



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов» УДК 622.691.5:66.078-048.35 (571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Шатохина А.А.		14.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		14.05.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			14.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			14.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		14.05.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		14.05.2018

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ.*

<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 универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы</i> —в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> ,	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15;

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СВОО ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СВОО ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СВОО ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Шатохиной Анне Андреевне

Тема работы:

«Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 12.03.2018 г. №1624/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

04.06.2018г.

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.).

Согласно нормативно-технической документации рассчитать энергоэффективность и коэффициенты технического состояния компрессорного цеха и проанализировать их изменение до и после проведения работ по реконструкции компрессорного цеха.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Проанализировать нормативно-техническую документацию по реконструкции компрессорного цеха, выбрать оптимальную технологию проведения ремонтных работ по реконструкции компрессорного цеха, разработать рекомендации по проведению ремонтных работ по реконструкции компрессорного цеха, рассчитать и проанализировать изменение показателей энергоэффективности и коэффициентов технического состояния до и после проведения работ по реконструкции компрессорного цеха.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С., ассистент ОСГН ШБИП</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова О.А., ассистент ЦЦД ШБИП</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.02.2018</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		01.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Шатохина А.А.		01.02.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Шатохина Анна Андреевна

Школа	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Р Газпром 2-3.5-245-2008
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ СТО Газпром 2-3.5-039 ФЗ-208 от 26.12.1995 ФЗ-98 от 29.07.2004

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование необходимости проведения реконструкции с целью снижения эксплуатационных издержек
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование бюджета на проведение проекта реконструкции эксплуатируемого компрессорного цеха
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Обоснование экономической эффективности проекта за счёт снижения затрат на эксплуатационные издержки

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p><i>Матрица SWOT</i></p> <p><i>Результаты анализа оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации</i></p> <p><i>Календарный план проекта</i></p> <p><i>Расчет капитальных затрат и эксплуатационных издержек проекта реконструкции</i></p> <p><i>Расчет стоимости жизненного цикла проекта реконструкции</i></p>
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			02.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Шатохина А.А.		02.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Шатохиной Анне Андреевне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом является компрессорная станция линейного производственного управления магистральных газопроводов. При реконструкции компрессорного цеха производятся строительно-монтажные работы.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>При производстве строительных работ по реконструкции компрессорного цеха на работников могут воздействовать опасные и вредные производственные факторы. Необходимо произвести анализ воздействия опасных и вредных производственных факторов и выявить меры, минимизирующие степень воздействия факторов.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу 	<p>В период реконструкции компрессорного цеха факторами отрицательного воздействия на окружающую среду могут быть:</p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнение атмосферы выхлопными газами; – загрязнение территории горюче-смазочными материалами;

<p>(отходы);</p> <ul style="list-style-type: none"> – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>– загрязнение территории строительным мусором.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Наибольшую опасность на компрессорной станции представляют аварийные ситуации, связанные:</p> <ul style="list-style-type: none"> – с разгерметизацией трубопроводов; – с возникновением пожара на КС.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Правовые основы обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний и порядок возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью работника при исполнении им обязанностей по трудовому договору и в иных случаях, урегулированы Федеральным законом от 24.07.1998 № 125-ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" (далее – Закон о страховании от несчастных случаев на производстве), который в настоящее время действует с последующими изменениями и дополнениями.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			14.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Шатохина А.А.		14.03.2018

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года) _____

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2018	<i>Литературный обзор</i>	10
21.02.2018	<i>Общие сведения об объекте исследования</i>	10
15.03.2018	<i>Расчёт энергоэффективности и коэффициентов технического состояния газоперекачивающих агрегатов</i>	15
02.03.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
11.03.2018	<i>Социальная ответственность</i>	15
20.04.2018	<i>Приложение на иностранном языке</i>	15
29.04.2018	<i>Заключение</i>	5
14.05.2018	<i>Презентация</i>	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		01.02.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		01.02.2018

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения:

Газоперекачивающий агрегат – установка, включающая в себя центробежный газовый компрессор, газотурбинный привод и оборудование, необходимое для их функционирования.

Газотурбинная установка газотурбинный двигатель и все основное оборудование, необходимое для генерирования энергии в полезной форме.

Система газотранспортная – совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально-производственной подсистемы единой системы газотранспортной, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения.

Компрессорная станция – комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

Компрессорный цех – составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование газа).

Техническое состояние – совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризующихся в определенный момент времени признаками и значениями параметров, установленных технической документацией.

Энергоэффективность – эффективное (рациональное) использование энергетических ресурсов. Использование меньшего количества энергии для обеспечения того же уровня энергетического обеспечения зданий или технологических процессов на производстве.

Энергоэффективный режим работы КС – режим, при котором обеспечиваются необходимые технологические показатели магистрального

					Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Шатохина А.А.					1	72
Руковод.		Никulichиков В.К.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Консульт.								
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

газопровода (производительность, рабочее давление и температура) при минимуме затрат электроэнергии (для КС с электроприводным парком ГПА) и минимум затрат топливного газа (для КС с газотурбинным парком ГПА).

Жизненный цикл – все стадии использования оборудования, начиная от инвестиционного замысла до его утилизации (включая её).

Сокращения:

АВОг – аппарат воздушного охлаждения газа;

ВЗВ – выброс загрязняющих веществ;

ДКС дожимная компрессорная станция;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГТС – газотранспортная сеть;

ГТУ – газотурбинная установка;

КПД – коэффициент полезного действия.

КР – капитальный ремонт;

КС – компрессорная станция;

ЛПУМГ линейно-производственное управление МГ;

МГ – магистральный газопровод;

ПДС производственно-диспетчерская служба;

ПДУ предельно-допустимый уровень;

РТО – ремонтно-техническое обслуживание;

САУ – система автоматического управления

СПЧ – сменная проточная часть;

СЖЦ – стоимость жизненного цикла;

УПТПГ – установка подготовки топливного и пускового газа;

ЦБК – центробежный компрессор.

Нормативные ссылки:

"Градостроительный кодекс Российской Федерации" от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 23.04.2018);

СТО Газпром 063-2009 Разграничение видов работ по принадлежности к реконструкции или капитальному ремонту;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Р Газпром 2-3.5-245-2008 Рекомендации по выбору технических решений для реконструкции типоразмерных парков ГПА;

СТО Газпром 2-3.5-138-2007 Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам;

СТО Газпром 2-3.5-113-2007 Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем;

ВРД 39-1.8-055-2002 Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ;

СТО Газпром 2-3.5-138-2007 Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам;

ГОСТ Р 54404-2011 Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия;

СТО Газпром 2-3.5-138-2007 Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам;

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности;

СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы;

Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;

ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация;

СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы;

СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы;

ГОСТ 26568-85 Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке
факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация
условий труда;

ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;

ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная
классификация предприятий, сооружений и иных объектов;

СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие
требования»;

СП 12-136-2002 "Решения по охране труда и промышленной
безопасности в проектах организации строительства и проектах производства
работ".

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 72 с., 0 рис., 21 табл., 37 источников, 1 прил.

Ключевые слова: реконструкция, компрессорный цех, газоперекачивающий агрегат, расчёт, энергоэффективность, техническое состояние.

Объект исследования: компрессорный цех линейно-производственного управления магистральных газопроводов.

Цель работы: анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха.

Методы проведения расчётов: расчёт энергоэффективности компрессорного цеха и коэффициентов технического состояния газоперекачивающего агрегата до и после проведения работ по реконструкции компрессорного цеха согласно СТО Газпром 2-3.5-113-2007.

Результаты исследования: выбрана оптимальная технология проведения ремонтных работ на компрессорном цехе. Разработаны рекомендации по проведению ремонтных работ по реконструкции компрессорного цеха. Рассчитаны показатели энергоэффективности и коэффициенты технического состояния газоперекачивающих агрегатов до и после реконструкции компрессорного цеха.

Основные технико-эксплуатационные характеристики: на основе измеренных и нормативных данных рассчитаны показатели энергоэффективности и коэффициенты технического состояния оборудования компрессорного цеха.

Область применения: газотранспортные предприятия.

Экономическая эффективность/значимость работы: снижение затрат на топливный газ.

					Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шатохина А.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					5	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Зав. Каф.		Бурков П.В.				Группа 2БМ6Б		

ABSTRACT

Final qualifying work 72 p., 0 fig., 21 tables, 37 sources, 1 application.

Key words: reconstruction, compressor department, gas compressor unit, calculation, energy efficiency, technical condition.

The object of the study: the compressor station.

The purpose of the work: analysis and selection of the optimal technology for the reconstruction of the compressor department.

Methods of calculation: calculation of energy efficiency of the compressor shop and the coefficients of the technical condition of the gas pumping unit before and after the reconstruction of the compressor shop according to STO Gazprom 2-3.5-113-2007.

Practical novelty: the optimal technology of repair at the compressor shop was chosen. Recommendations for the repair work on the reconstruction of the compressor shop. The energy efficiency indicators and the technical state coefficients of gas pumping units before and after the reconstruction of the compressor shop are calculated.

Basic technical-operational characteristics: on the based on the measured and normative data calculated the energy efficiency indicators and the technical condition coefficients of the equipment of a gas compressor unit.

Field of application: gas transportation companies.

Economic efficiency and significance of the work: reducing the cost of the fuel gas.

					Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Abstract	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Шатохина А.А.						
Руковод.		Никульчиков В.К.					6	72
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

Оглавление:

Введение.....	9
1. Обзор литературы	11
1.1 Анализ состояния оборудования газокompрессорного парка	14
1.2 Виды ремонтных работ.....	17
1.3 Принципы разграничения видов работ по их принадлежности к реконструкции, модернизации (достройке, дооборудованию), техническому перевооружению, капитальному ремонту	18
1.4 Критерии для вывода объекта в реконструкцию	21
1.5 Сведения об объекте исследования.....	22
1.6 Состав планируемого объема работ.....	22
2 Расчётная часть.....	25
2.1 Расчет энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов ГТК-10И.....	25
2.2 Расчёт энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов.....	28
ГПА-16РТ «Урал»	28
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	30
3.1. Графическая часть раздела.....	30
3.1.1 SWOT-анализ.....	30
3.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	31
3.1.3 Планирование управления научно-техническим проектом	33
3.2 Методика расчёта технико-экономических показателей реконструкции..	34
3.2.1 Методика определения технико-экономических показателей варианта реконструкции газоперекачивающих агрегатов по методу стоимости жизненного цикла	35
3.3 Расчёт технико-экономических показателей варианта реконструкции газоперекачивающих агрегатов по методу стоимости жизненного цикла	40
3.3.1 Определение затрат на топливный газ.....	41

					Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шатохина А.А.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					7	72
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМББ		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

3.3.2	Определение затрат на ремонтно-техническое обслуживание	41
3.3.3	Определение затрат на электроэнергию	41
3.3.5	Определение платы за выбросы в атмосферу	42
3.3.6	Определение стоимости жизненного цикла	42
4.	Социальная ответственность	44
4.1.	Производственная безопасность	44
4.1.1	Анализ вредных производственных факторов	46
4.1.2	Анализ опасных производственных факторов	56
4.2.	Экологическая безопасность.....	58
4.2.1	Меры по снижению воздействия объекта на атмосферу	61
4.2.2	Меры по снижению воздействия объекта на гидросферу	61
4.2.3	Меры по снижению воздействия объекта на литосферу	62
4.2.4	Санитарно-защитная зона	63
4.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	63
4.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	66
	Заключение	68
	Список литературы	69
	Приложение А (справочное)	73

Введение

Актуальность работы: Компрессорная станция

■■■■■ транспортирует газ с ■■■■■ месторождения по системе магистральных газопроводов ■■■■■. КС ■■■■■ эксплуатирует три компрессорных цеха (КЦ). ■■■■■. ■■■■■.

В связи с периодом падающего давления газа месторождения, и, соответственно, снижения давления газа на входе КС, возникла потребность увеличения мощности ГПА и увеличения степени сжатия нагнетателей. На данный момент на ■■■■■ эксплуатируется ■ газоперекачивающих агрегатов ГТК-10И импортного производства, в связи с чем поставка деталей для ремонта затруднена. Эксплуатируемые агрегаты выработали назначенный ресурс. В связи с этим работа, направленная на анализ и выбор оптимальной технологии проведения ремонтных работ является актуальной.

Цель работы: анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- изучение нормативно-технической документации по проведению ремонтных работ КЦ;
- выбор оптимальной технологии проведения ремонтных работ согласно СТО Газпром 063-2009;
- разработка рекомендаций по проведению ремонтных работ по реконструкции КЦ;
- расчёт показателей энергоэффективности, коэффициентов технического состояния ГПА КЦ согласно СТО Газпром 2-3.5-113-2007;

					Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шатохина А.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.					9	72
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

– Анализ изменения энергоэффективности и коэффициентов тех. состояния до и после реконструкции КЦ.

Объект исследования: компрессорный цех.

Предмет исследования: реконструкция компрессорного цеха.

Личный вклад автора: выбор оптимальной технологии проведения ремонтных работ [REDACTED]

Практическая значимость результатов ВКР: анализ изменения энергоэффективности и коэффициентов технического состояния до и после проведения работ по реконструкции [REDACTED].

					Введение	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Обзор литературы

В настоящее время энергоэффективность при проектировании новых газотранспортных сетей повышается путем применения современных газотурбинных газоперекачивающих агрегатов, системных программно-оптимизационных комплексов. Данные современные принципы проектирования и оборудование позволяют повысить удельную энергоэффективность новых газотранспортных сетей.

Программы реконструкции используют достаточно большое количество технических решений, таких как:

- модернизация ГПА;
- замена ГПА и вспомогательного оборудования;
- укрупнение единичных мощностей ГПА;
- изменение схемы сжатия (неполнонапорной на полнонапорную);
- использование современных систем автоматического управления КС;
- изменение параметров линейной части трубопроводов (реконструкция линейной части).

Развитие уже эксплуатируемых и строительство новых ГТС предусматривает возможность увеличения рабочего давления транспортируемого газа, повышения степеней сжатия КС, увеличения расстояний между КС, совершенствования техники и технологии охлаждения газа, использования внутренних трубопроводных покрытий для увеличения гидравлической эффективности газопроводов.

