

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ эффективности использования дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды Ломового нефтяного месторождения (Томская область)» УДК 622.279.51(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Кузнецова Татьяна Александровна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н.,		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.,		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД, ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Кузнецовой Татьяне Александровне

Инженерная школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Анализ экономической эффективности при внедрении и эксплуатации нового оборудования на дожимной компрессорной станции с установкой предварительного сброса воды.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Расчет затрат на внедрение</i>	<i>Произведены расчеты: -расчет затрат на внедрение проекта; -расчет затрат основной заработной платы; -расчет затрат по дополнительной заработной плате; -расчет месячного должностного оклада; -отчисления во внебюджетные фонды; -материальные затраты; -накладные расходы; -бюджет затрат НИИ.</i>
2. <i>SWOT – анализ проекта</i>	<i>Анализ сильных и слабых сторон проекта, возможности и угрозы для реализации проекта.</i>
3. <i>Экономическая эффективность от внедряемых мероприятий</i>	<i>Произведен расчет экономической эффективности от внедряемых мероприятий.</i>

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 ОСГН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Кузнецова Татьяна Александровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Кузнецовой Татьяне Александровне

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Специальность	21.03.01

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)	5. Объектом исследования является компрессорная станция, предназначенная для утилизации попутного нефтяного газа от ДНС с УПСВ Ломового месторождения на УПН пос. Пионерный.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	5.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов - общая система производственного освещения; - шум и вибрации от работы;
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	5.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов - электрический ток;
3. Охрана окружающей среды	5.3 Экологическая безопасность - Технологические и вентиляционные выбросы в атмосферу;
4. Защита в чрезвычайных ситуациях	5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД, ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Кузнецова Татьяна Александровна		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Кузнецова Татьяна Александровна

Тема работы:

«Анализ эффективности использования дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды Ломового нефтяного месторождения (Томская область)»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

01.03.2019 г. № 1653/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2019г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является - дожимная компрессорная станция на установке предварительного сброса воды. Исходные данные к работе - учебная и научная литература, нормативно-правовые акты различной юридической силы, официальные статистические и информационные материалы различных министерств и ведомств.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<i>Анализировать состав дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды; дать характеристику технического состава ДКС; определить средства измерений и технологического оборудования, подлежащего замене дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды; провести расчет экономической эффективности от внедряемых мероприятий.</i>
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Дашковский Анатолий Григорьевич
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Киселева Елена Станиславовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Объект исследования</i>	
<i>Определение средств измерений и технологического оборудования, подлежащего замене дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды</i>	
<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
<i>Социальная ответственность</i>	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н.,		
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Кузнецова Татьяна Александровна		

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

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

Период выполнения _____ весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.19
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2019	<i>Объект исследования</i>	15
01.04.2019	<i>Определение средств измерений и технологического оборудования, подлежащего замене дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды</i>	35
26.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</i>	25
30.05.2019	<i>Социальная ответственность.</i>	25

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3и), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли</i>	
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК- 22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК- 27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 117 страниц, 12 рисунков, 34 таблиц, 30 источников литературы.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, утилизация, сжигание, окружающая среда, выбросы.

Целью работы является анализ эффективности использования дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды X нефтяного месторождения (Томская область).

Объектом исследования является - дожимная компрессорная станция на установке предварительного сброса воды X нефтяного месторождения (Томская область).

Предметом исследования – инженерно-технические средства для повышения качества работы нефтеперерабатывающих установок.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. провести анализ геологического строения X нефтяного месторождения (Томская область);
2. анализировать состав дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды;
3. дать характеристику технического состава ДКС;
4. определить средства измерений и технологического оборудования, подлежащего замене дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды;
5. провести расчет экономической эффективности от внедряемых мероприятий.

Информационной базой для написания выпускной квалификационной работы послужила учебная и научная литература, нормативно-правовые акты

различной юридической силы, официальные статистические и информационные материалы различных министерств и ведомств, ресурсы интернет.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	17
1. Объект исследования	19
1.1 Характеристика района расположения дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды X нефтяного месторождения (Томская область)	19
1.2 Состав дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды	19
1.3 Характеристики рабочей среды дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды	34
1.4 Основные характеристики дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды	42
1.5 Основные функции дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды	43
1.6 Средства измерений и технологическое оборудование дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды	45
2. Определение средств измерений и технологического оборудования, подлежащего замене дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды	48
2.1 Модернизация работы сепаратора	48
2.2 Замена приборов учета предварительного сброса воды	50
2.3 Замена приборов учета нагрева продукции	55
2.4. Замена приборов учета подготовленной пластовой воды в систему ППД	62
2.5 Замена химреагентов	66
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	71
3.1 Экономическая эффективность проекта	71
3.2 Расчет затрат на внедрение	71

3.3 SWOT – анализ проекта.....	83
3.4 Экономическая эффективность от внедряемых мероприятий	88
4. Социальная ответственность	92
4.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов	93
4.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов	96
4.3 Экологическая безопасность.....	102
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	104
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	115

Список сокращений

АКЗ – аппаратура контроля загазованности;
АПК – антипомпажный клапан;
БЗД – блок защиты двигателя;
БС – блок силовой;
БВП – блок приточной вентиляции;
БУ – блок управления;
БПТПГ – блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
ВТС – внутритрубный сепаратор;
ВХ – воздушный холодильник;
ВОУ – воздухоочистительное устройство;
ГВТ – газовоздушный тракт;
ГГ – газогенератор;
ГПА – газоперегачивающий агрегат;
ГТУ – газотурбинная установка;
ГДХ – газодинамические характеристики;
ДКС – дожимная компрессорная станция;
ДВК – дозрывная концентрация;
ДЭС – дизельная электростанция;
КПД – коэффициент полезного действий;
КС – компрессорная станция;
КЦ – компрессорный цех;
КШТ – кожух шумотеплоизолирующий;
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
МБ – бак для циркуляции масла;
ОК – осевой компрессор;

ПГ – пусковой газ;
ПВД – предельно-допустимый выброс;
ПУ – пылеуловитель;
ТГ – топливный газ;
РД – регулятор давления;
РПД – регулятор перепада давления;
САУ – система автоматического управления;
СТ – свободная турбина;
СИ – международная система единиц;
УТО – утилизационный теплообменник;
УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
ФС – фильтр-сепаратор;
ЦБН – центробежный нагнетатель;
ЦСГ – цех сепарации газа;
ЦСК – цех сбора конденсата;
ЦПТГ – цех подогрева топливного газа.

ВВЕДЕНИЕ

Создание современных АСУ ТП требует дальнейшего повышения качества управления за счет использования высокоэффективных алгоритмов управления. Использование таких алгоритмов сдерживалось их сложностью и аналоговой элементной базой.

Вторым сдерживающим фактором являлась высокая трудоемкость разработки программного обеспечения (ПО) АСУ ТП.

Наиболее актуальной проблемой, является проблема реализации систем, при которых управление осуществляется не вручную или аппаратно, а программно с помощью персонального компьютера, который является базовым компонентом средств управления.

Совершенствование средств контроля и управления приводит к уменьшению затрат, как человеческих сил, так и экономии финансовых затрат на приобретение дорогостоящего оборудования, которое сильно уступает по своим характеристикам перед электронно-вычислительными машинами.

Современное техническое предприятие помимо оборудования, обеспечивающего выпуск готовой продукции, имеет ряд системы обеспечивающих безопасность жизнедеятельности предприятия.

Программные комплексы позволяют диспетчерам одновременно контролировать разнородное оборудование, расположенное в здании, что существенно повышает надежность и эффективность работы системы электроснабжения и снижает затраты на ее эксплуатацию.

Дожимная компрессорная станция (ДНС) с установкой предварительного сброса воды (УПСВ) в современных условиях добычи нефти и газа в России является важным звеном технологического процесса.

Цель выпускной квалификационной работы является Анализ эффективности использования дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды X нефтяного месторождения (Томская область).

Объектом исследования является - дожимная компрессорная станция на установке предварительного сброса воды X нефтяного месторождения (Томская область).

Предметом исследования – инженерно-технические средства для повышения качества работы нефтеперерабатывающих установок.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. анализировать состав дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды;
2. дать характеристику технического состава ДКС;
3. определить средства измерений и технологического оборудования, подлежащего замене дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды;
4. провести расчет экономической эффективности от внедряемых мероприятий.

1. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Характеристика района расположения дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды X нефтяного месторождения (Томская область)

X месторождение в административном отношении расположено в Каргасокском районе Томской области.

X месторождение связано с Пионерным автомобильной дорогой с твёрдым покрытием круглогодичного пользования. Расстояние по дороге от месторождения до Пионерного составляет 74 км. Других дорог в районе месторождения нет. В зимний период связь может осуществляться также, по зимним, накатанным по снегу, дорогам («зимникам»). Строительный лес, необходимый для обустройства скважин, имеется на месте.

X месторождение открыто в 1970 г. в результате бурения разведочной скважины №200, на нём пробурено 11 поисковых и разведочных скважин, проводку которых осуществляли Западная нефтегазоразведочная экспедиция, открывшая месторождение, а также Александровская и Васюганская НГРЭ ПГО «Томскнефтегазгеология».

1.2 Состав дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды

В состав дожимной компрессорной станции входят следующие узлы:

1) Компрессор

Дожимной центробежный газовый компрессор с 4-я ступенями на 2-х роторах



Рис. 1 – Общий вид дожимной компрессорной станции

1.1. Газовая сторона

Отшлифованный с высокой точностью ведущий вал, со встроенными упорными буртиками см. рис. 2.



Рис. 2 – Ведущий вал

Высокоскоростное, отшлифованное с высокой точностью косозубое колесо многопоточной зубчатой передачи.

Отшлифованные с высокой точностью ведущие валы, со встроенными упорными буртиками, которые минимизируют потери мощности в редукторе и обеспечивают надежную работу, как при нормальных, так и при аварийных условиях.

Сегментные подшипники ведущей шестерни, с башмаком, с горизонтальной линией разъема, с принудительной смазкой под давлением и залиты баббитом для максимальной динамической устойчивости ротора. Каждый высокоскоростной подшипник ведущей шестерни будет оснащен одним датчиком температуры на линии дренажа масла в резервуар.

Низкоскоростной вал оснащен комбинированными упорными подшипниками, каждый подшипник имеет цапфу и конусную упорную поверхность с фаской. Каждый подшипник будет оснащен двумя встроенными двухэлементными датчиками температуры, один на упорный торец, другой во втулке.

Фрезерованное 5-ти осевое рабочее колесо (см. рис. 3).



Рис. 3 - Фрезерованное 5-ти осевое рабочее колесо

Установлены бесконтактные лабиринтные масляные уплотнения и газонепроницаемые уплотнения с одной сухой поверхностью. Газонепроницаемые и масляные уплотнения разделяются атмосферным воздушным пространством для отсутствия масла в сжимаемом газе. Газонепроницаемые уплотнения будут также оснащены дополнительным угольным кольцом уплотнения для сокращения потребления азота, используемого для уплотнения.

Редуктор с горизонтально разъемным корпусом, обеспечивающий удобный доступ к рабочим частям без демонтажа газового или масляного трубопровода

Высокопроизводительные, открытого индукторного типа 5-ти осевые рабочие колеса, фрезерованные из нержавеющей стали.

Нерегулируемые диффузоры, изготовленные из углеродистой стали

Спиральная камера газового компрессора (см. рис. 4):



Рис. 4 - Спиральная камера газового компрессора

Спиральные камеры и всасывающие патрубки изготавливаются из литой углеродистой стали

Спиральные камеры оснащены дренажами по нижним точкам.

Газовые трубопроводы с гидравлическим тестом и имеют фланцевые соединения. Трубная обвязка и фланцы выполнены из углеродистой стали, прокладки выполнены с металлическим обкладом.

Центробежный газовый компрессор с горизонтальной линией разъема (см. рис. 5):

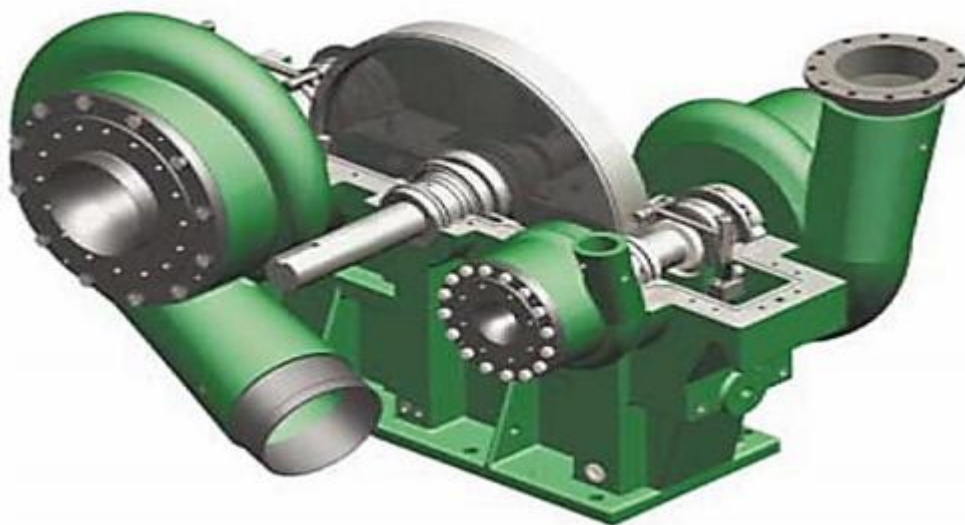


Рис. 5 - Центробежный газовый компрессор с горизонтальной линией разъема

1.2. Система смазки маслом под давлением

Компрессор комплектуется одной встроенной системой смазки маслом под давлением, на раме основания компрессора. Она разработана для смазки компрессора и основного электродвигателя. Масляная система включает следующее:

Один основной маслоснасос с приводом от редуктора компрессора, обеспечивающий поток масла во время эксплуатации. В случае перебоя в питании основной линии основной маслоснасос с приводом от вала может обеспечить масло в редукторы компрессора во время вращения установки по инерции.

Один вспомогательный маслоснасос с приводом от вспомогательного низковольтного электродвигателя со стальным корпусом.

Один кожухотрубчатый масляный теплообменник с водяным охлаждением, с трубами из углеродистой стали и коллекторами

Один двойной масляный фильтр, изготовленный из углеродистой стали, на 10 микрон. Выходные и дренажные клапаны смонтированы на корпусе фильтра.

Один масляный резервуар в комплекте с датчиком уровня и дренажным патрубком

Электрический нагреватель масла, регулируемый с помощью термостата, оснащенный взрывозащищенным корпусом.

Вакуумная система удаления масляного тумана.

Трехходовой клапан–регулятор температуры для поддержания температуры масла постоянной на входе компрессора.

Маслосистема будет оснащена трубной обвязкой

Масляный трубопровод до масляного фильтра будет изготовлен из углеродистой стали, а после фильтра из нержавеющей стали. Система трубопроводов состоит из: фитингов со сварным стыком и сварных фланцев, на концах труб, для обвязки до фильтра и фитингов со сварным стыком и проваренным сварным швом для обвязки после фильтра.

Все ручные клапаны маслосистемы изготовлены с корпусами из углеродистой стали и проточной частью из нержавеющей стали.

Один стальной редуционный клапан прямого действия для регулировки давления в редукторе.

Один датчик уровня масла соединенный проводом с клеммной коробкой для сигнализации уровня масла.

1.3. Рама основания компрессора

Жесткая стальная конструкция рамы основания предназначена для установки основного компрессора, основного электродвигателя, маслосистемы и аксессуаров.

Охладитель газа будет смонтирован на основной раме основания, в случае если это будет невозможно, то на отдельном скиде, и прикрепляться болтами к основной раме, и демонтирован для отгрузки.

1.4. Эластичная муфта

Низкооборотная эластичная муфта с распоркой, для соединения компрессора с основным электродвигателем, и с безыскровой алюминиевой защитой. Муфта будет сухого соединения, эластичная, с посадкой натягом и шпоночным пазом.

1.5. Одинарная система уплотнения с сухой поверхностью

В комплекте:

Обратный клапан и один игольчатый клапан на стороне газонепроницаемого уплотнения.

Регулятор давления и местный манометр на стороне продувочного газа каждой ступени.

Датчик расхода с отверстием на стороне продувочного газа каждой ступени после регулятора.

