе: добывающих	– 1738 ед.;
нагнетательных	– 578 ед.;

специальных	– 28 ед.;
Фонд скважин для бурения	– 644 ед.;
в том числе: добывающих	– 397 (в т.ч. 298 горизонтальных);
нагнетательных	– 247 (в т.ч. 138 горизонтальных);
Бурение боковых стволов	– 112 скв./опер. (из них БГС – 74 скв./опер.);
Достижение КИН (по категории запасов АВС1)	– 0.434.;

Обеспечить выполнение программ ГТМ и МУН, исследовательских работ (в т.ч. доразведки) и ввода в эксплуатацию неработающих скважин в полном объеме и в установленные сроки.

Отобрать керн по пластам Ю2, М0, и М1 и определить их фильтрационно-емкостные свойства, ОФП и Квыт., отобрать глубинные пробы по пластам АВ8⁰, АВ8¹, БВ2 и исследовать их физико-химические свойства.

Вскрытие пластов производить при нулевом значении скин-фактора.

Провести сейморазведочные работы 2D и 3D для уточнения геологического строения периферийных зон месторождения.

1.3 Попутный нефтяной газ

Попутный нефтяной газ (ПНГ), как ясно из самого названия, является побочным продуктом добычи нефти. Нефть залегает в земле вместе с газом и технически практически невозможно обеспечить добычу исключительно жидкой фазы углеводородного сырья, оставляя газ внутри пласта.

На данном этапе именно газ воспринимается как попутное сырье, так как мировые цены на нефть обуславливают большую ценность именно жидкой фазы. В отличие от газовых месторождений, где все производственные и технические характеристики добычи направлены на извлечение исключительно газообразной фазы (с незначительной примесью газового конденсата),

нефтяные промыслы не обустроены таким образом, чтобы эффективно вести процесс добычи и утилизации попутного газа.

Далее в этой главе будут рассмотрены более детально технические и экономические аспекты добычи ПНГ, и исходя из полученных заключений будут выбраны параметры, для которых будет построена эконометрическая модель.

1.3.1 Общая характеристика попутного нефтяного газа

Описание технических аспектов добычи углеводородов начинается с описания условий их залегания.

Сама нефть образуется из органических остатков умерших организмов, оседающих на морском и речном дне. С течением времени вода и ил предохраняли вещество от разложения, и по мере накопления новых слоев давлением 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 данные вещества скапливаются в порах так называемых материнских пород, и постепенно, проходя процесс непрерывного преобразования, микрокапиллярными силами поднимаются вверх. Но по мере выхода вверх, может образоваться ловушка – когда более плотный пласт накрывает пласт, по которому мигрирует углеводород, и таким образом происходит накопление. 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 инструментами выталкивания нефти наружу, образуя водо- или газонапорные режимы.

Исходя из условий, глубины залегания и контура территории залегания, разработчик выбирает количество скважин, позволяющее максимизировать добычу.

Основной современный используемый тип бурения – это роторное бурение. В этом случае бурение сопровождается непрерывным подъёмом бурового шлама – фрагментов пласта, отделённых буровым долотом, наружу. При этом, для улучшения условий бурения, используется буровой раствор, зачастую состоящий из смеси химических реагентов.

Состав попутного нефтяного газа будет различаться от месторождения к месторождению – в зависимости от всей геологической истории формирования данных залежей (материнская порода, физико-химические условия и т.д.). В среднем, доля содержания метана в таком газе составляет 70 процентов (для сравнения – природный газ имеет в метан своём составе до 99 процентов объёма). Большое количество примесей создаёт, с одной стороны, трудности для транспортировки газа посредством газотранспортной системы (ГТС), с другой стороны, наличие таких крайне важных составляющих, как этан, пропан, бутан, изобутан и др. делает попутный газ крайне желанным сырьём для нефтехимического производства. Для нефтяных месторождений Западной Сибири характерны следующие показатели содержания углеводородов в попутном газе [Популярная нефтехимия, 2011]:

- Метан 60-70 процентов
- Этан 5-13 процентов
- Пропан 10-17 процентов
- Бутан 8-9 процентов

ТУ 0271-016-00148300-2005 «Газ нефтяной попутный, подлежащий сдаче потребителям» определяет следующие категории ПНГ (по содержанию компонентов C_{3++} , г/м³):

- «Тощий» - менее 100
- «Средний» - 101-200

- «Жирный» - 201-350
- Особо жирный – более 351

В таблице 2 указаны основные мероприятия, проводимые с попутным нефтяным газом и эффекты, достигаемые этими мероприятиями.

Таблица 2 – Основные мероприятия, проводимые с попутным нефтяным газом

Комплекс подготовки и транспортировки ПНГ	
Мероприятия	Эффект
Удаление механических примесей и осушка	Обеспечивает транспортные свойства газа
Отбензинивание(извлечение части углеводородов C3+	Предотвращает “выпадение” сжиженных фракций в газопроводе и значительно облегчает транспорт до потребителя
Сероочистка	Предотвращает коррозию газопровода и способствует его безопасной эксплуатации
Удаление негорючих компонентов газа (азот, двуокись, углерода)	Способствует уменьшению “бесполезного ” количества газа
Компримирование газа (сжатие, повышение давления)	Способствует стабильной подаче газа потребителю на расстояние свыше 50 км
Создание инфраструктуры (строительство разветвлённых газосборных сетей и газопроводов)	Способствует эффективному сбору, подготовке и транспортировке попутного нефтяного газа и продуктов его переработки к одному или нескольким потребителям

При добыче нефти и дальнейшей поступенчатой сепарации, выделяющийся газ имеет разный состав – самым первым выделяется газ с высоким содержанием метановой фракции, на следующих ступенях сепарации выделяется газ со всё большим содержание углеводородов более высокого

порядка. Факторами, влияющими на выделение попутного газа, является температура и давление.

Для определения содержания попутного газа используется газовый хроматограф. При определении состава попутного газа важно так же обратить внимание на присутствие неуглеводородных компонентов – так, наличие сероводорода в составе ПНГ может негативным образом сказаться на возможности транспортировки газа, так как в трубопроводе могут происходить коррозионные процессы.

1.4 Технологическая схема подготовки нефти и учёта ПНГ

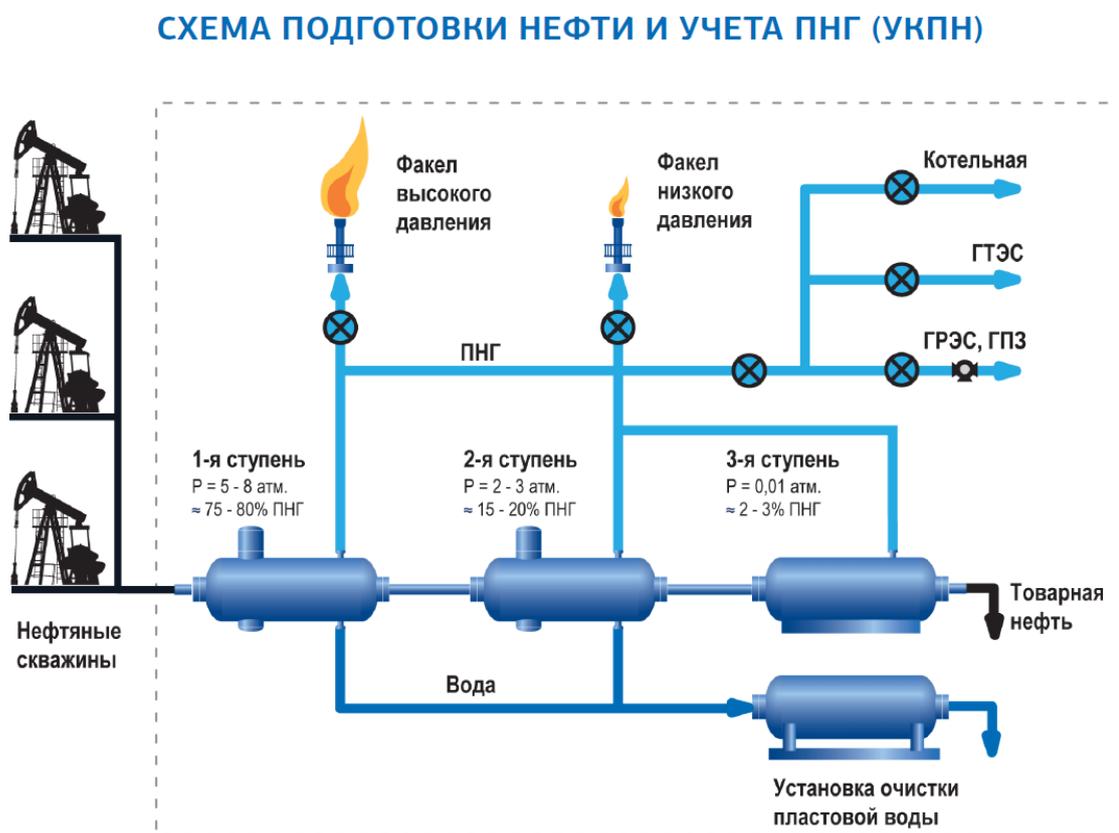


Рисунок 3 – Схема подготовки нефти и учёта ПНГ

На рисунке 3 схематически изображён процесс поэтапной доработки нефти с выделением попутного газа. Как видно из рисунка, попутный газ – это в основной своей массе побочный продукт первичной сепарации

углеводородного сырья, добываемого из нефтяной скважины. Проблема учёта попутного газа заключается в необходимости установки автоматических учётных приборов на нескольких стадиях сепарации, а в дальнейшем и поставках на утилизацию (ГПЗ, котельные и т.д.).

Основные применяемые установки на объектах добычи [Филиппов, 2009]:

- Дожимные насосные станции (ДНС)
- Установки сепарации нефти (УСН)
- Установки подготовки нефти (УПН)
- Центральные пункты подготовки нефти (ЦППН)

Количество ступеней зависит от физико-химических свойств попутного газа, в частности от такого фактора, как газосодержание и газовый фактор. Часто газ первой стадии сепарации используется в печах для выработки тепла и подогрева всей массы нефти, с целью увеличения выхода газа на следующих стадиях сепарации. Для движущих механизмов используется электроэнергия, которая так же вырабатывается на промысле, либо используются магистральные электросети. В основном используется газопоршневые электростанции (ГПЭС), газотурбинные (ГТС) и дизельгенераторные (ДГУ). Газовые мощности работают на газе первой ступени сепарации, дизельная станция работает на привозном жидком топливе. Конкретный тип электрогенерации выбирается исходя из потребностей и особенностей каждого отдельного проекта. ГТЭС в некоторых случаях может вырабатывать избыточное количество электроэнергии, хватающее на соседние объекты добычи нефти, а в некоторых случаях остатки могут быть проданы на оптовом рынке электроэнергии. При когенирующем типе производства энергии установки одновременно производят тепло и электроэнергию.

Факельные линии являются обязательным атрибутом любого месторождения. Даже в случае их неиспользования они необходимы для сжигания избытка газа в аварийном случае.

С точки зрения экономики нефтедобычи, инвестиционные процессы в области утилизации попутного газа достаточно инерционны, и ориентируются в первую очередь не на конъюнктуру рынка в краткосрочном периоде, а на совокупность всех экономических и институциональных факторов на достаточно долгосрочном горизонте.

Экономические аспекты добычи углеводородов имеют свою особую специфику. Особенностью нефтедобычи является:

- Долгосрочный характер ключевых инвестиционных решений
- Значительные инвестиционные лаги
- Крупные начальные инвестиции
- Необратимость начальных инвестиций
- Естественное снижение добычи во времени

1.5 Варианты использования ПНГ

Одной из важнейших задач является определение экономически целесообразного варианта использования ПНГ в условиях конкретного месторождения еще на стадии экспертизы и утверждения проектов.

Возможности применения попутного нефтяного газа действительно крайне обширны, но основные способы утилизации, применяемые ввиду своей экономической и технологической эффективности – это поставка попутного газа на газоперерабатывающие заводы с дальнейшим участием осушенного газа в общем газовом балансе, использование ПНГ в качестве нефтехимического сырья, использование в качестве топлива для электро- и теплогенерации, закачка в пласт с целью повышения нефтеотдачи. Далее будут более подробно рассмотрены эти типы утилизации попутного газа.

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

- Использования газа для выработки электроэнергии;
- Переработка на ГПЗ с дальнейшим разделением на сухой отбензиненный газ (с дальнейшей поставкой в газотранспортную систему) *и широкую фракцию лёгких углеводородов (ШФЛУ), используемую как сырьё для нефтехимии.*
 - 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.

1.5.1 Использование газа на технологические нужды

Данный метод утилизации ПНГ предусматривает использование газа в котельных, для подогрева нефти, в качестве топлива на установках и другое.

На месторождении находится газокomppressorная станция. Обеспечение работы компрессорной установки топливным газом предусмотрено от установки подготовки топливного газа. Установка подготовки топливного газа предназначена для очистки и подготовки топливного газа перед подачей его в двигатели компрессорных установок. Прямое использование ПНГ в качестве топливного газа для установок без надлежащей подготовки приводит к потере мощности и износу двигателей.