При реализации проектов новых ГТС и МГ используются следующие технологические решения:

- повышение рабочего давления газа за счет применения высокопрочных трубопроводов с внутренним гладкостным покрытием для уменьшения гидравлических потерь;

					Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шатохина А.А.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					11	72
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

- использование энергосберегающих ГТУ нового поколения;
- применение ЦБК различного технологического назначения;
- увеличение единичных мощностей ГПА, организация этапного ввода мощностей КС, упрощение технологической обвязки КС за счёт безшлейфовой и модульной компоновки ГПА, сокращение протяженности «горячих» технологических трубопроводов, перенос функций цеховых систем на агрегатный уровень;
- применение современных регулируемых электроприводов;
- организация комплексных систем компримирования и охлаждения газа в зонах вечной мерзлоты (с использованием турбодетандорных технологий);
- применение технологии ремонта газопроводов под давлением и мобильных КС;
- ограничение эмиссии ВЗВ за счёт повышения КПД ГПА, сокращения потребности электропотребления собственных нужд КС;
- применение современных систем управления КС на базе унифицированных агрегатных и цеховых САУ для обеспечения дистанционного управления и малолюдной эксплуатации [1].

Концепция реконструкции эксплуатируемых ГТС зависит от общей стратегии развития общества и от динамики объёма транспортируемого газа, которая определяется развитием добычи и потребления данного вида энергоресурса.

Постановка и решение комплекса задач реконструкции ГТС имеет сложный характер, так как сопровождается неопределённостью внешних условий, постоянно уточняющихся в процессе проектирования, строительства и эксплуатации объектов ГТС. К таким условиям можно отнести нормативные требования в области промышленной и экологической безопасности, экономического и административного регулирования.

					Обзор литературы	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Б.В. Будзуляк в своей работе [3] разработал систему аналитических методов, математических моделей, методик, алгоритмов расчета, процедур анализа, направленных на оптимизацию сложных ГТС в условиях неопределенности, направленных на повышение экономической эффективности, производительности и надежности ГТС.

При реконструкции эксплуатируемых компрессорных цехов необходимо учитывать динамику изменения добычи газа в данном регионе. На стадии падающей добычи месторождений региона следует учитывать изменение динамики загрузки газотранспортной сети. При этом в ряде случаев требуется оптимизация параметров работы газотранспортного оборудования, изменение схем его подключения, замена на менее энергоёмкое. В работе [4] А.Ю. Путенихин анализировал эффективность ГПА на ДКС в условиях падающей добычи газа месторождений, эксплуатируемых газодобывающим предприятием, и выявил, что причиной низкой эффективности эксплуатации ДКС в заданных условиях является несоответствие оборудования конкретным условиям работы.

Однако, в некоторых случаях, энергоэффективность повышается изменением режима работы ГПА. В данной тематике рассматривается использование коэффициентов технического состояния ГПА при оптимизации режимов. Изменение технического состояния агрегатов приводит к изменению оптимального распределения нагрузки между ними. Исследования [5] показали, что для сохранения оптимального режима перекачки необходимо повышать загрузку на агрегатах, техническое состояние которых изменилось в меньшей степени или совсем не изменилось, и понижать на агрегатах, на которых произошло снижение критериев, характеризующих техническое состояние.

В результате исследований, проведённых в последние годы, намечается переход к новой форме эксплуатации оборудования – обслуживанию по состоянию. Принцип эксплуатации по состоянию заключается в том, что решение о направлении в ремонт, реконструкцию, модернизацию или снятия с эксплуатации принимается на основе фактического состояния оборудования,

					Обзор литературы	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

которое определяется методами технического диагностирования. Ю.А. Шаповал в своей работе [6] выполнил экспертную оценку значимых факторов ГТС: реконструкции, наработки, ремонта и эксплуатации, контроля и диагностики оборудования. В результате были сделаны выводы, что определяющим фактором повышения энергоэффективности функционирования оборудования ГТС является контроль и диагностика оборудования, позволяющая надежно и эффективно определять фактическое техническое состояние.

В статье [7] авторами смоделирован технологический режим КС с заменой морально устаревших агрегатов (ГТК-10М/Н-370-18-1) на ГПА нового поколения (ГПА-16, ГПА-25) и произведён расчёт показателей энергоэффективности КС. При этом установлено, что при замене морально устаревших агрегатов происходит уменьшение количества установленных ГПА, сокращается потребление топливного газа, снижается потребляемая мощность компрессорного цеха.

1.1 Анализ состояния оборудования газокomppressorного парка

В состав компрессорного парка ПАО «Газпром» входят 307 компрессорных станций (805 компрессорных цехов) с установленной мощностью около 51 ГВт, в которых насчитывается 4484 агрегатов [8]. Доля дожимных компрессорных станций возросла в связи с падением пластовых давлений и составляет 10,8 % установленной мощности. Парк характеризуется большим разнообразием типоразмеров и сроков выпуска установок (65 типов различных приводных двигателей, более 100 модификаций центробежных газовых компрессоров).

В структуре установленных мощностей парка ГПА основную часть (84,4%) составляют агрегаты с газотурбинным приводом, агрегаты с электрическим приводом составляют 12,1 %, с поршневым приводом – 0,5 %.

Мощностной ряд применяемых ГПА: 2,5-4-6,3 (8)-10 (12)-16-25-32 МВт.

					Обзор литературы	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основная часть газоперекачивающего оборудования сосредоточена на линейных КС – 89 % мощностей, на промышленных дожимных КС (ДКС) – 9,4 %, на КС ПХГ – 1,6 %.

Согласно структуре парка газотурбинных ГПА по мощности (табл. 1) основную часть (75%) составляют агрегаты мощностью от 10 до 18 МВт, ГПА мощностью 25 МВт составляют 12,7 %.

Таблица 1 – Структура парка газотурбинных ГПА по мощности

Мощность ГПА, МВт	4-8	10-12	16-18	25	Итого:
Мощность, Вт	4840	12285	19132	5385	41642
Количество, %	11,6	29,7	45,9	12,9	100,0

Наиболее интенсивно мощности вводились в 1979-1988 гг. Согласно статистическим данным около 38 % от общего количества установленных ГПА превысили установленный для них ресурс и имеют наработку 100-180 тыс. ч. [1].

В таблице 2 представлен перечень проектов реконструкции ПАО «Газпром» согласно Р Газпром 2-3.5-245-2008.

Таблица 2 – Перечень проектов реконструкции

Тип заменяемого (модернизированного) ГПА	Тип нового ГПА (двигателя)	Наименование КС	Год приемки и первого образца	Объём замены (модернизации)
ГТН-25	ГТН-25-1	«Донское»	1993	ГТУ + ЦБК
	ГПА-16 МЖ 59.01	«Добрянская»	1993	Дв. ДЖ-59+СПЧ+КМЧ
	ГПА-25НК	«Починки»	2003	Дв. НК-36+СПЧ+КМЧ
	ГТНР-25И	«Можга»	1997	ГТУ+ЦБК
	ГПА-25МН80	«Софиевская» (Украина)	1996	Дв. ДН80+КМЧ
	ГПА-25/76ДН80	«Ординская»	2003	Дв. ДН80+СПЧ+КМЧ
	ГПА-25Р «Урал»	«Игринская»	1005	Дв. ПС-90 ГП25+КМЧ
	ГПА-Ц-25НК	«Починки»	2006	Дв. НК-36+СПЧ+КМЧ
ГПА «Нева-25НК-Р»	«Грязовец»	2008	Дв. НК-36+ЦБК+КМЧ	
ГТК-25И	ГТК-25ИР	«Первомайская»	1997	Перевод на регенеративный цикл
		«Можга»	1998	

Продолжение таблицы 2

ГПА-Ц-16	АЛ-31СТ	«Карпинская»	1996	Дв. АЛ-31СТ+КМЧ
	НК-38 СТ	«Верхнеказымская»	2004	Дв. НК-38+КМЧ
	НК-18 СТ	«Уренгойская»	1995	Дв. НК-18СТ
	ГТУ-12П	«Пермская»	1998	Дв. ПС-
	ГТУ-16П	«Пермская»	1998	90ГП1+СПЧ+КМЧ
	ГПА-Ц-16Р «Уфа»	«Карпинская»	2010	Дв. ПС- 90ГП2+КМЧ Дв. АЛ- 31СТН+ЦБК+КМЧ
ГТН-16	ГТН-16Р «Уфа»	«Карпинская»	2010	Дв. АЛ- 31СТН+ЦБК+КМЧ
ГТК-10	ГТК-10М	«Калач»	1994	Трубчатый регенератор (НЗЛ) Трубч. реген. (Подольск) Трубч. реген. (Энергомаш) Дв. ДЖ- 59+СПЧ+КМЧ Дв. ДГ90+СПЧ+КМЧ Дв. ПС- 90ГП1+СПЧ+КМЧ Дв. ПС- 90ГП2+СПЧ+КМЧ ГТУ+ЦБК ГТУ+СПЧ ГПА ГТУ+ЦБК Дв. АЛ- 31СТ+СПЧ+КМЧ Дв. АЛ- 31СТ+СПЧ+КМЧ
		«Писаревка»	1994	
		«Комсомольская»	2004	
	ГПА-16 МЖ59.02	«Агрызская»	1994	
	ГПУ-16МГ90	«Заволжская»	1997	
	ГПА-12Р «Урал»	«Ординская»	1995	
	ГПА-16Р «Урал»	«Ординская»	1997	
	ГТН-16М	«Ухта»	1994	
	ГТНР-16	«Мокроус»	1997	
	ГТНР-16	«Сосногорская»	2008	
	ПЖТ-10	«Пельым»	2000	
	ГПА-16Р «Уфа»	«Москово»	2003	
	ГПА-16Р-АЛ «Урал»	«Москово»	2008	
ГПУ-10	ГПА-16 «Урал»	«Соковка»	2002	ГПА ГТУ+КМЧ Дв. ГТД- 10РМ+КМЧ
	ГПА-10МН70	«Кировоградская» (Украина)	2001	
	ГПА-10РМ	«Нюксеница»	2006	
Коберра 182	Коберра ДГ90	«Богатинская»	1994	Газогенератор ДГ- 90 ГТУ+СПЧ+КМЧ ГТУ+СПЧ+КМЧ
	ГПА-12 УТГ «Урал»	«Шатровская»	1998	
	ГПА-16 УТГ «Урал»	«Шатровская»	2000	
ГТК-10И	ГТК-10ИР	«Микунь»	1997	Перевод на регенеративный цикл и продление ресурса
		«Мышкино»	1999	
ГПА-Ц-6,3	ГПА-Ц-6,3С	«Октябрьская»	1995	Дв. ДТ-71+КМЧ Дв. ДТ-71П+КМЧ Дв. НК-14СТ+КМЧ Дв. Д-336+КМЧ Дв. Д-336-2Т+КМЧ ГПА ГПА ГПА Дв. ГТД- 6,3РМ+ЦБК+КМЧ ГПА
		«Чаплыгин»	1999	
	ГПА-Ц-6,3Б	«Сызрань»	1995	
	ГПА-Ц-6,3А	«Луганск»(Украина)	1995	
		«Волхов»	2002	
	ГПА-16 «Урал»	«Горнозаводская»	2001	
	ПЖТ-21С	«Алмазная»	1999	
	ГПА-Ц-10Б	«Павловская»	2004	
	ГПА-Ц-6,3РМ	«Гаврилов Ям»	2005	
	ГПА-6,3 «Урал»	«Пикалево»	2009	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Продолжение таблицы 2

ГТ-750-6 ГТ-750-6М	Дон-3 ГТ-750-6М ГТ-750-6М	«Истье» «Воскресенск» «Александров Гай»	1995 1997 2008	ГТУ Трубоч. реген. (Подольск) ГТУ, прошедшая капитально- восстановительный ремонт
ГТ-6-750	ГТН-6У	«Елец»	2005	ГТУ
ГТН-6	ГПА-6,3-01 «Сатурн»	«Курская»	2009	Дв. ГТД- 6,3РМ+СПЧ+КМЧ
Центавр	Центавр	«Касимовская»	1994	Модернизация

«Комплексной программой реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа на 2016–2020 годы» предусматривается реконструкция объектов КС, линейной части МГ, газопроводов-отводов ГРС, систем энерго- и теплоснабжения, противокоррозионной защиты.

1.2 Виды ремонтных работ

В настоящее время в структурных подразделениях, дочерних обществах и организациях ПАО «Газпром» согласно СТО Газпром 063-2009 [14] установлены следующие виды ремонтных работ:

1) Реконструкция – переустройство существующих объектов основных средств, связанное с усовершенствованием производства и повышением его технико-экономических показателей и осуществляемое по проекту реконструкции основных средств в целях увеличения производственных мощностей, улучшения качества и изменения номенклатуры продукции.

2) Модернизация (достройка, дооборудование) – работы, вызванные изменением технологического или служебного назначения оборудования, здания, сооружения или иного объекта амортизируемых основных средств, повышенными нагрузками и (или) другими новыми качествами.

3) Техническое перевооружение – комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня отдельных производств, цехов и участков на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены устаревшего и физически

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

изношенного оборудования новым более производительным, а также по совершенствованию общезаводского хозяйства и вспомогательных служб;

4) Капитальный ремонт – ремонт по восстановлению исправности и полному или близкому к полному восстановлению ресурса объекта с заменой либо восстановлением любых его частей, включая базовые.

1.3 Принципы разграничения видов работ по их принадлежности к реконструкции, модернизации (достройке, дооборудованию), техническому перевооружению, капитальному ремонту

Разграничение видов работ по их принадлежности к работам по реконструкции, модернизации (достройке, дооборудованию), техническому перевооружению объектов основных средств производится в соответствии со следующими принципами согласно СТО Газпром 063-2009 [14]:

– увеличение производительности мощности объекта, объемов (количества) выпуска товаров (продукции, работ, услуг);

– улучшение качества и изменение номенклатуры товаров (продукции, работ, услуг);

– изменение технологического или служебного назначения объекта (его площади, вместимости, пропускной способности и т.д.);

– повышение нагрузки (возможности выдерживать дополнительные силовые воздействия, вызванные изменением напряженно-деформированного состояния конструкций, зданий, сооружений);

– появление у объекта новых качеств (свойств), признаков, которые ранее у объекта отсутствовали.

В результате применения данных принципов происходит улучшение первоначально принятых нормативных показателей функционирования объекта.

С учётом вышеизложенных принципов производится классификация работ по реконструкции, модернизации, техническому перевооружению.

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При реконструкции объектов основных средств производятся работы, в результате которых происходит увеличение производственных мощностей, а также улучшение качества и изменение номенклатуры продукции.