Вентиляционная линия, с обвязкой обеспечивающая выход в безопасную зону или на сжигание в факеле.

Двойные фильтры уплотнительного газа с перепускным клапаном и датчиком обработки данных.

Двойные фильтры продувочного газа со встроенными приборами КИП обработки данных. Линия для первичного уплотнительного газа будет продуваться газом N₂ во время периодов останова.

Двух линейный клапан с электромагнитным управлением будет подавать продувочный газ N₂ из основного баллона с продувочным газом в линию уплотнительного газа автоматически, когда установка остановлена.

Трубопроводы, обвязка, фитинги и конструкция изготовлены из нержавеющей стали от компрессора к уплотнению.

1.6. Одна аварийная система продувки газового уплотнения на компрессор

Двух линейный клапан с электромагнитным управлением, с сигналом открытия при отказе или открытии при низком давлении в коллекторе продувочного газа. Клапан выпустит азот из баллонов в коллектор продувочного газа в случае отказа генератора N₂.

Система трубопроводов с регулятором давления, обратным клапаном и изоляционным клапаном.

1.7. Материальное исполнение компрессора

Корпус редуктора компрессора с горизонтальной линией разъема изготовлен из серого чугуна.

Спиральные камеры компрессора, литые и обработанные на станке, с вертикальным разъемом, изготовленные из углеродистой стали.

Зубчатое колесо многопоточной зубчатой передачи и его вал, высокоскоростные, отшлифованные с высокой точностью с числом твёрдости по Бринеллю: 290/320, изготовлено из стали SAE 4340 E.

Скоростная шестерня с числом твёрдости по Бринеллю: 320/360, изготовленная из стали AISI 4340 E.

Рабочие колеса открытого типа, 5-ти осевые, фрезерованные из нержавеющей стали 15-5PH SS.

Высокоскоростные сегментные подшипники, с баббитом, изготовленные из стали 4340E.

Упорные радиальные низкоскоростные подшипники, втулка и фаска из баббита, подшипники из SAE 1010/1020.

Нерегулируемый диффузор из углеродистой стали.

Газонепроницаемые уплотнения с одной сухой поверхностью и с угольным кольцом.

Лабиринтные масляные уплотнения, изготовлены из алюминия.

Примечание:

Выбранные материалы подходят для минимальной температуры окружающей среды $-28,9^{\circ}\text{C}$, то есть не учтены особые материалы для температуры ниже -30°C .

2) Газовые охладители

2.1. Циркуляционный и дополнительный газовый теплообменник для компрессорной дожимной станции.

Теплообменники кожухотрубчатого типа с кожухом и трубами из углеродистой стали. Охладители будут с водяным охлаждением, один будет использоваться как циркуляционный охладитель и другой как дополнительный охладитель.

Таблица 1 – Материальное исполнение теплообменников

Трубы	углеродистая	сталь	ASTM	A179
Трубная решетка	углеродистая	сталь	ASTM	A516/70
Кожух	углеродистая	сталь	ASTM	A516/70
Дефлекторы	сталь ASTM A283/C			

2.2. Водяной коллектор

Водяной коллектор из углеродистой стали. В границах установки дожимной компрессорной станции одно единственное входное фланцевое соединение по ANSI 150 и одно единственное выходное фланцевое соединение по ANSI 150.

Фланцы установки водяного коллектора будут вынесены непосредственно на внешнюю сторону звукозащитного кожуха.

Водяной коллектор будет соединять газовый охладитель и маслоохладитель.

Ручные отсекающие клапана на входе и выходе не обеспечены, включены только фланцевые соединения.

3) Газовые клапана и аксессуары

3.1. Клапаны со стороны всасывания

Один отсекающий клапан на входе, закрытое положение при отказе, фланцевые соединения, управление осуществляется посредством пневматического привода с концевыми выключателями, выходным электромагнитным клапаном и ручным дублером.

Один предохранительный клапан давления, расположенный на всасывании компрессора и до входного направляющего аппарата

Один редукционный клапан с электропневматическим приводом, и с концевыми выключателями.

Входной направляющий аппарат, встроенный в компрессор, со стандартным исполнением и материалами, и с электропневматическим позиционером и приводом.

3.2. Клапаны со стороны нагнетания

Один противопомпажный регулятор с электропневматическим позиционером и приводом на 4-20 мА, с регулировкой с помощью системы управления. Должен быть установлен на линии рециркуляции от выходного патрубка компрессора до циркуляционного охладителя и соединен к входу компрессора.

Один обратный клапан.

Один автоматический продувочный клапан.

Один отсекающий выходной клапан, закрытое положение при отказе, фланцевые соединения, с пневматическим приводом, и с концевыми выключателями, выходным электромагнитным клапаном и ручным дублером.

4) Система управления компрессора

4.1. Шкаф панели управления

Кожух из углеродистой стали стандартный двухсторонний, с распределением мощности и программным логическим контролером. Электропитание системы управления для напряжения 240 В переменного тока, и частоты 50 Гц. Автоматические выключатели, реле и клеммные коробки могут защитить и обмениваться всеми необходимыми сигналами между шкафом и системами АСУ ТП, центром управления двигателями, системой аварийного выключения.

4.2. Панель управления программным логическим контролером

Программный логический контроллер может защищать и управлять центробежными компрессорами посредством функции специализированной логической схемы согласно стандартам ISA, антипомпажного регулирования и контроля технических характеристик.

-Стойка КИП

-Система мониторинга вибраций

Будет установлена в шкафу программного логического контролера. Следующие параметры будут контролироваться для каждого компрессора:

Один радиальный зондовый датчик вибрации, по ординате X, для каждой ступени компрессора.

Один радиальный зондовый датчик вибрации, по ординате Y, для каждой ступени компрессора.

Один аксиальный зондовый датчик вибрации, по ординате Z, на зубчатом колесе многопоточной зубчатой передачи.

4.3. Противопомпажная система

Противопомпажное управление с помощью противопомпажного клапана на компрессоре включено в логическую схему программного логического контролера.

5) Контрольно-измерительные приборы

5.1. Контрольно-измерительные приборы газовой системы

Один отсекающий клапан для блокировки и сброса давления (датчик давления), расположен на всасывании компрессора, с функциями показаний для системы управления, отключения и сигнализации.

Один датчик температуры, расположен на всасывании компрессора, с функциями показаний для системы управления, отключения и сигнализации.

Отсекающий клапан для блокировки и сброса давления (датчик давления), расположен на нагнетании компрессора с функциями показаний для системы управления и сигнализации.

Отсекающий клапан для блокировки и сброса давления (датчик давления), расположен на нагнетании компрессора.

Датчик расхода, расположен на нагнетании компрессора, с функциями показаний для системы управления.

5.2. Контрольно-измерительные приборы уплотнения

5.3. Контрольно-измерительные приборы уплотнения маслосистемы

5.4. Контрольно-измерительные приборы редуктора компрессора
(температура и вибрации)

6) Основной электродвигатель

Таблица 2 - Характеристики

Расчетная	мощность	2650 кВт
Напряжение		6 кВ
Частота		50 Гц
Количество	полюсов	2
Частота	вращения	2970 об/мин
Температура	окружающей среды	+5 до +45°C
Исполнение		IP55
Установка		внутри помещения
Класс изоляции		F
Охлаждение		Водяное
Смазка		принудительная
Взрывозащита		зона II ЕЕх-р IIВ ТЗ

7. Потребления энергоносителей компрессорной дожимной установки

Таблица 3 – Предварительное потребление электроэнергии

Основной электродвигатель	2650 кВт
Нагревательный прибор основной двигателя	0,3 кВт
Маслонагреватели	максимум 5 кВт, каждый
Вентиляторы со звукопоглощающим кожухом	1,5 кВт, каждый
Программный логический контролер	2 кВт

7.2. Предварительное потребление воды

Газовые охладители (рециркуляция и вторичный охладитель): 145 м³/ч.

Маслоохладитель: 40 м³/ч.

7.3. Предварительное потребление азота и воздуха контрольно-измерительных приборов

При нормальных условиях эксплуатации, на каждый компрессор:

Азот для системы уплотнения: 20 Нм³/ч.

Воздух контрольно-измерительных приборов: 45 Нм³/ч.

8) Технические характеристики

8.1. Состав газа:

Расчетный средний молекулярный вес: 18.169 кг/кмоль.

Таблица 4 – Характеристики компрессора

Состав	% вес.
Метан	90,29
Этан	3,75
Пропан	0,93
Бутан	0,24
Пентан	0,06
Гексан	0
Сероводород	0,08
Азот	0,66
Углекислый газ	3,94
Кислород	0,04

8.2. Рабочие характеристики каждого компрессора

Таблица 5 – Рабочие характеристики каждого компрессора

Давление на всасывании	5 бар (изб.)
Температура газа на всасывании	20°C
Температура хладагента	30°C

Продолжение таблицы 5

Давление на нагнетании	50,5 бар (изб.)
Расход	45 000 Нм³/ч
Потребляемая мощность на валу	2408,2 кВт
Частота вращения	2970 об/мин
Температура газа на нагнетании	129°C

9) Кожух

Кожух:

Для каждой дожимной компрессорной установки будет предоставлен один звукозащитный кожух, чтобы не превышать уровень шума в 85 дБ на расстоянии одного метра. Звукозащитный кожух покрывает главную компрессорную установку, то есть сам компрессор в сборе и основной электродвигатель. Корпус установлен на основании из углеродистой стали при использовании прямоугольного защитного покрытия, а также с подпорками из углеродистой стали. Закрытие на четырех сторонах по периметру и на крышке кожуха будет осуществлено с помощью звукоизолирующих панелей, изготовленных из углеродистой стали.

10) Система фильтрации газа на всасывании компрессора

Одна система фильтрации газа на всасывании компрессора:

10.1. Расчетные технические характеристики

Таблица 6 - Расчетные технические характеристики

Степень очистки	95% частиц крупнее 20 микрон
Газовый поток	45 000 Нм³/ч
Температура окружающей среды	от + 5°C до +45°C
Зона установки	II

10.2. Комплектация объема поставки системы фильтрации

Один скид, выполненный как полностью укомплектованная установка со всем необходимым вспомогательным оборудованием, полностью готовая для установки на месте. Объем поставки одного скида, в основном, включает:

- Два разделительных циклона (один рабочий, другой резервный);
- Два коалесцирующих фильтра (один рабочий, другой резервный);
- Комплект клапанов ручного управления;
- Комплект соединительной обвязки до края скида;
- Электрическая и пневматическая схемы;
- Опорная рама с лестницей и проходом в любом месте по желанию;
- Изготовление чертежей;
- Проектирование;
- Производство и сборка;
- Очистка и окраска;
- Испытание;
- Руководство по техническому обслуживанию;

Оборудование будет в соответствии с нормами международных кодексов и стандартов и будет изготовлено согласно последним изменениям в этой области применения.

10.3. Защита дожимной компрессорной станции

Установка будет обработана и снабжена защитой. Обработка поверхности и покраска будут выполнены в цехе до начала любой коррозии, в соответствие со следующим циклом:

- Пескоструйная очистка;
- Одно покрытие цинковой грунтовкой;
- Один верхний слой покраски;
- Фланцы и соединения будут защищены деревянными дисками.

1.3 Характеристики рабочей среды дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды

Рабочая среда дожимной компрессорной станции составляет нефть, пластовая вода, попутный газ.

Нефть не сразу становится товарным продуктом. Этому предшествует многоэтапный технологический процесс подготовки.

На каждом месторождении пластовая жидкость, поступающая со скважин, проходит предварительную подготовку на объектах добычи и подготовки нефти. Далее нефть транспортируется в центральные пункты сбора, где происходит её окончательная подготовка до товарной кондиции и сдача потребителю. Цель промысловой подготовки нефти - удаление из неё воды, различных механических примесей и извлечение нефтяного газа.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) представляет собой смесь углеводородов с наименьшей молекулярной массой (метан, этан, пропан, бутаны и др.). Содержится в пластовой жидкости и выделяется из неё путём сепарирования. ПНГ - ценный углеводородный ресурс, используется и как топливо, и как сырьё для получения различных химических веществ. Из попутного газа путём химической переработки получают пропилен, бутилены, бутадиен для производства пластмасс и каучуков.

Процесс разгазирования пластовой нефти, т.е. выделение из неё попутного газа, может начинаться уже в насосно-компрессорных 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 объём газа, выделяемого из пластовой нефти, увеличивается.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразно. Как правило, объём выделяемого газа в несколько раз превышает объём жидкости. Потребовались бы огромные герметичные ёмкости и трубопроводы большого диаметра. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два – нефтяной и газовый. Разделение потока происходит в специальных аппаратах – сепараторах (на фото ниже), в которых создаются условия для более полного отделения ПНГ от нефти. Разгазирование нефти при определённых регулируемых давлениях и температурах называется сепарацией.

Для извлечения ПНГ используются сепараторы различных типов (в основном горизонтальные цилиндрические). На объектах подготовки нефти и газа сепарация нефти, как правило, осуществляется в несколько этапов (ступеней). Ступенью сепарации называется отделение газа от нефти при определённом давлении и температуре. Многоступенчатая сепарация позволяет получить более стабильную нефть, нежели одноступенчатая. Количество ступеней сепарации зависит от физико-химических свойств добываемой нефти, пластового давления, обводнённости и температуры флюида, а также требований, предъявляемых к товарной нефти.

Эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений лёгкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями на головках скважин. Регулируемые давление и температура создают условия для более полного отделения газа от нефти. Давление на сепараторе 1-й ступени всегда больше, чем на сепараторах 2-й и последующих ступеней. Показатели давления на ступенях сепарации зависят от многих факторов, которые учитываются при разработке месторождения и вносятся в технологическую схему. Количество сепараторов зависит от объёма добываемой 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 (см. рисунок ниже). Часть его идёт 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»).

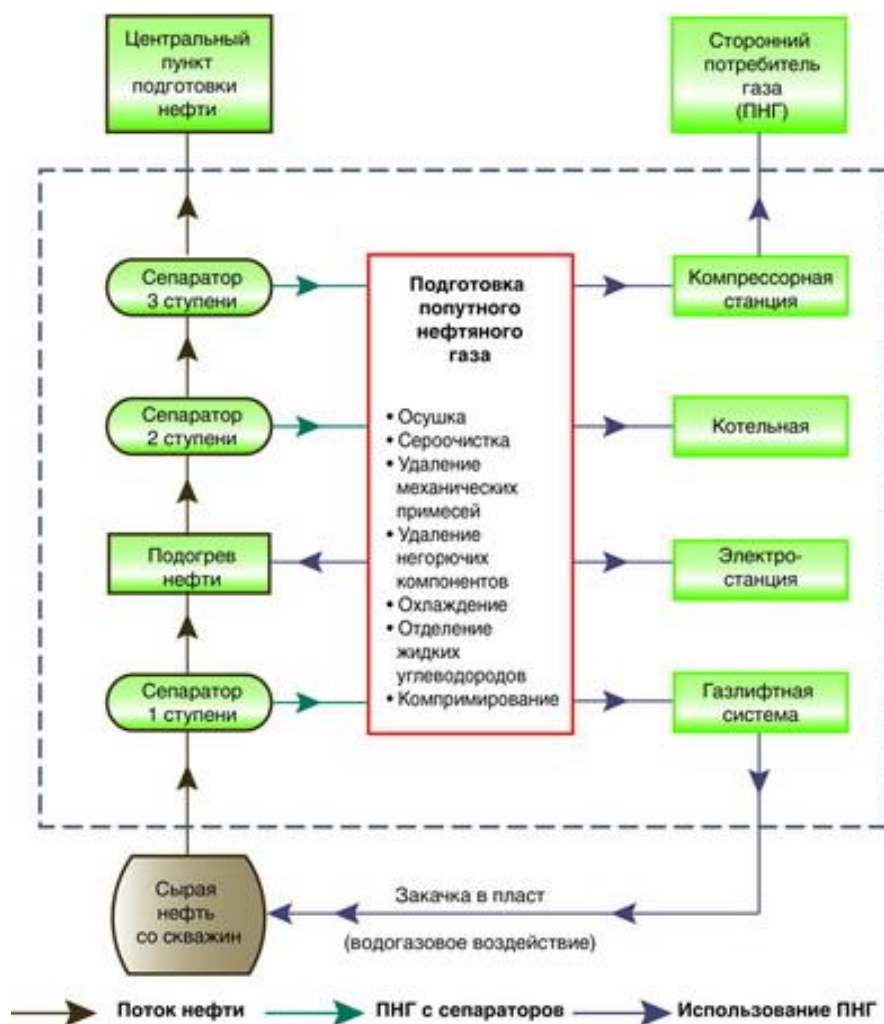


Рис. 6 – Схема подготовки нефти

Еще недавно вышеописанная схема отображала исключительно использование ПНГ 1-й ступени сепарации. Попутный газ 2-й и последующих ступеней, как правило, в полном объеме направлялся в факельную линию для сжигания. Причина в том, что газ с последних ступеней является самым сложным в подготовке для дальнейшего применения.