1.5.2 Использование газа для выработки электроэнергии

В сложившейся ситуации на рынке нефтепродуктов наиболее оптимальный вариант это энергетическое использование ПНГ. Данное

направление является доминирующим, в связи с тем, что продукты, получаемые в результате, имеют практически неограниченный рынок. Попутный нефтяной газ - топливо высококалорийное и экологически чистое. Учитывая высокую энергоемкость нефтедобычи, наиболее целесообразно использовать его с целью выработки электроэнергии и тепла для промышленных нужд. Технологии, позволяющие использовать с этой целью ПНГ, имеются в достаточном количестве, как в России, так и за рубежом. При постоянно растущих тарифах на электроэнергию и увеличении их доли в себестоимости добытой нефти, применение ПНГ для выработки электроэнергии, тепла и холода экономически вполне оправданно [7].

Использование газа в качестве топлива на производство электроэнергии снижает затраты на энергоснабжение, не требует значительных инвестиций 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.

Все ведущие мировые энергетические холдинги используют ПНГ как сырье для газопоршневых электростанций (ГПЭС). При этом наиболее важной характеристикой при таком способе использования газа является его детонационная стойкость, определяемая метановым числом (у метана оно равно 100, у бутана – 10, а у водорода – 0). В целом метановое число составляет 25 – 95 [8].

При наличии же значительных и устойчивых объемов добычи попутного нефтяного газа он может быть использован в качестве топлива для крупных электростанций с целью дальнейшей реализации.

Безусловно, попутный газ в настоящее время используется на Казанском НГКМ для электроснабжения всего месторождения в качестве топлива на газопоршневых и газотурбинных установках (газотурбинные установки имеют большую мощность и зачастую применяются в качестве постоянных

источников электроснабжения в отдаленных районах). На электроснабжение месторождения используется около 3,2 % от общего количества ПНГ.

Идея же выработки электроэнергии для коммерческой выгоды является неконкурентоспособной ввиду ряда причин. Во-первых, отсутствуют гарантии покупки электроэнергии, вырабатываемой из ПНГ. Во-вторых, стоимость прокладки 1 км воздушных линий обойдется более чем в 2,5 млн рублей, а месторождение достаточно удаленно от потенциальных покупателей электроэнергии. И наконец, в Томской области уже утвержден проект строительства атомной электростанции.

1.5.3 Переработка ПНГ на газоперерабатывающих заводах

Традиционным направлением более глубокой утилизации ПНГ является его переработка на газоперерабатывающих заводах. В процессе переработки ПНГ на ГПЗ получается широкая фракция легких углеводородов и сухой отбензиненный газ. ШФЛУ обычно (по крайней мере, это характерно для российских условий) отправляется на централизованную газофракционирующую установку (ЦГФУ), на которой ШФЛУ разделяется на фракции (пропановые, бутановые, пентановые и пр.), являющиеся товарными продуктами, в основном сырьем для нефтехимической промышленности, коммунально-бытовым топливом, автомобильным топливом и экспортным продуктом. СОГ – газ, состоящий преимущественно из метана, направляется в газовую магистраль. При определенных условиях эффективным также является выделение этана, что технически является наиболее сложным, но вырабатываемый в этих процессах этан является ценнейшим нефтехимическим сырьем.

Условно методы переработки газов можно разделить на три большие группы [9]:

- физико-энергетические;

В основе существующих газоперерабатывающих производств лежат физико-энергетические методы сжатия газов, физические методы их разделения с применением больших разностей энергетических потенциалов, создаваемых мощными холодильными и нагревательными установками

- термохимические;

Методы прямого термического воздействия являются основой для получения из сырьевых газов основного количества полупродуктов нефтехимии – непредельных углеводородов (этилен, пропилен, дивинил и др.), дающих начало всему многообразию продуктов основного органического синтеза. На существующих производствах ведется пиролиз газовых фракций $C_2 - C_4$ или жидких фракций C_5+ . Процесс осуществляется при температурах до 11000 C° и при давлениях несколько атмосфер. В продуктах пиролиза кроме непредельных углеводородов содержится метан, ароматические и полициклические углеводороды.

- химико-каталитические методы.

В настоящее время основным способом прямой конверсии метана является его окисление в синтез-газ. Последний, в свою очередь, является сырьем для химико-каталитических процессов. Синтез-газ получают тремя разными способами:

- паровая конверсия: $CH_4 + H_2O - CO + 3 H_2$;
- углекислотная конверсия: $CH_4 + CO_2 - 2 CO + 2 H_2$;
- парциальное окисление: $CH_4 + 1/2 O_2 - CO + 2 H_2$.

Суммарный объем переработки ПНГ в России в 2010 году составил 31,6 млрд m^3 , в том числе на заводах холдинга СИБУР, осуществляющих переработку ПНГ большинства вертикально-интегрированных нефтяных компаний в Западной Сибири, – 17,5 млрд m^3 , что составляет 56 процентов от общероссийской переработки ПНГ на газоперерабатывающих заводах [1].

Идея строительства ГПЗ является нерентабельной в условиях данного месторождения. Казанское НГКМ находится в относительной близости к

Мыльджинскому месторождению, эксплуатирующемуся компанией ОАО «Востокгазпром», на территории которого расположена УКПГ. Конечными продуктами комплексной подготовки газа являются смесь пропан-бутановая техническая, газ горючий природный, отвечающий необходимым требованиям стандарта и поставляемый далее в магистральный газопровод системы «Трансгаз», а также конденсат, отвечающий всем требованиям ГОСТ и транспортируемый далее в магистральный нефтепровод системы «Транснефть». Таким образом, транспортировка попутного газа до УКПГ на территории Мыльджинского месторождения является более целесообразным.

1.5.4 Использование газа в скайлинг процессе

Еще одним направлением утилизации ПНГ является закачка ПНГ в пласт для увеличения нефтеотдачи и извлечения трудноизвлекаемых запасов. Закачка в пласт как метод повышения нефтеотдачи хорошо зарекомендовал себя во многих странах мира (в Норвегии, на Аляске, в Канаде и др.), благодаря чему в этих странах достигнуты высокие показатели нефтеотдачи пластов и объемы сжигания ПНГ доведены до мизерного уровня. К сожалению, в России широкое применение газовых методов воздействия на пласт сдерживается как их относительно высокой капиталоемкостью, так и сложностью применения. Действительно, для организации закачки ПНГ в пласт 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 для подготовки ПНГ к компримированию, установка для дозированной подачи метанола, специальная оснастка устьев газонагнетательных скважин, автоматизированная система управления технологическим процессом. По мнению экспертов, внедрение технологии газового воздействия на пласт – достаточно сложная, но вполне решаемая

инженерная задача, реализация которой могла бы обеспечить утилизацию ПНГ на отдаленных месторождениях [10].

На Казанском месторождении реализуется система поддержания давления путем закачки с БКНС производительностью 1365 тыс. м³/год рабочего агента, в качестве которого используется подтоварная вода, полученная в процессе подготовки нефти, и сеноманская вода, добываемая из апт-альб-сеноманского горизонта покурской свиты с использованием всей подтоварной воды, выделившейся в процессе подготовки нефти, а также очищенные промливневые стоки. Применение заводнения было детально аргументировано в технологической схеме опытно-промышленных работ Казанского месторождения. Вязкость легких нефтей в пластовых условиях, как правило, ниже вязкости пластовой или закачиваемой воды, а соотношение их подвижностей существенно меньше единицы, что весьма благоприятно для проведения заводнения и способствует достижению высоких коэффициентов охвата пласта вытеснением как по площади, так и по толщине. Здесь сохраняется лишь общий недостаток этой технологии – сравнительно невысокий коэффициент вытеснения нефти водой (в среднем 0,5-0,6). Альтернативный метод разработки залежей легких нефтей – вытеснение нефти газовыми агентами в режиме смешивающегося вытеснения. Данный метод воздействия обеспечивает существенно более высокий (порядка 0,7-0,8) коэффициент вытеснения. Однако эффективность разработки и конечный коэффициент нефтеизвлечения определяются не только коэффициентом вытеснения, но и многими другими геолого-физическими и технико-экономическими параметрами. При закачке газа в пласт в отличие от заводнения наблюдается достаточно неблагоприятное соотношение вязкостей вытесняемого и вытесняющего агентов, как правило, превышающее единицу. В связи с этим при вытеснении нефти газом отмечается неустойчивость фронта вытеснения (языкообразование), в результате чего коэффициент охвата залежи вытеснением как по площади, так и по толщине пласта может быть ниже, чем при заводнении. Однако объем пласта, охваченный газом, будет значительно

лучше отмыт от нефти. Таким образом, при вытеснении нефти водой отмывается больший объем пласта, но с худшим качеством, чем при закачке газа [3].

Другим фактором, ограничивающим технологический эффект смешивающегося вытеснения, является экономика технологического процесса и окончательный выбор метода воздействия должен проводиться на основании технико-экономического анализа. Как показал опыт проектирования разработки отечественных месторождений (например, Зайкинская группа Оренбургской области), в конкретных физико-геологических условиях технология заводнения имеет существенные технологические и экономические преимущества по сравнению с газовыми видами воздействия.

1.5.5 Поставка газа отдалённым потребителям

Следующим методом утилизации газа является поставка его отдаленным потребителям, но для этого газ должен подвергнуться соответствующей подготовке.

Существующие технологии и оборудования на Казанском НГКМ предусматривают компримирование попутного нефтяного газа и дальнейшую транспортировку его до Мыльджинской установки по комплексной подготовке газа и конденсата, после чего получившиеся продукты направляются в сборные магистральные трубопроводы или транспортируются иными способами до конечного потребителя.

1.6 Критерии выбора мероприятий по утилизации нефтяного газа и создания условий, стимулирующих их реализацию

Предлагается единая, приемлемая для всех нефтяных месторождений, система выбора методов утилизации нефтяного газа и создания условий, стимулирующих их реализацию, путем ранжирования нефтяного газа по

критериям:

А – инфраструктура района расположения месторождения; Б – стадия разработки месторождения; В – количественная характеристика газа; Г – качественная характеристика газа.

Основным критерием, определяющим себестоимость мероприятий по утилизации НПП, является критерий А. По степени развития инфраструктуры критерий разделен на три уровня А.І; А.ІІ; А.ІІІ соответственно с развитой, недостаточно развитой и неразвитой инфраструктурой. Затраты на утилизацию газа на месторождениях, находящихся в области А.ІІІ, значительно повышаются, и многие из них становятся нерентабельными. В этом случае единственно приемлемым методом утилизации НПП является использование газа на собственные нужды или реализация методов закачки газа в пласт для хранения.

Следующим важным критерием является критерий Б – стадия разработки месторождения с тремя уровнями: начальная (Б.І), средняя (Б.ІІ) и поздняя (Б.ІІІ). Исследования показали, что любой метод, рентабельный на стадиях Б.І и Б.ІІ, становится убыточным при внедрении его на стадии Б.ІІІ. Выбор рентабельного метода утилизации газа в период поздней стадии разработки месторождения значительно ограничен, и для полной утилизации газа в этот период нужна финансовая поддержка со стороны государства.

Качественная и количественная характеристики НПП, оцениваемые критериями В и Г, 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 на его транспорт и использование. Окупаемость мероприятий напрямую зависит от объемов НПП, и при этом любое мероприятие по утилизации газа становится убыточным при объемах добычи газа менее 5 млн м³/год и при несоответствии газа по качеству требованиям ГОСТа.

1.7 Описание технологического процесса и технологической схемы УПСВ-9

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

Процесс разгазирования пластовой нефти, т.е. выделение из нее попутного газа, может начинаться уже в насосно-компрессор-ных трубах нефтяных скважин. По мере движения продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение нефтяного газа. Таким образом, поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное — разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит в результате падения давления и изменения температуры пластовой жидкости. При этом объем газа, выделяемого из пластовой нефти, увеличивается. Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразны. Как правило, объем выделяемого газа в несколько раз превышает объем жидкости. Потребовались бы огромные герметичные емкости и трубопроводы большого диаметра. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два — нефтяной и газовый.

Сырой газ с промысла поступает в приёмный сепаратор, где освобождается от нефти, пыли, конденсата.