При достройке, дооборудовании, модернизации объектов основных средств производятся работы, вызванные:

1) изменением технологического или служебного назначения объектов основных средств (изменение способа применения объекта, изменение основной функции, для выполнения которой предназначен объект);

2) повышенными нагрузками и (или) другими качествами (под нагрузками понимаются силовые воздействия, вызывающие изменение напряженно-деформированного состояния конструкций. Работы, направленные на достижение объектом возможности выдерживать повышенные нагрузки, относятся к работам капитального характера. Под новыми качествами понимаются новые свойства объекта, которые ранее у него отсутствовали).

Понятие «достройка» применяется только к зданиям, сооружениям.

Под достройкой понимается выполнение строительно-монтажных работ, которые направлены на увеличение объемно-пространственных показателей объекта (площади, этажности, длины и т.д.) и для проведения которых требуются разработка проекта и получение разрешений на строительство от компетентных государственных органов.

Понятие «дооборудование» применяется к зданиям, сооружениям, машинам и оборудованию. Под дооборудованием понимается установка дополнительного оборудования (машин), которые ранее на объекте отсутствовали.

Не признаются дооборудованием работы по установке оборудования, выполняемые исключительно в целях устранения неисправности объекта основных средств и обеспечения возможности его нормальной эксплуатации согласно первоначально заданным параметрам, отраженным в проектах на строительство (на проведение работ капитального характера, если они

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполнялись после ввода объекта в эксплуатацию) или технической документации на оборудование.

Не признаются дооборудованием также случаи установки оборудования, которое в установленном порядке признается самостоятельным объектом основных средств.

Понятие «модернизация» применяется к зданиям, сооружениям, машинам и оборудованию. К работам по модернизации относятся работы, вызванные изменением технологического или служебного назначения оборудования, здания, сооружения, повышенными нагрузками и (или) другими новыми качествами, не связанными с достройкой или дооборудованием.

При техническом перевооружении осуществляется проведение комплекса мероприятий по повышению технико-экономических показателей на основе:

- 1) внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства;
- 2) модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным.

Разграничение работ по их принадлежности к работам по капитальному ремонту действующих объектов основных средств производится в соответствии со следующими принципами:

- 1) в результате ремонтных работ не происходит повышение (улучшение) технико-экономических показателей объекта;
- 2) работы направлены на поддержание и (или) восстановление исправности объекта или его частей;
- 3) работы направлены на поддержание и (или) восстановление работоспособности объекта или его частей;
- 4) в результате ремонтных работ допускается улучшение эксплуатационных показателей при условии, что технико-экономические показатели объекта не повысились, назначение объекта не изменилось.

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

С учетом применения данных принципов производится классификация работ как ремонтных, в результате которых происходит поддержание первоначально принятых нормативных показателей функционирования объекта.

Работы относятся к капитальному ремонту при соблюдении ограничений (лимитов, норм, в том числе процента замены основных конструкций), установленных нормативно-техническими документами, применяемыми организациями при его проведении.

1.4 Критерии для вывода объекта в реконструкцию

Для основного оборудования КС согласно Р Газпром 2-3.5-245-2008 [15] критериями для вывода объекта в реконструкцию являются:

- выработка назначенного ресурса;
- неремонтопригодность узлов или систем ГПА;
- невозможность восстановления функциональных показателей (мощность, КПД, надежность) посредством проведения капитального ремонта;
- отсутствие или прекращение выпуска запасных узлов и частей

Для эксплуатируемого парка газотурбинных ГПА назначенный ресурс составляет:

- ГПА – 100 тыс. ч.;
- ГТУ стационарного (промышленного) типа – 100 тыс. ч.;
- ГТУ авиационного или судового типов – 40-60 тыс.ч [15].

Одновременно с заменой основного технологического оборудования в реконструируемых цехах проводится замена вспомогательных систем, таких как:

- установки очистки газа с системой сбора продуктов очистки, АВОг;
- трубопроводы технологического газа (входных и выходных шлейфов, коллекторов межцеховых переемычек); систем контроля и автоматики;
- обвязки установок очистки, охлаждения газа и ЦБК.

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.5 Сведения об объекте исследования

Компрессорный цех № 1 КС [REDACTED] предназначен для компримирования природного газа для, транспортируемому по магистральному газопроводу, до значения [REDACTED] МПа. В составе КЦ-1 эксплуатируются ГПА ст. № 11-15. Тип ГТА – ГТК 10-И.

В составе КЦ проектной документацией предусмотрены следующие основные технологические установки:

- установка очистки газа, включающая пылеуловители, здание фильтров-сепараторов, установку сбора конденсата;
- компрессорный цех;
- установка охлаждения газа.

Для обеспечения работы технологических объектов в составе цеха предусмотрены вспомогательные системы:

- подготовки топливного, импульсного и пускового газа;
- маслоснабжения;
- электроснабжения;
- автоматического контроля и управления;
- пожаротушения.

1.6 Состав планируемого объема работ

При выполнении строительных работ по реконструкции компрессорного цеха № 1 предусмотрены следующие технологические операции:

- демонтаж и монтаж площадок обслуживания компрессорного цеха;
- реконструкция компрессорного цеха. Обвязка агрегата;
- демонтаж и монтаж производственного энергетического блока и электротехнического оборудования;
- реконструкция установки подготовки топливного и пускового газов, сетей водоснабжения, теплоснабжения.

При реконструкции агрегата выполняются следующие основные работы:

- демонтаж существующих блоков ГПА ГТК-10И;
- замена сменной проточной части (СПЧ) ЦБН;

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- демонтаж и монтаж УПППГ;
- монтаж газотурбинной установки ГПУ-16П;
- доработка системы маслоснабжения существующего нагнетателя;
- монтаж новых систем охлаждения ГТУ, маслосистемы с маслобалок ГТУ, трансмиссии, системы подогрева циклового воздуха, системы воздухоочистки, выходного тракта с новым теплообменником и глушителем шума;
- замена САУ ГПА.

Реконструкция ГТК-10И осуществляется в один этап с одновременной заменой газотурбинной установки ГПУ-10-01 на газотурбинную установку на базе двигателя ПС-90ГП-2 агрегата ГПА-16РТ «Урал» и заменой СПЧ нагнетателя типа ■■■ для работы с номинальной мощностью 16 МВт.

Выполнение работ по реконструкции цеха выполняется поагрегатно, без длительной остановки всего цеха.

Техническая характеристика ГПА-16РТ «Урал» приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Техническая характеристика газоперекачивающего агрегата

Наименование параметра	Значение
Нагнетатель	
Тип	235-21-1
Номинальная производительность, приведённая к температуре 293 К и давлению 0,1013 МПа, млн. м ³ /сут	20,4
Давление газа конечное номинальное, абс., МПа	7,13
Отношение давлений на номинальном режиме	1,44
Политропный КПД нагнетателя на номинальном режиме, %, не менее	85
Тип смазочного масла	ТП-22С
Безвозвратные потери масла, кг/ч, не более	0,5
Привод	
Тип	ПС-90ГП-2
Мощность на выходном валу силовой турбины в стационарных условиях при стандартных атмосферных условиях, кВт	10000
Максимальная мощность ГТУ, кВт	11600
Эффективный КПД ГТУ при работе в стационарных условиях на номинальном режиме, %, не менее	31,6
Номинальная частота вращения силовой турбины, об/мин	5000

Продолжение таблицы 3

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Привод	
Диапазон изменения частоты вращения силовой турбины, %	70 ... 105
Параметры топливного газа:	
– давление, кгс/см ²	28...30
– температура, °С	5...50
– расход на номинальном режиме, кг/ч, не более	2560
– максимальный расход (при Q = 11958 ккал/кг), кг/ч	3200
Параметры пускового газа:	
– давление, кгс/см ²	6...7
– температура, С	5...50

2 Расчётная часть

2.1 Расчет энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов

ГТК-10И

Исходные данные для расчёта представлены в таблицах 4-5. Исходные данные для расчёта представлены как средние значения измеренных параметров ГПА ст.№ 11-15.

Таблица 4 – Исходные параметры для расчёта

	Показатель	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Параметры из протокола компонентного состава газа	Массовая теплотворная способность	Q_n^M	кДж/кг	49667
	Низшая теплотворная способность при 20°C и 760 мм.рт. ст.	Q_n^P	ккал/м ³	8210
	Плотность при 20 гр.С и 760 мм.рт.ст.	ρ_0	кг/м ³	0,687
	Газовая постоянная	R	кДж/кг·К	0,51

Таблица 5 – Измеренные параметры

Показатель	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Давление атмосферное	P_a	МПа	0,1
Давление избыт. газа на входе в ЦБН	$P_{1изб}$	МПа	4,63
Давление избыт. газа на выходе из ЦБН	$P_{2изб}$	МПа	6,80
Температура газа на входе в ЦБН	$t_{1н}$	°С	3
	$T_{1н}$	К	276
Температура газа на выходе из ЦБН	$t_{2н}$	°С	35
	$T_{2н}$	К	308
Температура на входе в ОК	T_3	К	273
Перепад давления на кофузоре нагнетателя	$\Delta P_{вх}$	кПа	78
Масштабный коэффициент коффузора нагнетателя	β		0,2640
Средний массовый расход топливного газа	$G_{ТГ}$	кг/с	0,83

Давление газа на входе в нагнетатель:

$$P_{1H} = P_a + P_{1изб} = 0,1\text{МПа} + 4,63\text{МПа} = 4,73\text{МПа} \quad (2.1)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов			
Разраб.		Шатохина А.А.			Расчётная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков					25	72
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

Давление газа на выходе из нагнетателя:

$$P_{2H} = P_a + P_{2изб} = 0,1\text{МПа} + 6,80\text{МПа} = 6,90\text{МПа} \quad (2.2)$$

Относительная плотность газа по воздуху:

$$\Delta_E = \frac{0,687}{1,2044} = 0,57 \quad (2.3)$$

Коэффициент сжимаемости природного газа на входе в нагнетатель и на выходе из нагнетателя:

$$z_{1H} = 1 - \left((10,2 \cdot 4,73 - 6) (0,345 \cdot 10^{-2} \cdot 0,57 - 0,446 \cdot 10^{-3}) + 0,015 \right) \cdot (1,3 - 0,0144 \cdot (276 - 283,2)) = 0,89; \quad (2.4)$$

$$z_{2H} = 1 - \left((10,2 \cdot 6,90 - 6) (0,345 \cdot 10^{-2} \cdot 0,57 - 0,446 \cdot 10^{-3}) + 0,015 \right) \cdot (1,3 - 0,0144 \cdot (308 - 283,2)) = 0,89 \quad (2.5)$$

Температурный показатель политропы:

$$m_T = \frac{\lg \frac{308}{276}}{\lg \frac{6,90}{4,73}} = 0,29 \quad (2.6)$$

Коэффициент псевдоизоэнтропы:

$$\frac{k}{k-1} = 4,16 + 0,004 \left(\frac{3+35}{2} - 10 \right) + 3,93(0,57 - 0,55) + 5(0,15 - 0,29) = 4,11 \quad (2.7)$$

Степень повышения давления в нагнетателе:

$$e_n = \frac{P_{2H}}{P_{1H}} = \frac{6,90}{4,73} = 1,46 \quad (2.8)$$

Политропный КПД нагнетателя:

$$\eta_{пол} = \frac{1}{4,11} \cdot \frac{1}{0,29} = 0,84 \quad (2.9)$$

Плотность природного газа на входе в нагнетатель:

$$\rho_{1H} = P_{1H} \cdot 10^3 \cdot \frac{1}{z_{1H}} \cdot R \cdot T_{1H} = 4,73 \cdot 10^3 \cdot \frac{1}{0,89} \cdot 0,51 \cdot 276 = 36,96 \text{кг} / \text{м}^3 \quad (2.10)$$

					Расчётная часть	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Массовый расход газа через нагнетатель:

$$G_{1H} = \beta \cdot \sqrt{\Delta P_{ex} \cdot \rho_{1H}} = 0,2640 \sqrt{78000 \cdot 9,8 \cdot 36,96} = 143,14 \text{ кг/с} \quad (2.11)$$

Внутренняя мощность нагнетателя:

$$N_i = 4,11 \cdot 0,89 \cdot 0,51 \cdot (308 - 276) 143,14 = 8571,25 \text{ кВт} \quad (2.12)$$

Эффективная мощность ГТУ:

$$N_e = \frac{8571,25 \text{ кВт}}{0,985} = 8656,96 \text{ кВт} \quad (2.13)$$

Эффективный КПД ГТУ:

$$h_e = \frac{8656,96}{0,83 \cdot 49667} = 0,21 \quad (2.14)$$

КПД ГПА:

$$h_{ГПА} = h_e \cdot h_{пол} = 0,21 \cdot 0,84 = 0,18 \quad (2.15)$$

Удельный расход топливного газа газотурбинного газоперекачивающего агрегата:

$$E_{ГТ}^{ГТУ} = \frac{3600}{0,18 \cdot 33459} = 0,598 \text{ м}^3 / \text{кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.16)$$

Фактический приведенный расход топливного газа:

$$q_{ГТпр} = 0,83 \cdot \frac{0,1013}{0,1} \cdot \sqrt{\frac{288}{273}} \cdot \frac{8210}{8000} = 0,87 \quad (2.17)$$

Коэффициент технического состояния ГТУ по топливному газу:

$$k_{ГТ} = \frac{0,87}{1,157} = 0,751 \quad (2.18)$$

Фактическая приведенная мощность агрегата:

$$N_{eпр}^{\phi} = 8656,96 \cdot \frac{0,1013}{0,1} \cdot \sqrt{\frac{288}{273}} = 9007,2 \text{ кВт}, \quad (2.19)$$

Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности:

$$k_{Ne} = \frac{9007,2}{10300} = 0,874 \quad (2.20)$$

					Расчётная часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент технического состояния ЦБН:

$$k_n = \frac{0,84}{0,88} = 0,950 \quad (2.21)$$

Результаты расчета энергоэффективности ГПА представим для наглядности в виде таблицы (табл. 6).

Таблица 6 – Результаты расчёта показателей энергоэффективности и технического состояния ГПА

Показатель	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Политропный КПД нагнетателя	$\eta_{пол}$		0,84
Эффективный КПД ГТУ	h_e		0,21
КПД ГПА	$h_{ГПА}$		0,18
Удельный расход топливного газа ГПА	$E_{ТГ}^{ГТУ}$	$м^3 / кВт \cdot ч$	0,598
Коэффициент технического состояния ГТУ по топливному газу	$k_{ТГ}$		0,751
Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности	k_{Ne}		0,827
Коэффициент технического состояния ЦБН	k_n		0,950

2.2 Расчёт энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов

ГПА-16РТ «Урал»

Исходные данные для расчёта представлены в таблицах № 4, 7.