Такой ПНГ по плотности и содержанию компонентов C3+выше значительно «тяжелее» газа 1-й ступени. Например, плотность газа 2-й ступени может превышать 1700 г/м³, а содержание C3+выше – 1000 г/м³. Соответственно, количество выпадающего конденсата в газопроводах ПНГ 2-й и последующих ступеней гораздо больше, в сравнении с тем же показателем в

газопроводе 1-й ступени. Газ конечных ступеней отличается также повышенным содержанием механических примесей и капельной влаги. Плюс к этому – его обязательно необходимо компримировать.

То есть, рациональное использование ПНГ последних ступеней требует создания дополнительной инфраструктуры сбора и подготовки, что повышает себестоимость попутного газа и снижает рентабельность промыслов. Поэтому многие добывающие компании шли на затраты крайне неохотно, а зачастую вынужденно устранялись от задачи рационального использования такого ПНГ.

Ситуация стала меняться с января 2009 года, когда правительство определило жесткий норматив использования попутного нефтяного газа на уровне 95%. Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно.

Поэтому с каждым годом возрастает число промыслов, где не только экономят на штрафах и компенсационных выплатах, но и извлекают прямую экономическую выгоду из рационального использования ПНГ. Для таких рачительных экологосберегающих компаний на приоритетном месте находится и забота о собственном профессиональном престиже в глазах государства и общества.

Сегодня в условиях падения добычи нефти на многих месторождениях особое значение приобретает максимальное использование попутного газа последних ступеней сепарации. Именно этот газ занимает значительную долю в потерях ПНГ. Учитывая это, нефтегазодобывающие компании пристальное внимание обратили на современные технологические возможности его рационального использования. И те, кто уже предпринял необходимые усилия, на деле убедились в правильности своего решения.

Отметим еще один важный фактор: попутный нефтяной газ 2-й и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным. Его собственного давления, которое не превышает 0,4-0,5 МПа, недостаточно для

транспортировки ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или для закачки в трубопровод до головной компрессорной станции, обеспечивающей доставку газа стороннему потребителю.

Технологическая задача компримирования низконапорного ПНГ решается с учетом особенностей конкретных промыслов. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями (КС), основу которых составляют дожимные компрессорные установки (ДКУ) низкого давления. В случае если давление газа приближено к вакууму (0,001-0,01 МПа), на КС применяются вакуумные компрессорные установки (ВКУ, на фото ниже).

Для обеспечения надежной работы КС разрабатываются специальные инженерные решения, исходящие из состава газа, условий эксплуатации и проектных требований.

Для компримирования ПНГ последних ступеней сепарации используются, как правило, ДКУ и ВКУ на базе винтовых маслозаполненных компрессоров. Рассмотрим решение некоторых проблем, возникающих при компримировании низконапорного газа.

Необходимость доочистки тяжелого (жирного) ПНГ. Несмотря на то что в компрессорную установку (КУ) зачастую поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных КУ. Требуется дополнительная комплектация системы фильтрации, которая расширяет возможности основных её элементов (газomasляного сепаратора и коалесцентных фильтров):

- на входе газа устанавливается фильтр-скруббер, оснащенный автоматической дренажной системой для откачки конденсата;
- на выходе из КУ устанавливаются дополнительные фильтры тонкой очистки газа. Они, как и фильтр-скруббер, встраиваются в существующий блок-модуль, что обеспечивает компактное размещение оборудования;

- вместе с КУ могут поставляться компактные адсорбционные или рефрижераторные осушители газа в отдельном укрытии (на фото ниже).

Риск конденсатообразования. Работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы. При этом возникает две проблемы: 1) растворение в масле большого количества углеводородов, ведущее к повышенному насыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслобаке; 2) образование конденсата в рабочих ячейках компрессора, которое приводит к увеличению потребления мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа.

Задача решается следующим способом:

- проводится детальный анализ компонентного состава газа и расчеты в специальной программе, создающей теоретическую модель поведения газа при определенных условиях (температуре и давлении). Это дает возможность определить такие параметры расширения рабочего диапазона температур масла и газа, которые позволяют превысить точку образования росы для перекачиваемого газа;

- в маслосистеме КУ используется более вязкое масло.

Негативное влияние крайне низкого давления ПНГ, близкого к вакууму (0,001...0,01 МПа). Компримирование газа с давлением, близким к вакууму, влечёт следующие проблемы: 1) возникает большая разница в давлении на входе и на выходе КУ, вследствие чего давление газа, имеющееся в установке, сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер; 2) под действием вакуума в компрессорную установку может поступать воздух, что увеличивает взрывоопасность технологического процесса.

Возможные решения:

- оснащение системы входных клапанов КУ модернизированными быстродействующими клапанами с электромеханическими приводами и пружинными отсекающими, что позволяет отсекать входной трубопровод от основной магистрали;

- комплектация КУ датчиками кислорода, определяющими его содержание в компримируемом газе.

- Изменение характеристик исходного газа. По условиям некоторых проектов компрессорные установки компримируют смешанный попутный газ, поступающих с разных объектов добывающего комплекса. Соответственно, основные его параметры (состав, плотность, температура точки росы, теплотворная способность) могут меняться. Параметры исходного газа изменяются и при длительной добыче на одном объекте – в силу истощения запасов углеводородов, обводненности скважин и т.д. Чтобы контролировать этот процесс (и затем при необходимости варьировать эксплуатационные характеристики КУ), компрессорные установки могут оснащаться следующим дополнительным оборудованием:

- потоковый хроматограф с устройством отбора проб для определения состава и теплотворной способности газа;

- потоковый измеритель температуры точки росы газа по воде и углеводородам (с устройством отбора проб);

- замерное устройство расхода компримируемого газа (на фото ниже).

Условия эксплуатации. Нередко компримирование низконапорного ПНГ проходит в тяжелых условиях: 1) климатические условия, когда минимальная температура воздуха достигает минус 60°C, а температура наиболее холодной пятидневки – минус 50°C; 2) особенности состава газа – например, высокое содержание соединений сероводорода; 3) удаленность (труднодоступность) объектов, что осложняет техническое обслуживание и контроль за ходом эксплуатации оборудования.

Поэтому на практике применяются следующие решения:

- выбор из различных вариантов исполнения: КУ ангарного (цехового) типа на открытой раме, блок-модуль во всепогодном укрытии, КУ в специальном арктическом исполнении;
- оснащение КУ модернизированными системами теплообмена, комплектация маслосистемы автоматическим поточным вискозиметром;
- использование специальных сплавов и антикоррозионных материалов при производстве компрессорных установок;
- оснащение КУ устройством плавного пуска двигателя;
- резервирование некоторых элементов оборудования внутри блока-модуля (например, сдвоенные фильтры маслосистемы или насосы системы охлаждения), особенно, когда компрессорные станции эксплуатируются без резервной установки;
- использование современной САУ (на фото ниже), которая автоматически поддерживает установку в рабочем режиме, обеспечивает эксплуатационные параметры и связь с верхним уровнем АСУ ТП, управляет системами жизнеобеспечения и безопасности.

1.4 Основные характеристики дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды

На установке предварительного сброса воды (УПСВ) предусмотрена дожимная компрессорная станция мощностью, которой составляет 10000 т/сутки.

В состав компрессорной установки входят три модульные компрессорных установки (КУ) Enerproject марки EGSI-S-610/2850WA (поставка ООО «Сфера»).

Производительность каждого дожимного компрессора (номинальная - 34 200 кг/ч, максимальная – 39 240 кг/ч).

1.5 Основные функции дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды

Технологический комплекс сооружений ДКС с УПСВ включает в себя:

- 1) первую ступень сепарации нефти;
- 2) предварительный сброс воды;
- 3) нагрев продукции скважин;
- 4) транспортирование газонасыщенной нефти на ЦПС;
- 5) бескомпрессорный транспорт нефтяного газа на УКПГ;
- 6) транспортирование подготовленной пластовой воды в систему ППД;
- 7) закачку химреагентов (ингибиторов, реагентов - деэмульгаторов) по рекомендациям научно-исследовательских организаций.

Объекты предварительного разделения продукции скважин должны рассматриваться как составная часть единого технологического комплекса сооружений по сбору, транспорту, подготовке нефти, газа и воды.

На ДКС с УПСВ осуществляется сепарация нефти и предварительный сброс воды. Попутный нефтяной газ месторождения используется для нужд котельных и подается на УКПГ.

Жидкость, добываемая на месторождении, проходит предварительное обезвоживание на УПСВ с ДКС. После сепараторов она поступает в параллельно работающие отстойники, где происходит расслоение эмульсии. Затем частично обезвоженная нефть поступает на УПН и ЦПС для окончательной подготовки нефти. Подготовленная вода направляется на кустовую насосную станцию, где закачивается в пласт для поддержания пластового давления.

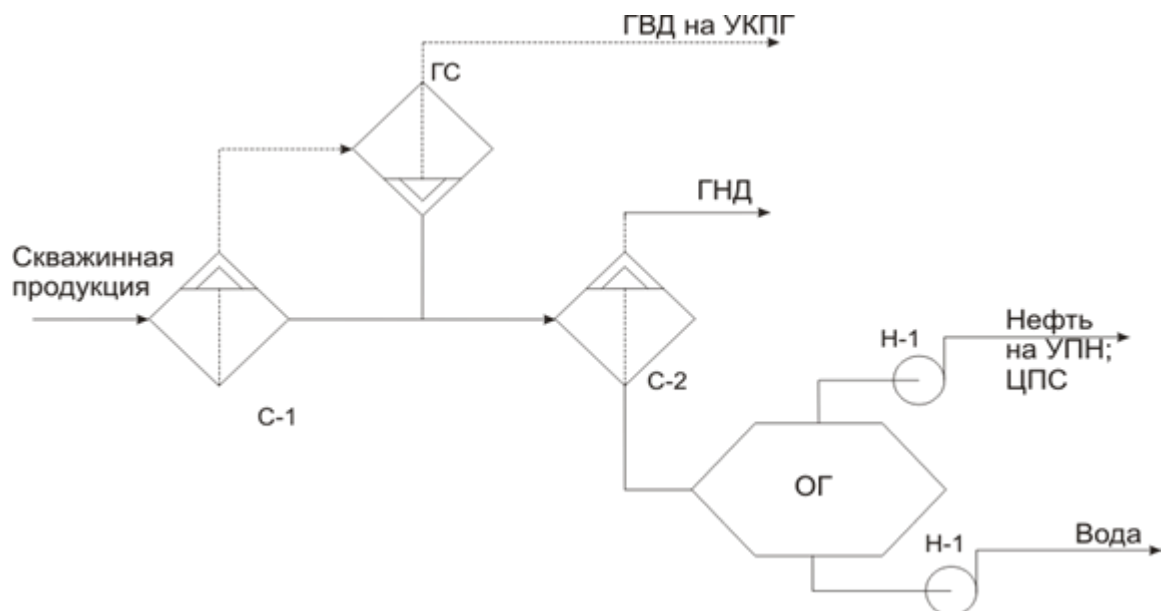


Рис. 7 – Принципиальная схема дожимной насосной станции с установкой предварительного сброса воды (ДКС с УПСВ).

Оборудование: С-1; С-2 - нефтегазосепараторы (НГС), ГС - газосепараторы; ОГ - отстойник горизонтальный; Н-1, Н-2 - центробежные насосы. Поток: ГВД на УКПГ - газ высокого давления на установку комплексной подготовки газа; ГНД - газ низкого давления

Технологическая схема процесса должна обеспечивать:

- подготовку нефтяной эмульсии к расслоению перед поступлением в "отстойные" аппараты;
- сепарацию газа от жидкости с предварительным отбором газа;
- предварительное обезвоживание нефти до содержания в ней воды не более 5 - 10% (мас).

Для подготовки нефтяной эмульсии к расслоению должна предусматриваться подача реагента - деэмульгатора на концевых участках нефтегазосбора (перед первой ступенью сепарации нефти), а при наличии соответствующих рекомендаций научно-исследовательских организаций - подача воды, возвращаемой с блоков подготовки нефти.

Процесс предварительного обезвоживания нефти должен предусматриваться при обводненности поступающей продукции скважин не менее 15-20% и осуществляться, как правило, без дополнительного нагрева продукции скважин с применением деэмульгаторов, высокоэффективных при умеренных и низких температурах процесса предварительного обезвоживания нефти.

Предварительное обезвоживание нефти должно преимущественно осуществляться в аппаратах для совместной подготовки нефти и воды. При этом сбрасываемые пластовые воды должны иметь качество, как правило, обеспечивающее их закачку в продуктивные горизонты без дополнительной очистки (предусматривается только дегазация воды).

Сброс пластовых вод с аппаратов предварительного обезвоживания нефти должен предусматриваться под остаточным давлением, обеспечивающим подачу их на прием насосных станций системы заводнения или, при необходимости, на очистные сооружения без установки дополнительных насосов.

1.6 Средства измерений и технологическое оборудование дожимной компрессорной станции на установке предварительного сброса воды

В состав УПСВ входят:

БР – блок подачи реагента-деэмульгатора;

Р-1 – расширитель нефтегазовый;

СМ – смеситель;

НС – нефтегазовый сепаратор;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ЕД – дренажная емкость;

БУ- блок контроля и управления.

На месторождении установлена установка предварительного сброса воды УПСВ-10000.

Технические характеристики установки приводятся ниже (табл. 2.7).

Таблица 7 – Технические характеристики установок предварительного сброса воды УПСВ-1000

Параметры	УПСВ-10000
Производительность по жидкости, т/сут., не более	10000
Объем аппарата, м ³	200
Рабочая среда	нефть, пластовая вода, попутный газ
Среда в подогревателе	попутный газ и продукты его сгорания
Рабочее давление, МПа	0,6; 1,0; 1,6
Плотность нефти при t=20°C, кг/м ³	820-910
Вязкость нефти при t=20°C, МПахсек.	до 68
Плотность воды при t=20°C, кг/м ³	1000-1050
Температура среды на входе в установку, °C	от +10 до +25
Температура среды на выходе из установки, °C	от +25 до +40
Расчетная температура стенки, °C	100
Минимальная температура установки под давлением, °C	-60
Способ нагрева эмульсии	• без подогрева для легких нефтей • с встроенным нагревателем для

Продолжение таблицы 7

	средних нефтей • с автономным нагревателем для тяжелых нефтей
Обводненность нефтяной эмульсии на входе, % мас., не более	90
Газосодержание в нефтяной эмульсии на входе в установку, нм ³ /т, не более	50
Содержание механических примесей в нефтяной эмульсии на входе в установку, мг/дм ³ , не более	200
Обводненность нефтяной эмульсии на выходе, % масс.	• 3-5 (для легких нефтей плотностью до 850 кг/м³, с ориентировочным временем пребывания в аппарате до 20 мин.) • 5-8 (для средних нефтей плотностью 850-870 кг/м³, с ориентировочным временем пребывания в аппарате до 37 мин.) • до 12 (для тяжелых нефтей плотностью 870-895 гк/м³)

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПОДЛЕЖАЩЕГО ЗАМЕНЕ ДОЖИМНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ НА УСТАНОВКЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ

2.1 Модернизация работы сепаратора

В качестве модернизации устаревшего сепаратора, выбираем сепаратор НГСВМ-А-1/1,2 – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды модернизированный автоматизированный или КДФТ-1,2 – концевой делитель фаз трубный.

