

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефтегазового дела
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Оперативное сопровождение технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам»

УДК 622.691.4.053-047.64

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Бакало Н.Ю.		01.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		01.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
		—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД	Мельник И.А.			

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1,ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3,ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16,ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-e).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9,ПК-14),требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной аттестационной работы

Слушателю:

Группа	ФИО
2Б6Б	Бакало Никите Юрьевичу

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020, 59-82с
---	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	02.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(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.).</i></p>	<p>Участок Магистрального газопровода с лупингом, двумя компрессорными станциями и исходными характеристиками основной линии и лупинга: диаметр $D=1420\text{мм}$, исходная производительность $Q=100$ млн. $\text{м}^3/\text{сут.}$ давление на входе $P_n=9,4$ МПа и $P_k=6,5$ Мпа на выходе температура транспортируемой среды на входе $T_n=30^\circ\text{C}$ и $T_k=24^\circ\text{C}$ на выходе непрерывный режим работы; компрессорные станции с 4-мя ГПА-32 «Ладога», со степенью сжатия в нормальном режиме 1,5.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Определение основных контролируемых параметров участка магистрального газопровода, изменяющихся с режимами перекачки для обеспечения поставки запланированных объемов природного газа потребителю при учете проведения требуемых плановых и внеплановых работ 2. Управление объемами перекачки природного газа на модельном участке магистрального газопровода, в том числе в случае развития осложняющих процессов 3. Корректировка эксплуатационных параметров модельного участка газопровода 4. Расчет Р Т Q e 5. Оценка экономической эффективности
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Таблицы 26, рисунки- 23, диаграмма - 1</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p style="text-align: center;">Рыжакина Т.Г., доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p style="text-align: center;">Черемискина М.С., ассистент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		12.12.19

Задание принял к исполнению слушатель:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Бакало Никита Юрьевич		12.12.19

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Бакало Никите Юрьевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/с пециальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ

3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	Проведение оценки ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Бакало Н.Ю.		31.01.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Бакало Никите Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Оперативное сопровождение технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<u>Объект исследования:</u> модельный участок газопровода <u>Область применения:</u> магистральный транспорт природного газа
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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. 	<ul style="list-style-type: none"> • специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); <ol style="list-style-type: none"> 1. Размещение аварийных органов управления ГОСТ 12.2.003—91 2. Критерии и классификация условий труда Р 2.2.2006-05 • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих). Основные нормативные документы: <ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) 2. Оборудование рабочих мест ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ 3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03 4. Инструкции по технике безопасности предприятия и др.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	При эксплуатации компрессорных станций и магистрального газопровода были выявлены следующие виды вредных и опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> • Повышенная загазованность воздуха • Пониженная температура воздуха рабочей зоны • Влияние вредных веществ • Движущиеся подвижные части производственного оборудования • Электрический ток • Опасный уровень давления в магистральном газопроводе

	<ul style="list-style-type: none"> • Пожаровзрывоопасность • Электрический ток • Повышенные значения вибрации и шума • Недостаточная освещенность рабочей зоны • Повреждения в результате контакта с животными
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> • Выбросы природного газа в атмосферу и сжигание отходов • Попадание в гидросферу сточных вод и мусора • Загрязнение почвы производственными отходами • Воздействие на места обитания животных
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>При транспортировке природного газа, чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийного бедствия, иметь социальный или техногенный характер.</p> <p>Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):</p> <ul style="list-style-type: none"> • стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры); • социального характера (террористический акт); • техногенного характера (производственная авария). <p>Наиболее типичными и опасными являются ЧС техногенного характера, такие как: воспламенение масла, взрыв топливного газа, короткое замыкание, разрушение оборудования и агрегатов</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.04.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Бакало Никита Юрьевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефтегазового дела
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 02.06.2020

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2020	Введение	8
18.03.2020	Обзор литературы	10
3.04.202	Обзор современных способов управления режимами перекачки природного газа по магистральному газопроводу	10
17.04.2020	Обзор факторов, влияющих на режимы перекачки	7
29.04.2020	Моделирование рассматриваемого участка	7
13.05.2020	Моделирование осложняющих процессов и подбор оптимального режима перекачки	15
20.04.2020	Расчетная часть	8
21.05.2020	Социальная ответственность	10
25.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
28.05.2020	Заключение	7
29.05.2020	Презентация	8
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		12.12.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД	Мельник И.А.			20.12.2019

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения:

Газоперекачивающий агрегат: Технологическое устройство, включающее привод и нагнетатель, предназначенный для повышения давления в магистральном газопроводе.