Таблица 7 – Номинальные параметры ГПА-16РТ «Урал»

Показатель	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Давление атмосферное	P_a	МПа	0,1
Давление избыт. газа на входе в ЦБН	$P_{1изб}$	МПа	4,52
Давление избыт. газа на выходе из ЦБН	$P_{2изб}$	МПа	6,47
Температура газа на входе в ЦБН	$t_{1н}$	°С	4,6
	$T_{1н}$	К	277,6
Температура газа на выходе из ЦБН	$t_{2н}$	°С	34
	$T_{2н}$	К	307
Температура на входе в ОК	T_3	К	273
Перепад давления на кофузоре нагнетателя	$\Delta P_{вх}$	кПа	107
Масштабный коэффициент коффузора нагнетателя	β		0,6100
Средний массовый расход топливного газа	$G_{ТГ}$	кг/с	0,85

Результаты расчёта энергоэффективности ГПА представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчёта показателей энергоэффективности и технического состояния ГПА

Показатель	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Политропный КПД нагнетателя	$\eta_{пол}$		0,86
Эффективный КПД ГТУ	h_e		0,40
КПД ГПА	$h_{ГПА}$		0,30
Удельный расход топливного газа ГПА	$E_{ТГ}^{ГТУ}$	$м^3 / кВт \cdot ч$	0,256
Коэффициент технического состояния ГТУ по топливному газу	$k_{ТГ}$		0,959
Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности	k_{Ne}		0,936
Коэффициент технического состояния ЦБН	k_n		0,999

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1. Графическая часть раздела

3.1.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ является комплексным анализом научно-исследовательского проекта и применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта, позволяя проанализировать сильные и слабые стороны проекта, а также угрозы и возможности для его реализации.

Таблица 9 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Практическая значимость в ходе реализации проекта реконструкции рассматриваемого объекта</p> <p>С2. Возможность замены импортного оборудования на оборудование отечественного производства</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствует сравнение вариантов реконструкции</p> <p>Сл2. Отсутствуют данные, являющиеся коммерческой тайной</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Замена импортного оборудования на оборудование отечественного производства</p> <p>В2. Повышение технико-экономических показателей эксплуатируемого объекта</p>	<p>1. Повышение надежности эксплуатируемого объекта</p> <p>2. Снижение затрат на проведение ремонтных работ</p>	<p>1. Обоснование предлагаемого варианта реконструкции как оптимального</p> <p>2. Замена данных на приближенные значения</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Развитая конкуренция технологий производства</p> <p>У2. Разработка нового оборудования</p>	<p>1. Исследование новых теоретических и практических методов</p> <p>2. Проведение сертификации продукции</p>	<p>1. Повышение кадровой квалификации</p> <p>2. Проведение постоянного анализа актуальности системы</p>

					Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Шатохина А.А.					30	72
Руковод.		Никulichиков В.К.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Консульт.								
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

3.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На каждой стадии жизненного цикла научной разработки для оптимальной её проработки существует необходимость оценки степени её готовности к коммерциализации и выяснения уровня собственных знаний для проведения коммерциализации или её завершения. Для этого заполняется специальная форма, которая содержит показатели, включающие степень проработанности проекта с точки зрения коммерциализации и компетенции разработчика научного проекта. Результаты проведённого анализа степени готовности приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты анализа оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определение имеющегося научно-технического задела	3	3
2	Определение перспективных направлений коммерциализации научно-технического задела	3	3
3	Определение отрасли и технологии (товаров, услуг) для предложения на рынке	4	4
4	Определение товарной формы научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определение авторов и осуществление охраны их прав	3	3
6	Проведение оценки стоимости интеллектуальной собственности	2	3

Продолжение таблицы 10

7	Проведение маркетинговых исследований рынков сбыта	5	4
8	Разработка бизнес-плана коммерциализации научной разработки	4	3
9	Определение путей продвижения научной разработки на рынок	4	4
10	Разработка стратегии (формы) реализации научной разработки	4	4
11	Проработка вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	3
12	Проработка вопросов использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14	Определение состава команды для коммерциализации научной разработки	4	3
15	Проработка механизма реализации научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	50	49

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i \quad (3.1)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет сделать выводы о мере готовности научного проекта к коммерциализации и об уровне имеющихся знаний в этой области у разработчика. В результате анализа значение степени проработанности научного проекта составило 50, что говорит о средней перспективности проекта и о достаточных для успешной коммерциализации знаниях разработчика. Значение показателя уровня имеющихся знаний у разработчика составило 49 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сделать выводы, что прежде всего необходимо проработать вопросы финансирования коммерциализации научной разработки, определить имеющийся научно-технический задел проекта, определить перспективные направления коммерциализации проекта.

3.1.3 Планирование управления научно-техническим проектом

В рамках планирования научного проекта необходимо составить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 11.

Таблица 11 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Введение	7	01.02.16	07.02.16	Шатохина А.А. Никульчиков В.К.
2	Постановка задач и целей исследования, актуальности, определение научной новизны	10	08.02.16	18.02.16	Шатохина А.А. Никульчиков В.К.
3	Литературный обзор	15	19.02.16	4.03.16	Шатохина А.А.
4	Экспериментальная часть	50	4.03.16	24.04.16	Шатохина А.А. Никульчиков В.К.
5	Результаты и обсуждения	20	25.04.16	15.05.16	Шатохина А.А. Никульчиков В.К.
6	Оформление пояснительной записки	10	16.05.16	26.05.16	Шатохина А.А.
Итого:		112			

Для иллюстрации календарного плана проекта используется диаграмма Ганта, на которой наглядно представлены отрезками, протяженными во времени, работы по проекту, характеризующиеся датами начала и окончания выполнения данных работ (табл. 12).

Таблица 12 – Календарный план-график проведения диплома по теме.

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб · дн.	Продолжительность выполнения работ													
			февраль			март			апрель			май				
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
Выдача задание диплома	Магистрант руководитель	7	■													
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Магистрант Руководитель	10	■	■												
Литературный обзор	Магистрант	15			■	■										
Экспериментальная часть	Магистрант Руководитель	50					■	■	■	■						
Результаты и обсуждения	Магистрант	20										■	■			
Оформление пояснительной записки	Магистрант Руководитель	10													■	

■ - Магистрант
■ - Руководитель

3.2 Методика расчёта технико-экономических показателей реконструкции

Согласно Рекомендациям по выбору технических решений для реконструкции типоразмерных парков ГПА Р Газпром 2-3.5-245-2008 расчет

технико-экономических показателей реконструкции производится методом стоимости жизненного цикла (СЖЦ).

СЖЦ определяется по следующим показателям:

- стоимость оборудования для реконструкции;
- стоимость реновации систем;
- стоимость СМР;
- затраты на логистику;
- эксплуатационные издержки, включающие затраты на топливный газ, потребление масла и электроэнергии, затраты на РТО, платы за выбросы в атмосферу.

Расчеты выполняются на один установленный агрегат с последующим определением удельной цены (затраты на один киловатт установленной мощности).

3.2.1 Методика определения технико-экономических показателей варианта реконструкции газоперекачивающих агрегатов по методу стоимости жизненного цикла

Метод СЖЦ заключается в расчете общей стоимости реконструкции КЦ на протяжении его жизненного цикла.

СЖЦ представляет собой сумму цены предложения и последующих затрат заказчика при эксплуатации КЦ после проведения реконструкции.

СЖЦ вычисляется по формуле:

$$Z_{\text{СЖЦ}} = K + \sum_{t=1}^T \alpha_t \cdot Z \cdot I^t, \quad (3.2)$$

где: K – затраты на капитальный ремонт и строительство, тыс. р.;

T – срок жизненного цикла, лет;

t – расчетный шаг, лет;

α_t – коэффициент дисконтирования.

Z – годовые эксплуатационные затраты, тыс.р;

I – коэффициент инфляции.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент дисконтирования вычисляется по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (3.3)$$

где: E – норма дисконта, принимают равной 0,08 – 0,12.

Капитальные затраты вычисляются по формуле:

$$K = C_{\text{ГПА}} + C_{\text{СМР}} + C_{\text{ТР}}, \quad (3.4)$$

где: $C_{\text{ГПА}}$ – стоимость оборудования в объёме поставки для реконструкции ГПА, тыс. р.;

$C_{\text{СМР}}$ – стоимость строительно-монтажных работ (СМР), тыс. р.;

$C_{\text{ТР}}$ – транспортные расходы, тыс. р.

Годовые эксплуатационные затраты вычисляются по формуле:

$$Z = Z_{\text{ТГ}} + Z_{\text{РТО}} + Z_{\text{М}} + Z_{\text{Э}} + Z_{\text{ЗВ}}, \quad (3.5)$$

где: $Z_{\text{ТГ}}$ – годовые затраты на топливный газ, тыс. р.;

$Z_{\text{РТО}}$ – среднегодовые затраты на ремонтно-техническое обслуживание (РТО), тыс. р.;

$Z_{\text{М}}$ – годовые затраты на потребление масла, тыс. р.;

$Z_{\text{Э}}$ – годовые затраты на потребление электроэнергии, тыс. р.;

$Z_{\text{ЗВ}}$ – плата за выбросы ЗВ с продуктами сгорания в год, тыс. р.

Критерием эффективности варианта реконструкции является учетная цена $U_{\text{ц}}$, тыс. р., которая вычисляется по формуле:

$$U_{\text{ц}} = \frac{Z_{\text{СЖЦ}}}{T} \quad (3.6)$$

Определение затрат на топливный газ

Величину годовых издержек на топливный газ, $Z_{\text{ТГ}}$, тыс. р., вычисляют по формуле:

$$Z_{\text{ТГ}} = Q_{\text{ТГ}} \cdot C_{\text{ТГ}}, \quad (3.7)$$

где: $Q_{\text{ТГ}}$ – годовой расход топливного газа ГПА, тыс. м³/год;

$C_{\text{ТГ}}$ – цена топливного газа, р./тыс. м³;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовой расход топливного газа на один установленный агрегат принимают по данным ГТУ или вычисляют по формуле:

$$Q_{\text{ТГ}} = \frac{3600 \cdot N_e \cdot K_{\text{заг}} \cdot T_p}{Q_p^H \cdot \eta_e \cdot K_H}, \quad (3.8)$$

где: N_e – номинальная мощность ГПА, кВт;

$K_{\text{заг}} = 0,9$ – статистический коэффициент, учитывающий загрузку, техническое состояние ГТУ и другие эксплуатационные факторы;

T_p – годовое время работы ГПА, ч, вычисляется по формуле:

Q_p^H – низшая теплота сгорания топливного газа, кДж/м³ (при 293,15 К и 0,1013 МПа);

η_e – номинальный КПД ГТУ;

K_H – коэффициент, учитывающий отклонение КПД ГТУ от базового значения.

Годовое время работы ГПА вычисляется по формуле:

$$T_p = 8760 \cdot \frac{n_{\text{раб}}}{n_{\text{уст}}}, \quad (3.9)$$

где: $n_{\text{раб}}$ – количество работающих агрегатов в КЦ, шт.;

$n_{\text{уст}}$ – количество установленных агрегатов в КЦ, шт.

Коэффициент, учитывающий отклонение КПД ГТУ от базового значения вычисляется по формуле:

$$K_H = \frac{\eta_H}{\eta_{\text{НО}}}, \quad (3.10)$$

где: η_H – политропный КПД ЦБК после реконструкции;

$\eta_{\text{НО}}$ – политропный КПД ЦБК до реконструкции.

Оценка затрат на ремонтно-техническое обслуживание

При расчёте затрат на РТО могут быть использованы следующие методы:

- метод стоимости программы технического обслуживания;
- метод удельных статистических показателей РТО.

Метод стоимости программы технического обслуживания предусматривает оценку затрат на РТО по данным, включающим программу (график) РТО, объёмы работ и стоимость РТО на каждом уровне программы, которые, как правило, предоставляет разработчик (изготовитель) ГПА и (или) его элементов.

Метод удельных статистических показателей РТО предусматривает проведение укрупненной оценки годовых затрат на РТО одного установленного ГПА по приведенным удельным статистическим показателям ЗРТО, тыс. р., и производится по формуле:

$$Z_{\text{РТО}} = U_{\text{РТО}} \cdot N_e \cdot T_p \cdot K_y \cdot 10^{-3}, \quad (3.11)$$

где: $U_{\text{РТО}}$ – приведенные удельные показатели РТО, р./МВт·ч;

K_y – коэффициент удорожания по сравнению с периодом, для которого определены показатели $U_{\text{РТО}}$.

Расчет затрат на электроэнергию

Годовые затраты на потребление электроэнергии при работе ГПА $Z_э$, тыс. р./год, вычисляются по формуле:

$$Z_э = N_э \cdot K_{\text{заг}} \cdot T_p \cdot Ц_э \cdot 10^{-3}, \quad (3.12)$$

где: $N_э$ – рабочая мощность электроприемников ГПА, кВт;

$Ц_э$ – средний тариф за электроэнергию, р./кВт·ч.

Расчет затрат на смазочные масла

Годовое потребление смазочного масла на один установленный агрегат G_{Mi} , кг/год, вычисляют исходя из типа применяемых смазочных масел либо в целом для ГПА, либо отдельно для ГТУ и ЦБК по формуле:

$$G_{Mi} = \bar{G}_{Mi} \cdot T_p \cdot 10^{-3}, \quad (3.13)$$

где: \bar{G}_{Mi} – соответственно удельные расходы (безвозвратные потери) смазочного масла в целом для ГПА, либо отдельно для ГТУ и ЦБК, кг/ч; принимают по данным технической документации или по отчетным статистическим данным.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовые эксплуатационные издержки за потребление смазочного масла Z_m , тыс. р., вычисляются по формуле:

$$Z_m = G_m^{\text{ГТУ}} \cdot C_m^{\text{ГТУ}} + G_m^{\text{ЦБК}} \cdot C_m^{\text{ЦБК}}, \quad (3.14)$$

где: $C_m^{\text{ГТУ}}, C_m^{\text{ЦБК}}$ – цены соответственно смазочного масла ГТУ (двигателя) и ЦБК, р./кг;

$G_m^{\text{ГТУ}}, G_m^{\text{ЦБК}}$ – соответственно удельные расходы (безвозвратные потери) смазочного масла для ГТУ и ЦБК, кг/ч.