Таблица 8 – Характеристики сепаратора НГСВМ-А-1/1,2

Технические характеристики	
Рабочая среда	нефть, газ, пластовая вода
Расчетное давление, Мпа	1,6; 2,5; 4,0
Производительность по жидкости, м3/ч	26-560
Производительность по газу, нм3/ч	3900-72000
Содержание на входе воды в нефти, % об.	20 и более
Содержание на выходе воды в нефти, % об.	0,5-5
Содержание в воде на выходе, мг/л:	
- нефтепродуктов	до 30
- механических примесей	до 30
Массовая концентрация жидкости в очищенном газе, г/нм3	до 0,1
Температура рабочей среды, °С	не менее +5
Температура окружающей среды, 0С	от -60 до +50

Состав оборудования

В трехфазных сепараторах НГСВМ А модернизированы следующие конструкции и узлы:

- входной узел распределения газожидкостной смеси;
- перегородки из просечновытяжного листа;
- узел перелива нефти в нефтяной отсек;
- встроенная замерная колонка для установки датчика измерения уровня раздела жидкости «нефть-вода»;
- коалесцирующее устройство для улучшения процесса разделения жидкости на нефть и воду.

НГСВМ-А, предназначенные для рабочей среды с содержанием коррозионноактивных компонентов (в т.ч. сероводорода), комплектуются внутренними устройствами, изготовленными из нержавеющей стали или полимерных материалов.

НГСВМ-А выпускаются двух типов:

тип I – для легких и средних нефтей;

тип II – для тяжелых нефтей.

Для обеспечения надежности и долговечности предусматривается термообработка и внутреннее антикоррозионное покрытие.

Обозначение

Система автоматизации обеспечивает измерение, контроль и архивирование следующих технологических параметров: температуры, давления, уровня раздела фаз, уровня нефти.

Пример условного обозначения НГСВМ-А с системой автоматизации при заказе и других документах:

Сепаратор НГСВМ-А 50-1,6-Т-И-П-ХЛ1 ТУ 28.99.39-008-20676863-2017,
где 50 – объём, м3;

I – тип конструкции;

1,6 – давление расчётное, Мпа;

Т – наличие термообработки;

И – наличие устройств для крепления теплоизоляции;

П – наличие антикоррозионного внутреннего покрытия;

ХЛ1 – материальное исполнение.

2.2 Замена приборов учета предварительного сброса воды

Для учета предварительного сброса воды принимаем приборы модели TOP-1-50 и TOP-1-80.

Счетчики жидкости TOP-1-50 и TOP-1-80 предназначены для измерения количества жидкости (воды, нефти и нефтепродуктов) в единицах объема на технологических установках нефтегазодобывающих предприятий и других отраслей народного хозяйства.

Счетчики TOP-1-50 и TOP-1-80 являются приборами непрерывного действия.

Объем показаний счетчика осуществляется:

- 1) по механическому счетчику;
- 2) по электромагнитному датчику в комплекте с блоком питания искробезопасным.

Счетчики жидкости TOP-1-50 и TOP-1-80 имеют вводное устройство для подключения магнитоиндукционного датчика.

Магнитоиндукционный датчик преобразовывает количество оборотов турбинки в пропорциональное количество электрических импульсов и используется при проведении поверки счетчиков.

Электромагнитный датчик предназначен для дистанционной передачи информации и его погрешность не нормируется.

При дистанционной передаче информации через искробезопасный блок характеристики канала передачи информации определяются применяемым блоком.

Счетчики TOP-1-50 и TOP-1-80 относятся к ГСП.

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики соответствуют виду климатического исполнения У категории размещения 2 по ГОСТ 15150-69.

Предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика, %, в диапазоне расходов:

от 20 до 100% $\pm 1,5$

от 60 до 100% $\pm 1,0$

Предел допускаемой основной погрешности счетчиков до 20% не нормируется.

Таблица 9 – Предел допустимого изменения показаний от изменения вязкости жидкости измеряемой среды, на каждые $10 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

Диапазон вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$	Диапазон расхода, %	Изменение показаний, %
от 1×10^{-6} до 80×10^{-6}	от 20 до 100	2,0
от 80×10^{-6} до 120×10^{-6}	от 20 до 100	1,5

Таблица 10 – Питание электрических цепей электромагнитного датчика

Род тока	постоянный
напряжение, В, не менее	6 +10%-15%

Продолжение таблицы 10

коммутируемая мощность при работе на активную нагрузку, Вт, не более	12
--	----

Таблица 11 – Характеристика рабочей среды

температура, °С	от +5 до +70
содержание парафина, объемное, %, не более	10
вязкость, м2/с	от 1×10^{-6} до 120×10^{-6}
содержание сернистых соединений по весу, %, не более	3
количество механических примесей, мг/л, не более	3000
размер частиц механических примесей, мм, не более	5

Таблица 12 – Технические характеристики

рабочее давление, МПа	3,92
потеря давления при максимальном расходе, МПа, не более	0,05
температура окружающего воздуха	от -50 до +50
исполнение счетчиков по устойчивости к механическим воздействиям	обыкновенное

Таблица 13 – Требования к надежности

Наименование параметров	TOP-1-50 Ду50	TOP-1-80 Ду80
средняя наработка на отказ с учетом технического обслуживания, ч, не менее	8000	8000
полный средний срок службы счетчиков, лет не менее	8	8
Комплект монтажных частей (КМЧ) ХА2.833.034 для счетчика TOP-1-50		

Продолжение таблицы 13

Фланец Ха8.230.061	2шт.
Хомут КП-00-01-00-02	4шт.
Кольцо ГОСТ 9833 080-086-36	2шт.
Гайка ГОСТ5915-70 М16-6Н.5.056	4шт.
Болт ГОСТ7798-70 М16-6q*90.56.056	4шт.
Комплект монтажных частей (КМЧ) ХА2.833.033 для счетчика ТОР-1-80 :	
Фланец Ха8.230.074	2шт.
Хомут КП-00-01-00-03	4шт.
Кольцо ГОСТ 9833 096-102-36	2шт.
Гайка ГОСТ5915-70 М16-6Н.5.056	4шт.
Болт ГОСТ7798-70 М16-6q*100.56.056	4шт.
Комплект ЗИП для счетчика ТОР-1-50 ХА2.833.034 :	
Клапан магнитоуправляемый МКА-27-101Б ДЕО.48.3.001ТУ	1шт.
Кольцо ГОСТ 9833 005-008-19	1шт.
Кольцо ГОСТ 9833 018-022-25	1шт.
Кольцо ГОСТ 9833 026-032-36	1шт.
Кольцо ГОСТ 9833 080-086-36	2шт.
Кольцо ГОСТ 9833 114-120-36	1шт.
Комплект ЗИП для счетчика ТОР-1-80 ХА2.833.033 :	
Клапан магнитоуправляемый МКА-27-101Б ДЕО.48.3.001ТУ	1шт.
Кольцо ГОСТ 9833 005-008-19	1шт.
Кольцо ГОСТ 9833 018-022-25	1шт.
Кольцо ГОСТ 9833 026-032-36	1шт.
Кольцо ГОСТ 9833 096-102-36	2шт.
Кольцо ГОСТ 9833 114-120-36	

Таблица 14 – Запасные части для счетчика жидкости TOP-1-50, TOP-1-80

Датчик электромагнитный Ха5.132.003 к 1TOP-50, 1TOP-80
Заглушка TOP1.00.00.001 к 1TOP-50
Заглушка TOP1.00.00.001-01 к 1TOP-80
КМЧ к TOP-1-50 ХА2.833.034
КМЧ к TOP-1-80 ХА2.833.033
Кольца резиновые 005-008-19-2-4
Кольца резиновые 018-022-25-2-4
Кольца резиновые 026-032-36-2-4
Кольца резиновые 026-032-36-2-5
Кольца резиновые 080-086-36-2-4
Кольца резиновые 096-102-36-2-4
Корпус 6023 Ха6.116.001 к 1TOP-50, 1TOP-80
Крыльчатка 6023 Ха6.393.007 к 1TOP-80
Крыльчатка 6023 Ха6.393.008 к 1TOP-50
Крышка 6023 Ха6.178.000 к 1TOP-50,1TOP-80
Муфта магнитная Ха5.125.000 к 1TOP-50
Муфта магнитная Ха5.125.002 к 1TOP-50, 1TOP-80
Муфта магнитная Ха5.125.003 к 1TOP-80
Обтекатель ХА6.430.024 к 1TOP-80
Обтекатель ХА6.430.029 к 1TOP-50
Подпятник Ха8.250.001 к 1TOP-50
Подшипник Ха8.250.005 к 1TOP-50,1TOP-80
Подшипник Ха8.250.006 к 1TOP-50,1TOP-80
Редуктор 6023 Ха6.332.000СБ к 1TOP-50
Редуктор 6023 Ха6.332.001СБ к 1TOP-80
Стекло 6023 Ха8.640.002 к 1TOP-50,1TOP-80

Продолжение таблицы 14

Стекло Ха8.640.002 к 1ТОР-50,1ТОР-80
Стрелка Ха6.057.001 к 1ТОР-50,1ТОР-80
Счетчик механический СМ.00.00.000
Счетчик механический Ха5.178.001 к 1ТОР-50,1ТОР-80
Счетчик Ха5.178.004 к 1ТОР-50,1ТОР-80
Фланец Ха8.230.061 к 1ТОР-50
Фланец Ха8.230.074 к 1ТОР-80
Хомут под тр. 76 КП.00.01.00-02 к 1ТОР-50
Хомут под тр. 89 КП.00.01.00-03 к 1ТОР-80
Хомут Ха8.665.061 к 1ТОР-50,1ТОР-80
Червяк Ха6.374.000 к 1ТОР-50,1ТОР-80
Шкала 6023 Ха7.021.001 к 1ТОР-50,1ТОР-80

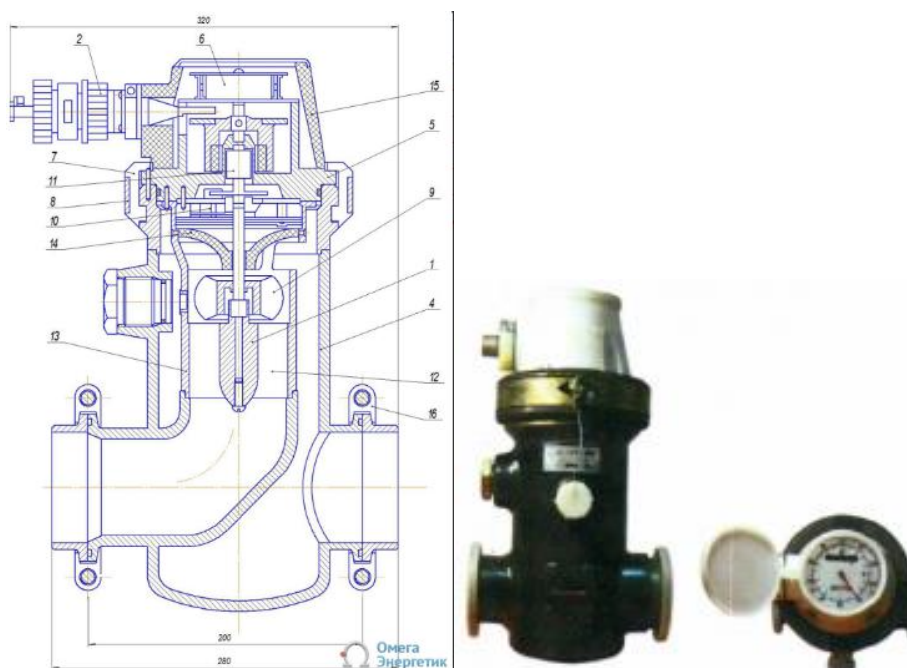


Рис. 8 – Общий вид прибора

2.3 Замена приборов учета нагрева продукции

Печь предназначена для нагрева нефти и нефтяных эмульсий при их промышленной подготовке и транспортировке.

Область применения – технологические комплексы промышленной подготовки нефти при транспортировке.

Печь может быть изготовлена для работы на газовом или жидком топливе, а также на комбинированном топливе (нефть, мазут, дизтопливо, газ), в данном случае в обозначении печи используется индекс «К».

При использовании в качестве топлива нефти, необходимо применять Блок подготовки жидкого топлива.

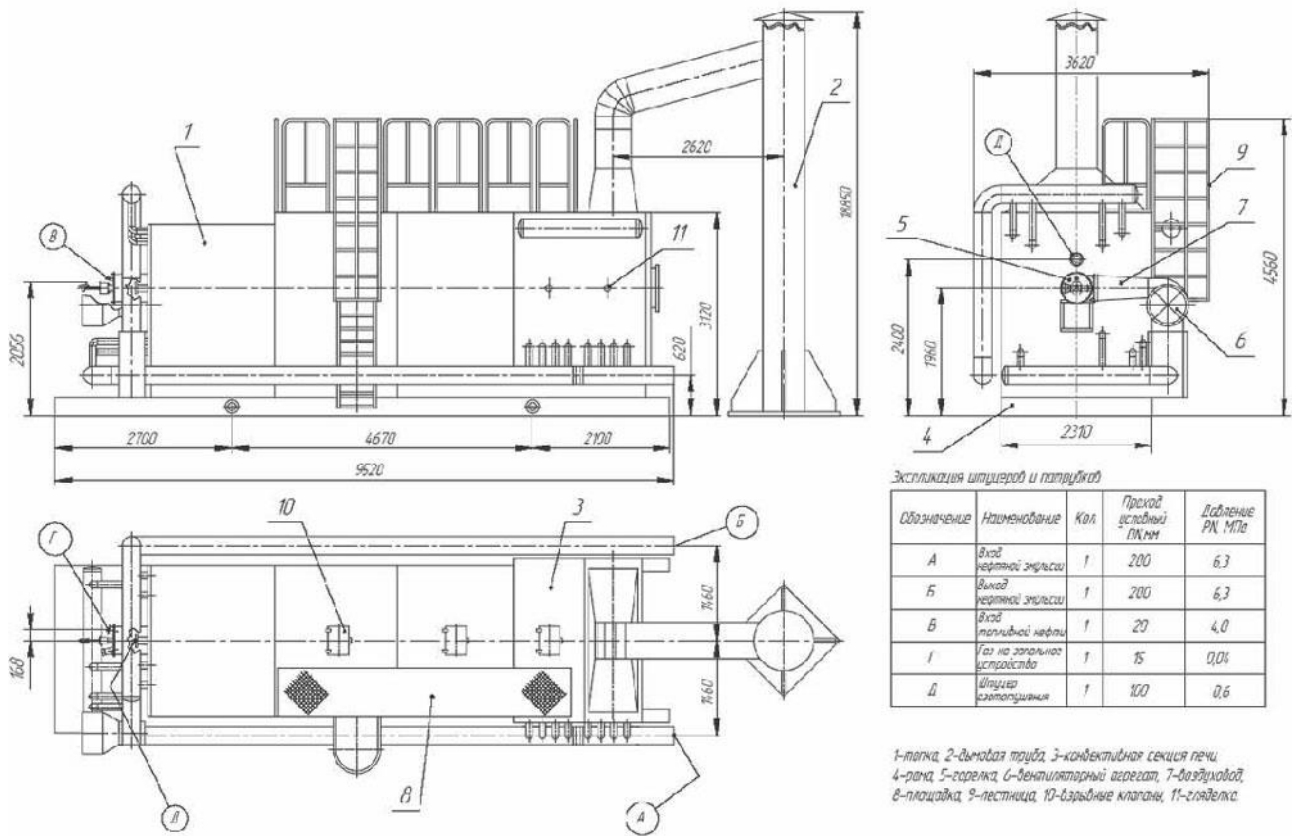


Рис. 9 - Схема печи ПТ-4-64Ж (К)

Таблица 15 – Технические характеристики

Параметр	Значение
----------	----------

Продолжение таблицы 15

Полезная тепловая мощность печи, МВт (Гкал/ч)	4,65 (4,0)
Производительность по нагреваемому продукту, кг/с (т/ч), не более:	50 (180)
- нефтяная эмульсия, обводненностью (10...25)% масс, при t=20°C	
Температура, К(0С) - на входе продукта в печь, в пределах - нагрева продукта, не более - средняя самой холодной пятидневки, не ниже - нефтяная эмульсия, обводненностью (10...25)% масс, при t=20°C	278...323 (5...50) 363 (90) 233 (минус 40)
Температура, К(0С) - на входе продукта в печь, в пределах - нагрева продукта, не более - средняя самой холодной пятидневки, не ниже - абсолютная минимальная окружающего воздуха, не ниже	278...323 (5...50) 363 (90) 233 (минус 40) 223 (минус 50)
Давление в продуктовом змеевике, МПа (кгс/см ²) - рабочее, не более - расчетное - пробное гидравлическое	6,3 (63) 6,3 (63) 8,2 (82)
Нагреваемая среда	нефть, нефтяная эмульсия

Продолжение таблицы 15

Параметры нефти и нефтяной эмульсии: содержание кислых газов, массовая доля %, не более: - сероводород H₂S, % мол., не более - двуокись углерода CO₂, % мол., не более	0,01 1,0
Вид топлива	природный или нефтяной попутный газ, жидкое топливо (нефть, мазут, дизтопливо)
Характеристика топливного газа: - теплота сгорания, МДж/м³ (кКал/нм³), в пределах	35...60 (8365...14340) 0,02
Расход топливного газа, м ³ /ч	700
Давление топливного газа, МПа (кгс/см²), в пределах: - на входе в печь (после ГРП) - перед камерой сгорания - перед запальной горелкой	0,15-0,3 (1,5-3) 0,005-0,05 (0,05-0,5) 0,05-0,15 (0,5-1,5)
Характеристики топливной нефти: - Теплота сгорания, МДж/м², в пределах - Плотность, кг/м³, не более - Вязкость, м²/с (сСт) - Сероводород H₂S, % моль, не более - Давление перед горелкой, МПа (кгс/см²), не более - Расход топливной нефти, кг/ч, в пределах	40-42 887 20 10 (20) 0,01 3,5 (35) 470
Коэффициент полезного действия, %, не ниже	80

Продолжение таблицы 15

Габаритные размеры (длина x ширина x высота), мм, не более	10500x3200x3500
Масса, кг	19000
Показатели надежности: - средний ресурс до капитального ремонта, лет - средний срок службы, лет	3,5 10,0

Печь оснащена системой автоматизации СА-ППН-М1-1БЖ, которая представляет собой комплекс средств управления, контроля, сигнализации и защиты, размещаемых непосредственно на печи и вблизи нее. СА выполнена на базе промышленного контроллера Direct Logic DL-260 (по отдельному заказу может быть установлен контроллер другого производителя).