Принципиальная схема работы УПСВ-9

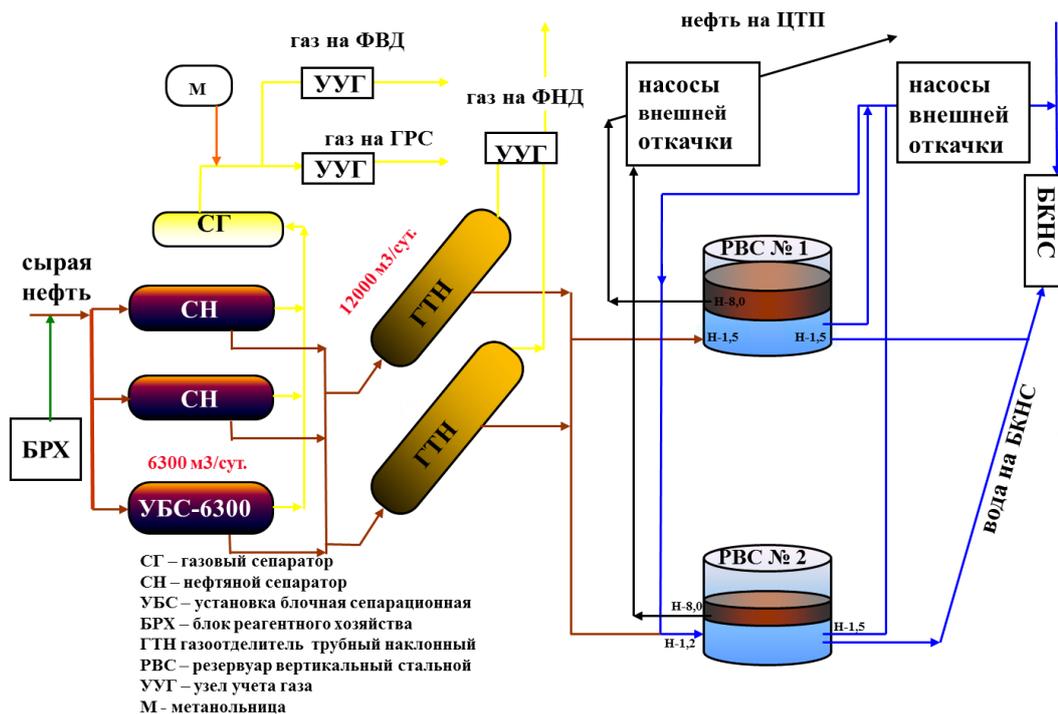


Рисунок 4 – Принципиальная схема работы УПСВ-9

Нефтегазосодержащая жидкость (нефть, газ, пластовая вода) с фонда скважин УПСВ-9 поступает на входную гребенку (Рис. 4). С гребенки жидкость поступает на первую ступень сепарации. Отсепарированная на первой ступени сепарации обводненная жидкость с сепараторов первой ступени поступает в газоотделитель трубный наклонный для дальнейшего дегазирования (концевая ступень сепарации). Где при подъеме вверх за счет снижения давления, полностью дегазируется.

1.8 ПНГ – продукт сепарации нефти

Выделяемый газ требует специальной подготовки и применения соответствующего технологического оборудования. Как правило, подготовка ПНГ включает следующий комплекс мероприятий: осушка, удаление механических примесей, сероочистка, отбензинивание (извлечение жидких

углеводородов C₃+выше), удаление негорючих компонентов газа (азот, двуокись углерода), охлаждение, компримирование.

Подготовленный попутный газ обычно распределяется следующим образом. Часть его идет на собственные нужды промысла — подается на подогреватели нефти, применяется в качестве топлива для газопоршневых или газотурбинных электростанций, котельных. Другая часть транспортируется стороннему потребителю, например, на газоперерабатывающий завод с целью получения продуктов газохимии (если ГПЗ находится в районе добычи нефти). Используется ПНГ и для обратной закачки в пласт с целью увеличения нефтеотдачи (система «газлифт»).

Основным критерием, определяющим себестоимость мероприятий по утилизации ПНГ, является критерий, связанный со степенью развития инфраструктуры. Следующим важным критерием является стадия разработки месторождения с тремя уровнями: начальная, средняя и поздняя. Исследования показали, что любой метод, рентабельный на стадиях начальной и средней стадиях, становится убыточным при внедрении его на стадии поздней. Выбор рентабельного метода утилизации газа в период поздней стадии разработки месторождения значительно ограничен, и для полной утилизации газа в этот период нужна финансовая поддержка со стороны государства.

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 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 м³/год и при несоответствии газа по качеству требованиям ГОСТа.

1.9 Компримирование, как метод подготовки низконапорного газа

Компрессорная станции предназначены для компримирования свободного нефтяного газа второй ступени сепарации УПСВ-9 Советского месторождения до давления газа первой ступени сепарации и совместной подачи в газопровод на газораспределительную станцию (ГРС) для последующей подачи на НПЗ.

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 упрогости 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):

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

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.

1.10 Использование ПНГ на Советском месторождении

Технологической схемой предусмотрена подача газа со второй ступени сепарации УПСВ-9 в блок компрессорной установки (БК-1) через систему измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на компрессорную установку (СИКГ-1). В блоке компрессорной установки предусмотрена очистка газа от капельной жидкости во входном сепараторе, компримирование газа до избыточного давления (0,4 - 0,6) МПа, очистка сжатого газа от капель масла в выходном сепараторе. Компримированный газ второй ступени, совместно с газом первой ступени сепарации подается в газопровод на ГРС Советского месторождения.

Для исключения образования взрывоопасной смеси в факельном коллекторе низкого давления предусмотрена подача продувочного газа в начало коллектора. Продувочный газ отбирается из существующего трубопровода газа от вертикального газового сепаратора ВСГ. Количество газа на продувку автоматически регулируется клапаном Кг1 и измеряется с

помощью системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку (СИКГ-2).

Основные характеристики технологического оборудования компрессорной станции приведены в таблице 3. Здесь и далее стандартные условия соответствуют температуре $T=20^{\circ}\text{C}$ и абсолютному давлению $P=101325$ Па согласно ГОСТ Р8.615-2005*.

Таблица 3 – Основные характеристики технологического оборудования компрессорной станции

Наименование оборудования (тип, назначение аппарата)	Позиция по схеме	Кол-во шт.
Блок компрессорной установки ($Q_{\text{газа}}=360 \text{ м}^3/\text{ч}^1$, $P_{\text{вых.}}=$ не более 0,6 МПа, $N=45$ кВт, $U=380$ В)	БК-1	1
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на компрессорную установку (DN 100, PN 16, $Q_{\text{газа}}=(187,8 - 208,2) \text{ м}^3/\text{ч}^1$; $P_{\text{газа}}(\text{изб.})=(0,004 - 0,005) \text{ МПа}$; $T=(15 - 30) \text{ C}$; $\rho_{\text{газа}}=1,2629 \text{ кг}/\text{м}^3^1$)	СИКГ-1	1
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку (DN 50, PN 16, $Q_{\text{газа}}=(6,5 - 21,5) \text{ м}^3/\text{ч}^1$; $P_{\text{газа}}(\text{изб.})=(0,28 - 0,6) \text{ МПа}$; $T=(3 - 30) \text{ C}$; $\rho_{\text{газа}}=0,8801 \text{ кг}/\text{м}^3^1$)	СИКГ-2	1
объемный расход и плотность газа указаны при стандартных условиях		

Технологическая схема объекта с указанием проектируемых сооружений и трубопроводов представлена в разделе 7 «Технические решения» тома 5.7

«Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», ш. 2113-ИОС7.

Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах. Сырьем для компрессорной станции является свободный нефтяной газ низкого давления, поступающий со второй ступени сепарации УПСВ-9 Советского месторождения.

Основные физико-химические свойства газа с первой и второй ступеней сепарации УПСВ-9 Советского нефтяного месторождения приведены в таблице 4. Данные по свойствам газа второй ступени сепарации приняты на основании протоколов № 121 и № 338 количественного химического анализа проб газа от 20.04.2010 г., по свойствам газа первой ступени сепарации – на основании протоколов № 120 и № 337 количественного химического анализа проб газа от 20.04.2010 г.

Таблица 4 – Состав и свойства газа первой и второй ступеней сепарации УПСВ-9 Советского месторождения

Наименование показателя		Единицы измерения	Газ первой ступени сепарации	Газ второй ступени сепарации
	1	2	3	4
1	Компонентный состав, объемная доля	%		
	Диоксид углерода		0,083	0,155
	Азот		1,01	0,094
	Водород		0,0017	<0,0001
	Гелий		0,0078	<0,0001
	Метан		85,10	60,79
	Этан		2,38	5,14
	Пропан		5,0	14,7

Продолжение таблицы 4

	Изо-бутан		1,53	4,75
	Н-бутан		2,70	8,5
	Изо-пентан		0,67	2,03
	Н-пентан		0,68	1,97
	Сумма гексанов		0,56	1,4
	Сумма гептанов		0,212	0,395
	Сумма октанов		0,054	0,067
	Сумма нонанов		0,0111	0,0090
	Сумма деканов		0,0004	<0,0001
2	Молярная масса	г/моль	21,045	30,070
3	Плотность при температуре 20°C и абсолютном давлении 101325 Па	кг/м ³	0,8801	1,2629
4	Относительная плотность		0,7307	1,0485
5	Низшая теплота сгорания при температуре 20 °С и абсолютном давлении 101325 Па	МДж/м ³	42,15	59,48
6	Число Воббе высшее при температуре 20 °С и абсолютном давлении 101325 Па	МДж/м ³	54,31	63,49
7	Содержание водяных паров	г/м ³	8,9	-

Продолжение таблицы 4

8	Содержание сероводорода	мг/м ³	<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.

Физико-химические показатели конденсата газового, выделившегося в блоке компрессорной установки приведены в таблице 5 согласно ОСТ 51.65-80 «Конденсат газовый стабильный», из справочных данных.

Таблица 5 – Характеристика конденсата газового

Параметр	Единицы измерения	Значение
Плотность	кг/м ³	770,0
Плотность паров по воздуху	-	1,23
Температура начала кипения	°С	55,0
Температура вспышки	°С	минус 2
Температура самовоспламенения	°С	выше 380
Масса хлористых солей, не более	мг/л	не нормируется
Массовая доля воды, не более	%	0,5
Массовая доля механических примесей, не более	%	0,05
Давление насыщенных паров	Па	
зимний период		93325
летний период		93325

2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Расчет материального баланса установки предварительного сброса воды (УПСВ)

Исходные данные для расчета:

- годовая производительность установки по сырью - 550000 тонн/год,
- обводненность сырой нефти 25%.

Компонентный состав нефти приведен в табл. 6.

Таблица 6 – Компонентный состав нефти

Компонент	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	н-C ₄ H ₁₀	н-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ +	Итого
% мол.	1,25	40	1,25	2,5	3,75	1,25	50	100,00

2.2 Материальный баланс первой ступени сепарации

Технологией подготовки нефти предусмотрено, что термодинамические параметры работы рассматриваемого блока соответствует абсолютному давлению и температуре, равных соответственно:

$$P = 0,7 \text{ МПа}; t = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Расчеты разгазирования нефти в сепараторах при небольших давлениях (0,4 – 1 МПа) с достаточной для практических целей точностью можно производить по закону Рауля-Дальтона:

$$y_i' = K_i x_i', \quad (2)$$

где y_i' - мольная доля i -го компонента в образовавшейся газовой фазе, находящейся в равновесии с жидким остатком;

x_i' - мольная доля этого же компонента в жидком остатке;

K_i - константа фазового равновесия i -го компонента при условиях сепарации (в рассматриваемом случае при давлении $P = 0,7$ МПа и температуре $t = 15$ °С).

Для определения покомпонентного состава образовавшейся газовой (паровой) фазы используется уравнение:

$$y_i' = \frac{z_i' K_i}{1 + (K_i - 1)N'} , \quad (3)$$

где z_i' - мольная доля i -го компонента в исходной эмульсии;

N' - мольная доля отгона.

Поскольку $\sum_{i=1}^n y_i' = 1$, то по уравнению (3) получим:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i' K_i}{1 + (K_i - 1)N'} = 1 \quad (4)$$

Уравнение (4) используется для определения методом последовательного приближения мольной доли отгона N' , при заданных составе исходной смеси z_i' , давлении и температуре сепарации.

При расходе нефтяной эмульсии G_3 - 550000 тонн/год часовая производительность установки составит:

$$П = \frac{G_3}{8400} = \frac{550000}{8400} = 65,48 \text{ т/ч.}$$

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия (K_i) с учетом условий сепарации приведены в табл. 7.

Таблица 7 – Исходные данные для расчета

Компонент смеси	Мольная доля компонента в нефти (z_i')	Молекулярная масса компонента (M_i), кг/кмоль	K_i
CO ₂	1,25	44	9,6
CH ₄	40	16	24,01
C ₂ H ₆	1,25	30	30
C ₃ H ₈	2,5	44	1,08
н-C ₄ H ₁₀	3,75	58	0,292
н-C ₅ H ₁₂	1,25	72	0,084
C ₆ H ₁₄ ⁺	50	86	0,024
Σ	$\Sigma z_i' = 100$	~	-

Составляем уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти:

$$y_1' = \frac{1,25 \cdot 9,6}{100 + (9,6 - 1) \cdot 42,625} = 0,0257$$

$$y_2' = \frac{40 \cdot 24,01}{100 + (24,01 - 1) \cdot 42,625} = 0,8886$$

$$y_3' = \frac{1,25 \cdot 3,82}{100 + (3,82 - 1) \cdot 42,625} = 0,0217$$

$$y_4' = \frac{2,5 \cdot 3,82}{100 + (3,82 - 1) \cdot 42,625} = 0,0261$$

$$y_5' = \frac{3,75 \cdot 0,292}{100 + (0,292 - 1) \cdot 42,625} = 0,0157$$

$$y_6' = \frac{1,25 \cdot 0,084}{100 + (0,084 - 1) \cdot 42,625} = 0,0017$$

$$y_7' = \frac{50 \cdot 0,024}{100 + (0,024 - 1) \cdot 42,625} = 0,0205$$

Путём подбора определим такую величину N' , при которой выполнится условие (5):

$$\sum_{i=1}^n y_i' = 1. \quad (5)$$

Подбор величины N' приводится в табл. 8.