Расчёт платы за выбросы в атмосферу

Плата за загрязнение атмосферного воздуха представляет собой форму возмещения экономического ущерба от выбросов загрязняющих веществ в окружающую природную среду, которая возмещает затраты на компенсацию воздействия выбросов ЗВ и стимулирование снижения или поддержания уровня выбросов в пределах нормативов, а также затраты на проектирование и строительство природоохранных объектов.

На КС имеют место выбросы в атмосферу оксидов азота и оксида углерода с продуктами сгорания ГТУ.

Установлено два вида базовых нормативов платы:

- за выбросы ЗВ в пределах предельно допустимых выбросов (ПДВ);
- за выбросы ЗВ в пределах выбросов временно согласованных (ВСВ).

Дифференцированные ставки платы за выбросы определяют умножением базовых нормативов платы на коэффициенты, учитывающие экологические факторы по территориям.

Величину годовых выбросов ЗВ на один установленный агрегат, т, вычисляют по формуле:

$$M_i = 3,6 \cdot m_i \cdot T_p \cdot 10^{-3}, \quad (3.15)$$

где: m_i – мощность выброса ЗВ, г/с (принимают по СТО Газпром 2-3.5-039 или по данным технической документации ГПА);

T_p – время работы ГПА, ч

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовые затраты за выбросы в атмосферу:

$$Z_{ЗВ} = M_i \cdot P_B \cdot K_Э, \quad (3.16)$$

где: P_B – норматив платы за одну тонну ЗВ, р.;

$K_Э$ – коэффициент, учитывающий экологические факторы
(состояние атмосферного воздуха).

3.3 Расчёт технико-экономических показателей варианта реконструкции газоперекачивающих агрегатов по методу стоимости жизненного цикла

Исходные данные для расчёта технико-экономических показателей варианта реконструкции ГПА представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные для расчёта технико-экономических показателей реконструкции ГПА

Тип ГПА	ГПА-16РТ «Урал»
Тип привода	ПС-90ГП-2
Количество работающих/ резервных агрегатов	3/2
Номинальная мощность в стационарных условиях, МВт	16
Номинальный КПД в стационарных условиях, %	36,3
Номинальный политропный КПД, %	86
Мощность электроприёмников ГПА на рабочем режиме, кВт	116
Тип масла: – ГТУ – нагнетатель	МС-8П ТП-22С
Безвозвратные потери масла, кг/ч: – ГТУ – нагнетатель	0,4 0,5
Мощность выбросов, г/с: – оксидов азота – оксида углерода	5,5 3,67
Стоимость топливного газа, р./1000 м ³	1380
Стоимость электроэнергии, р./кВт	10
Стоимость масла двигателя, р./кг	49,4
Стоимость масла ЦБК, р./кг	37,3
Стоимость оборудования в объеме поставки для реконструкции ГПА, млн р.	■
Стоимость СМР, млн р.	■
Транспортные расходы, млн р.	■

3.3.1 Определение затрат на топливный газ

Годовое время работы ГПА:

$$T_p = 8760 \cdot \frac{3}{5} = 5256 \text{ ч} \quad (3.17)$$

Годовой расход топливного газа на один установленный агрегат:

$$Q_{\text{ТГ}} = \frac{3600 \cdot 16000 \text{ кВт} \cdot 0,9 \cdot 5256 \text{ ч}}{33500 \text{ кДж/м}^3 \cdot 0,363 \cdot \frac{0,86}{0,84}} = 21885,16 \text{ тыс. м}^3/\text{год}, \quad (3.18)$$

Величина годовых издержек на топливный газ, ЗТГ, тыс. р.:

$$З_{\text{ТГ}} = 21885,16 \text{ тыс.} \cdot \frac{\text{м}^3}{\text{год}} \cdot 1380 \text{ р./тыс. м}^3 = 30201,523 \text{ тыс. р.}, \quad (3.19)$$

3.3.2 Определение затрат на ремонтно-техническое обслуживание

Определение затрат на ремонтно-техническое обслуживание будем производить методом удельных статистических показателей.

Приведённые удельные показатели РТО принимаем согласно Р Газпром 2-3.5-245-2008.

Коэффициент удорожания по сравнению с периодом, для которого определены показатели $У_{\text{РТО}}$ принимаем согласно Письму Минстрой России № 13606-ХМ/09 от 4.04.2018 равным 8,21.

Расчёт ЗРТО, тыс. р., производится по формуле (3.11):

$$З_{\text{РТО}} = 80 \text{ р./МВт} \cdot \text{ч} \cdot 16 \text{ МВт} \cdot 5256 \text{ ч} \cdot 8,21 \cdot 10^{-3} = 55234,26 \text{ тыс. р.} \quad (3.20)$$

3.3.3 Определение затрат на электроэнергию

Годовые затраты на потребление электроэнергии при работе ГПА $З_э$, тыс. р./год:

$$З_э = 116 \text{ кВт} \cdot 0,9 \cdot 5256 \text{ ч} \cdot 10 \text{ р./кВт} \cdot 10^{-3} = 5487,26 \text{ тыс. р.} \quad (3.21)$$

3.3.4 Определение затрат на смазочные масла

Годовое потребление смазочного масла на один установленный агрегат G_{Mi} , кг/год:

– двигатель:

$$G_{Mi1} = 0,4 \text{ кг/ч} \cdot 5256 \text{ ч} \cdot 10^{-3} = 21,02 \text{ т.} \quad (3.22)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– нагнетатель:

$$G_{Mi2} = 0,5 \text{ кг/ч} \cdot 5256 \text{ ч} \cdot 10^{-3} = 26,28 \text{ т.} \quad (3.23)$$

Годовые эксплуатационные издержки за потребление смазочного масла
 Z_M , тыс. р.:

$$Z_M = 21024 \text{ кг} \cdot 49,4 \text{ р/кг} + 26280 \text{ кг} \cdot 37,3 \text{ р/кг} = 2018,83 \text{ тыс. р} \quad (3.24)$$

3.3.5 Определение платы за выбросы в атмосферу

Величина годовых выбросов оксидов азота на один установленный агрегат:

$$M_{NO} = 3600 \cdot 5,5 \text{ г/с} \cdot 5256 \text{ ч} \cdot 10^{-3} = 104068,8 \text{ кг} \quad (3.25)$$

Величина годовых выбросов оксидов углерода на один установленный агрегат:

$$M_{CO} = 3600 \cdot 3,67 \text{ г/с} \cdot 5256 \text{ ч} \cdot 10^{-3} = 69442,27 \text{ кг} \quad (3.26)$$

При расчёте годовых затрат за выбросы в атмосферу нормативы платы за одну тонну ЗВ принимаем согласно Постановлению Правительства РФ от 13.09.2016 № 913. Коэффициент, учитывающий экологические факторы (состояние атмосферного воздуха) принимаем согласно Р Газпром 2-3.5-245-2008.

Годовые затраты за выбросы в атмосферу:

$$Z_{ЗВ} = 104,069 \text{ т} \cdot 93,5 \text{ р/т} \cdot 1,4 + 69,44 \cdot 1,6 \text{ р/т} \cdot 1,4 = 13,78 \text{ тыс. р} \quad (3.27)$$

3.3.6 Определение стоимости жизненного цикла

Годовые эксплуатационные затраты:

$$Z = 30201,52 + 55234,26 + 2018,83 + 5487,26 + 13,78 = 92955,65 \text{ тыс. р} \quad (3.28)$$

Капитальные затраты:

$$K = \blacksquare + \blacksquare + \blacksquare = \blacksquare \text{ млн. р} \quad (3.29)$$

Согласно Р Газпром 2-3.5-245-2008 для ГПА-16 «Урал» общий ресурс ГПА составляет 100 тысяч часов. Следовательно, за длительность жизненного цикла принимаем значение 11 лет.

Коэффициент дисконтирования:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + 0,1)^{11}} = 0,35 \quad (3.30)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Стоимость жизненного цикла:

$$Z_{\text{сжц}} = \blacksquare \text{ тыс. р} + 0,35 \cdot 92955,65 \text{ тыс. р} \cdot 1,04^{11} = \blacksquare \text{ млн. р} \quad (3.31)$$

Учетная цена:

$$Y_{\text{ц}} = \frac{\blacksquare}{11} = \blacksquare \text{ млн. р} \quad (3.32)$$

Таким образом, был произведён расчёт технико-экономических показателей предлагаемого проекта реконструкции эксплуатируемого компрессорного цеха. Стоимость жизненного цикла проекта состоит из капитальных затрат (стоимости оборудования для реконструкции, стоимости СМР, затрат на логистику) и эксплуатационных издержек (затрат на топливный газ, потребление масла и электроэнергии, затрат на РТО, платы за выбросы в атмосферу) и составляет для данного варианта реконструкции значение \blacksquare млн р.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Социальная ответственность

В данном разделе приведён анализ возможных опасных и вредных производственных факторов при проведении ремонтных работ по реконструкции компрессорного цеха. Разработаны мероприятия, направленные на снижение влияния опасных и вредных производственных факторов, рассмотрены вопросы охраны окружающей среды, промышленной безопасности и гражданской обороны.

Компрессорный цех является сооружением в составе компрессорной станции. Компрессорный цех предназначен для поддержания заданного давления газа и технологических параметров газа в магистральном газопроводе.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по осуществлению идентификации опасных производственных объектов», утвержденными приказом Госгортехнадзора России от 5 марта 2008г. № 131, компрессорные станции магистрального трубопроводного транспорта относятся к опасным производственным объектам по признаку хранения и транспортирования опасных веществ.

4.1. Производственная безопасность

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [21] опасные и вредные производственные факторы подразделяются по природе действия на следующие группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические.

Опасные и вредные производственные факторы, воздействие которых возможно на работников при проведении работ по реконструкции КЦ (проведении строительных работ) представлены в таблице 14.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов			
Разраб.		Шатохина А.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					44	72
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

Таблица 14 – Опасные и вредные производственные факторы при выполнении этапов реконструкции на КЦ

Источник фактора, наименование видов работ на этапах реконструкции	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы	Методы и средства защиты работающих от действия опасного и вредного производственного фактора
	Вредные	Опасные		
<p>- Замена двигателя на газотурбинную установку ГТУ-16П с газотурбинным двигателем авиационного типа ПС-90ГП-2;</p> <p>- Замена САУ ГПА;</p> <p>- Реконструкция цеховых систем (отопления, водоснабжения, теплоснабжения, электроснабжения) при привязке ГПА-16РТ «Урал»;</p> <p>- Строительство новой установки подготовки топливного, пускового и импульсного газов для нужд ГПА-16РТ «Урал».</p>	<p>- повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>- повышенный уровень вибрации;</p> <p>- повышенная загазованность рабочей зоны;</p> <p>- статические и динамические физические перегрузки.</p>	<p>- подвижные части производственного оборудования;</p> <p>- работы на высоте;</p> <p>- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;</p> <p>- химическое воздействие смазочных масел (токсическое, раздражающее).</p>	<p>СНиП 23-03-2003 «Защита от шума»;</p> <p>ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»</p> <p>Р 2.2.755-99 «Гигиенические критерии оценки и классификация условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса»</p> <p>ГОСТ Р 12.3.050-2017 «Работы на высоте. Правила безопасности»</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»</p> <p>СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве»</p>	<p>Применение СИЗ органов слуха.</p> <p>Поддержание в исправном состоянии звукоизолирующих и звукопоглощающих устройств.</p> <p>Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны; контроль загазованности воздуха рабочей зоны; применение СИЗ органов дыхания при необходимости.</p> <p>Выполнение периодических и предварительных медицинских осмотров.</p> <p>Применение средств ограждения опасных зон (СООЗ), средств индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ), разработанных в установленном порядке.</p> <p>Изоляция токоведущих частей.</p> <p>Ограничение доступа к токоведущим частям. Поддержание в исправном состоянии защитных ограждений, изолирующих устройств, приспособлений.</p> <p>Обучение, инструктаж работников перед выполнением работы</p>

Продолжение таблицы 14

			ГОСТ Р 53481-2009 «Системы смазочные. Требования безопасности»	Поддержание в исправном состоянии систем маслоснабжения и гидравлических систем стационарных кранов. Использование систем приточной и вытяжной вентиляции для разбавления содержания опасного вещества и его удаления за пределы помещения. Применение средств индивидуальной защиты органов дыхания. Обучение, инструктаж работников перед выполнением работы
--	--	--	---	--

4.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Рассматриваемый фактор имеет физическую природу и может воздействовать на работников при ведении строительных работ, движении техники, в связи с работой газоперекачивающих агрегатов соседних цехов.

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие такого шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы и др. При этом специфическим клиническим проявлением вредного действия шума является стойкое нарушение слуха (тугоухость), рассматриваемое как профессиональное заболевание.

При гигиеническом нормировании используют следующие показатели:

- эквивалентный уровень звука за 8-часовой рабочий день;
- пиковый уровень звука с частотной коррекцией;

					Социальная ответственность	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– измерения уровня звукового давления в полосах частот [22];

Предельно допустимые уровни (ПДУ) звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [23] представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

ПДУ звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест, разработанные с учетом категорий тяжести и напряженности труда, представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест, дБА

№ п/п	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	Руководящая работа с повышенными требованиями, конструирование и проектирование. Рабочие места в помещениях дирекции.	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

					Социальная ответственность					Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Продолжение таблицы 16

2	Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности, административно-управленческая деятельность. Рабочие места в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещений.	93	79	70	68	58	55	52	52	49	60
3	Работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией; диспетчерская работа. Рабочие места в помещениях диспетчерской службы, кабинетах и помещениях наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону; машинописных бюро, на участках точной сборки, на телефонных и телеграфных станциях, в помещениях мастеров, в залах обработки	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

					Социальная ответственность						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							48

Продолжение таблицы 16

3	информации на вычислительных машинах									
4	Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин.	103								

Согласно Р 2.2.2006–05 [24] классы условий труда при воздействии на работников шума в зависимости от величины действующего норматива (ПДУ эквивалентного уровня звука, дБА) представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Классы условий труда в зависимости от уровней шума на рабочем месте

Название фактора, показатель, единица измерения	Класс условий труда					
	Допустимый	Вредный				Опасный
	2	3.1	3.2	3.3	3.4	4
	Превышение ПДУ до ... дБ/раз (включительно):					
Шум, эквивалентный уровень шума, дБА	≤ ПДУ [3]	5	15	25	35	> 35

Средства коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 [25] по отношению к источнику возбуждения шума подразделяются на:

- средства, снижающие шум в источнике его возникновения;

– средства, снижающие шум на пути его распространения от источника до защищаемого объекта.