Для связи с машиной верхнего уровня используется интерфейс RS 232/485 с поддержкой протокола MODBUS RTU и других стандартных промышленных протоколов, что позволяет легко интегрировать печь в АСУ ТП участка, а также организовать удалённый мониторинг и управление её параметрами.

СА предусматривает:

- дистанционное ручное и автоматическое управление электродвигателем вентилятора, электромагнитными клапанами, электрическими исполнительными устройствами, аварийным звуковым устройством;
- автоматическое поддержание температуры нагреваемого продукта и соотношения «топливо-воздух» на заданном значении.

Дополнительно введено автоматическое поддержание требуемого значения давления в топке для улучшения качества сгорания топлива;

- автоматическую защиту и блокировку программы пуска при выходе значений измеряемых и контролируемых параметров за допустимые пределы, при этом происходит аварийный останов печи с закрытием всех клапанов на

линиях горелок, так же срабатывает аварийная звуковая и световая сигнализация, на табло шкафа управления СА выдается сообщение с расшифровкой причины аварийного останова.

СА обеспечивает автоматический пуск по заданной программе розжига с контролем всех требуемых параметров. При выходе параметров работы печи за пределы допустимых значений происходит блокировка пуска (в процессе розжига происходит прерывание программы розжига) с выдачей аварийной звуковой и световой сигнализацией и аварийная остановка печи.

Для подогрева нефти в технологических нефтепроводах используем скоростной подогреватель нефти марки «СПН».

Скоростной подогреватель нефти (СПН и СПН-М) используется для нагрева жидкостей (нефти и нефтяной эмульсии) в технологических трубопроводах при помощи промежуточного теплоносителя (тосола, этиленгликолевой смеси, воды).

СПН представляют собой комплектную установку, состоящую из индукционного нагревателя с системой управления, скоростного теплообменного устройства, а так же теплотехнической обвязки

В модульном исполнении (СПН-М) узлы нагрева размещаются в компактных транспортабельных контейнерах, оснащенных автономным отоплением и освещением.

Решаемые задачи:

- локальный нагрев нефти на участке технологического трубопровода, транспортируемой в пункты учета и сдачи нефти, а также - локальный нагрев нефти на участках магистральных технологических трубопроводов, для ее транспортировки на большие расстояния.

- локальный нагрев нефтяного и природного газа, подаваемого в газотурбинные установки, котельные и т.д.

- поддержание температуры нефти или газа на тупиковых участках технологических трубопроводов

- поддержание температуры воды в противопожарных резервуарах
- поддержание температуры в резервуарах нефтехранилищ
- нагрев нефти в буллитных емкостях для технологического процесса обезвоживания нефти, а так же в других случаях, где требуется предварительная подготовка нефти (сепарация, обессливание и т.д.) на нефтяных промыслах до ее транспортировки
- нагрев топливного мазута или нефти, подаваемых на сжигание в котлах
- автономное и централизованное теплоснабжение на отопление, горячее водоснабжение и вентиляцию объектов.

С помощью СПН можно производить:

- Подогрев высоковязкой нефти;
- Подогрев нефти при зимней эксплуатации низкодебетных скважин;
- Подогрев нефти перед узлами учета;
- Нагрев при перекачке и т.д.;
- Нагрев топливного мазута.

Таблица 16 – Технические характеристики

Параметр/Тип	СПН-50	СПН-100	СПН-250
Характеристики нагревателей			
Тип узла нагрева	Титан-50	Титан-100	Титан-250
Тепловая мощность, ккал/ч	42130	84260	210660
Электрическая мощность, кВт	50	100	250
Ток фазы, А	77,5	155	387
Габариты (ДхШхВ), мм	1172х690х1366	1505х775х1386	1700х1085х1585
Характеристики теплообменных устройств			
Скоростной	СТ-50	СТ-100	СТ-250

Продолжение таблицы 16

теплообменник			
Частота тока, Гц	50	50	50
Габариты (ВхШхД), мм	907х600х2300	907х600х3300	907х600х3300

2.4. Замена приборов учета подготовленной пластовой воды в систему ППД

Для проектных решений выбираем кориолисовый расходомер ULTRAmassMKII высокого давления с трубками из Хастеллоя производства OVAL. Есть модель на рабочее давление до 43 МПа.

Данный прибор имеет:

- высокую точность измерения массового расхода;
- простота монтажа и эксплуатации;
- высочайшая надежность, отсутствие механических частей;
- широкий выбор размеров для различных технологических задач;
- возможность одновременного измерения массового, объемного расходов, плотности и температуры с высокой точностью.

Таблица 17 – Техническая характеристика

Конструкция	
CN	ULTRAmassMKII, MassFlex — сенсор (компактная и раздельная модель)
СТ9401	Трансмиттер (компактная и раздельная модель)
МТ9401	Трансмиттер (для монтажа в стойке)
Тип монтажа	

Продолжение таблицы 17

Фланцевый	ANSI/JPI 150, 300, 600 RF; JIS 10, 16, 20, 30, 63 K RF
Другой	IDF муфта, штуцер R1/4, Rc3/8, Rc3/4
Характеристики	
Измеряемая среда	Жидкости или газы
Диапазон измерений расхода (номинальный)	От 0,4 ~ 40 г/мин до 0 ~ 5700 кг/мин (в зависимости от модели)
Точность	$\pm 0.1 \%$ ($\pm 0.2 \%$) $\pm$ ошибка стабильности нуля
Диапазон измерений плотности	От 0,3 до 2 г/мл
Точность	± 0.001 г/мл (± 0.003 г/мл)
Защита	IEC IP65, IP66
Взрывозащита	1ExdibIIBT3 / 1ExdibIIBT4 или 1ExdibIIAT3 / 1ExdibIIAT4
Материал	
Смачиваемые части	Нержавеющая сталь SUS316L, Hastelloy C
Корпус	Нержавеющая сталь SUS304
Дисплей	ЖК и ИК-датчик для переключения режима индикации.
Рабочие характеристики	
Номинальное давление	До 9,4 МПа (до 15 МПа, 36 МПа, 43 МПа – в зависимости от модели)
Рабочая температура	От -200 до +200°C (-20 до +170°C взрывозащищенное исполнение в зависимости от типа взрывозащиты)
Окр. температура	От -20 до +50° C
Связь	

Продолжение таблицы 17

Выходной сигнал	Импульсный (нормированный или ненормированный) и аналоговый 4-20 мА, выход состояния/сигнализации
Протокол связи	HART
Функции	Массовый расход, объемный расход, плотность, температура в различных комбинациях
Электрические соединения	
Электропитание	20~30 В пост. тока 85~264 В 50/60 Гц пер. тока
Соединение кабеля	G½
Сертификация	
Сертификат	TIIS, ATEX, NEPSI, ГОСТ
Номинальное давление	До 9,4 МПа (до 15 МПа, 36 МПа, 43 МПа – в зависимости от модели)
Рабочая температура	От -200 до +200°С (-20 до +170°С взрывозащищенное исполнение в зависимости от типа взрывозащиты)
Окр. температура	От -20 до +50° С
Связь	
Выходной сигнал	Импульсный (нормированный или ненормированный) и аналоговый 4-20 мА, выход состояния/сигнализации
Протокол связи	HART
Функции	Массовый расход, объемный расход, плотность, температура в различных комбинациях

Продолжение таблицы 17

Электрические соединения	
Электропитание	20~30 В пост. тока 85~264 В 50/60 Гц пер. тока
Соединение кабеля	G½
Сертификация	
Сертификат	TIIS, ATEX, NEPSI, ГОСТ

Узел учета пластовой воды (УУПВ) предназначены для автоматизированного оперативного измерения расхода жидкости с метрологическими характеристиками согласно ГОСТ Р 8.615- 2005 г.

В общем случае узел учета пластовой воды состоит из следующих элементов:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок регулирования расхода (БРР);
- узел подключения передвижной поверочной установки (ПУ);
- система обработки информации (СОИ).

Таблица 19 – Технические характеристики узла учета

Параметры	Значение
Рабочая среда	пластовая вода
Режим работы	непрерывный, периодический
Рабочее давление, МПа, не более	6,3
Температура рабочей среды, °С	+ 18... +45
Температура внутри блока, °С, не ниже	+ 5
Температура окружающей среды, °С	-50 .+50
Напряжение питания, В	220/380
Потребляемая мощность, кВт, не более	5,5

Продолжение таблицы 19

Категория взрывопожароопасности зданий по НПБ-105-03	A
Степень огнестойкости блока по СНиП 21-01-27	IV

На рис. 10 представлена схема узла учета пластовой воды.

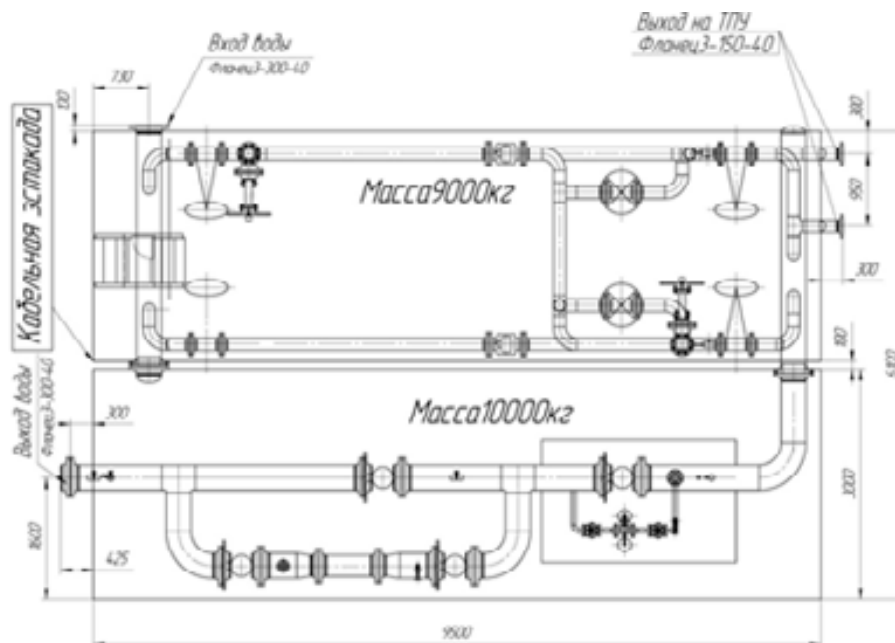


Рис. 10 – Схема узла

2.5 Замена химреагентов

Блок подачи реагента-деэмульгатора служат для подачи химических реагентов.

Блок автоматизированной подачи реагента предназначен для дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод промышленной системы транспорта и подготовки нефти с целью осуществления внутренней деэмульсации нефти, а также защиты трубопроводов и оборудования от коррозии.

Комплектность:

Блок автоматизированной подачи реагента (БАПР) выполнен в блочном исполнении. Оборудование монтируется на сварной раме и находится в теплоизолированном помещении.

Блок БАПР состоит из:

- технологического отсека;
- аппаратного отсека.

В технологическом отсеке смонтированы:

- насос дозатор, осуществляющий непрерывное объемное дозирование жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии (предусмотрен резервный насос-дозатор);
- насос шестеренный типа НМШ, осуществляющий заполнение технологических емкостей реагентом и периодическое перемешивание реагента в емкостях;
- емкость технологическая, предназначенная для хранения и подогрева реагента с помощью вмонтированного электронагревателя.

Технологическая емкость имеет указатель уровня для визуального контроля уровня жидкости.

Управление электрооборудованием, установленным в технологическом отсеке, производится от шкафа управления, который находится в аппаратном отсеке.

Местная система управления, осуществляющая регулирование подачи ингибитора в зависимости от расхода нефтегазожидкостной смеси включает в себя микропроцессорное устройство управления и КИПиА.

Параметры, которые можно снять с местной системы управления:

- давление на выкиде насосов;
- температура реагентов, деэмульгаторов;
- сигнализация нижнего аварийного уровня технологической емкости.

Блоки-укрытия оснащаются электрической или водяной системой отопления, системами освещения, вентиляции, контроля загазованности и датчиками пожарной сигнализации.

Таблица 20 – Технические характеристики

Насос-дозатор	БАПР-25/10 НД1,0Р10/100
- количество, шт.	4
Насос для перемешивания НШ2-25-4,0/45-1 - количество, шт.	3
Производительность насоса-дозатора, л/ч	25
Рабочее давление, МПа, не более	10
Технологическая емкость:	
- объем, м ³	4
- количество	3
Максимальная потребляемая мощность, кВт	16
Температура окружающей среды, С°	от -50 до +50
Степень огнестойкости согласно СНиП 21-01-97	IV
Блок-укрытие, мм	5000
- длина	3000
- ширина	2950
- высота	

В качестве реагентов выбираем деэмульгаторы Efril D12.

Деэмульгаторы Efril D12 предназначены для промышленной подготовки нефтей (обезвоживание и обессоливание), применяются в системах сбора и на установках подготовки нефти, а также для внутритрубной /путевой

деэмульсации (Марка 1), путем подачи реагента в трубопроводы от 5 до 25 г на тонну.

Оценка процессов деэмульсации производится стандартным методом «боттл тест» («Bottle Test») на основе лабораторных испытаний на нефти конкретного месторождения.

Свойства деэмульгаторов нефти Efril D12:

Реагенты Эфрил Д12 представляют собой композиционную смесь оксиэтилированных блок сополимеров на основе спиртово-углеводородных растворителей. Эфрил Д12 – это сложная смесь поверхностно-активных веществ, разработанная для высококачественной водонефтяной сепарации при подготовке сырой нефти.

Efril D12 высоко эффективен при разрушении эмульсии типа «вода в нефти». В условиях широкого ряда различных месторождений.

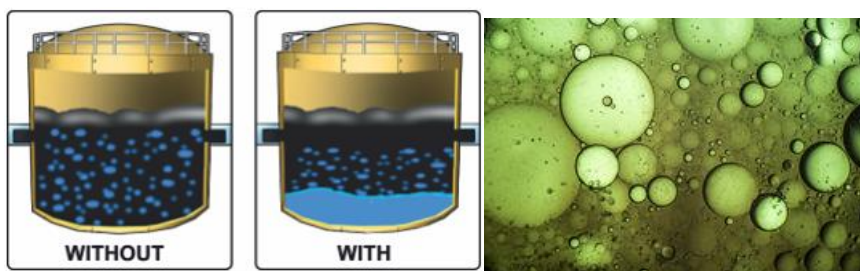


Рис. 11 – Схема работы эмульгатора

Основные свойства продукта:

- нефтерастворимый;
- эффективен для широкого ряда нефтяных эмульсий;
- обладает антикоррозионными свойствами;
- пригоден для использования без подогрева при отрицательных температурах;
- готовый к применению продукт.