Таблица 8 – Определение мольной доли отгона N

Компонент смеси	$N' = 45$	$N' = 42,625$	$N' = 35$
CO ₂	0,0246	0,0257	0,0299
Метан CH ₄	0,8458	0,8886	1,0608
Этан C ₂ H ₆	0,0211	0,0217	0,024
Пропан C ₃ H ₈	0,0261	0,0261	0,0263
Н-бутан н-C ₄ H ₁₀	0,0161	0,0157	0,0146
Н-пентан н-C ₅ H ₁₂	0,0018	0,0017	0,0015
C ₆ H ₁₄ +	0,0214	0,0205	0,0182
ΣY_i	0,957	1,000	1,175

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется 42,625 молей газа. Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчёт приведён в табл. 9.

Таблица 9 – Мольный баланс процесса сепарации первой ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти (z'_i), %	Газ из сепаратора		Нефть из сепаратора моли ($z'_i - N_{0i}^r$)	Нефти из блока сепараторов $x'_i = \frac{(z'_i - N_{0i}^r) \cdot 100}{\%}$
		Молярная концентрация (y'_i)	Моли $N_{0i}^g = N' \cdot y'_i$		
CO ₂	1,25	0,026	1,096	0,154	0,268
CH ₄	40	0,889	37,877	2,123	3,701
C ₂ H ₆	1,25	0,022	0,924	0,326	0,568
C ₃ H ₈	2,5	0,026	1,113	1,387	2,418
н-C ₄ H ₁₀	3,75	0,016	0,668	3,082	5,371
н-C ₅ H ₁₂	1,25	0,002	0,073	1,177	2,051
C ₆ H ₁₄ +	50	0,021	0,876	49,124	85,624
Итого	100	1	42,628	57,372	100

Баланс по массе в расчете на 100 молей сырой нефти приведён в табл. 10.

Таблица 10 – Массовый баланс процесса сепарации первой ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти (z_i), %	Массовый состав сырой нефти $M_i^c = z_i \cdot M_i$	Массовый состав газа из сепаратора $M_i^g = N_{0i}^g \cdot M_i$	Массовый состав нефти из сепаратора $M_i^h = M_i^c - M_i^g$	выделившегося газа, относительного сырой нефти $R_i^g = 100 M_i^g / M_i^c$
CO ₂	1,25	55	48,237	6,763	87,703
CH ₄	40	640	606,025	33,975	94,691
C ₂ H ₆	1,25	37,5	27,729	9,771	73,944
C ₃ H ₈	2,5	110	48,969	61,031	44,517
н-C ₄ H ₁₀	3,75	217,5	38,772	178,728	17,826
н-C ₅ H ₁₂	1,25	90	5,287	84,713	5,874
C ₆ H ₁₄₊	50	4300	75,326	4224,674	1,752
Итого	100	$\sum M_i^c = 5450$	$\sum M_i^g = 850,34$	$\sum M_i^h = 4599,66$	$R_{см}^g = 15,603$

$R_{см}^g = 0,15603$ – массовая доля отгона.

Средняя молекулярная масса газа:

$$M_{ср}^g = \sum M_i^g / \sum N_{0i}^g \quad (6)$$

$$M_{ср}^g = 850,344 / 42,628 = 19,9481.$$

Плотность газа:

$$\rho_{ср} = \frac{M_{ср} \cdot T_0 \cdot P}{22,4 \cdot T \cdot P_0} = \frac{19,9481 \cdot 273 \cdot 0,7}{22,4 \cdot 288 \cdot 0,1} = 5,9091 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность газа при нормальных условиях (атмосферном давлении и температуре 0°C):

$$\rho_{ср} = \frac{M_{ср}}{22,4} = \frac{19,9481}{22,4} = 0,89 \text{ кг/м}^3.$$

Таблица 11 – Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

Компонент смеси	Молярная концентрация $N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r$	Молекулярная масса (M_i)	Массовый состав $\frac{[N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r] \cdot M_i \cdot 100}{\sum [N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r] \cdot M_i \cdot 100}$ % $M_{ср}^r$	Содержание тяжёлых углеводородов $\frac{[N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r] \cdot M_i \cdot \rho_{ср} \cdot l}{O_2, \text{ г/м}^3}$ $M_{ср}^r$
CO ₂	0,03	44	5,6725982	~
CH ₄	0,89	16	71,268211	~
C ₂ H ₆	0,02	30	3,2609335	~
C ₃ H ₈	0,03	44	5,7586869	340,2864851
н-C ₄ H ₁₀	0,02	58	4,5595554	269,4286261
н-C ₅ H ₁₂	0,00	72	0,6216966	36,73666229
C ₆ H ₁₄₊	0,02	86	8,8583184	523,4467672
Итого	1	~	100	1169,898541

В блоке сепарации от сырой нефти отделяется только газ. Исходя из этого, составим материальный баланс блока сепарации с учётом обводненности нефти.

Сырая нефть имеет обводненность 25% масс. Количество безводной нефти в этом потоке составляет

$$Q_H = 47,09 \text{ т/ч.}$$

Газ будет отделяться от нефти с производительностью:

$$Q_G = R_{см}^r \cdot Q_H \quad (7)$$

$$Q_G = 0,15603 \cdot 47,09 = 7,35 \text{ т/ч.}$$

$$Q_H^{сеп} = Q_H - Q_G = 47,09 - 7,35 = 39,74 \text{ т/ч,}$$

$$Q^{сеп} = Q_H^{сеп} + Q_{\text{воды}} = 39,74 + 15,7 = 55,44 \text{ т/ч.}$$

Правильность расчёта материального баланса определится выполнением условия:

$$\sum Q^{\text{до сеп}} = \sum Q^{\text{после сеп}}; \quad (8)$$

$$\sum Q^{\text{до сеп}} = Q = 47,09 \text{ т/ч;}$$

$$\sum Q^{\text{после сеп}} = Q^{сеп} + Q_G; \quad (9)$$

$$Q^{сеп} + Q_G = 39,74 + 7,35 = 47,09 \text{ т/ч.}$$

Условие выполняется.

Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в табл. 12.

Таблица 12 – Материальный баланс сепарации первой ступени

	Приход			Расход			
	%масс	т/ч	т/Г		%масс	т/ч	т/Г
Эмульсия				Эмульсия	88,298		
в том числе:				в том числе:			
нефть	75	47,09	412500	нефть	71,687	39,742	348139,0745
вода	25	15,70	137500	вода	28,313	15,696	137500
				Всего	100	55,438	485639,0745
				Газ	11,702	7,3471	64360,92554
ИТОГО	100	62,79	550000	ИТОГО	100	62,785	550000

2.3 Материальный баланс второй ступени

Термодинамические параметры работы рассматриваемого блока равны:

$$P = 0,2 \text{ МПа}; t = 15^{\circ}\text{C}.$$

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия (K_i) с учетом условий сепарации приведены в табл. 13.

Таблица 13 – Исходные данные для расчета

Компонент смеси	Мольная доля компонента в нефти (z_i')	Молекулярная масса компонента (M_i), кг/кмоль	K_i
CO ₂	0,268	44	33
CH ₄	3,701	16	169
C ₂ H ₆	0,568	30	26
C ₃ H ₈	2,418	44	7,15
n-C ₄ H ₁₀	5,371	58	1,75
n-C ₅ H ₁₂	2,051	72	0,5
C ₆ H ₁₄₊	85,624	86	0,14
Σ	100,00	~	-

Составляем уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти:

$$y_1' = \frac{0,268 \cdot 33}{100 + (33 - 1) \cdot 6,07} = 0,03$$

$$y_2' = 0,559$$

$$y_3' = 0,059$$

$$y_4' = 0,126$$

$$y_5' = 0,09$$

$$y_6' = 0,0106$$

$$y_7' = 0,126$$

Путём подбора определим такую величину N' , при которой выполнится условие:

$$\sum_{i=1}^n y_i' = 1. \quad (10)$$

Подбор величины N' приводится в табл. 14.

Таблица 14 – Определение мольной доли отгона N

Компонент смеси	$N' = 8$	$N' = 6,07$
CO ₂	0,025	0,006
Метан CH ₄	0,433	0,228
Этан C ₂ H ₆	0,049	0,317
Пропан C ₃ H ₈	0,115	0,291
Н-бутан н-C ₄ H ₁₀	0,89	0,036
Н-пентан н-C ₅ H ₁₂	0,0107	0,020
Гексан и выше C ₆ H ₁₄ +	0,129	0,079
$\sum Y_i$	0,85	1,000

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется 6,07 молей газа. Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчёт приведён в табл. 15.

Таблица 15 – Мольный баланс процесса сепарации второй ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти (z_i), %	Газ из сепаратора		Нефть из сепаратора моли ($z_i^r - N_{0i}^r$)	Молярный состав нефти из блока сепараторов $x_i^r = \frac{(z_i^r - N_{0i}^r) \cdot 100}{\sum (z_i^r - N_{0i}^r)}$, %
		Молярная концентрация (y_i)	Моли $N_{oi}^c = N' \cdot y_i'$		
CO ₂	0,268	0,030	0,182	0,086	0,091
CH ₄	3,701	0,559	3,391	0,310	0,331
C ₂ H ₆	0,568	0,059	0,356	0,212	0,226
C ₃ H ₈	2,418	0,126	0,764	1,654	1,761
n-C ₄ H ₁₀	5,371	0,090	0,546	4,825	5,137
n-C ₅ H ₁₂	2,051	0,011	0,064	1,987	2,115
C ₆ H ₁₄₊	85,624	0,126	0,768	84,856	90,340
Итого	100	1	6,071	93,930	100

Баланс по массе, в расчете на 100 молей сырой нефти приведён в табл.

16.

Таблица 16 – Массовый баланс процесса сепарации второй ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти (z_i), %	Массовый состав сырой нефти $M_i^c = z_i \cdot M_i$	Массовый состав газа из сепаратора $M_i^r = N_{0i}^r \cdot M_i$	Массовый состав нефти из сепаратора $M_i^h = M_i^c - M_i^r$	Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти
CO ₂	0,268	11,792	8,028	3,764	68,077
CH ₄	3,701	59,216	54,249	4,967	91,612
C ₂ H ₆	0,568	17,04	10,682	6,358	62,689
C ₃ H ₈	2,418	106,392	33,623	72,769	31,603
n-C ₄ H ₁₀	5,371	311,518	31,650	279,868	10,160
n-C ₅ H ₁₂	2,051	147,672	4,622	143,050	3,130
C ₆ H ₁₄₊	85,624	7363,664	66,023	7297,641	0,897
Итого	100	$\sum M_i^c = 8017,3$	$\sum M_i^r = 208,88$	$\sum M_i^h = 7808,42$	$R_{cm}^r = 2,61$

$R_{cm}^r = 0,0261$ – массовая доля отгона.

Средняя молекулярная масса газа:

$$M_{cp}^r = \sum M_i^r / \sum N_{0,i}^r \quad (11)$$

$$M_{cp}^r = 208,88 / 6,071 = 34,4.$$

Плотность газа:

$$\rho_{cp} = \frac{M_{cp}}{22,4} \cdot \frac{T_0 \cdot P}{T \cdot P_0} = \frac{34,4 \cdot 273 \cdot 0,2}{22,4 \cdot 288 \cdot 0,1} = 2,91 \text{ кг/м}^3,$$

Плотность газа при н.у:

$$\rho_{cp} = \frac{M_{cp}}{22,4} = 1,53 \text{ кг/м}^3.$$

Таблица 17 – Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

Компонент смеси	Молярная концентрация $N_{0,i}^r / \sum N_{0,i}^r$	Молекулярная масса (M_i)	Массовый состав $\frac{[N_{0,i}^r / \sum N_{0,i}^r] \cdot M_i \cdot 100}{M_{cp}^r}$, %	Содержание тяжёлых углеводородов $\frac{[N_{0,i}^r / \sum N_{0,i}^r] \cdot M_i \cdot \rho_{cp} \cdot 1}{0^3} \cdot \frac{1}{M_{cp}^r}$, г/м ³
CO ₂	0,03	44	3,84	~
CH ₄	0,56	16	25,97	~
C ₂ H ₆	0,06	30	5,11	~
C ₃ H ₈	0,13	44	16,09	468,75
н-C ₄ H ₁₀	0,09	58	15,15	441,24
н-C ₅ H ₁₂	0,01	72	2,21	64,43
C ₆ H ₁₄₊	0,13	86	31,6	920,44
Итого	1	~	100	1894,88

Составим материальный баланс блока без сбора воды:

$$Q_r = R_{cm}^r \cdot Q_n, \quad (12)$$

$$Q_r = 0,02605 \cdot 47,09 = 1,23 \text{ т/ч.}$$

Из сепаратора будет выходить поток жидкого продукта, с производительностью $Q_n^{сеп}$ по нефти и общей производительностью $Q^{сеп}$, соответственно:

$$Q_n^{сеп} = Q_n - Q_r = 47,09 - 1,23 = 45,86 \text{ т/ч,}$$

$$Q^{сеп} = Q_n^{сеп} + Q \cdot H_2O = 47,09 + 15,7 = 61,56 \text{ т/ч.}$$

Данные по расчету блока сепарации второй ступени сводим в табл. 18.