Средства и методы коллективной защиты от шума в зависимости от способа реализации подразделяются на:

– акустические:

- средства звукоизоляции;
- средства звукопоглощения;
- средства виброизоляции;
- средства демпфирования;
- глушители шума.

– архитектурно-планировочные:

• рациональные акустические решения планировок зданий и генеральных планов объектов;

• рациональное размещение технологического оборудования, машин и механизмов;

• рациональное размещение рабочих мест;

• рациональное акустическое планирование зон и режима движения транспортных средств и транспортных потоков;

• создание шумозащищенных зон в различных местах нахождения человека.

– организационно-технические:

• применение малошумных технологических процессов (изменение технологии производства, способа обработки и транспортирования материала и др.);

• оснащение шумных машин средствами дистанционного управления и автоматического контроля;

• применение малошумных машин, изменение конструктивных элементов машин, их сборочных единиц;

• совершенствование технологии ремонта и обслуживания машин;

					Социальная ответственность	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- использование рациональных режимов труда и отдыха работников на шумных предприятиях.

Средства индивидуальной защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 [5] в зависимости от конструктивного исполнения подразделяются на:

- противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;
- противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;
- противошумные шлемы и каски;
- противошумные костюмы.

Повышенный уровень вибрации

Повышенный уровень вибрации может возникать и воздействовать на работника при ведении строительных работ, при работе цехового оборудования.

По источнику возникновения вибраций при ведении работ по реконструкции КЦ различают:

- локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного механизированного инструмента (с двигателями), органов ручного управления машинами и оборудованием;
- локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного немеханизированного инструмента (без двигателей), например, рихтовочных молотков разных моделей и обрабатываемых деталей;
- общую вибрацию 1 категории – транспортную вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах самоходных и прицепных машин, транспортных средств при движении по местности, агрофонам и дорогам (в том числе при их строительстве);
- общую вибрацию 2 категории - транспортно-технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок;

					Социальная ответственность	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– общую вибрацию 3 категории - технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. К источникам технологической вибрации в компрессорном цехе можно отнести газоперекачивающие агрегаты, насосные агрегаты и вентиляторы [26].

Вибрация, создаваемая машинами, способна привести как к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин, так и служить причиной повреждения других технических и строительных объектов. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм. Также вибрация может привести к ухудшению состояния здоровья работников, в том числе и к профессиональным заболеваниям.

Предельно допустимые величины нормируемых параметров производственной локальной вибрации при длительности вибрационного воздействия 480 мин (8 ч) согласно СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [27] приведены в таблице 4.5. Работа в условиях воздействия вибрации, с уровнями превышающими настоящие санитарные нормы более, чем на 12 дБ (в 4 раза), не допускается.

Таблица 18 – Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X, Y, Z			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с·10 ⁻²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109

Коллективные средства вибрационной защиты согласно ГОСТ 26568-85 [28] подразделяют на средства виброизоляции и средства виброгашения.

СИЗ от вибрации по месту контакта оператора с вибрирующим объектом подразделяют: СИЗ рук оператора (рукавицы; перчатки; вкладыши; прокладки); СИЗ ног оператора (обувь; подметки; наколенники); СИЗ тела оператора (нагрудники; пояса, специальные костюмы); СИЗ головы оператора (подголовники).

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

При производстве строительных работ по реконструкции компрессорного цеха возможно возникновение повышенной загазованности воздуха рабочей зоны вследствие выхлопных газов автомобильной техники, инструмента, негерметичности газового оборудования, при производстве газоопасных работ.

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 [29] вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й – вещества чрезвычайно опасные; 2-й – вещества высокоопасные; 3-й – вещества умеренно опасные; 4-й – вещества малоопасные.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [30] воздушные смеси и газы, проявления которых возможны в рабочей зоне, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (табл. 19).

Таблица 19 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ согласно ГОСТ 12.1.005-88

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
Сероводород в смеси с углеводородами С1 – С5	3	III
Масла минеральные нефтяные	5	III
Бензин	100	IV
Природный газ	300	IV

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

– полная герметизация всего технологического процесса транспорта газа на территории КС;

– выполнение газоопасных работ строго в установленном нормативными документами порядке;

– контроль и управление технологическим процессом.

К средствам коллективной защиты также можно отнести автоматизацию производственных процессов, устройство правильно организованной системы вентилирования воздуха.

Средствами индивидуальной защиты являются респираторы противогазного типа и противогазы со специальными нейтрализующими данный газ насадками.

Статические и динамические физические перегрузки

Физические перегрузки (тяжесть труда) отражают преимущественную трудовую нагрузку на опорно-двигательный аппарат и другие системы организма (сердечно-сосудистую, дыхательную, периферическую нервную систему и др.). В целом они характеризуются физической динамической нагрузкой и перемещением груза, общим числом стереотипных рабочих движений, величиной статической нагрузки, формой рабочей позы, степенью наклона корпуса, перемещением в пространстве.

Согласно Р 2.2.2006 – 05 [31] существует оптимальная, допустимая и вредная физическая нагрузка. Классы условий труда по показателям тяжести динамической и статической нагрузки приведены в таблице 20.

					Социальная ответственность	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 20 – Классы условий труда по показателям тяжести динамической и статической нагрузки

Показатели тяжести трудового процесса	Классы условий труда			
	Оптимальная (легкая физическая нагрузка)	Допустимая (средняя физическая нагрузка)	Вредный (тяжелый труд)	
			1 степени	2 степени
1	2	3.1	3.2	
1. Физическая динамическая нагрузка (единица внешней механической работы за смену, кг·м)				
1.1. При региональной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса) при перемещении груза на расстояние до 1 м): – для мужчин – для женщин	до 2500 до 1500	до 5000 до 3000	до 7000 до 4000	более 7000 более 4000
1.2. При общей нагрузке (с участием мышц рук, корпуса, ног):				
1.2.1. При перемещении груза на расстояние от 1 до 5 м: – для мужчин – для женщин	до 12 500 до 7 500	до 25000 до 15000	до 35000 до 25000	более 35000 более 25000
1.2.2. При перемещении груза на расстояние более 5 м: – для мужчин – для женщин	до 24000 до 14000	до 46000 до 28000	до 70000 до 40000	более 70000 более 40000
2. Статическая нагрузка. Величина статической нагрузки за смену при удержании груза, приложении усилий (кгс – с)				
2.1. Одной рукой: – для мужчин – для женщин	до 18000 до 11000	до 36000 до 22000	до 70000 до 42000	более 70000 более 42000

Продолжение таблицы 20

2.2. Двумя руками: – для мужчин – для женщин	до 36000 до 22000	до 70000 до 42000	до 140000 до 84000	более 140000 более 84000
2.3. С участием мышц корпуса и ног: – для мужчин – для женщин	до 43000 до 26000	до 100000 до 60000	до 200000 до 120000	более 200000 более 120000

Р 2.2.2006-05 также регламентирует деление на классы условий труда по показателям тяжести в зависимости от массы поднимаемого и перемещаемого груза, количества стереотипных движений за смену, рабочей позы, перемещений в пространстве, обусловленных технологическим процессом.

Главными мероприятиями по снижению физических перегрузок являются ликвидация ручных операций, уменьшение темпа работы, борьба с другими производственными факторами, а также лечебно-профилактические мероприятия (предварительные перед поступлением на работу и периодические медицинские осмотры).

4.1.2 Анализ опасных производственных факторов

При ведении строительно-монтажных работ производится работа с режущим инструментом и работа с деталями. Соприкосновение с движущимися частями оборудования может привести к перелому конечностей, ушибам, порезам.

К средствам коллективной защиты от воздействия механических факторов согласно ГОСТ 12.4.011-89 [32] относятся устройства:

- оградительные устройства;
- устройства автоматического контроля и сигнализации;
- предохранительные устройства;
- устройства дистанционного управления;
- тормозные устройства;
- знаки безопасности

К средствам индивидуальной защиты относится применение спец. одежды и защитных средств (очки, маски).

Для организации рабочих мест на высоте и обеспечения безопасности труда при производстве строительного-монтажных работ наиболее широко применяют средства коллективной защиты: средства подмащивания (СП), включая монтажные лестницы, переходные мостики, страховочные канаты, ограждения и настилы.

Опасное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм.

Конструкция производственного оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [33], приводимого в действие электрической энергией, должна включать устройства (средства) для обеспечения электробезопасности. Технические средства и способы обеспечения электробезопасности (например, ограждение, заземление, зануление, изоляция токоведущих частей, защитное отключение и др.) должны устанавливаться в стандартах и технических условиях на производственное оборудование конкретных групп, видов, моделей (марок) с учетом условий эксплуатации и характеристик источников электрической энергии.

Производственное оборудование должно быть выполнено так, чтобы исключить накопление зарядов статического электричества в количестве, представляющем опасность для работающего, и исключить возможность пожара и взрыва.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 [34] необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры.

Для защиты от поражения электрическим током при прикосновении работающих к элементам электроустановок, находящихся под наведенным

					Социальная ответственность	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

напряжением, вызванным электромагнитным влиянием электроустановок, находящихся под рабочим напряжением (двухцепные ВЛ электропередачи, грозозащитные тросы ВЛ, кабельные линии, ВОЛС и контактная сеть железных дорог переменного тока), дополнительно следует применять шунтирующие (электропроводящие) комплекты, включающие одежду, обувь, средства защиты головы и рук.

При нормальных условиях эксплуатации смазочные материалы не представляют особого риска. Большинство смазочных материалов имеют низкий уровень токсичности.

Основные зоны контакта при работе с маслами и смазочными материалами – глаза и руки. Некоторые процессы могут вызывать масляный туман, который может свободно проникать в дыхательные пути.

Необходимо соблюдать правила личной и общей гигиены, использовать СИЗ: маслостойкие перчатки, одежда со степенью защиты, защитные очки, защитные крема.

4.2. Экологическая безопасность

Факторами отрицательного влияния на окружающую среду в период строительства могут быть:

- загрязнение атмосферы выхлопными газами;
- загрязнение территории горюче-смазочными материалами;
- загрязнение территории строительным мусором.

Для обеспечения экологической безопасности в зоне возможного влияния реконструируемого объекта при проведении строительных работ должен осуществляться производственный экологический мониторинг.

Организацию и проведение производственного экологического мониторинга предусмотрено производить в соответствии с:

- Постановлением Правительства РФ от 31.03.2003г. № 177 «Об организации осуществлении государственного мониторинга окружающей среды»;

					Социальная ответственность	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– Приказом ПАО «Газпром» № 35 от 29.07.96г. «Об организации работ по внедрению отраслевой системы производственного экологического мониторинга (ПЭМ Газпром)»;

– ВРД 39-1.13-081-2003 Система производственного экологического мониторинга на объектах газовой промышленности. Правила проектирования.

Проведение производственного экологического мониторинга позволяет контролировать воздействие реконструируемого объекта на различные компоненты природной среды и на этой основе осуществлять природоохранные мероприятия, а также своевременно предотвращать или локализовывать негативное воздействие опасных природных и техногенно-природных процессов.

Мониторинг состояния воздушной среды проводится посредством прямого контроля загрязнения атмосферного воздуха и включает в себя периодические измерения воздуха рабочей зоны на площадке проведения работ.

Мониторинг химического загрязнения участков строительства осуществляется с целью получения оценки химического загрязнения почвенного покрова на участках максимальной техногенной нагрузки при строительстве.

Контроль состава сточных вод и работы очистных сооружений осуществляется в соответствии с «Графиком проведения лабораторного контроля за составом сточных вод, работой очистных сооружений, влиянием сточных вод на водоём».

Предполагаемые источники загрязнения окружающей среды, тип экологического контроля, контролируемые параметры (загрязняющие вещества), предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ и регламентирующие нормативные документы представлены в таблице 21.

					Социальная ответственность	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 21 – Параметры экологического контроля окружающей среды в период проведения работ по реконструкции

Источник загрязнения окружающей среды	Контролируемые параметры (ЗВ)	Нормативный документ	Периодичность контроля	Предельно-допустимое значение ЗВ
<i>выбросы ЗВ в атмосферу</i>				
Выбросы от автотранспорта и строительной техники	– оксид углерода – углеводороды Дополнительные контролируемые параметры: – сажа (дымность)	ГОСТ Р 52033-2003 «Автомобили с бензиновыми двигателями. Выбросы загрязняющих веществ с отработавшими газами» ГОСТ Р 52160-2003 «Автотранспортные средства, оснащенные двигателями с воспламенением от сжатия. Дымность отработавших газов»	В соответствии с нормативными документами	– 20 мг/м ³ –900/300 мг/м ³
Выбросы с площадок строительных работ	– диоксид азота – оксид азота – оксид углерода Дополнительные контролируемые параметры: - метеопараметры	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»	В соответствии с нормативными документами	– 2 мг/м ³ – 5 мг/м ³ – 20 мг/м ³
<i>выбросы ЗВ в литосферу</i>				
Техногенная нагрузка при строительстве	– нефтепродукты	ГОСТ 17.4.4.02-84 "Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализов" СанПиН 2.1.7.1287-03 Санитарно-эпидемиологические требования к качеству почвы	Дважды: – в период проведения реконструкции; – после завершения реконструкции	1) от 1 до 2 ПДК (300-600 мг/кг) – «допустимая» категория загрязнения 2) от 2 до 5 ПДК (600-1000 мг/кг) – «умеренно-опасная» категория загрязнения 3) более 5 ПДК (более 1000 мг/кг) – «опасная» категория
<i>выбросы ЗВ в гидросферу</i>				
Строительный мусор; Выбросы от автотранспорта и строительной техники	– нефтепродукты	ГН 2.2.5.1315-03* «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования»	в соответствии с «Графиком контроля воздуха рабочей зоны на объектах КС»	В соответствии с нормативными документами в зависимости от состава нефтепродуктов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

4.2.1 Меры по снижению воздействия объекта на атмосферу

В период проведения реконструкции компрессорного цеха источниками загрязнения атмосферного воздуха являются сварочные посты и выхлопные трубы автотранспорта и строительной техники.