Область применения деэмульгатора нефти Efril D12

Эфрил Д12 применяется для обезвоживания и обессоливания нефти.

Технические данные продукта:

Efril D12 – смесь неионогенных оксиалкилированных ПАВ в метиловом спирте.

Внешний вид: Однородная жидкость от желтого до коричневого цвета.

Температура застывания не выше °С -50.

Кинематическая вязкость при 20°С, не более мм²/с 40.

Температура кипения, не выше °С 70.

В общем случае Эфрил Д12 следует вводить в обрабатываемую жидкость до сепараторов и перед загрузочными насосами и другими источниками высокого механического воздействия, для обеспечения полного смешения в потоке.

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Экономическая эффективность проекта

В выпускной квалификационной работе рассматривается проектирование и внедрение нового оборудования на дожимной компрессорной станции с установкой предварительного сброса воды на Ломовом нефтяном месторождении, Колтогорского нефтегазоносного района, Томской области.

Целью экономического раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является, анализ экономической эффективности при внедрении и эксплуатации нового оборудования на дожимной компрессорной станции с установкой предварительного сброса воды.

Задачами данного раздела является:

- расчет затрат на внедрение проекта;
- расчет затрат основной заработной платы;
- расчет затрат по дополнительной заработной плате;
- расчет месячного должностного оклада;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- материальные затраты;
- накладные расходы;
- бюджет затрат НТИ;
- SWOT-анализ;
- выполнить расчет экономической эффективности от внедряемых мероприятий;

3.2 Расчет затрат на внедрение

Структура работ в рамках научного исследования:

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 21.

Таблица 21 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководитель, дипломник
Выбор направления исследований	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	3	Подбор и изучение	Дипломник
	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Теоретические и экспериментальные	5	Поиск необходимых параметров для	Дипломник

Продолжение таблицы 21

исследования		построения	
	6	Расчет и построение модели АВО	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, дипломник
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, дипломник

В таблице 21 приведены примерный порядок, составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ.

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \quad (1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{p_i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i} \quad (2)$$

где T_{p_i} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

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

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

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта - горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (3)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}; \quad (4)$$

где $T_{\text{кал}} = 365$ - количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}} = 55$ - количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 16$ - количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 55 - 16} = 1,22. \quad (5)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа. Рассчитанные значения сведены в табл. 22.

Таблица 22 –Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	$t_{\min}$ Чел-дни	$t_{\max}$, Чел-дни	$t_{\text{ож.}}$, Чел-дни			
Календарное планирование работ по теме	2	4	1,9	Руководитель Исполнитель проекта	3	3.69
Согласование материалов по теме	6	7	6,5	Руководитель	7	8.61
Составление и утверждение	4	7	5,2	Руководитель	3	мар.69

Продолжение таблицы 22

тех. задания						
Подбор и изучение материалов по теме	11	16	13	Исполнитель проекта	11	13.53
Проведение теоретических расчетов и обоснование	7	19	11	Исполнитель проекта	9	11.07
Проектирование основных решений	4	11	7,7	Исполнитель проекта	8	9.7
Оценка результатов исследования	4	6	4,8	Руководитель, Исполнитель проекта	3	3.9
Составление пояснительной записки	8	17	12	Руководитель, Исполнитель проекта	5	6.15

Данные временных показателей проведения научного исследования к таблице 22 приведены выше.

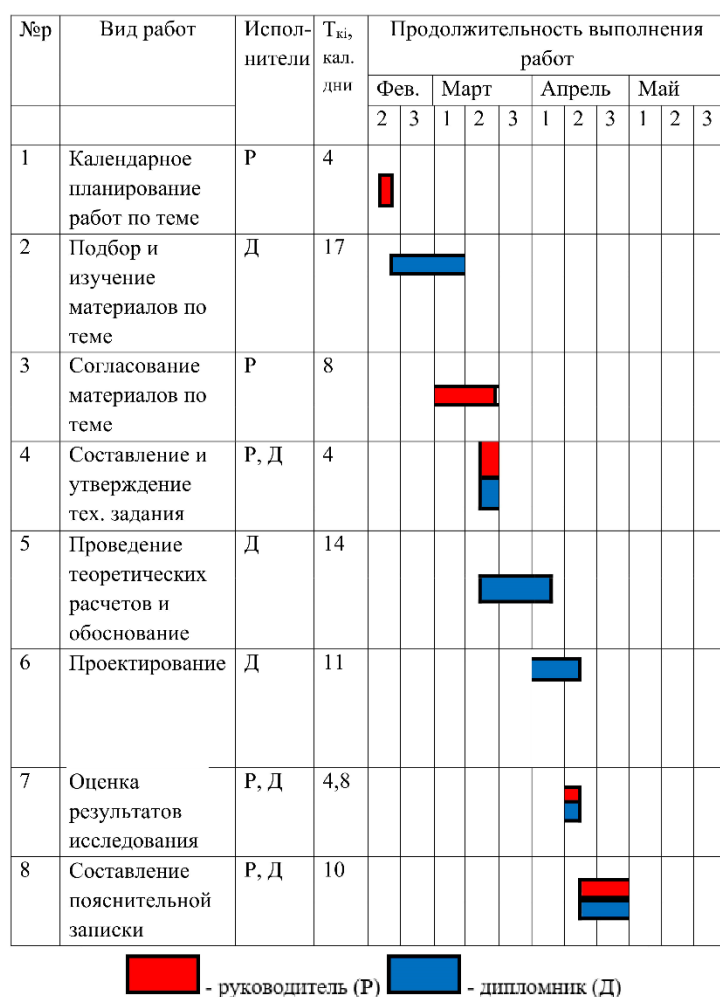


Рис. 12 – Календарный план график проведения НИР

Бюджет научно-технического исследования:

Затраты на специальное оборудование и материальные затраты отсутствуют, поскольку настоящее исследование не требует закупки оборудования, сырья, материалов, запасных частей. В моем научно-техническом исследовании изготовление опытного образца не производится, поэтому затраты на его производство отсутствуют.

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер, с установленным на нём, нужным нам программным обеспечением.

Затраты на покупку компьютера:

$$З = dk + dпо = 27000 + 3000 = 30000 \text{ руб.}$$

где dk – стоимость компьютера;

$dпо$ – стоимость программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Основная заработная плата исполнителей темы:

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 23 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнитель	Трудоемкость, чел.-дней	Заработная плата, тыс. руб.	Заработная плата (тариф), тыс. руб.
1	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2,1	3.2	6.7
2	Выбор направления исследований	Руководитель	3,2	3.2	10.24
3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель проекта	11	1.7	18.7
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проекта	3,1	4.9	15.19
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель проекта	10	1.7	17
6	Проектирование	Исполнитель проекта	6.5	1.7	11.05
7	Оценка результатов	Руководитель,	7,8	3.2	9.05

Продолжение таблицы 23

	исследования	Исполнитель проекта			
8	Составление пояснительно й записки	Руководитель, Исполнитель проекта	1,7	4.9	8.33
Итого:					67311

Расчеты к таблице 23 приведены ниже.

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} \quad (6)$$

где $З_{\text{осн}}$ — основная заработная плата;

$З_{\text{доп}}$ - дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($З_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}} = T_p \cdot З_{\text{дн}} \quad (7)$$

где $З_{\text{осн}}$ - основная заработная плата одного работника;

T_p - продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$З_{\text{дн}}$ - среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{68510 \cdot 10,4}{222} = 3209 \text{ руб} \quad (8)$$

где $З_{\text{м}}$ - месячный должностной оклад работника, руб.;

М - количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня М = 11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней М = 10,4 месяца, 6-дневная неделя;

Бд - действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 24 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель проекта
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:	54	54
• выходные	27	27
• праздничные		
Потери рабочего времени:	48	72
• отпуск	14	14
• невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	222	198

Данные к таблице 24 приведены выше.

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{тс}(1 + k_{пр} + k_d); k_p = 68510 \text{ руб.}$$

где $З_{тс}$ - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ - премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{тс}$);

k_d - коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5;

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

Тарифная заработная плата $З_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1 -го разряда $T_{с1} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для

предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

Таблица 25 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	Кпр	Кд	Кр	Зм, тыс. руб.	Здн., тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	31000	0,3	0,5	1,3	68510	3209	21	67389
Исполнитель проекта	14000	0	0	1,3	32760	1720	48	82560
Итого:								149949

Расчеты к таблице 25 приведены выше.

Дополнительная заработная плата исполнителей темы:

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей, учитывают величину предусмотренных трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = К_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 67389 = 8760 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{доп}} = К_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 82560 = 10732 \text{ руб.}$$

где $К_{\text{доп}}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 - 0,15).

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления):

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам

государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = K_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,302 \cdot (67389 + 8760) = 22997 \text{ руб.}$$

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

В соответствии с Федеральным законом от 01.01.2017 гл.34 НК РФ размер страховых взносов равен 30,2%.

Таблица 26 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб.	Дополнительная заработная плата, тыс. руб.
Исп. 1		
Руководитель	67389	8760
Исполнитель проекта	82560	10732
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Отчисления во внебюджетные фонды		
Руководитель	22997	
Исполнитель проекта	28174	

Расчеты к таблице 26 приведены выше.

Накладные расходы:

Накладные расходы включают в себя другие затраты, не включенные в предыдущие статьи расходов. Они определяются по следующей формуле:

$$\begin{aligned} З_{нр} &= K_{нр} \cdot (З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб} + З) = \\ &= 0,16 \cdot (149949 + 19492 + 51171 + 30000) = 40096 \text{ руб.} \end{aligned}$$

где $K_{нр}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 16%.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта:

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 27 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	149949
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	19492
3. Отчисления во внебюджетные фонды	51171
4. Материальные затраты	30000
5. Накладные расходы	40096
6. Бюджет затрат НТИ	290708

Расчеты к таблице 27 приведены выше.

3.3 SWOT – анализ проекта

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

На первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

В результате анализа были выделены следующие сильные стороны:

С1 - Использование оребрѐнных труб вместо обычных;

С2 - Использование программного комплекса Компас и Solid Works;

С3 - Простота конструкции;

С4 - Отсутствие надобности переквалификации существующих кадров.

Слабые стороны:

Сл1 - Сложные климатические условия;

Сл2 - Остановка всей установки в случае поломки;

Сл3 - Ошибки в расчетной части программного комплекса;

Сл4 - Отсутствие возможности проверки результатов исследований с подкреплением практических опытов.

Возможности:

В1 - Использование инфраструктуры ТПУ;

В2 - Сотрудничество с предприятиями изготовителями аппарата воздушного охлаждения;

В3 - Развитие технологий в данной отрасли;

В4 - Расширение каталогов продукции.

Угрозы:

У1 - Отсутствие спроса на данное исследование;

У2 - Уменьшение бюджета на разработку;

У3 - Введение дополнительных требований на сертификацию продукции;

У4 - Появление инноваций, из-за которых принцип действия будет устаревшим.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей

среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Интерактивная матрица проекта представлена в табл. 4.8, 4.9, 4.10, 4.11.

Таблица 28 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	+	-	0
	B2	-	-	+	+
	B3	-	0	0	-
	B4	-	0	+	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C2, B2C3C4, B4C3.

Таблица 29 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	B1	-	+	-	-
	B2	0	-	-	-
	B3	-	-	0	-
	B4	0	+	-	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл2, B4Сл2, B4Сл4.

Таблица 30 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

		C1	C2	C3	C4
Угрозы проекта	У1	+	0	-	-
	У2	-	-	-	-

Продолжение таблицы 30

	У3	0	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У3С4.

Таблица 31 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Угрозы проекта	У1	+	+	-	
	У2	0	-	-	+
	У3	-	-	0	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1Сл2, У2Сл4, У3Сл3.

Таблица 32 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1–использование установок; С2–использование программного комплекса Компас; С3 - простота конструкции; С4 - отсутствие надобности переквалификации существующих кадров.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1-сложные климатические условия; Сл2-остановка всей установки в случае поломки; Сл3- ошибки в расчетной части программного комплекса; Сл4-отсутствие возможности проверки результатов исследований с подкреплением практических опытов.
--	---	--

Продолжение таблицы 32

Возможности: В1- использование инфраструктуры ТПУ; В2-сотрудничество с предприятиями изготовителями аппарата воздушного охлаждения; В3- развитие технологий в данной отрасли; В4- расширение каталогов продукции.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: В1С2 - для исследования проекта необходимы лаборатории ТПУ, допуск к которым имеет квалифицированный персонал. В2С3С4- сотрудничество с другими предприятиями позволит найти способ ещё большего упрощения конструкцию аппарата, что не будет требовать переквалификации существующих кадров. В4С3 – использование большого разнообразия каталогов продукции влечёт за собой, отсутствие надобности переквалификации сотрудников	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: В1Сл1- в случае отказа использования инфраструктуры ТПУ, могут возникнуть расчётные и экспериментальные ошибки, из-за которых произойдет остановка установки при незначительной поломке. В4Сл2Сл4- при расширении каталогов продукции могут возникнуть трудности с проверками расчётных результатов без подкрепления практических данных, что приведет к поломке и остановке аппарата.
Угрозы: У1 - отсутствие спроса на данное исследование; У2-уменьшение бюджета	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые

Продолжение таблицы 32

на разработку; У3- введение дополнительных требований на сертификацию продукции; У4-появление инноваций, из-за которых принцип действия будет устаревшим.	стороны и угрозы»: У3С1 - из-за использования оребрённых труб вместо обычных может возникнуть введение дополнительных требований на сертификацию продукции, что плохо отразится на производстве.	стороны и угрозы» У1Сл1Сл2 - возможно отсутствие спроса на данное исследование вследствие поломок оборудования из-за жестких климатических условий. У2Сл4- возможно уменьшение бюджета из-за отсутствия возможности проверки результатов исследований с подкреплением практических опытов.
---	--	--

SWOT-анализ позволил оценить сильные и слабые стороны проекта, возможные угрозы при использовании полной модели вместо упрощённой, а наиболее серьёзной проблемой является её повышенная стоимость.

3.4 Экономическая эффективность от внедряемых мероприятий

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исл}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{290708}{290708} = 1; \quad (9)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i; \quad (10)$$

a_i - весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 33 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой Коэф.	Установка без ДКС	Установка с ДКС без проектных решений	Проектное задание
1. Безопасность	0,1	3	3	5
2. Удобство в эксплуатации	0,20	4	3	5
3. Срок службы	0,15	4	5	5

Продолжение таблицы 33

4.Ремонтопригодность	0,15	3	3	5
5. Надёжность	0,15	4	3	4
6. Материалоёмкость	0,25	3	4	4
Итого:	1	3,5	3,9	4,6

Расчеты к таблице 33 приведены ниже.

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

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

$$I_p = 0,1 \cdot 3 + 0,20 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 = 3,9$$

$$I_p = 0,1 \cdot 3 + 0,20 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 3,5.$$

По расчетам видно следующее, что самый наибольший коэффициент интегральности является у многосекционного аппарата воздушного охлаждения.

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

1. Расчёт затрат на внедрение проекта позволил составить бюджет научного исследования, сумма затрат составила:

2. затраты по основной заработной плате 149949 руб.

3. затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы 19492 руб.

4. месячный должностной оклад 68510 руб.

5. отчисления во внебюджетные фонды 51171 руб.

6. материальные затраты 30000 руб.

7. накладные расходы 40096 руб.

8. бюджет затрат НТИ 290708 руб.

9. SWOT-анализ позволил оценить сильные и слабые стороны проекта, возможные угрозы при использовании полной модели вместо упрощённой, а наиболее серьёзной проблемой является её повышенная стоимость.

10. Полученный результат в виде интегрального показателя ресурсоэффективности проекта является значимым при выполнении данного исследования. Высокое значение коэффициента 4,6 свидетельствует о том что, эффективно проводить данное научное исследование.