Таблица 18 – Материальный баланс второй ступени сепарации

	Приход			Расход			
	%масс	т/ч	т/Г		%масс	т/ч	т/Г
Эмульсия				Эмульсия	96,2		
в том числе:				в том числе:			
нефть	71,687	39,74	348139,07	нефть	74,5	45,86	401753,02
вода	28,313	15,69	137500	вода	25,5	15,7	137500
				Всего	100	61,56	539253,02
ИТОГО	100	55,44	485639,07	Газ	1,95	1,22	10746,979
				ИТОГО	100,00	62,79	539253,02

2.4 Общий материальный баланс установки

На основе материальных балансов отдельных стадий составляем общий материальный баланс установки подготовки нефти, представленный в табл. 19.

Таблица 19 – Общий материальный баланс установки

	Приход				Расход		
	% масс	кг/ч	т/Г		% масс	кг/ч	т/Г
Эмульсия				Подготовленная			
в том числе:				нефть			
нефть	75	47,09	385000	в том числе:			
вода	25	15,7	165000	нефть	73,04	45,86	401753,02
				вода	25	15,7	137500
				Газ	13,65	1,22	10746,979
Итого	100	62,79	550000	Итого	100,00	67,93	550000

3.1.2 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. Сборник Е34 время на выполнение мероприятия представлено в таблице 21.

Таблица 21 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Блок вакуумной компрессорной станции	120
Блок – бокс станции управления	120
Оборудование обеспечения технологического процесса	168
Технологические трубопроводы	55
Блок системы измерения количества газа	48
Кабель (до 1кВ) 1х240 кв. мм. длиной 100 метров	53
Итого:	564

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)

3.1.3 Расчет количества необходимой техники

В процессе сооружения потребуются 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 (табл. 22). 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 22 – Расчет амортизационных отчислений при установке ВКС

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)	3000000	10	500000	34,25	1	168	5754
Блок вакуумной компрессорной станции	1650000	1,8	29700	3,39	1	168	569,5
Блок бокс станции управления	836000	1,8	15048	1,72	1	168	288,96
Оборудование обеспечения технологического процесса	50000	2,7	1350	0,15	1	168	25,2
Технологические трубопроводы, арматура на приеме и напоре насоса	35000	2,7	945	0,11	1	168	18,48
Блок системы измерения количества газа	159 800	1,8	2876,4	0,33	1	169	55,44
Кабель (до 1кВ) 1х240 кв.мм.длинной 100 метров	69200	1,8	1245,6	0,14	1	168	23,52
Итого	16324,54						

3.1.4 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 23 – 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
Итого		11			80808	96969,6	177777,6

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

3.2 Затраты на эксплуатацию

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

$$C_{\text{маш}} = A + P + B + Z + Э + Г + П, \quad (6.1)$$

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/машино-час;

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

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

С – 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 пуско-наладочных 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 24 – Амортизационные отчисления для оборудования ВКС

№	Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации	Сумма амортизации за 1 год, рублей
1	Блок вакуумной компрессорной станции	6 группа	1,8 %	29 700
2	Блок бокс станции управления	6 группа	1,8 %	15 048
3	Оборудование обеспечения технологического процесса	5 группа	2,7 %	1350
4	Технологические трубопроводы, арматура на приеме и напоре насоса	5 группа	2,7 %	945
5	Блок системы измерения количества газа	6 группа	1,8 %	2876,4
6	Кабель (до 1кВ) 1х240 кв.мм.длинной 100 метров	6 группа	1,8 %	1245,6
Итого				51 165

3.2.1 Заработная плата работников ВКС

Таблица 25 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,7
северная надбавка	1,5
доплата за вредность	1,12
компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таблица 26 – Расчет заработной платы работников

	Оператор	Технолог
Часовая тарифная ставка	91	99
Районный коэффициент, руб.	63,7	69,3
Северная надбавка, руб.	45,5	49,5
Доплата за вредность, руб.	10,92	11,88
Время нахождения в пути, руб.	22,75	24,75
Вахтовый метод работы, руб.	9,1	9,9
Итого, руб./час	242,97	264,33
Время работы, часов	4320	4320
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	1049630	1141906
Общая сумма ЗП, руб.	2191 536	

Согласно данным расчета из (табл. 26) для годового обслуживания вакуумной компрессорной станции на оплату труда обслуживающим ее работникам необходимо 2191 536 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 (табл. 27). Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно [У] класс I с тарифом 0,2 для предоставления услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 11.20.4).

Таблица 27 – Расчет страховых взносов

	Оператор	Технолог
ЗП, руб.	1049630	1141906
ФСС (2,9%)	30439,28	33115,26
ФОМС (5,1%)	5331,15	58237,19
ПФР (22%)	230918,7	251219,2
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2%)	2099,26	2283,81
Всего, руб.	316988,4	344855,5
Общая сумма, руб.	661 843,8	

Общая сумма страховых взносов работников за 1 год составила 661843,8 руб.

3.2.2 Нормативные затраты на энергоносители

Определяются по основным видам энергии:

- бензин (кг/руб);
- дизельное топливо (кг/руб);
- электроэнергия (кВт-ч/руб);
- сжатый воздух (м³/руб).

Для электроэнергии топлива используется формула (13):

$$\mathcal{E}_d = N_d \cdot K_n \cdot (C_d + Z_{d,d.}), \quad (13)$$

где N_d - норма расхода электроэнергии

Показатель H_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_∂ – цена электроэнергии (2,66 руб кВт час);

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

$$\begin{aligned} \text{Э}_{\text{блок вакуумной компрессорной станции}} &= H_{d2} \cdot K_{п2} \cdot (C_{d2} + z_{d2}) = 0,7 \cdot 1 \cdot 2,66 = 1,86 \text{ руб./} \\ &\text{маш. час (внешнее освещение);} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Э}_{\text{блок-бокс}} &= H_{d2} \cdot K_{п2} \cdot (C_{d2} + z_{d2}) = 1,2 \cdot 1 \cdot 2,66 = 3,19 \text{ руб./ маш. час (внешнее} \\ &\text{освещение);} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Э}_{\text{оборуд.тех.проц.}} &= H_{d5} \cdot K_{п5} \cdot (C_{d5} + z_{d5}) = 0,5 \cdot 1 \cdot 2,66 = 1,33 \text{ руб./ маш. час} \\ &\text{(работа оборудования).} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Э}_{\text{техн.труб.}} &= H_{d2} \cdot K_{п2} \cdot (C_{d2} + z_{d2}) = 0 \cdot 1 \cdot 2,66 = 0 \text{ руб./ маш. час;} \\ &\text{сигнализации, индикаторов);} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Э}_{\text{блок системы}} &= H_{d4} \cdot K_{п4} \cdot (C_{d4} + z_{d4}) = 0,3 \cdot 1 \cdot 2,66 = 0,79 \text{ руб./ маш. час (внешнее} \\ &\text{освещение);} \end{aligned}$$

$$\text{Э}_{\text{кабель}} = H_{d5} \cdot K_{п5} \cdot (C_{d5} + z_{d5}) = 0 \cdot 1 \cdot 2,66 = 0 \text{ руб./ маш. час.}$$

3.2.3 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы

Коэффициент C_∂ определяется по формуле (14):

$$C_\partial = (0,044 \cdot C_{mm} + 0,004 \cdot C_{nc} + 0,015 \cdot C_{tm}) \cdot H_\partial \cdot K_n, \quad (14)$$

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

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

H_{∂} – 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.

$$C_{\text{блок системы}} = (0,044 \cdot C_{ммз} + 0,004 \cdot C_{псз} + 0,015 \cdot C_{тмз}) \cdot H_{дз} \cdot K_{пз} = (0,044 \cdot 70 + 0,004 \cdot 80 + 0,015 \cdot 90) \cdot 60 \cdot 1 = 309 \text{руб. /маш. год. или } 0,035 \text{руб. /маш. час.}$$

$$C_{\text{блок вакуумной компрессорной станции}} = 0; C_{\text{блок-бокс}} = 0; C_{\text{оборуд.тех.проц.}} = 0; C_{\text{техн.труб.}} = C_{\text{кабель}} = 0.$$

3.2.4 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость

Коэффициент Γ определяется по формуле (15):

$$\Gamma = \frac{O \cdot D_z \cdot K_{\partial} \cdot P_z \cdot (C_z + Z_{\partial,z})}{T}, \quad (15)$$

где O – средневзвешенный показатель вместимости гидравлической системы машины;

D_z – плотность жидкости (0,92);

K_{∂} – коэффициент доливок (1,5);

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

C_z – цена жидкости (100 руб. / л.);

$Z_{\partial,z}$ – затраты на доставку (15 руб. /л.);

T – годовой режим работы (8688 час.).

$$\Gamma_{\text{блок вакуумной компрессорной станции}} = \frac{0_1 \cdot D_{Г1} \cdot K_{Д1} \cdot \Pi_{Г1} \cdot (\Pi_{Г1} + 3_{Д.Г.1})}{T} =$$

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

$$\Gamma_{\text{блок системы}} = \frac{0_3 \cdot D_{Г3} \cdot K_{Д3} \cdot \Pi_{Г3} \cdot (\Pi_{Г3} + 3_{Д.Г.3})}{T} = \frac{5 \cdot 0,92 \cdot 1,5 \cdot 2 \cdot (100 + 15)}{8688} = 0,18 \text{ руб. /маш. час.}$$

$$\Gamma_{\text{блок-бокс}} = 0; \Gamma_{\text{оборуд.тех.проц.}} = 0; \Gamma_{\text{техн.труб.}} = 0; \Gamma_{\text{кабель}} = 0.$$

3.2.5 Стоимость эксплуатации машины в год

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

$$C_{\text{блок вакуумной компрессорной станции}} = A_1 + P_1 + B_1 + Э_1 + \Gamma_1 = 0,828 + 3,45 + 2,85 + 1,86 + 0,36 = 9,29 \text{ руб./маш.-час;}$$

$$C_{\text{блок-бокс}} = A_2 + P_2 + B_2 + Э_2 + \Gamma_2 = 0,306 + 1,72 + 0,77 + 3,19 = 6,17 \text{ руб./маш.-час;}$$

$$C_{\text{оборуд.тех.проц.}} = A_5 + P_5 + B_5 + Э_5 + \Gamma_5 = 0,264 + 18,98 + 0,73 + 1,33 = 21,3 \text{ руб./маш.-час;}$$

$$C_{\text{техн.труб.}} = A_6 + P_6 + B_6 + Э_6 + \Gamma_6 = 0,137 + 2,29 + 0,32 + 0 + 0 = 2,74 \text{ руб./маш.-час;}$$

$$C_{\text{блок системы}} = A_9 + P_9 + B_9 + Э_9 + \Gamma_9 = 0,147 + 3,45 + 1,07 + 0,79 + 0 = 5,38 \text{ руб./маш.-час;}$$

$$C_{\text{кабель}} = A_{10} + P_{10} + B_{10} + Э_{10} + \Gamma_{10} = 0,244 + 4,6 + 0,62 + 0 \pm = 5,45 \text{ руб./маш.-час;}$$

Данные по эксплуатации для каждого оборудования отдельно представлены в (табл 28).

Таблица 28 – Стоимость эксплуатации оборудования в год

№	Наименование	Стоимость эксплуатации руб/ маш.- час	Количество часов	Стоимость эксплуатации оборудования в год
1	Блок вакуумной компрессорной станции	9,29	8760	81380,4
2	Блок – бокс станции управления	6,17	8760	54049,2
3	Оборудование обеспечения технологического процесса	21,3	8760	186588
4	Технологические трубопроводы	2,74	8760	24002,4
5	Блок системы	5,38	8760	47128,8
6	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	5,45	8760	47472
Итого				440890,8

3.3 Расчет экономической эффективности мероприятия

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

Ежедневно на факеле низкого давления сжигается порядка 20000 м³ (средне значение за 2016г.)

Прибыль за счет продажи газа:

$$(20000 \times 535) / 1000 = 10\,700 \text{ р./сутки,}$$

где 535 р. – стоимость 1000 м³ газа (договорная цена на поставку газа между ОАО «Томскнефть» ВНК и ЗАО «Энерго–Сервис»)

$$10\,700 \times 365 = 3\,905\,500 \text{ р.}$$

Прибыль от продажи газа составила 3 905 500 рублей в год.

Таблица 29 – Перечень работ и их стоимость

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
Затраты на оборудование	2 800 000	Пункт 3.1.1
Амортизационные отчисления(установка)	16324,54	Пункт 3.1.3
Затраты на заработную плату рабочих	177777,6	Пункт 3.1.4
Амортизационные отчисления(эксплуатация)	51165	Пункт 3.2
Затраты на заработную плату работников ВКС	2 191 536	Пункт 3.2.1
Отчисления во внебюджетные фонды	661 843,8	Пункт 3.2.2
Затраты на эксплуатацию оборудования	440890,8	Пункт 3.2.5
Транспортные услуги(15% от 1)	420 000	
Итоговая величина затрат	6 759 537,74	Сумма 1-8

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

4.1 Введение

Советское нефтяное месторождение в административном отношении находится частично в Нижневартовском районе Тюменской области и в Александровском районе Томской области, в 850 км от областного центра г. Томска. В 15 км находится базовый город Стрежевой, где размещены материально-технические, ремонтные, строительные базы. В данный момент разработку месторождения осуществляет ОАО «Томскнефть» ВНК.