Для снижения негативного воздействия на атмосферный воздух в период реконструкции в КЦ-1 необходим комплекс следующих мероприятий:

- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов автотранспорта и строительной техники;
- постоянный контроль на токсичность выхлопных газов автотранспорта и выполнение немедленной регулировки двигателей в случае превышения нормативных величин;
- выбор оборудования, трубопроводной арматуры, средств КИПиА в соответствии с параметрами технологического процесса компримирования газа и условиями эксплуатации КЦ;
- автоматическое регулирование и контроль расчетных параметров, сигнализация об отклонениях от них, возможность автоматического, дистанционного и ручного управления арматурой для прекращения процесса в необходимых случаях;
- максимальное исключение фланцевых соединений;
- защита от механических повреждений, образования гидратных пробок, эрозионного износа оборудования и трубопроводов;
- автоматическое или дистанционное отключение аварийного участка (или всего КЦ), обеспечение взрывопожаробезопасности, предупреждение развития промышленных аварий;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения.

4.2.2 Меры по снижению воздействия объекта на гидросферу

Для сведения к минимуму техногенного воздействия на водную среду и исключения потенциальных источников загрязнения водных объектов при строительстве должны осуществляться следующие мероприятия:

					Социальная ответственность	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– соблюдение специального режима и ограничений на территории водоохранных зон и прибрежных защитных полос в соответствии с «Водным кодексом РФ» от 03.06.2006г. № 74-ФЗ;

– соблюдение специального режима и ограничений на территории зон санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевой воды;

– соблюдение границ территорий, отводимых для строительства;

– не допускаются выпуски поверхностных и технологических вод в размываемые овраги и бессточные котловины, а также в пределах стройплощадки;

– на территориях строительства необходимо предусмотреть мусоросборники для строительных, бытовых отходов и мусора, а также ёмкости для сбора отработанных горюче-смазочных материалов;

– при заправке машин, механизмов используются поддоны, исключающие попадания топлива и масел в воду и грунт при переливе ГСМ в случае аварии или утечки;

– все емкостные сооружения приема сточных вод устраивают водонепроницаемыми с устройством надежной гидроизоляции;

– места стоянки, обслуживания и заправки дорожно-строительных машин, другие временные сооружения необходимо располагать в пределах отведенных на время строительства территорий;

– соблюдение требований местных органов охраны природы;

– строго запрещать мойки машин и механизмов на берегах водоемов;

4.2.3 Меры по снижению воздействия объекта на литосферу

Временные воздействия в период строительства на почвенный покров:

– выбросы загрязняющих веществ;

– отходы производства.

В связи с этим для их предотвращения предусматривается комплекс необходимых мероприятий:

– регламентированное использование транспортных и строительно-монтажных средств;

					Социальная ответственность	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- запрещение неорганизованного проезда автотранспорта вне автодорог;
- организация сбора строительного мусора в специальные контейнеры.

Вывоз контейнеров, по мере их заполнения, на полигон твёрдых отходов;

- Выполнение площадок, на которых возможен разлив вредных веществ, с твёрдым покрытием и обортовкой или обвалованием.

4.2.4 Санитарно-защитная зона

Санитарно-защитная зона предназначена для:

- обеспечения снижения уровня воздействия до требуемых гигиенических нормативов по всем факторам воздействия за её пределами;
- создания санитарно-защитного барьера между территорией предприятия (или группы предприятий) и территорией жилой застройки;
- организации дополнительных озелененных площадей, обеспечивающих экранирование, ассимиляцию и фильтрацию загрязнителей атмосферного воздуха и повышение комфортности микроклимата.

В соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий, планировка и застройка населенных мест. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» [35] для компрессорных станций размер санитарно-защитной зоны определяется с учетом минимальных расстояний от городов и других населенных пунктов, установленных с целью обеспечения их безопасности, строительными нормами и правилами, и составляет не менее 700 м.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наибольшую опасность на компрессорной станции представляют аварийные ситуации, связанные:

- с разгерметизацией трубопроводов;
- с возникновением пожара на КС.

					Социальная ответственность	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наиболее вероятными причинами образования взрывоопасных концентраций газовых смесей, а также концентраций веществ, опасных для здоровья человека, являются:

- неплотности во фланцевых соединениях оборудования и трубопроводов с опасными веществами;
- выделение вредных и опасных веществ при разборке оборудования и трубопроводов при ремонте;
- выбросы веществ при нарушениях технологического режима работы оборудования;
- несоблюдение мер безопасности, предусмотренных регламентами работ и инструкциями по эксплуатации оборудования.

На компрессорной станции могут возникнуть следующие виды аварий:

- разрыв газопровода с возгоранием газа;
- пожар на газоперекачивающем агрегате (ГПА);
- утечка газа на технологическом оборудовании;
- разрушение трубопровода подогревателя газа с возгоранием;
- возгорание газа на свече от удара молнии;
- пожар в кабельном канале на одном из ГПА;
- другие аварийные ситуации.

В ЛПУ должны быть разработаны и утверждены графики проведения противоаварийных тренировок персонала в соответствии с разработанными планами ликвидации возможных аварий.

Для обеспечения безаварийной работы технологических установок КС предусматривается:

- оборудование всеми необходимыми средствами контроля автоматики, предохранительной арматурой (сбросные, обратные клапаны и др.), обеспечивающих надежность и безаварийность их работы;
- аварийное освещение в помещениях газоперекачивающих агрегатов с питанием от аккумуляторных батарей;
- аварийный останов КС диспетчером от одной кнопки;

					Социальная ответственность	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- применение взрывобезопасного оборудования для взрывоопасных зон;
- во взрывоопасных помещениях предусматриваются кабели с медными жилами;
- все объекты II и III категории, подлежащие защите от прямых ударов молнии, защищаются стержневыми молниеотводами, остальные – заземляются для защиты от вторичных влияний молнии и статического электричества;
- опознавательная окраска газопроводов и др. технологических трубопроводов.

В целом, аварии на компрессорных станциях не являются глобальными и носят локальный, временный характер. Площадка КС в полной мере охвачена техническими и организационными мероприятиями по предотвращению аварийных выбросов, что определяет, в общем случае, локализацию поражающих факторов в пределах территории КС.

После проведения реконструкции модернизированные ГПА будут оснащены новой системой автоматического управления, а также усовершенствованной системой пожаротушения, в целом повысится надежность эксплуатации ГПА.

При аварии на компрессорной станции диспетчер (сменный инженер) должен обеспечить локализацию места аварии, поставить в известность руководство ЛПУМГ и диспетчера центральной производственно-диспетчерской службы (ЦПДС), а также принять меры по обеспечению нормальной работы исправного оборудования.

При возникновении аварии на линейной части газопровода диспетчер подразделения обязан доложить об этом руководству ЛПУМГ, диспетчеру ЦПДС и привести в действие план оповещения, сбора и выезда аварийной бригады.

Определение аварийного участка газопровода и его локализация (отключение от действующих газопроводов, сброс газа) производится, как правило, диспетчерской службой с применением средств телемеханики, а при

					Социальная ответственность	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

их отсутствии – направлением бригад к отключающей запорной арматуре предполагаемого аварийного участка.

Руководство работами по ликвидации аварии должен возглавить на месте – начальник или заместитель начальника ЛПУМГ; в диспетчерской ГП – начальник ПДС или его заместители.

До прибытия руководителей ГП, ЛПУМГ на объект его обязанности по локализации и ликвидации аварии исполняет старший по должности специалист ЛПУМГ, службы, цеха – по принадлежности аварийного объекта.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При производстве строительно-монтажных работ необходимо соблюдать требования Закона РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ, СНИП 12-03-2002 [36], СП 12-136-2002 [37], «Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ», «Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов», утвержденных Ростехнадзором, а также правил техники безопасности и пожарной безопасности, утвержденных органами государственного надзора.

До начала работ Подрядчик обязан с участием Заказчика и субподрядных организаций разработать и утвердить мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, обязательные для всех организаций, участвующих в строительстве.

К СМР разрешается приступать только при наличии проекта производства работ, в котором должны быть разработаны все мероприятия по технике безопасности, производственной санитарии и пожаробезопасности. Этот проект должен быть согласован службами техники безопасности заинтересованных строительством организаций.

Правовые основы обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний и порядок возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью работника при исполнении им обязанностей по трудовому договору и в иных случаях,

					Социальная ответственность	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

урегулированы Федеральным законом от 24.07.1998 № 125-ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" (далее – Закон о страховании от несчастных случаев на производстве), который в настоящее время действует с последующими изменениями и дополнениями.

					Социальная ответственность	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

1. Была изучена нормативно-техническая документация по проведению ремонтных работ на компрессорном цехе;

2. Согласно СТО Газпром 063-2009 была выбрана оптимальная технология проведения ремонтных работ – реконструкция компрессорного цеха;

3. Разработаны рекомендации по проведению ремонтных работ на компрессорном цехе;

4. Рассчитаны показатели энергоэффективности и коэффициенты технического состояния газоперекачивающих агрегатов компрессорного цеха согласно СТО Газпром 2-3.5-113-2007.

5. Проведён анализ изменения энергоэффективности и коэффициентов технического состояния газоперекачивающих агрегатов компрессорного цеха до и после реконструкции. Политропный КПД нагнетателя увеличился с 84 до 86%. Эффективный КПД ГПУ увеличился с 21 до 51%. КПД ГПА после реконструкции составляет 36%, до реконструкции – 21%. После реконструкции значительно уменьшился удельный расход топливного газа ГПА (составил 0,256 м³/кВт·ч).

					Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шатохина А.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					68	72
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

Список литературы

- 1) Зюзьков В.В. Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций при реконструкции магистральных газопроводов, диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук – Москва, 2011;
- 2) Надёжность эксплуатации газоперекачивающих агрегатов, Лабораторные и практические работы: метод. указания / С. В. Петров – Ухта : УГТУ, 2014. – 26 с.;
- 3) Будзуляк Б.В. Методология повышения эффективности эксплуатации системы трубопроводного транспорта газа на стадии развития и реконструкции, диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук – Москва, 2003;
- 4) Путенихин А.Ю. Повышение эффективности работы газоперекачивающего и технологического оборудования газодобывающих предприятий (на примере ООО «Уренгойгазпром»), диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук – Уфа, 2005;
- 5) Кичатов В.В. Оценка эффективности режимов работы и регулирование газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях, диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук – Москва, 2013;
- 6) Повышение надежности газоперекачивающих агрегатов путем применения технологии эпиламирания/ А.Б. Свердлов – Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, 3(202)' 2014;
- 7) Методы оценки технического состояния и прогнозирования показателей работы газоперекачивающего агрегата гтк-25ир/ Ванчин А. Г., Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 6;
- 8) Козаченко А. Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 463 с.;

					Анализ и выбор оптимальной технологии проведения работ по реконструкции компрессорного цеха линейно-производственного управления магистральных газопроводов					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список литературы					
Разраб.		Шатохина А.А.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.							69	72
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.								

- 9) Семенов А.С. Классификация и анализ эксплуатационных неисправностей газоперекачивающих агрегатов // Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта: сб. науч. тр./ ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 65-69;
- 10) Идентификация неисправностей газоперекачивающих агрегатов по функциональным признакам/Семенов А.С и др.// Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта: сб. науч. тр./ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 69-74;
- 11) Handbook of Natural Gas Transmission and Processing/ S. Mokhatab, William A. Poe// Elsevier Science and technology – 2012 – P. 393-417;
- 12) An integrated systematic method for supply reliability assessment of natural gas pipeline networks/ Huai Su, Jinjun Zhang, Enrico Zio et al.// Elsevier Science and technology – 2018;
- 13) Development of approach for reliability assessment of pipeline network systems/ S. Rimkevicius, A. Kaliatka, M. Valincius et al.// Elsevier Science and technology – 2012;
- 14) "Градостроительный кодекс Российской Федерации" от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 23.04.2018);
- 15) СТО Газпром 2-3.5-113-2007 Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем;
- 16) СТО Газпром 063-2009 Разграничение видов работ по принадлежности к реконструкции или капитальному ремонту;
- 17) Р Газпром 2-3.5-245-2008 Рекомендации по выбору технических решений для реконструкции типоразмерных парков ГПА;
- 18) СТО Газпром 2-3.5-138-2007 Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам;
- 19) ГОСТ Р 54404-2011 Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия;
- 20) СТО Газпром 2-3.5-138-2007 Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам;

					Список литературы	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 21) ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
- 22) ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности;
- 23) СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы;
- 24) Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
- 25) ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация;
- 26) СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы;
- 27) СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы;
- 28) ГОСТ 26568-85 Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация;
- 29) ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
- 30) ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
- 31) Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
- 32) ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
- 33) ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 34) ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;

					Список литературы	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 35) СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов;
- 36) СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- 37) СП 12-136-2002 "Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ".

					Список литературы	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А
(справочное)

Indicators of the technical condition and energy efficiency of gas compressor units

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Шатохина А.А.		

Консультант отделения НД _____:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения ИЯ _____:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

Natural gas compression

“Compression” is used in all aspects of the natural gas industry, including gas lift, reinjection of gas for pressure maintenance, gas gathering, gas processing operations (gas loading and discharge), transmission and distribution systems, and boil-off systems (in gas storage and tankers for vapor control and to avoid releasing gas to the atmosphere). In recent years, there has been a trend toward increasing pipeline-operating pressures. The benefits of operating at higher pressures include the ability to transmit larger volumes of gas (referred at base conditions) through a given size of pipeline, lower transmission losses due to friction, and the capability to transmit gas over long distances without requiring or even reducing additional compressor stations. In gas transmission, two basic types of compressors are used: reciprocating and centrifugal compressors. Reciprocating compressors are usually driven by either electric motors or gas engines, whereas centrifugal compressors use gas turbines or electric motors as drivers [11].

Centrifugal compressors

The gas entering the inlet nozzle of the compressor is guided to the inlet of the impeller. An impeller consists of a number of rotating vanes that impart the mechanical energy to the gas. The gas will leave the impeller with an increased velocity and increased static pressure. In the diffuser, part of the velocity is converted into static pressure. Diffusers can be vaned, vaneless, or volute type. If the compressor has more than one impeller, the gas will be again brought in front of the next impeller through the return channel and the return vanes. If the compressor has only one impeller, or after the diffuser of the last impeller in a multistage compressor, the gas enters the discharge system. The discharge system can make use either of a volute, which can further convert velocity into static pressure, or a simple cavity that collects the gas before it exits the compressor through the discharge flange (figure 1).

The rotating part of the compressor consists of all the impellers. It runs on two radial bearings (on all modern compressors, these are hydrodynamic tilt pad bearings), while the axial thrust generated by the impellers is balanced by a balance piston, and the residual force is balanced by a hydrodynamic tilt pad thrust bearing.