11. В ходе проведения анализа произведен расчет ресурсоэффективности в связи с чем, видно следующее, что самый наибольший коэффициент интегральности 4,6 является у многосекционного аппарата воздушного охлаждения. Таким образом, проектирование и внедрение нового оборудования на дожимной компрессорной станции с установкой предварительного сброса воды, остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность. В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения.

При расчете были использованы примерные данные, поэтому экономические показатели могут отличаться от фактических.

4. Социальная ответственность

Наименование объекта: «Дожимная компрессорная станция на УПСВ-7 Ломового н.мр.».

Проектная организация: ПКИ ТПУ.

Технологический регламент разработан на основании задания на проектирование, утвержденного заместителем генерального директора по РП АО «Томскнефть» ВНК.

На Ломовом месторождении предусматривается строительство сооружений компрессорной станции для утилизации попутного нефтяного газа низкого давления первой ступени сепарации от ДНС с УПСВ Ломового месторождения путем его компримирования и подачи в существующий нефтепровод для совместной транспортировки газожидкостной смеси на УПН пос. Пионерный.

Сооружения компрессорной станции обеспечивают:

- прием нефтяного газа низкого давления первой ступени сепарации;
- компримирование нефтяного газа;
- подачу газа в нефтепровод на УПН пос. Пионерный.

В табл. 34 приведены технологические показатели работы компрессорной установки УПСВ-7 Ломового нефтяного месторождения.

На площадке УПСВ-7 Ломового месторождения предусмотрена установка:

- блока компрессорной установки (1-рабочий, 1-резерв);
- емкости дренажной ЕП 8-2000-1-3, $V=8 \text{ м}^3$ с электронасосным агрегатом НВ-Е-50/50-3,0-55-УХЛ2.

Компрессорная установка УПСВ-7 Ломового месторождения относится к объектам повышенной опасности.

При нарушении правил техники безопасности, правил эксплуатации оборудования, норм технологического режима и несоблюдении правил электробезопасности могут возникать ситуации, приводящие к авариям и травмам.

Охрану и контрольно-пропускной режим, исключающий проникновение посторонних лиц на территорию месторождения, осуществляет ООО Частное охранное предприятие «РН - Охрана Томск». Посты охраны обеспечены спецсредствами в соответствии с требованиями и расположены на въезде на территорию Ломового н. мр. Связь между ними осуществляется по внутренним телефонам и переносными радиостанциями.

4.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов

В процессе эксплуатации КС возникает ряд опасных и вредных производственных факторов, обусловленных технологией производственного процесса КС, работой оборудования и применяемыми материалами.

Выделяют следующие [21]:

- движущиеся механизмы (грузоподъёмные механизмы);
- подвижные части технологического оборудования (насосы);
- повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- электромагнитные излучения;
- химический фактор (токсичность нефти и ее паров).

Вредные производственные факторы отрицательно влияют на работоспособность, могут вызвать неблагоприятные последствия для организма и вызвать профессиональные заболевания.

Превышение уровня шума на рабочем месте

При работе агрегатов возникает шум, превышающий нормы, а это значительно осложняет руководство процессом и может привести к нежелательным последствиям. Он мешает нормальному отдыху и нарушает сон, что вызывает недосыпание и бессонницу, которые ведут к нервным расстройствам. Поэтому защите сна от шума нужно уделять большое внимание.

Рассмотрим основные методы борьбы с шумом на промысле:

- Применение звукоизолирующих средств;
- Соблюдение режима труда и отдыха;
- Использование СИЗ (средств индивидуальной защиты);
- Применение глушителей и оградителей шума.

Превышение уровня шума и вибрации:

Работа производственного оборудования сопровождается повышенным уровнем вибрации, которая так же, как и шум приводит к снижению работоспособности и пагубно влияет на все системы человека. [4]

Шум и вибрация создается при работе компрессоров 7ВКГ 50/7 а так же при работе охладителей газа и масла (АВМ и АВГ). Они также передаются при движении кран-балки, расположенной под перекрытием компрессорного цеха, по подкрановым путям.

Для уменьшения уровня вибрации от производственного оборудования предусмотрен следующий перечень мероприятий:

- Установка шумящих и вибрирующих оборудования на самостоятельный фундамент;
- Все вибрирующие механизмы нужно поместить в кожухи и установить гибкие связи;
- Заменить оборудование на более вибробезопасное и малошумящее на дистанционном управлении;
- Сократить время пребывания в условиях шума и вибраций;

- Использование СИЗ (средств индивидуальной защиты)

Для снижения уровня шума и вибрации, согласно ГОСТ, на компрессорной станции используют помещения, изолированные звукопоглощающими материалами. Для обслуживания агрегатов используют средства защиты (антифоны, наушники и т.д.).

Санитарно-бытовые помещения и устройства.

Продолжительность пребывания работающих на компрессорной станции вызывает необходимость устройства санитарно-бытовых помещений. В состав санитарно-бытовых помещений входят такие как: гардеробные, умывальные, душевые, комнаты приема пищи и другие.

Для предотвращения перегрева и переохлаждения, осуществляется организацией рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени, перерывами для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От переохлаждения используются зимняя специальная одежда и гели для защиты открытых частей тела. От перегрева предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Повышенный уровень загазованности воздуха рабочей зоны:

Непосредственно перед началом работ проверяется уровень загазованности воздушной среды переносным газоанализатором АНТ-2М. Содержание паров нефти и газа по санитарным нормам не должны превышать предельно-допустимую концентрацию. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [5] предельно-допустимая концентрация веществ следующая:

- Керосин, перерасчётный на углерод – 300 мг/м³
- Бензин – растворитель, перерасчётный на углерод – 300 мг/м³
- Сероводород – примесь с углеводородами C₁ – C₅ – 3 мг/м³
- Стирол – 5 мг/м³
- Амиловый спирт – 0,002 мг/м³

Нужно периодически контролировать уровень загазованности в процессе работы и в случае необходимости обеспечивать принудительную вентиляцию помещения.

Для индивидуальной защиты можно использовать очки, защитные маски и противогазы.

Производственное освещение:

Безопасность труда в значительной степени зависит от правильно организованного естественного и искусственного освещения.

Освещение в данном проекте выбрано согласно СНИП 11-4-79 [30]. Проектом предусмотрено общее освещение всех помещений, ремонтное и аварийное там, где это необходимо по условиям эксплуатации.

Исполнение светильников в взрывозащищенном исполнении

Управление освещением – местное с помощью выключателей, устанавливаемых в помещениях с нормальной средой.

Наружное освещение предусматривается из расчета обеспечения освещенности наружного технологического оборудования 5 лк у главных проходов и проездов 0,5 лк.

Освещение территории ГКС выполняется прожекторами ПЗЛ-700 с лампами ДРИ 700 установленными на прожекторных мачтах-молниеотводах. Управление наружным освещением предусматривается автоматическое с помощью фотоавтоматов в зависимости от естественной освещенности и дистанционное из операторной.

4.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов

В технологическом процессе используются продукты, материалы, обладающие в той или иной степени токсичностью и опасны во

взрывопожароопасном отношении. В связи с этим производство характеризуется следующими видами опасности:

Газоопасность – обусловлена наличием на установке опасных веществ: углеводородного газа, азота.

При наличии в воздухе двух или нескольких вредных веществ, их действие может суммироваться и тяжесть отравления в этом случае чаще всего увеличивается.

Взрывоопасность – обусловлена наличием в производстве углеводородных паров и газов, которые в смеси с кислородом воздуха могут образовывать в определенных пределах концентраций взрывоопасные смеси. При наличии источника зажигания может произойти хлопок, взрыв.

Пожароопасность обусловлена наличием в производстве углеводородного газа, горючих материалов (электрические кабели, смазочные масла и промасленные материалы).

Кроме этого производство характеризуется следующими опасностями:

- возможность получения термических ожогов в результате соприкосновения с горячими и неизолированными поверхностями аппаратов и трубопроводов или попадания разогретых продуктов на тело человека.
- возможностью поражения электрическим током при соприкосновении с неизолированными участками токоведущих частей электрических машин, при повреждении изоляции на электрооборудовании и кабелях, а также при нарушении правил электробезопасности.
- к возможному самовозгоранию способны: промасленная ветошь, тряпки, применяемые при ремонте насосов, трубопроводов, запорной арматуры и другого оборудования.
- возможностью нанесения механических травм от вращающихся или движущихся механизмов и другие опасности, связанные с эксплуатацией оборудования работающего под давлением, выполнением работ на высоте, в

прямках, колодцах, внутри сосудов и при обращении с вредными веществами.

Оборудование компрессорной установки УПСВ-7 после включения в работу функционируют в автоматическом режиме. Для поддержания сооружений площадки компрессорной установки в рабочем состоянии необходимо следить за режимом работы по показаниям приборов и состоянием технологического оборудования и средств измерений.

При обслуживании объекта особое внимание должно быть обращено на:

- герметичность оборудования, запорной арматуры, фланцевых соединений;
- состояние сварных швов трубопроводов;
- режим работы электрооборудования.

Технологические трубопроводы, арматуру следует периодически осматривать и обслуживать согласно утвержденным графикам и регламентам работ. Результаты осмотров необходимо заносить в журнал осмотров и ремонтов технологических трубопроводов.

За герметичностью оборудования должен быть установлен постоянный контроль. Огнепреградитель на дыхательной линии дренажной емкости следует проверять не реже двух раз в месяц в теплое время года и не реже одного раза в неделю при температуре наружного воздуха ниже нуля. Результаты проверок должны заноситься в специальный журнал.

При открывании и закрывании задвижек, вентилях запрещается пользоваться ломом, трубами и другими подобными приспособлениями. Размораживать замерзшие участки необходимо паром, применение открытого огня запрещается, разогрев образовавшейся пробки без отключения от общей системы запрещен. В случае замерзания трубопроводов и арматуры необходимо поступать следующим образом:

- после тщательного осмотра необходимо убедиться в том, что замерзший участок не поврежден и не разорван ледяной пробкой;
- принимать меры к отключению замерзшего участка от основной системы;

- отогревать замерзший участок паропередвижной установкой.

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 основными характерными опасными факторами для выбранного объекта являются следующие группы: физические и химические, которые могут привести работающих к травмам и профзаболеваниям.

Физические факторы: шум, вибрация, повышенная или пониженная влажность воздуха рабочей зоны, повышенная или пониженная температура поверхности оборудования, движущиеся машины и механизмы (кран-балки).

Шум и вибрация создается при работе компрессоров 7ВКГ 50/7 а так же при работе охладителей газа и масла (АВМ и АВГ).

Они также передаются при движении кран-балки, расположенной под перекрытием компрессорного цеха, по подкрановым путям.

Поверхность оборудования в результате работы нагревается, отсюда повышается температура окружающего воздуха в цехе.

На объекте в результате не плотностей газового оборудования или в результате аварийных ситуаций может возникнуть опасность загазованности, как компрессорного цеха, так и других помещений.

Все эти факторы оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека.

Химические факторы: на выбранном объекте к химически вредным факторам относятся – природный и нефтяной газ, оказывающий удушающее воздействие на организм человека; компрессорное масло, пары которого через дыхательные пути проникают в организм, оказывая канцерогенное воздействие.

Поражение электрическим током:

Воздействие электрическим током на человека может привести к ожогам, неровном расстройстве, шоковому состоянию и даже летальному исходу.

Обеспечение электробезопасности:

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по электробезопасности:

Заземление металлических частей электрооборудования через контуры заземления.

Защита от статического электричества во взрыво и пожароопасных производствах путем заземления технологического оборудования.

Молниезащита взрывоопасных зданий и сооружений ГКС выполнена по 2 категории, пожароопасных зданий и наружных установок по 3 категории согласно РД 34.21.122-87.

Защита от электростатической индукции обеспечивается путем присоединения всего оборудования к защитному заземлению электрооборудования.

Защита от заноса высоких потенциалов выполняется путем присоединения на вводе в защищаемое здание или сооружение всех коммуникаций к контуру заземления.

Оборудование всех электроустановок комплектами изолирующих средств, индикаторами напряжения, переносными заземлениями, плакатами по технике безопасности.

Защитные устройства и знаки безопасности

На компрессорной станции используются следующие защитные устройства:

- экраны;
- предохранительные клапаны;
- концевые выключатели;
- механические и электрические блокировки.

Также на ГКС применяются знаки безопасности и указатели:

- запрещающие;
- предписывающие;

- указывающие;
- предупреждающие.

Для защиты от накопления и проявления зарядов статического электричества предусматривается:

- отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования и коммуникаций;
- ввод продукта в подземные емкости под уровень.

Скорости движения продуктов по трубопроводам не превышают рекомендуемых правилами безопасности значений.

Обеспечение надёжности электроснабжения

Для технологического оборудования проектом обеспечена I категория электроснабжения.

Основными потребителями электроэнергии, запроектированными в данной работе, являются электродвигатель компрессорного агрегата, электродвигатель насоса подземной емкости, электроприводы технологического оборудования, система электрообогрева трубопроводов, запорно-регулирующая арматура, а так же оборудование автоматики и пожарной сигнализации.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту. Работы, выполняемые на площадке, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Во время эксплуатации насосов необходимо контролировать параметры электрической сети, проверять нагрев подшипников, не допуская их нагрева выше допустимого. Повышенный шум и вибрация, появление течей характеризуют ненормальную работу насоса. В этом случае необходимо остановить насос, удалить перекачиваемую жидкость и устранить неисправность.

Для обеспечения безопасной эксплуатации в зимнее время необходимо предотвращать замерзание, застывание продуктов, обращаемых на площадке компрессорной установки УПСВ-7. Необходимо хорошо знать наиболее

опасные места возможного замораживания трубопроводов, арматуры и тщательно следить за их состоянием.

4.3 Экологическая безопасность

Технологические и вентиляционные выбросы в атмосферу

К технологическим источникам, загрязняющим атмосферу, относятся:

- «дыхание» емкостного оборудования;
- вентиляционные выбросы технологического блока БКУ;
- утечки через неплотности оборудования и сальники, фланцевые соединения.

Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предотвращение выбросов и сбросов вредных веществ:

- применение автоматического регулирования технологических процессов (система АСУ ТП), производится автоматический контроль за давлением, уровнем жидкости в емкостном оборудовании с сигнализацией отклонений от нормы в операторную;
- все оборудование, при необходимости, может быть быстро отключено с помощью предусмотренных проектом электроприводных задвижек по месту и из операторной. Подземная емкость комплектуется насосным агрегатом во взрывозащищенном исполнении;
- герметичное днище БКУ и высокий порог в дверном проеме обеспечивают локализацию розливов конденсата;
- для защиты оборудования от превышения давления на каждом аппарате, работающем под давлением, установлены предохранительные клапана;
- дыхание емкости осуществляется через дыхательный клапан и огнепреградитель;
- используемое электрооборудование, устройства освещения, сигнализации и

связи, средства КИПиА приняты во взрывозащищенном исполнении, установлены с учетом классов зон взрывоопасности по ПУЭ, вид взрывозащиты соответствует категории и группе взрывоопасных смесей;

- компоновка блочно-комплектного оборудования предусматривает необходимый набор запорной арматуры, автоматизированные средства контроля, автоматического регулирования процесса и блокировки, средства противоаварийной защиты;
- предусмотрен контроль за соблюдением основных технологических параметров процессов, сигнализация о нарушениях и, при необходимости, отключение отдельных видов оборудования;
- предусмотрен контроль загазованности внутри БКУ и на площадке емкости;
- соединения трубопроводов выполнены сваркой, фланцевые соединения используются в местах установки арматуры и в местах присоединения к оборудованию;
- предусмотрена антикоррозийная защита внутренней и наружной поверхности оборудования;

Выбросы паров от подземной дренажной емкости носят периодический характер. Безопасная концентрация паров достигается рассеиванием их в атмосфере. Суточные колебания температуры пространства в подземных емкостях практически отсутствуют, поэтому “малые дыхания” емкостей очень незначительны. Такие выбросы не оказывают существенного влияния на загазованность территории.

Согласно «Рекомендациям по основным вопросам воздухоохранной деятельности (нормирование выбросов, установление нормативов ПДВ, контроль за соблюдением нормативов выбросов, выдача разрешений на выброс)», Москва. Министерство охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ, 1995 г. – величины ПДВ подлежат обязательному контролю при эксплуатации объектов.

Загазованность должна определяться, как в ветреную, так и в безветренную погоду. Возможные места загазованности должны быть обозначены.