В рамках проекта «Вакуумная компрессорная станция на УПСВ-9 Советского нефтяного месторождения» предусматривается строительство сооружений компрессорной станции.

Сооружения компрессорной станции предназначены для компримирования свободного нефтяного газа (далее - газ) второй ступени сепарации УПСВ-9 Советского месторождения до давления газа первой ступени сепарации и совместной подачи в газопровод на газораспределительную станцию (ГРС).

Согласно с требованиями ОАО «Томскнефть» ВНК, проектирование ведется с учетом резервирования площади для подключения в перспективе дополнительной компрессорной станции аналогичного типоразмера. Строительство резервной компрессорной станции будет выполнено вторым этапом в рамках отдельно проекта.

Технологической схемой предусмотрена подача газа со второй ступени сепарации УПСВ-9 в блок компрессорной установки (БК-1) через систему измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на компрессорную установку (СИКГ-1). В блоке компрессорной установки предусмотрена очистка газа от капельной жидкости во входном сепараторе, компримирование газа до избыточного давления (0,4 - 0,6) МПа, очистка сжатого газа от капель масла в выходном сепараторе. Компримированный газ

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

Для исключения образования взрывоопасной смеси в факельном коллекторе низкого давления предусмотрена подача продувочного газа в начало коллектора. Продувочный газ отбирается из существующего трубопровода газа от вертикального газового сепаратора ВСГ. Количество газа на продувку автоматически регулируется клапаном Кг1 и измеряется с помощью системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку (СИКГ-2).

Основные характеристики технологического оборудования компрессорной станции приведены в таблице 30. Здесь и далее стандартные условия соответствуют температуре $T=20^{\circ}\text{C}$ и абсолютному давлению $P=101325$ Па согласно ГОСТ Р 8.615-2005*.

Таблица 30 – Основные характеристики технологического оборудования компрессорной станции

Наименование оборудования (тип, назначение аппарата)	Позиция по схеме	Кол-во шт.
Блок компрессорной установки ($Q_{\text{газа}}=360 \text{ м}^3/\text{ч}^{-1}$, $P_{\text{вых.}}=$ не более 0,6 МПа, $N=45$ кВт, $U=380$ В)	БК-1	1
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на компрессорную установку (DN 100, PN 16, $Q_{\text{газа}}=(187,8 - 208,2) \text{ м}^3/\text{ч}^{-1}$; $P_{\text{газа}}(\text{изб.})=(0,004 - 0,005) \text{ МПа}$; $T=(15 - 30) ^{\circ}\text{C}$; $\rho_{\text{газа}}=1,2629 \text{ кг}/\text{м}^3$)	СИКГ-1	1
Система измерений количества и параметров	СИКГ-2	1

свободного нефтяного газа на продувку (DN 50, PN 16, $Q_{\text{газа}}=(6,5 - 21,5) \text{ м}^3/\text{ч}^1$); $P_{\text{газа}} (\text{изб.})=(0,28 - 0,6) \text{ МПа}$; $T=(3 - 30) \text{ }^\circ\text{C}$; $\rho_{\text{газа}}=0,8801 \text{ кг/м}^3^1$)		
¹⁾ объемный расход и плотность газа указаны при стандартных условиях		

Технологическая схема объекта с указанием проектируемых сооружений и трубопроводов представлена в разделе 7 «Технические решения» тома 5.7 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», ш. 2113-ИОС7.

Подробное описание системы электроснабжения приведено в томе 5.1 настоящего проекта 2113-ИОС1 «Система электроснабжения».

4.2 Анализ вредных производственных факторов. Методы их снижения и устранения

Охрана труда и техника безопасности в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через неплотности и зазоры, что вызывает необходимость разработки специальных мер по безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений.

Для нефтепромысловых предприятий характерна сложная производственная среда, воздействующая на машины и персонал. Влияние производственной среды на машины несомненно: вибрации приводят к

разрушению узлов и деталей машин, повышенная влажность, перепады температуры, наличие в воздухе различных примесей уменьшают их долговечность и т.д. Производственная среда может и косвенно, через человека, влиять на машины: недостаточная освещенность, повышенный уровень звука и прочие факторы могут привести к неправильным, приводящим к авариям, действиям человека в связи с его физическим или психическим утомлением. Машины, в свою очередь, могут влиять на состояние производственной среды, насыщая ее шумом, вибрацией, токсичными выбросами, выделением тепла, влаги, электричества и т.д.

Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик и их преждевременному разрушению.

4.2.1 Природно-климатические условия

Климат района, в котором расположены объекты разработки и эксплуатации ОАО “Томскнефть ВНК”, резко континентальный: холодная зима с сильными ветрами и прохладное лето. Переход от зимы к лету долгий, с неустойчивыми атмосферными осадками. Самым холодным месяцем является январь, имеющий минимальную температуру до -50°C . Переход к лету в конце мая - начале июня. Средняя температура самого жаркого месяца июля $+20...+25^{\circ}\text{C}$. Максимальные температуры могут достигать $+36^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая скорость ветра равна 5,2 м/с, максимальная скорость ветра доходит до 15...22 м/с.

Вышеуказанные метеорологические условия оказывают на работоспособность рабочего персонала (операторы, бригады ПРС, КРС). Для снижения вредного влияния природных факторов работающие обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 “Воздух рабочей зоны”.

4.2.2 Производственное освещение

Свет – условие для работы глаза. Через центральную нервную систему свет оказывает влияние на общее нервно-психическое состояние, приводит к изменению частоты пульса и интенсивности некоторых процессов обмена веществ. Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму. Эффективные меры для повышения контраста объектов различения с фоном: поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол. Для улучшения яркости в поле зрения работающих в производственных помещениях немаловажное значение имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое достигается их соответствующей окраской.

4.3.3 Производственный шум

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется.

При текущем и капитальном ремонте, а также при обслуживании насосов рабочие подвержены интенсивному воздействию шумов. Классификация шумов установлена ГОСТ 12.1.003-76, СНиП II-12-77 и нормируется в следующих пределах: на постоянных рабочих местах и рабочих зонах - до 99 Дб. В насосной уровень шума достигает 90-100 Дб, при текущем и капитальном ремонте – 92...98 Дб. Обслуживающий персонал,

работающий в насосной, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники). Также для улучшения условий труда рекомендуется сооружать звукоизолированные кабины, устанавливать экран.

Если вы должны повесить голос, чтобы вас услышали, это значит, что вы находитесь в том месте, где необходимо применение предохранительных слуховых средств. Постоянное воздействие высокого уровня шума может привести к постоянной потере слуха. Место работы, находящееся под сомнением должно быть обследовано на шум. Механические колебания частиц любой упругой среды передаются по воздуху. Если эти колебания достаточно сильны, не успевают погаснуть в воздухе и имеют определенную частоту, то они, воздействуя на орган слуха человека, вызывают ощущение звука.

По воздействию шума на органы слуха различают три формы: утомление, шумовая травма и профессиональная тугоухость.

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).

4.3.4 Вибрация

Механические колебания, передаваясь по упругим средам, могут воздействовать на тело или отдельные его части в виде вибраций. Вибрации, передаваясь органам человека, могут вызвать в них стойкие и болезненные изменения. Особенно опасно их действие на центральную нервную систему. Наиболее тяжелым следствием длительного воздействия вибраций является

вибробольность.

При работе в насосной на пункте ППД обслуживающий персонал подвержен воздействию вибрации (60...75 Дб). Допустимые нормы вибрации регламентируются санитарными нормами СН 245-71.

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

4.3.5 Вредные вещества

В нефтяной промышленности применяют вещества, которые при воздействии на работающих могут вызвать кратковременное или длительное нарушения функций организма, ослабить защитные силы организма.

Выделяют технологические, технические и объемно-планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей.

Технические методы предполагают механизацию вредных и трудоемких процессов.

Объемно-планировочные средства предусматривают расположения буровой площадки и жилых вагонов-домов с наветренной стороны по

отношению к складу пылящих материалов, системе приготовления растворов, выхлопами ДВС.

Таблица 31 – Нормы предельно допустимых концентраций вредных веществ

Вредное вещество	ПДК, мах.разовая, мг/м3	ПДК, среднесуточная, мг/м3
Диоксид серы	0,5	0,05
Диоксид азота	0,085	0,085
Оксид углерода	3,0	1,1
Сероводород	0,08	0,008
Бензин	5,0	1,5
Бензол	1,5	0,8
Толуол	0,6	0,6
Ксилол	0,2	0,2
Сажа	0,15	0,05

4.4 Анализ опасных производственных факторов

4.4.1 Электробезопасность. Поражение электрическим током

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического поля . Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть: электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на

организм в целом. Проходя через организм электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое воздействие проявляется в нагреве тканей вплоть до ожогов отдельных участков тела, перегрева кровеносных сосудов и крови, что вызывает в них серьезные функциональные расстройства. Электролитическое действие вызывает разложение крови и плазмы. Биологическое действие выражается разложением и возбуждением живых тканей организма, что может сопровождаться судорожным сокращением мышц, в том числе мышц сердца и легких. При этом могут возникнуть различные нарушения в организме, включая нарушения и даже полное прекращение деятельности сердца и легких, а также механические повреждения. Любое из этих может привести к электрической травме.

На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током. Приводные двигатели станков-качалок, дизель-генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы, ТЭНы (трубчатые электронагреватели) – вот возможные источники поражения электротоком.

Напряжение промышленной сети 380 В. Напряжение трансформаторов ТМП и ТМПН (применяемых для повышения напряжения для УЭЦН) до 6000 В.

Защитные меры

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность. Общие требования” являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

4.4.2 Пожарная безопасность

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми.

Вода в настоящее время пока остается наиболее распространенным и наиболее доступным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 (“Электростанции тепловые”) и в СНиП 11-34-74 (“Водоснабжение. Наружные сети и сооружения”). В мерах пожарной безопасности операторы по добыче нефти в процессе работы должны поддерживать порядок и чистоту на площадке вокруг скважин. Вокруг скважин нельзя разбрасывать ветошь, допускать разлива нефти. В случаях разлива надо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломami, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы (CO_2 , N_2), пены, порошки. Для тушения находящихся под напряжением электросетей используют углекислоту. В насосных станциях применяют автоматические сигнализаторы горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками.

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

Мероприятия по противопожарной безопасности проводятся в ОАО “Томскнефть ВНК” в соответствии с указаниями, приведенными в СНиП II-A.5-70.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- пожарные центробежные насосы ПН-30К;
- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Контроль за соблюдением правил пожарной безопасности ведут сотрудники государственного пожарного надзора.

4.5 Охрана окружающей среды

Проблема охраны окружающей среды и обеспечение экологической безопасности охватывает все сферы жизнедеятельности человека. В наше время сложилась тревожная экологическая обстановка. Растут объемы промышленных отходов; больше 2/3 источников загрязнены, происходит опасное загрязнение подземных вод. Часть продуктов питания опасно использовать в пищу. Растет заболеваемость аллергическими, онкологическими и другими заболеваниями.

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды.

При разработке нефтяных и газовых месторождений проводят следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления;

- герметизация насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений;

- с целью герметизации водоводов и трубопроводов использовать ингибиторы коррозии и проводить их своевременный ремонт);

- сохранение чистоты атмосферы, почвы, водоемов (регулярно проводить ликвидацию водонефтяных проявлений на поверхности почвы, проводить рекультивацию земель, а также обеспечивать герметичность нефтепромыслового оборудования).

- очистка и утилизация сточных вод, уничтожение отходов;

- комплексное рациональное использование природного и попутного газа и нефти; повышение нефтеотдачи пласта за счет внедрения новых методов интенсификации добычи.

Характер и возможные источники загрязнения

При бурении, добыче, сборе и транспорте нефти имеет место загрязнение почв и грунтов. Его можно условно разделить на три типа: нефтяное загрязнение, загрязнение нефтепромысловыми сточными водами (НСВ) и смешанное (нефтью и НСВ).

Загрязнение почв происходит при нарушении герметичности нефтепроводов, водоводов со сточной водой, при утечках жидкости с ДНС, ГЗНУ, КНС, при проведении ремонтов скважин и т.д.

4.6 Защита в чрезвычайных ситуациях

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация разгерметизация оборудования. Результат – разлив нефтепродукта.

Основными мероприятиями, обеспечивающими безопасную эксплуатацию термохимической установки и резервуарного парка, 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 нефтепродуктов, 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.

Наиболее опасные места на территории цеха:

- резервуарные парки: РВС-1-8, РВС-9-11, РВС-16-19.
- сырьевая насосная ТХУ-1, сырьевая насосная ТХУ-2, товарная насосная, нефтяная
- насосная очистных сооружений, канализационная насосная, насосная подтоварной воды, -насосная реагентного хозяйства.
- площадки печей нагрева ПТБ-10, включая ГРУ.
- площадки узлов учета нефти.
- склад хранения деэмульгаторов.
- арочник ТПУ-1600.
- заглубленный резервуар ЖБР-400.
- шламонакопитель.
- канализационная система.