To keep the gas from escaping at the shaft ends, dry gas seals are used. The entire assembly is contained in a casing (usually barrel type).

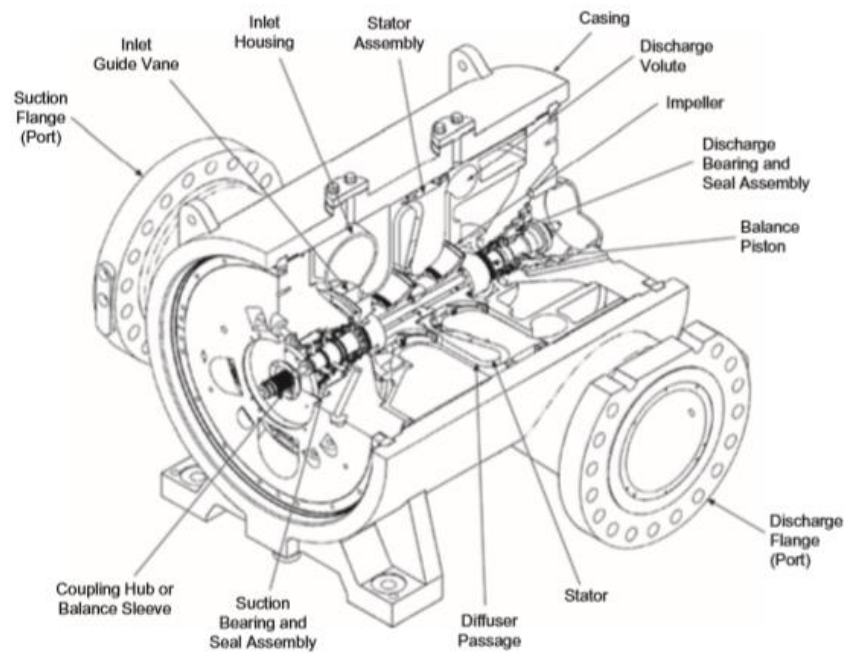


Figure 1. Typical centrifugal compressor cutaway [11]

A compressor stage is defined as one impeller, with the subsequent diffuser and (if applicable) return channel. A compressor body may hold one or several (up to 8 or 10) stages. A compressor train may consist of one or multiple compressor bodies. It sometimes also includes a gearbox. Pipeline compressors are typically single body trains, with one or two stages.

The different working principles cause differences in the operating characteristics of the centrifugal compressors compared to those of the reciprocating unit. Centrifugal compressors are used in a wide variety of applications in chemical plants, refineries, onshore and offshore gas lift and gas injection applications, gas gathering, and in the transmission and storage of natural gas. Centrifugal compressors can be used for outlet pressures as high as 10,000 psia, thus overlapping with reciprocating compressors over a portion of the flow-rate/pressure domain. Centrifugal compressors are usually either turbine or electric motor driven. Typical operating speeds for centrifugal compressors in gas transmission applications are about 14,000 rpm for 5,000 hp units and 8,000 rpm for 20,000 hp units [11].

Centrifugal compressors control

As with reciprocating compressors, the compressor output must be controlled to match the system demand. The operation may require constant flow despite changes in suction or discharge pressure. Compressor flow, pressure, or speed may have to be controlled. The type of control also depends on the compressor driver. Centrifugal compressors tend to have a rather flat head versus flow characteristic. This means that changes in pressure ratio have significant effect on the actual flow through the machine.

Compressor control is usually accomplished by speed control, variable guide vanes, suction throttling, and recycling of gas. Only in rare cases are adjustable diffuser vanes used. To protect the compressor from surge, recycling is used. The flow through the compressor can be controlled by varying the operating speed of the compressor. This is the preferred method of controlling centrifugal compressors [11].

Reliability targets of gas compressor units

Reliability is the most important operational characteristic of the gas compressor unit. Reliability of the unit is a property to perform the specified functions, keeping in time the values of the plant performance figures within the specified limits corresponding to the modes and conditions of use, maintenance, repairs, storage and transportation.

The reliability of the unit is a complex of characteristics which depending on the purpose and conditions of the unit includes such concepts as performability, defectiveness, failure interval, maintainability. Reliability of the unit is generally determined by the reliability of its elements, systems, its service, and the nature of their interaction.

Performability of the unit is the ability of the unit to perform the specified functions of operation within the limits permitted by the regulatory and technical documentation and instructions for its operation.

Defectiveness of the unit is a condition in which the unit does not meet at least one of the requirements established by the regulatory and technical

documentation, even if this fault does not immediately lead to a failure in its operation.

Failure interval is an event that results in complete or partial loss of performability of the unit. Therefore, the failure interval of the unit is a property to continuously remain functional for a given time of operation.

Failures of the unit on the compressor station occur for various reasons: due to deficiencies in the design of the units (structural failures); due to a violation of the rules of manufacturing technology or installation of the unit at the station (technological failures), and due to a violation of the service unit's instructions (operational failures). Failure interval is a very important concept for operation and it is one of the basic concepts of reliability of units during their operation on gas pipelines.

There are also systematic failures, complete failures, partial failures, nonrelevant failures and deterioration failures.

Systematic failures are failures of elements, components and service supplemental systems of gas compressor unit which have the less service time than the service time of the unit, for example, the work of systems of various suction seals, wearing process of oil and air filters.

The complete failure is a violation of the working state of the unit as a whole, which require a long stop, replacement or complex repair.

Partial failure refers is the state after which the unit can be used for its intended purpose, but with less efficiency, for example, in case of depressurization of regenerators, oil leakage, etc.

Nonrelevant failure is characterized by a sudden change in one or more parameters that determine the operation of the gas compressor unit. A nonrelevant failure almost instantly transfers the unit from a healthy state to a state of failure.

Deterioration failure is characterized by a monotonic change of one or more of the specified parameters of the gas compressor unit, for example, a decrease in the power of the unit due to wear of components and parts.

Service durability is the ability of the unit to maintain its performance with the installed system of maintenance and repair before the limit state. Under the limit state of the unit is understood to be a condition where its further operation should be terminated due to the irreparable deviation of the set parameters from the established limits or the irreparable reduction of the efficiency of operation below the permissible or irreparable violation of safety requirements, or the need for major repairs.

Maintainability of the unit is adaptability to the prevention and detection of the causes of failures, damage and eliminate their consequences through repairs and maintenance.

Storageability is the property of the units to maintain a healthy and efficient state during storage and after transportation [2].

According to practical experience, besides normal running state, two types of unexpected events may occur, which are again named in this work as degeneration, due to compressor failure, and interruption, caused by factors like total failure of the station and others. It is intuitive to understand the “compressor failure” event: only compressors fail whereas other components in the station are normal. On the other hand when degeneration occurs, the compressor station will maintain the gas transportation ability, but, the capacity of the surrounding pipelines reduces to a certain level, which can be calculated by thermal hydraulic simulation. Finally during the interruption state, not only the ability of pressurizing but also that of transportation goes to zero. Interruption can be caused by several factors such as incorrect operation and maintenance work [12].

Reliability analysis of gas compression units

The reliability of gas compressors, valves and other equipment and constructions of the main supply pipelines of the network is one of the main factors of the reliability of gas network. Failures in these components can lead to the loss of heating, gas and oil supply or inadequate pressure or flow in pipelines [13].

The reliability of gas compressor units evaluated by a system of indicators based on the determination of the unit time in a particular operating condition: the total time of the unit in operation for the reporting period; the time of the unit in

reserve; the time of the unit in the planned repair; the time of the unit downtime for the reporting period. Usually a calendar year is taken for the reporting period [15].

Indicators of the technical condition of gas-turbine power plant and centrifugal gas blower

According to industry standard of Gazprom 2-3.5-051 [15] used indicators of technical condition of gas-turbine power plant:

k_{Ne} – the coefficient of technical condition of power;

k_{TT} – the coefficient of technical condition of fuel gas;

k_H – the coefficient of technical condition of centrifugal gas blower.

The coefficient of technical condition of power is calculated by the formula:

$$k_{Ne} = \frac{Ne_{np}^{\phi}}{N_e^0}, \quad (1)$$

where: N_e^0 – an standard horsepower the gas turbine plant, kW;

Ne_{np}^{ϕ} – an actual horsepower of the gas turbine plant, kW.

The actual horsepower of the gas turbine plant is calculated by the formula:

$$Ne_{np}^{\phi} = N_e \cdot \frac{0,1013}{P_a} \cdot \sqrt{\frac{288}{T_3}}, \quad (2)$$

where: P_a – a barometric pressure, MPa;

T_3 – a temperature at the inlet of the compressor, K.

The coefficient of technical condition of fuel gas is calculated by the formula:

$$k_{TT} = \frac{q_{TTnp}}{q_{TT0}}, \quad (3)$$

where: q_{TTnp} – the actual consumption of the fuel gas, Kg/s;

q_{TT0} – the standart consumption of the fuel gas (at the standart horsepower), Kg/s.

The actual consumption of the fuel gas is calculated by the formula:

$$q_{TT_{np}} = q_{TT} \cdot \frac{0,1013}{P_a} \cdot \sqrt{\frac{288}{T_3}} \cdot \frac{Q_H^p}{Q_{H0}^p}, \quad (4)$$

where: Q_H^p – the actual lowest combustion heat of the fuel gas, KCal/m³;

Q_{H0}^p – the standart lowest combustion heat of the fuel gas, shall be equal to 8000 KCal/m³.

A specific fuel gas consumption of the gas compressor unit with gas turbine drive:

$$E_{TT}^{ITT} = \frac{860}{\eta_{ITTA} \cdot Q_H^p}, \text{ m}^3/\text{kW}\cdot\text{h} \quad (5)$$

The coefficient of technical condition of centrifugal gas blower is calculated by formula:

$$k_H = \frac{\eta_{nol}^\phi}{\eta_{nol0}}, \quad (6)$$

where: η_{nol}^ϕ – an actual polytropical efficiency rate of the centrifugal gas blower;

η_{nol0} – an standart polytropical efficiency rate of the centrifugal gas blower.

$$Q_{H_{np}}^\phi = Q_H^\phi \frac{n_{H_0}}{n_H}, \quad (7)$$

where: n_{H_0} – the standart revolutions of a rotor of the compressor power turbine, rpm;

n_H – the actual revolutions of a rotor of the compressor power turbine, rpm.

The energy efficiency evaluation method of the gas compressor unit

Indicators of energy efficiency of the gas compressor unit

There are indicators for energy efficiency assessment (table 1)

Table 1 – Indicators of energy efficiency of the gas compress unit

Indicator	Unit of measurement	Designation
Efficiency rate of the gas compressor unit	-	$h_{ГТГА}$
Specific fuel gas consumption of gas compressor unit	-	$E_{ГТ}^{ГТГА}$

Efficiency rate of the gas compressor unit

Efficiency rate of the gas compressor unit with gas turbine drive is calculated by formula:

$$h_{ГТГА} = h_e \cdot h_{нол}, \quad (8)$$

where: h_e – an effective efficiency rate of the gas turbine unit;

$h_{нол}$ – a polytropical efficiency rate of the centrifugal gas compressor.

The effective efficiency rate of the gas turbine unit:

$$h_e = \frac{N_e}{G_{ГТ} Q_M^H}, \quad (9)$$

where: N_e – an effective horsepower on an drive clutch, kW;

$G_{ГТ}$ – a mass flow of fuel gas, Kg/s;

Q_M^H – the actual lowest combustion heat of the fuel gas, kJ/kg.

The effective horsepower on an drive clutch:

$$N_e = \frac{N_i}{\eta_m}, \quad (10)$$

where: N_i – an internal horsepower of the centrifugal gas compressor, kW;

h_m – a mechanical efficiency rate of centrifugal gas compressor – shall be equal to 0,985.

An internal horsepower of the centrifugal gas compressor:

$$N_i = \frac{k}{k-1} z_{cp} R (T_{2H} - T_{1H}) G_H = 4 \cdot \frac{k}{k-1} z_{cp} R (T_{2H} - T_{1H}) q_H, \quad (11)$$

- where: $\frac{k}{k-1}$ – a special indicator of the entropy of the process;
- z_{cp} – an average gas-compressibility factor;
- T_{1H}, T_{2H} – a gas temperature on inlet and outlet of a compressor, K;
- G_H – a weight output of centrifugal gas compressor, kg/s;
- q_H – a commercial output of centrifugal gas compressor, mln m³/day;
- R – the gas constant, kJ/kg·K.

A special indicator of the entropy of the process is calculated by formula:

$$\frac{k}{k-1} = 4,16 + 0,0041(t_{cp} - 10) + 3,93(D_g - 0,55) + 5(m_T - 0,3), \quad (12)$$

- where: t_{cp} – an average temperature, °C;
- D_g – the relative density of the gas in the air;
- m_T – the temperature indicator of polytrope.

The temperature indicator of polytrope:

$$m_T = \frac{\lg \frac{T_{2H}}{T_{1H}}}{\lg \frac{P_{2H}}{P_{1H}}}, \quad (13)$$

- where: P_{1H}, P_{2H} – the absolute pressure of the gas on inlet and outlet of a compressor, mPa.

The relative density of the gas in the air:

$$\Delta_E = \frac{\rho_0}{1,2044}, \quad (14)$$

- where: ρ_0 – the density of natural gas at standard conditions, kg/m³.

Gas-compressibility factors on inlet and outlet of a compressor is calculated by formula:

$$\begin{aligned}
z_{1H} &= 1 - \left((10,2 \cdot P_{1H} - 6) (0,345 \cdot 10^{-2} \cdot D_g - 0,446 \cdot 10^{-3}) + 0,015 \right) \cdot \\
& (1,3 - 0,0144 \cdot (T_{1H} - 283,2)); \\
z_{2H} &= 1 - \left((10,2 \cdot P_{2H} - 6) (0,345 \cdot 10^{-2} \cdot D_g - 0,446 \cdot 10^{-3}) + 0,015 \right) \cdot \\
& (1,3 - 0,0144 \cdot (T_{2H} - 283,2));
\end{aligned} \tag{15}$$

An average gas-compressibility factor:

$$z_{cp} = \frac{z_{1H} + z_{2H}}{2}. \tag{16}$$

A polytropical efficiency rate of the centrifugal gas compressor:

$$\eta_{non} = \frac{k-1}{k} \cdot \frac{1}{m_T}. \tag{17}$$