Необходимо строго соблюдать технологический регламент, исключать возможность создания аварийных ситуаций.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Технологические процессы, осуществляемые на объектах, связаны с рядом опасных факторов: высокое давление, высокая температура, большие объёмы углеводородного сырья и его токсичность, наличие динамического оборудования, высокое напряжение и др.

Наиболее опасными местами проектируемого объекта являются:

- блок компрессорной установки;
- прямки, колодцы, низкие места, емкостное оборудование, выводимое на профилактику и ремонт, где возможно скопление взрывоопасных паров и газов.

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила:

- перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;
- ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями данного технологического регламента;
- к работе должны допускаться лица, имеющие специальную подготовку и определенную требованиями норм и правил квалификацию;
- все работники должны проходить инструктаж по пожарной

безопасности, технике безопасности и производственной санитарии;

- своевременно осуществлять ревизию и ремонт оборудования и арматуры;
- при текущем обслуживании оборудования и ремонтных работах запрещается применять инструменты из неомедненной стали. Используемый инструмент должен быть изготовлен из материала, не дающего искр; ударный и режущий инструмент при работе необходимо смазывать консистентными смазками;
- обслуживающий персонал на каждом рабочем месте должен находиться в соответствующей спецодежде и иметь при себе средства индивидуальной защиты;
- во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций нефтяного газа необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и аппаратов;
- не допускать эксплуатацию оборудования без надежного заземления от статического электричества, молниезащиты;
- при обслуживании и ремонте оборудования применять только переносные светильники во взрывозащищенном исполнении, напряжением не более 12 В;
- ремонт и смазку движущихся механизмов производить только после их остановки;
 - не включать в работу механизмы, имеющие поврежденную изоляцию токоведущих частей. При нарушении изоляции немедленно обесточить механизм и вызвать электрика;
 - с целью предупреждения о виде опасности трубопроводы должны быть окрашены в зависимости от транспортируемого продукта в соответствии с книгой фирменного стиля ОАО «Томскнефть» ВНК часть 2а «Оформление типовых производственных объектов»;
 - к работе по монтажу, поверке, настройке и обслуживанию

первичных измерительных приборов должны допускаться лица, имеющие допуск не ниже 3 квалификационной группы по технике безопасности согласно «ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00 "Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» (с Изменениями и дополнениями) глава 1.3 «Оперативное обслуживание. Осмотры электроустановок»;

– обслуживающий персонал на каждом рабочем месте должен находиться в установленной для данного рабочего места спецодежде и иметь при себе индивидуальные средства защиты;

Ответственный за подготовку оборудования передает аппарат ответственному за проведение работ с записью в наряд - допуске. Перед проведением работ персонал проходит инструктаж. При возникновении отклонений в ходе работ с угрозой для жизни работающих или целостности оборудования все работы немедленно прекращаются, а люди удаляются из опасной зоны. После окончания ремонтных работ оборудование должно быть опрессовано, испытано на прочность и герметичность и сдано в эксплуатацию по акту с записью в паспорте оборудования о проделанной работе;

При нарушении технологического режима объектов должны приниматься меры по устранению нарушений.

Для объектов должен быть разработан и утвержден перечень газоопасных мест и работ, который ежегодно пересматривается и переутверждается. Специалисты и рабочие обязаны быть ознакомлены с этим перечнем.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещён» и т.п.

Персонал к газоопасным работам можно допускать только после проведения соответствующего инструктажа, получения наряда-допуска, а также утверждённого плана ведения газоопасных работ. В плане ведения газоопасных работ отражаются меры по обеспечению безопасных условий работы и последовательность проведения подготовительных и основных операций. При

проведении газоопасных работ необходимо пользоваться газозащитными средствами (фильтрующие и шланговые противогазы).

Обслуживающий персонал обязан точно соблюдать утвержденный технологический регламент, нести ответственность за его выполнение и использовать современные средства контроля.

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах транспорта нефти определяются следующими документами:

- ФЗ - № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Трудовой Кодекс Российской Федерации
- ПБ 08-624-03 “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности”;
- “Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности”;

Способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях.

С точки зрения охраны окружающей среды аварией на компрессорной станции является нарушение герметичности трубопроводов, оборудования и попадание конденсата, нефтяного газа, химреагентов в окружающую среду.

В случае развития аварии по наиболее опасному сценарию в окружающую среду может поступить горючие жидкости: газовый конденсат в количестве 1,3154 т, масло в количестве 0,108 т, а также воспламеняющиеся газы в количестве 0,265 т, подробнее информация приведена в томе «Мероприятия по предупреждению аварий и локализации их последствий. Технологические площадочные сооружения» (ш. 2415.245. ТНП-00-00-МПЛА).

Исходя из опыта ликвидации последствий аварий на объектах нефтяной промышленности, рекомендуются следующие мероприятия по очистки загрязненных земель (например, в случае разлива масла):

- соорудить земляной приямок, расположенный в пониженном месте по отношению к месту разлива;
- проложить канавы к приямку;
- смыть загрязнения с почвы и растительности в канавы;
- после отстоя собрать загрязнение с поверхности с последующей передачей в технологический процесс на УПСВ-7 Ломового нефтяного месторождения;
- вывоз загрязненного грунта в шламонакопитель;
- засыпать приямок и канавы свежим грунтом.

Ответственность за пожарную безопасность объектов, обеспечение их первичными средствами пожаротушения, а так же своевременное соблюдение действующих противопожарных правил и норм несут начальники цехов, участков и другие должностные лица, которые назначаются приказами руководителей предприятий и организаций.[18]

Вся территория производственных объектов добычи нефти и газа, а так же производственные помещения должны постоянно содержаться в чистоте и порядке.

Данным разделом, на основании нормативных документов, по пожарной и охранной сигнализации предусматривается:

Автоматическая пожарная сигнализация. Для автоматической подачи сигнала о возникновении очагов пожара в помещениях КИП и А, РУ, БСК, в бытовых помещениях, КЦ предусматривается установка автоматических пожарных извещателей дымового (ИП 212-2) и теплового (ИП 105-2) действия, которые включаются в пожарный сигнально-пусковой концентратор ППС на 40 лучей, который расположен в операторной.

Пожарная сигнализация ручного действия. Для ручной подачи сигнала о возникновении пожара в помещениях на территории ГКС предусматривается у

входов вышеназванных помещений, имеющих искусственное освещение, установка пожарных ручных извещателей ИПР на высоте 1,5 м от уровня земли.

Для защиты объектов ГКС применяются порошковых огнетушителей ОП-50, ОП-10 , ОП-5 в зависимости от мест установки. В местах связанных с присутствием электроустановок применяются углекислотные огнетушители ОУ-3, ОУ-5, ОУ-10.

Средства тушения возможных загораний

Тушение возможных пожаров на проектируемом объекте будет осуществлять опорный пункт пожаротушения (ОППТ) «Пионерный», размещаемый в пос. Пионерный.

Наружное пожаротушение проектируемых сооружений предусматривается от существующей системы противопожарного водоснабжения УПСВ-7 Ломового нефтяного месторождения, состоящей из:

- резервуар противопожарного запаса воды $V=2000 \text{ м}^3$;
- резервуар противопожарного запаса воды $V=1000 \text{ м}^3$;
- кольцевых сетей противопожарного водопровода;
- пожарных гидрантов, расположенных на сети противопожарного водопровода.

Дополнительно проектируемые сооружения обеспечиваются первичными средствами пожаротушения.

Для размещения первичных средств пожаротушения, а также немеханизированного инструмента и инвентаря предусматриваются пожарные щиты типа ЩП-В и ЩП-Е, устанавливаемые около защищаемых зданий и сооружений. Комплектация пожарных щитов принимается согласно ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации».

В соответствии с ВНТП 01/87/04-84 в блоке компрессорной установки предусматривается автоматическое порошковое пожаротушение по объему. В качестве огнетушащих установок приняты модули порошкового пожаротушения

импульсного действия МПП (Н-Взр)-6(п)-И-ГЭ-У2 (потолочного крепления) взрывозащищенный нормального исполнения с температурным диапазоном эксплуатации от минус 50 до плюс 50 °С. Согласно СП 5.13130.2009 будет предусмотрен 100 % резервный запас заправленных модулей порошкового пожаротушения. Блок компрессорной установки полной заводской готовности и поставляется с системой порошкового пожаротушения.

Для эвакуации персонала из производственных помещений на каждом этаже должен быть план эвакуации с указанием места сбора и выходов основных и дополнительных. Указаны стрелками направления эвакуации персонала из отдельных комнат и помещений желательно в нескольких направлениях и в разные выходы. А также на плане должно быть указано месторасположение: телефонов для связи, средств пожаротушения, место включения пожарной сигнализации.

4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии

Льготы, гарантии и компенсации, направленные на материальную поддержку Работников, пострадавших при несчастных случаях на производстве по вине работодателя, а также семей работников, погибших на производстве.

Размер единовременной денежной выплаты для возмещения вреда, причиненного работникам в результате несчастного случая на производстве или профессионального заболевания, учитывает выплаты по соответствующим системам добровольного страхования, применяемым в Обществе.

Оказывать материальную помощь в пределах произведенных расходов, связанных с погребением работника, погибшего в результате несчастного случая на производстве, трудового увечья или профзаболевания, а также в случае смерти инвалидов труда, наступившей вследствие трудового увечья либо

профзаболевания - по представленным копиям расходных документов, но не более 169 600 рублей.

Оплачивать содержание в государственных (муниципальных) детских дошкольных учреждениях детей работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве - в полном размере по представленным копиям расходных документов. Содержание в ведомственных детских дошкольных учреждениях детей работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве - компенсировать по тарифам государственных (муниципальных) детских дошкольных учреждений.

Выделять или оплачивать 1 раз в год путевки в оздоровительные лагеря, расположенные на территории РФ, детям (до достижения ими 16-тилетнего возраста) работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, в полном размере по представленным копиям расходных документов. Оплачивать стоимость проезда и провоза багажа в оздоровительные лагеря (по путёвкам, оплаченным Обществом) по территории РФ и обратно по тарифам эконом-класса (авиа) или купе (ЖД). Стоимость путёвок, которые могут быть оплачены в соответствии

с данной льготой, определяется на общих основаниях стоимостью путёвок, приобретаемых для организации отдыха детей работников Общества.

Выплачивать ежемесячное пособие на содержание детей (до достижения ими 18-тилетнего возраста) работников, погибших в результате несчастного случая на производстве, в размере не более 15 800 рублей второму родителю или опекуну ребёнка.

Оплачивать стоимость впервые получаемого начального профессионального образования в государственной (муниципальной) системе начального профессионального образования, а также стоимость впервые получаемого среднего профессионального или высшего профессионального образования (бакалавриат или специалитет) по очной (дневной) форме в государственных (муниципальных) учреждениях среднего профессионального

или высшего профессионального образования РФ детям (в возрасте не более 21 года на момент начала обучения) работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, по представленным копиям расходных документов в полном размере, но не более 156 800 рублей в год.

По личному заявлению ежегодно оказывать материальную помощь к Международному дню инвалидов работникам-инвалидам, неработающим инвалидам, пострадавшим от несчастного случая на производстве или профессионального заболевания и вышедшим на пенсию из Общества в размере не более 5 500 рублей.

По рекомендациям комиссии по социальной защите, на основании соответствующих медицинских заключений, приказом генерального директора Общества может производиться оплата лечения и проезда к месту лечения работникам, пострадавшим в результате несчастных случаев на производстве, в рамках средств, предусмотренных соответствующими статьями утверждённого бизнес-плана.

При несчастных случаях с любым исходом, произошедшим при нахождении работника в состоянии наркотического, токсического или алкогольного опьянения (по заключению комиссии по расследованию), а также при совершении работником противоправных действий компенсации или материальная помощь, льготы и пособия, указанные в данном разделе, не выплачиваются.

В случае обращения детей работников, погибших на производстве, работодатель содействует их трудоустройству в Общество с учетом соответствия требованиям, предъявляемым к должности/профессии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время для бесперебойной транспортировки природного газа используется множество компрессорных станций различной конфигурации, в следствии ввода в эксплуатацию новых месторождений природного газа и газопроводов.

Развиваться компрессорные станции начали потому что транспортировка природного газа на большие расстояния в достаточном количестве, только за счет естественного пластового давления скважин, не является возможным из-за потерь давления на трение газа о стенки трубопровода.

Различают компрессорные станции (КС) которые дожимают транспортируемый природный газ и устанавливаются на магистральных трубопроводах и дожимные компрессорные станции (ДКС) которые дожимают добытый природный газ на месторождении.

На сегодняшний день для транспортировки природного газа по газопроводам используется около 260 компрессорных станций, а количество дожимных компрессорных станций, эксплуатируемых на месторождениях кратно больше.

Во время проектирования новых агрегатов большое внимание уделяется мощности, экономичности, экологичности, и так же надежности этих установок.

В период эксплуатации данных станций, большие нагрузки испытывают силовые агрегаты и компрессорное оборудование. Расчет которых целесообразно делать как можно более детальным, с учетом максимально допустимого количества факторов влияющих на работу этих основных узлов, для максимально эффективного их применения.

Проектирование и внедрение нового оборудования на дожимной компрессорной станции с установкой предварительного сброса воды, остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ равный 290708 руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изм. и доп., вступ. в силу с 25.03.2017).
2. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. М.: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 124 с.
3. СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия. М.: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2010. – 96 с.
4. ГОСТ 2517-2012. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012. – 37 с.
5. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. М.: Госстандарт России, 2002. – 15 с.
6. ГОСТ 30852.9-2002. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон. М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012. – 41 с.
7. ГОСТ 30852.11-2002. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012. – 16 с.
8. ГОСТ 30852.5-2002. электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012. – 23 с.
9. СНиП 21-01-97*. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Минстрой России, 1997. – 28 с.

10. ГОСТ Р 8.595-2004. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2004. – 18 с.
11. Ахметов С. А., Ишмияров М. Х., Кауфман А. А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых; Недра - Москва, 2009. - 844 с.
12. Бакиров А.А., Бакиров Э.А. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти газа. В 2т. Кн. 1. Теоретические основы прогнозирования нефтегазоспособности недр. Бакиров А.А., Бакиров Э.А.; Недра - Москва, 2012. - 467 с.
14. Вержичинская С. В., Дигуров Н. Г., Сеницин С. А. Химия и технология нефти и газа; Форум - Москва, 2011. - 400 с.
15. Грабчак Л.Г., Багдасаров Ш.Б., Иляхин С.В., др. Горноразведочные работы; Высшая школа - Москва, 2003. - 664 с.
16. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений; Книга по Требованию - Москва, 2012. - 332 с.
17. Закиров С.Н., Индрупский И.М. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2; - , 2009. - 488 с.
18. Закожурников Ю. А. Хранение нефти, нефтепродуктов и газа; ИнФолио - Москва, 2010. - 432 с.
19. Иванов А. Н., Рапацкая Л. А., Буглов Н. А., Тонких М. Е. Нефтегазоносные комплексы; Высшая школа - Москва, 2009. - 232 с.
20. Корзун Н. В., Магарил Р. З. Термические процессы переработки нефти. Учебное пособие; КДУ - Москва, 2008. - 864 с.
21. Кязимов К. Г., Гусев В. Е. Эксплуатация и ремонт оборудования систем газораспределения; НЦ ЭНАС - Москва, 2008. - 420 с.

22. Малофеев Г. Е., Мирсаетов О. М., Чоловская И. Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи; НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", Институт компьютерных исследований - Москва, 2008. - 224 с.
23. Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа; Альянс - Москва, 2013. - 588 с.
24. Подвинцев И. Б. Нефтепереработка. Практический вводный курс; Интеллект - Москва, 2011. - 120 с.
25. Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений; Феникс - Москва, 2015. - 320 с.
26. Потехин В. М., Потехин В. В. Основы теории химических процессов технологии органических веществ и нефтепереработки; Химиздат - Москва, 2007. - 944 с.
27. Ржевский В. В. Открытые горные работы. Производственные процессы. Учебник; Ленанд - Москва, 2015. - 512 с.
28. Рухин Л. Б. Основы литологии; Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы - Москва, 1995. - 672 с.
29. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».
30. СНиП 11-4-79. «Естественное и искусственное освещение/Госстрой СССР – М; Стройиздат, 1980. – 48 с.