Факторы отказа элементов на объектах нефтегазового комплекса:

- разрыв трубопроводов, подающих реагенты и воду в нагнетательные скважины;

- разрыв любых соединений между блоками в технологическом оборудовании нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также при транспортировке добытой продукции;

- серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаются жидкие, газообразные вещества и вода;

- скачки напряжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети;

- возгорание веществ и оборудования;

- стихийные бедствия и т.п.

Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса:

- контроль за процессом производства осуществляется в операторных, где расположены приборы КИПиА, сигнализации. Необходимые параметры ведения процесса контролируются и регулируются с записью отдельных параметров в Режимные листы;

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

- печи нагрева ПТБ-10 снабжены блокировкой, отключающей подачу газа при превышении параметров работы печи;

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

- для освобождения оборудования в случае аварии предусмотрена аварийная емкость ЕП-10;

- ведется контроль загазованности на всей территории объектов переносными газоанализаторами СГГ-4М, СГГ-20 согласно утвержденным Графику отбора проб и План-карте точек отбора проб.

Газосигнализаторы СТМ-10 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.

4.7 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений

4.7.1 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего места и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно-ремонтного других задействованных организаций. Ответственный руководитель и производитель работ (наблюдающий) перед допуском к работе должны выяснить у допускающего, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и совместно с допускающим проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

Допуск к работе по нарядам и распоряжениям после подготовки рабочего места должен проводиться непосредственно на рабочем месте. При этом допускающий должен:

- проверить соответствие состава бригады указаниям наряда (распоряжения) – по именованным удостоверениям;

- доказать бригаде, что напряжение отсутствует, показом установленных заземлений или проверкой отсутствия напряжения, если заземления не видны с рабочего места (в эл.установках 35 кВ и ниже – последующим прикосновением рукой к токоведущим частям).

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. Целевой инструктаж – указания по безопасному выполнению конкретной работы в электроустановке, охватывающие категорию работников, определенных нарядом или распоряжением (от выдавшего наряд – до члена бригады). Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается.

Целевой инструктаж при работах по наряду (распоряжению) проводят:

1. выдающий наряд – ответственному руководителю (если он не назначается производителю работ или наблюдающему);

2. допускающий – ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

3. ответственный руководитель работ – производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

4. производитель работ (наблюдающий) – членам бригады.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий)

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Наблюдающий инструктирует бригаду о мерах по безопасному ведению работ и о порядке перемещения бригады по территории электроустановки, исключая возможность поражения электрическим током.

Допускающий в целевом инструктаже знакомит бригаду с содержанием наряда, (распоряжения) указывает границы рабочего места, наличие наведенного напряжения, показывает ближайшие к рабочему месту токоведущие части и оборудование, к которым не допускается приближаться независимо от того находятся они под напряжением или нет.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

После оформления производителем работ и ответственным руководителем работ в наряде полного окончания работ наряд сдается допускающему, который после осмотра рабочих мест сообщает о полном окончании работ вышестоящему оперативному персоналу. Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

Перед включением электроустановки после полного окончания работ оперативный персонал убеждается в готовности электроустановки к включению (проверяется чистота рабочего места, отсутствие инструмента и т.п.), снимает временные ограждения, переносные плакаты безопасности и заземления, восстанавливает постоянные ограждения.

В аварийных случаях, до полного окончания работ, оперативный персонал или допускающий могут включить в работу выведенное в ремонт электрооборудование или электроустановку в отсутствие бригады при условии, что до прибытия производителя работ и возвращения им наряда на рабочих местах расставлены работники, обязанные предупредить производителя работ и

всех членов бригады о включении электроустановки и запрете возобновления работ.

4.7.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Возможно установление неполных рабочих день для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя), имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному времени. Ограничений продолжительности ежегодного основного оплачиваемого отпуска, исчисления трудового стажа и других трудовых прав при этом не имеется.

При работе в ночное время продолжительность рабочей смены на один час. К работе в ночные смены не допускаются беременные женщины; работники, не достигшие возраста 18 лет; женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, инвалиды, работники, имеющие детей-инвалидов, а также работники, осуществляющие уход за больными членами их семей в соответствии с медицинским заключением, матери и отцы – одиночки детей до пяти лет.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на

работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По ходу выполнения данной работы были рассмотрены и детально изучены сведения о месторождении. Рассмотрена динамика разработки и состояние фонда скважин. После рассмотрения технологической схемы подготовки нефти была поставлена задача об утилизации 7 миллионов кубометров газа в год, выделившегося после второй ступени сепарации.

Для решения этого вопроса изучены основные способы утилизации ПНГ и каждый из них проанализирован на возможность применения на Советском месторождении.

После проведенного анализа, выделен наиболее приемлемый способ утилизации попутного нефтяного газа низкого давления на Советском месторождении - компримирование его до давления на первой ступени сепарации, смешивание с газом высокого давления и подача на ГРС.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» рассчитана стоимость затраченных материалов и услуг, на установку ВКС и эксплуатационные затраты.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены вопросы техники безопасности, разработаны мероприятия по охране труда и окружающей среды.

Результаты данной выпускной квалификационной работы могут быть использованы в качестве теоретической основы для проектирования.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

Граубергер А.В. Пути реализации политики импортозамещения на рынке ингибиторов АСПО // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 799-801].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ разработки Советского месторождения с уточнением технологических показателей до 2000 г. (заключительный отчет), тема 89.81, СибНИИНП. Багаутдинов А.К. и др., Тюмень, 1982, 213 с.
2. А.В. Дашевский, И.И. Кагарманов, Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамагаев «Справочник инженера по добыче нефти». ООО «Печатник», Стрежевой 2002 г., 235 с.
3. А.К. Багаутдинов, С.Л. Барков, Г.К. Белевич и др. «Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России». М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», Том 2, 1996 г., 523 с.
4. Белов С.В. «Безопасность жизнедеятельности» М., Высшая школа, 1999г.
5. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г., «Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования» М.:Недра, 1989 г.
6. Бухаленко Е.И., Ибрагимов Э.С. «Справочник по нефтепромысловому оборудованию» М.:Недра, 1983г.
7. Бабаев С.Г. «Надежность нефтепромыслового оборудования» М.:Недра, 1987г.
8. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» М.:Недра, 1988г.
9. Влияние экономических и институциональных факторов на утилизации попутного нефтяного газа в России [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://ekollog.ru/vliyanie-ekonomicheskikh-i-institucionalenih-faktorov-nautiliz.html>
10. Леонтьев С.А., Галикеев Р.М., Фоминых О.В. Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважинной продукции / Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 116с.

11. Разработка критериев выбора эффективных методов утилизации нефтяного газа [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://rud.exdat.com/docs/index-665826.html>

12. Разработка критериев выбора эффективных методов утилизации нефтяного газа [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://earthpapers.net/razrabotka-kriteriev-vybora-effektivnyh-metodov-utilizatsiineftyanogo-gaza#1>

13. Основы экономической деятельности предприятия [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://fan-5.ru/entry/work-408463.php#1>

14. Сметный расчет на возведение здания из кирпича [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://gendocs.ru>

15. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

16. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территории застройки

17. Химические факторы производственной среды [Электронный ресурс] http://www.znaytovar.ru/gost/2/GN_22568698_Predelno_dopustimy.html

18. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

19. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защитные»

20. Effect of Fuel Composition on the Operation of a Lean-Burn Natural Gas Engine/Clark, Nigel N., Mott, Gregory E., Atkinson, deJong, Remco J. and et.//Society of Automotive Engineers, Inc. – 1995.

21. Julia A. Effects of natural gas composition on alternative engines. Parameters involved in knocking. Introduction to Methane Number. «Natural gas and its effects on alternative motors» Workshop. Barcelona, December. – 1999.

22. Andersen Paw. Algorithm for methane number determination for natural gasses. Reports Danish Gas Technology Centre. – 1999. – June. – R9907.

The use of associated petroleum gas

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Граубергер А.В.		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н.		

Introduction

Petroleum associated gas produced with oil from oil wells is environmentally friendly high-calorific fuel and valuable raw material for petrochemical production. Nevertheless, when oil fields are exploited in almost all oil producing enterprises, part of the oil gas, not finding use, is still burned in flares.

Efforts have been made to solve this problem in different years, but the levels of utilization of oil gas due to the unprofitable nature of many measures for its utilization remain low.

In developed countries, where at present the level of utilization 95 percent of the gas utilization measure in some fields exceeds is also unprofitable. Their implementation is carried out through state support through the creation of a special tax regime or other mechanisms related to the category of environmental and energy-saving measures.

At present, Russia occupies one of the first places in the world's top twenty subsoil users in terms of the amount of gas burnt in flares. According to various sources, the country burns about 16.8 bcm / year of oil gas, which is 24.4 percent of the recoverable volume.

In connection with the energy crisis and Russia's ratification of the Kyoto Protocol on the preservation of environmental safety, on January 8, 2009, Resolution No. 7 was adopted, in which the Government obliges subsoil users to achieve 95 percent utilization of oil gas by 2012.

However, due to the lack of a single systematic approach to the selection of effective technical and economic methods for the utilization of NPGs and effective mechanisms that stimulate their implementation, it is very difficult for many oil producers to implement this decision.

Today, a multifactor (technical and economic) task is not solved, which allows to ensure the most effective utilization of oil gas in the volume of 95 percent. It is necessary to develop methodological methods that allow linking the variety of existing methods of utilization of oil gas with individual features of deposits.

The paper suggests a new approach to the selection of the most effective methods of utilization of oil gas and the creation of conditions in the country that stimulate the implementation of these methods in oil fields taking into account the conditions of their operation.

5. Associated petroleum gas

Associated petroleum gas, as is clear from the name itself, is a by-product of oil production. Oil lies in the ground together with gas and it is technically practically impossible to ensure the extraction of an exclusively liquid hydrocarbon phase, leaving the gas inside the formation.

At this stage, gas is perceived as a by-product of raw materials, as world oil prices determine the high value of the liquid phase. Unlike gas fields, where all the production and technical characteristics of production are aimed at extracting an exclusively gaseous phase (with a small admixture of gas condensate), the oil fields are not equipped in such a way as to effectively conduct the process of production and utilization of associated gas.

Further, in this, the technical and economic aspects of APG production will be discussed in more detail, and based on the findings, parameters will be chosen for which the econometric model will be built.

5.1 Use cases

One of the most important tasks is to determine the economically viable option of using APG in the conditions of a particular field at the stage of examination and approval of projects.

The use of associated petroleum gas is indeed extremely extensive, but the main methods of utilization, used because of its economic and technological efficiency, are the supply of associated gas to gas processing plants with the further participation of the dried gas in the total gas balance, the use of APG as petrochemical raw materials, use as fuel for electric and heat generation, injection into the reservoir in order to increase oil recovery. Further, these types of associated gas utilization will be considered in more detail.

- Use of gas and its products in production areas to meet the technological needs of fisheries and local energy needs;

- Use of gas to generate electricity;
- Processing at the gas processing plant with further separation into dry stripped gas (with further delivery to the gas transportation system) and a wide fraction of light hydrocarbons (NGL), used as raw materials for petrochemicals.
- APG injection into productive oil reservoirs to increase reservoir pressure and oil recovery (cycling process). This method is characterized by high costs;
- Supply of APG to remote consumers, for example, for the production of heat and electric power, through pipelines or after appropriate preparation by road or other accessible transport.

5.1.1 The use of gas for technological needs

This method of APG utilization provides for the use of gas in boiler houses, for heating oil, as fuel for installations, and so on.

The gas compressor station is located on the deposit. Maintenance of the compressor unit with fuel gas is provided from the fuel gas preparation unit. The fuel gas preparation unit is designed for cleaning and preparing fuel gas before it is fed into the engines of compressor plants. Direct use of APG as fuel gas for plants without proper preparation leads to loss of power and engine wear.

5.1.2 Use of gas for power generation

In the current situation in the oil products market, the most optimal option is the energy use of APG. This direction is dominant, because the products obtained as a result have an almost unlimited market. Associated petroleum gas - fuel is high calorific and environmentally friendly. Given the high-energy intensity of oil production, it is most expedient to use it for generating electricity and heat for commercial needs. Technologies that allow APG to be used for this purpose are available in sufficient quantities, both in Russia and abroad. With ever-increasing electricity tariffs and an increase in their share in the cost of produced oil, the use of APG for generating electricity, heat and cold is economically justifiable.

The use of gas as a fuel for electricity production reduces the cost of energy supply, does not require significant investment in the construction of power lines and utility networks from external and centralized energy sources for the constant supply of new deposits, and as a result, reduces the loss of electricity through the production of on-site consumption.

All the world's leading energy holdings use APG as a raw material for gas piston power plants. The most important characteristic for this method of using gas is its detonation resistance, determined by the methane number (in methane it is 100, in butane - 10, and for hydrogen - 0). In general, the methane number is 25 to 95.

If there are significant and stable volumes of associated petroleum gas production, it can be used as fuel for large power plants for further implementation.

Of course, associated gas is currently used at the Kazan Oil and Gas Company to supply the entire field as fuel for gas piston and gas turbine plants. About 3.2% of total APG is used to supply the field.

The idea of generating electricity for commercial profit is non-competitive for a number of reasons. First, there are no guarantees for the purchase of electricity generated from APG. Secondly, the cost of laying 1 km of air lines will cost more than 2.5 million rubles, and the field is remote from potential electricity buyers. Finally, the Tomsk Oblast has already approved a project for the construction of a nuclear power plant.

5.1.3 APG processing at gas processing plants

The traditional direction of deeper utilization of APG is its processing at gas processing plants. During the processing of APG, a broad fraction of light hydrocarbons and dry stripped gas are obtained at the GPP. NGL is usually (at least for Russian conditions) dispatched to a centralized gas fractionation facility (FGFU), where NGL is divided into fractions (propane, butane, pentane, etc.), which are commodity products, mainly raw materials for the petrochemical industry, household fuel, automobile fuel and an export product. SOG - a gas consisting mainly of

methane is sent to the gas main. Under certain conditions, ethane extraction is also effective, which is technically the most complex, but ethane produced in these processes is the most valuable petrochemical raw material.

The total volume of APG processing in Russia in 2010 was 31.6 bcm, including 17.5 bcm in the SIBUR holding plants processing APG of the majority of vertically integrated oil companies in Western Siberia, which is 56 percent of the total Russian processing of APG at gas processing plants [20].

The idea of the construction of the GPP is unprofitable in the conditions of this field. The Kazan Oil and Gas Company is located in relative proximity to the Myljinskoye field, which is operated by “Vostokgazprom”, the company in whose territory the GPP is located. The final products of complex gas treatment are a mixture of propane-butane technical, combustible natural gas that meets the necessary requirements of the standard and is supplied to the trunk gas pipeline of the Transgaz system, as well as condensate that meets all GOST requirements and is transported further to the trunk oil pipeline of the “Transneft” system. Thus, the transportation of associated gas to GPP in the territory of the Mildzhinskoye field is more appropriate.

5.1.4 The use of gas in the cycling process

Another direction of utilization of APG is injection of APG into the reservoir to increase oil recovery and extract difficult-to-recover reserves. Injection into the reservoir as a method of increasing oil recovery has proved itself in many countries of the world (in Norway, Alaska, Canada, etc.), thanks to which high oil recovery rates have been achieved in these countries and the volumes of APG combustion have been reduced to a miserable level. Unfortunately, in Russia the wide application of gas methods of impact on the reservoir is restrained by their both relatively high capital intensity and complexity of use. Indeed, for the injection of APG into the reservoir, serious pre-project preparation is required, a complex of process equipment is needed, namely, a pumping station for pumping liquid phase, a multi-stage high-

pressure compressor station for injecting APG, equipment for preparing APG for compression, special equipment of the wellheads of gas injection wells, automated process control system. According to experts, the introduction of technology for gas impact on the reservoir is a rather complex but quite feasible engineering task, the implementation of which could ensure the utilization of APG in remote fields [10].

At the Kazan field, a pressure maintenance system is being implemented by injecting with the BKNS with a capacity of 1,365,000 m³ / year of a working agent, which uses commercially produced water obtained in the course of oil preparation, and Cenomanian water extracted from the Apt-Alb Cenomanian horizon of the Kura River suite using all the bottled water that was released during the preparation of oil, as well as purified industrial effluent. The application of water flooding was detailed in the technological scheme of the pilot-industrial works of the Kazan deposit. Viscosity of light oils in reservoir conditions is generally lower than the viscosity of formation or injected water, and the ratio of their mobilities is much less than unity, which is very favorable for waterflooding and contributes to achieving high coefficients of formation coverage by displacement by area and thickness. Here there is only a general lack of this technology - a relatively low coefficient of oil displacement by water (an average of 0.5-0.6). An alternative method for the development of light oil deposits is the displacement of oil by gas agents in the regime of mixing displacement. This method of action provides a much higher (about 0.7-0.8) displacement coefficient. However, the efficiency of development and the final oil recovery factor are determined not only by the displacement coefficient, but also by many other geological, physical and technical-economic parameters. When injecting gas into the reservoir, in contrast to waterflooding, a rather unfavorable ratio of the viscosities of the displaced and displacing agents is observed, usually exceeding one. In connection with this, when the gas is displaced by gas, the displacement front (linguistic formation) is unstable, as a result of which the coefficient of coverage of the deposit by displacement both in the area and in the thickness of the formation may be lower than in the case of flooding. However, the volume of the formation covered by the gas will be much better washed from oil.

Thus, when displacing oil with water, a larger reservoir volume is washed, but with a worse quality than with gas injection [21].

Another factor limiting the technological effect of mixing displacement is the economics of the technological process and the final choice of the method of influence should be based on a technical and economic analysis. As the experience in designing the development of domestic deposits (for example, Zaikinskaya group of the Orenburg region) showed, in specific physical and geological conditions, waterflooding technology has significant technological and economic advantages in comparison with gas impact types.

5.1.5 Gas supply to remote consumers

The next method of gas utilization is to supply it to remote consumers, but for this purpose, the gas must be adequately prepared [22].

Existing technologies and equipment at the Kazan Oil and Gas Company provide for compression of associated petroleum gas and further transportation of it to the Sochi gas and condensate preparation plant in Myldzhin, after which the resulting products are sent to prefabricated main pipelines or transported by other means to the end user.

5.2 Criteria for choosing measures for utilization of oil gas and creating conditions that stimulate their implementation

A single acceptable for all oil fields is proposed, a system for selecting methods for utilizing oil gas and creating conditions that stimulate their sale by ranking the oil gas according to the following criteria:

A - The infrastructure of the area of the deposit location; B - stage of field development; B - quantitative characteristic of the gas; D is the qualitative characteristic of the gas.

The criteria are divided into levels and sublevels, taking into account all possible actual values of each of them.

The main criterion determining the cost of measures for the utilization of NPGs is criterion A. According to the degree of infrastructure development, the criterion is divided into three levels A.I; A.II; A.III, respectively, with a developed, underdeveloped and undeveloped infrastructure. The cost of gas utilization in the fields in the area of A.III is significantly increased, and many of them become unprofitable. In this case, the only acceptable method of utilizing NPG is the use of gas for own needs or the implementation of methods for pumping gas into the reservoir for storage.

The next important criterion is criterion B - the stage of development of a field with three levels: initial (B.I), medium (B.II) and late (B.III). Studies have shown that any method that is cost-effective in the stages of B.I and B.II becomes unprofitable when it is introduced in stage B.III. The choice of a cost-effective method of gas utilization during the late stage of field development is significantly limited, and for the complete utilization of gas during this period, financial support from the state is needed.

Qualitative and quantitative characteristics of NPGs, estimated by criteria B and G, also significantly influence the choice of the method of its utilization. The cost of implementing gas utilization measures is several times higher if the quality indicators do not meet the requirements of GOST for its transportation and use. The recoupment of activities directly depends on the volume of NPGs and any measure for gas utilization becomes unprofitable for gas production volumes less than 5 million m³ / year and if the gas does not meet the quality requirements of GOST.

5.3 Description of the technological process and technological scheme

Oil does not immediately become a commodity. A multi-stage technological process of preparation precedes this. At each field, products coming from wells are preliminarily treated at oil production and treatment facilities. Further, oil is transported to the central collection points, where it is finally brought to the commodity condition for delivery to the consumer. The purpose of oil field

preparation is the removal of water, various mechanical impurities and the extraction of petroleum gas.

The process of degassing of reservoir oil, i.e. the allocation of associated gas from it, can begin already in the oil well tubing. As the products move from the wells through the oil and gas pipelines, there is also an evolution of the oil gas. Thus, the flow of reservoir oil passes from a single-phase state into two-phase - degassed oil and associated petroleum gas. This occurs, because of a drop in pressure and a change in the temperature of the formation fluid. At the same time, the amount of gas released from the reservoir oil increases. However, joint storage or transportation of oil and APG is economically inexpedient. As a rule, the volume of the released gas is several times larger than the volume of the liquid. It would take huge sealed containers and large diameter pipelines. Therefore, at oil and gas production facilities, the oil and gas stream is divided into two - oil and gas.

Crude gas from the fishery enters the receiving separator, where it is freed from oil, dust and condensate.

5.4 APG is a product of oil separation

The released gas requires special preparation and the use of appropriate technological equipment. As a rule, the preparation of APG includes the following complex of measures: drying, removal of mechanical impurities, desulphurization, topping (removal of liquid hydrocarbons C₃ + above), and removal of noncombustible gas components (nitrogen, carbon dioxide), cooling, and compression.

The prepared associated gas is usually distributed as follows. Part of it goes for the own needs of the fishery - fed to oil heaters, used as fuel for gas piston or gas turbine power plants, boiler rooms. The other part is transported to an outside customer, for example, to a gas processing plant to obtain gas chemistry products (if the GPP is located in the oil production area). APG is used for re-injection into the reservoir in order to increase oil recovery (gas lift system).

The main criterion determining the cost of APG utilization activities is the criterion associated with the degree of infrastructure development. The next important criterion is the development stage of the field with three levels: initial, middle and late. Studies have shown that any method that is profitable at the initial and intermediate stages becomes unprofitable when it is introduced at a late stage. The choice of a cost-effective method of gas utilization during the late stage of field development is significantly limited, and for the complete utilization of gas during this period, financial support from the state is needed.

The qualitative and quantitative characteristics of APG also significantly influence the choice of the method of its utilization. The cost of implementing gas utilization measures is several times higher if the quality indicators do not meet the requirements of GOST for its transportation and use. The recoument of activities directly depends on the volume of APG, and any gas utilization event becomes unprofitable with volumes of gas production less than 5 million m³ / year and if the gas does not meet the quality requirements of GOST.

Compression as a method of preparation of low-pressure gas

The compressor station is designed to compress the free petroleum gas of the second separation stage of the UPVS-9 of the Soviet field to the pressure of the first stage separation gas and the joint supply to the gas pipeline to the gas distribution station (GDS) for subsequent supply to the refinery.

The compression method is based on the phenomenon of condensate precipitation from the gas with increasing pressure and subsequent cooling. This is explained by the increase in the partial pressures of heavy hydrocarbons to the limit corresponding to the value of their vapor pressure in the saturation state, at which the transition from the vapor phase to the liquid begins. As described above, associated petroleum gases are a mixture of hydrocarbons, the heaviest part of which must be recovered. The separation of the condensed part of the hydrocarbons from the gas

takes place under phase equilibrium conditions, when the partial pressures of any component in the gas and liquid phases are equal to Raoul Dalton's law.

The distribution of each component between phases is predetermined by the phase equilibrium constant K .

The compression process is technologically simple and is calculated as a single condensation by the equation of concentration

$$x = x_0 / (K - (K-1) * L)$$

Where x is the concentration of any component in the liquid phase; x_0 is the concentration of any component in the feedstock; K is the equilibrium constant.

If the gas comes from the drainage facilities located in the immediate vicinity of the installation, in order to prevent oil from entering the gas lines, special containers are installed in front of the intake separators before the intake separators to catch oil if the level in the drainage system is disturbed. Then the gas flows through pipelines to the intake manifold, which is distributed over the compressors. From the cylinders of the first stage of the compressor, the gas, heated by compression, flows through the waste collector into oil separators, in which oil droplets entrained from the compressor cylinders are separated. Then the gas passes the water coolers, cools down and through the benzo-separators enters the second stage of compression. Then the gas passes the same apparatus (oil separator, refrigerator and benzo separator), after which it is dried and, depending on the subsequent use, is compressed to a higher pressure. The condensates of low and high stages separated in the separators come through pipelines in specially intermediate tanks, from where they are fed by pumps through the gasoline pipeline for further processing.

The use of APG in the Soviet field

The technological scheme provides for the supply of gas from the second separation stage of UPVS-9 to the compressor unit unit (BK-1) through the system for measuring the amount and parameters of free oil gas to the compressor unit

(SICG-1). The unit of the compressor unit provides for gas purification from the dropping liquid in the inlet separator, compression of the gas to an excess pressure (0.4-0.6) MPa, and cleaning of the compressed gas from the oil droplets in the outlet separator. Compressed gas of the second stage, together with the gas of the first stage of separation, is fed into the gas pipeline at the GDS of the Soviet field.

To prevent the formation of an explosive mixture in the low-pressure flare manifold, a purge gas is supplied to the head of the collector. The purge gas is withdrawn from the existing gas pipeline from the vertical GAS gas separator. The amount of gas for purging is automatically regulated by the K1 valve and is measured using a system for measuring the amount and parameters of free gas gas for purging (SICG-2).

Conclusion

Associated petroleum gas of the second and subsequent stages of oil separation is low-pressure. Its own pressure, which does not exceed 0.4-0.5 MPa, is not sufficient for transportation of APG between the oil and gas production facilities or for pumping into the pipeline to the main compressor station that provides gas delivery to an outside customer. The technological task of compressing low-pressure APG is solved taking into account the specifics of specific fields. The fields are equipped with so-called small compressor stations (CS), which are based on low-pressure booster compressor units (DCS). In the event that the gas pressure is close to the vacuum (0.001-0.01 MPa), vacuum compressor units (VKU) are used at the compressor station.

To ensure reliable operation of the COP, special engineering solutions are developed, proceeding from the gas composition, operating conditions and design requirements.