Газопровод: Трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

Газотранспортная организация: Организация, которая осуществляет транспортировку газа и у которой магистральные газопроводы и отводы газопроводов, компрессорные станции и другие производственные объекты находятся на праве собственности или на иных законных основаниях

Газотранспортная система: Совокупность взаимосвязанных объектов, состоящая из газопроводов с сопутствующими сооружениями и предназначенная для обеспечения газом потребителя.

Компрессорная станция: Комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

Компрессорный цех: Сооружение, предназначенное для поддержания заданного давления в магистральном газопроводе и технологических параметров газа, включающее группу ГПА, технологические системы очистки, осушки и подогрева (охлаждения) газа.

Производительность газопровода: Количество газа, пропускаемое по газопроводу в единицу времени.

Транспорт газа: Подача газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт потребления.

Условные обозначения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения	Наименование	Условные обозначения	Наименование
c	скорость, м/с	Q	объемная производительность, м ³ /с
D	диаметр, м	V	объем, м ³
DN	номинальный диаметр	W	относительная скорость
ε	степень сжатия	Z	коэффициент сжимаемости
G	массовая производительность, кг/с	n	частота вращения, об/мин
k	показатель адиабаты	η	коэффициент полезного действия, %
P	давление, Па	ρ	плотность, кг/м ³
m	количество нагнетателей, шт	R	газовая постоянная, Дж/моль·К
N	мощность, Вт	T, t	температура, К (°С);

Сокращения:

АВО – аппараты воздушного охлаждения;

АДС – аварийно–диспетчерская служба;

АПК – антипомпажный клапан;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АСУ ТП – автоматизированная система управления техническим процессом;

БД – база данных;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГРС – газораспределительная станция;

ДС – диспетчерская служба;

ГТС – газотранспортная система;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;

КС – компрессорная станция;

КЦ – компрессорный цех;

ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов;

ЛЭП – линия электропередачи;

МГ – магистральный газопровод;
ОДС – оперативно–диспетчерская служба;
ОДУ – Объединенное диспетчерское управление;
ОКДУ – Оперативно – контрольное диспетчерское управление;
ОСОДУ – отраслевая система оперативного диспетчерского управления;
ПДС – производственно-диспетчерская служба;
ПХГ – подземное хранилище газа;
ППР – планово–профилактические работы;
САУ – система автоматического управления;
ТВП – технически возможная производительность;
ТВПС – технически возможная пропускная способность;
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;
ТЭР – топливно–энергетические ресурсы;
УО – узел отчистки газа;
УП – узел подключения;
ЦБН – центробежный нагнетатель;
ЦДС – Центральная диспетчерская служба;
ЦДУ – Центральное диспетчерское управление;
ЦПДД – Центральный производственно–диспетчерский департамент;
ЦПДС – Центральная производственно–диспетчерская служба;
ЦПДУ – Центральное производственно–диспетчерское управление;
ЭГПА – электроприводной газоперекачивающий агрегат;
SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition;

Нормативные ссылки:

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

ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

ГОСТ 20440-75. Установки газотурбинные. Методы испытаний.

ГОСТ 21889-76. Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.

ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.

ГОСТ 5542-87. Газы горючие для промышленности и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

ГОСТ Р 1.12-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

ГОСТ Р 51852-2001 (ИСО 3977-1). Установки газотурбинные. Термины и определения.

ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2:1997). Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели.

ГОСТ Р 52527-2006 (ИСО 3977-9:1999). Установки газотурбинные. Надежность, готовность и эксплуатационная технологичность и безопасность.

ГОСТ Р ИСО 11042-2001. Установки газотурбинные. Методы определения выбросов вредных веществ.

ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы.

ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ПБ 10-115-96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ППБ 01-03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

РД 03-29-93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды.

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

РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа.

СанПиН 2.2.1/2.1.1-1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

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

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

СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

СП 2.6.1-758-99. Нормы радиационной безопасности, НРБ-99.

СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

Федеральный закон от 27.12.2002 г. №184-ФЗ. «О техническом регулировании».

Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ. «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123-ФЗ. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Содержание

		Стр
Введение		21
1	Современные технологии управления объемами перекачки природного газа по магистральным газопроводам	23
1.1	Общее представление о трубопроводном транспорте природного газа	23
	Управление объемами поставки природного газа потребителю в зависимости от сезонности газопотребления	25
	Автоматизация и логистика процессов управления транспортировкой природного газа по МГ	27
	Управление рисками в отрасли	29
2.	Анализ факторов, влияющих на режимы перекачки	34
2.1.	Гидратообразование	34
2.2	Сезонное изменение режима потребления газа	35
2.3	Целостность трубопровода	40
3	Управление объемами перекачки природного газа по модельному участку газопровода	42
3.1	Характеристика объекта исследования	42
3.2	Программно-вычислительный комплекс	45
3.3	Моделирование осложняющих процессов	46
3.3.1	Управление объемами перекачки при загибании внутренней полости ТП	46
3.3.2	Управление объемами перекачки при выводе в капитальный ремонт	50
3.3.3	Управление объемами перекачки при ограничении на давление	52

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оперативное сопровождение технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам			
Разраб.		Бакало Н.Ю..			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль		Брусник О.В.				ТПУ гр 2Б6Б		

3.3.4	Управление объемами перекачки при сезонном изменении газопотребления	56
4	Расчетная часть	59
4.1	Определение толщины стенки подземного трубопровода	59
4.2	Расчет показателей центробежного нагнетателя ГПА – 32 «Ладога»	62
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	68
5.1	Введение	68
5.2	Потенциальные потребители результатов исследования	69
5.3	SWOT – анализ процесса оперативного сопровождения транспортировки природного газа	70
5.4	Планирование научно-исследовательских работ	71
5.5	Разработка графика проведения научного исследования	72
5.6	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	74
5.7	Определение ресурсоэффективности проекта	77
5.8	Вывод	79
6	Социальная ответственность	80
6.1	Введение	80
6.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
6.3	Производственная безопасность	82
6.3.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	83
6.3.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	86
6.4	Экологическая безопасность	89
6.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
6.6	Заключение	92
	Список используемой литературы	93

Введение

Актуальность. Магистральные газопроводы РФ имеет значительную протяженность и позволяют обеспечивать требуемыми объемами природного газа все промышленные регионы государства и частных потребителей. Для решения этой сложной многофакторной задачи требуется четкое, плановое, безопасное управление жизнеобеспечением газотранспортной системы.

Учитывая сложность трубопроводного транспорта углеводородов, периодическую необходимость вывода его отдельных участков из эксплуатации, а также специфику работы технического оборудования, особенности перекачки, опасные производственные факторы и возможность развития осложняющих процессов, задача по контролю за транспортировкой природного газа требует постоянного поиска новых решений и методик. В следствие чего, все работы, направленные на управление перекачкой продукции, являются актуальными, и тема выпускной квалификационной работы бакалавра «Оперативное сопровождение технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам» актуальна.

Цель ВКР. Управление режимами перекачки природного газа с учетом изменения производительности газопровода и развитием осложняющих процессов.

- 1) Для реализации указанной цели, необходимо выполнить **следующие задачи:**
- 2) обзор современных способов управления режимами перекачки природного газа по магистральному газопроводу;
- 3) характеристика объекта исследования с заданными исходными параметрами транспортировки;

					Оперативное сопровождение технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бакало Н.Ю..			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль		Брусник О.В.						
						ТПУ гр 2Б6Б		

- 4) моделирование изменений режимов эксплуатации объектов газотранспортной сети с учетом вывода отдельных участков в ремонт
а. и развития осложняющих процессов;
- 5) выбор оптимального технического решения для обеспечения требуемого объема поставки газа потребителю;
- 6) определение финансовых затрат;
- 7) определение опасных производственных факторов при эксплуатации газопроводов.

Объект исследования. Магистральный транспорт природного газа

Предмет исследования. Технологии управления объемами перекачки

Апробация работы. Основные результаты ВКР по оптимизации режимов перекачки газа были опубликованы и представлены в виде докладов:

1. Бакало Н.Ю. « на IV Международной молодежной научной конференции «Tatarstan UpExPro 2020»: -Tatarstan UpExPro 2020: материалы IV Международной молодежной конференции (Казань, 13–16 февраля 2020 г.). – Казань: Издательство Казанского университета, 2020. – с. 91-92.

2. Трубопроводный транспорт углеводородов/ ОмГТУ ; ред. И. Н. Квасов [и др.]. - Омск : Изд-во ОмГТУ, 2019. - 206 с. : рис., табл. Бакало, Н. Ю. Модернизация существующей системы введения метанола с целью предотвращения гидратообразования / Н. Ю. Бакало, Н. В. Чухарева. - С. 77-81.

головные КС, необходимые для поддержания заданного давления, ГИС и СОГ для измерения расхода и охлаждения соответственно, ГРС для распределения газа между потребителями с требуемым давлением, а также

СПХГ, заполняемый газом для выравнивания скачков газопотребления.

И, конечно же, здания и сооружения, дороги и вертолетные площадки, указатели и предупредительные знаки.

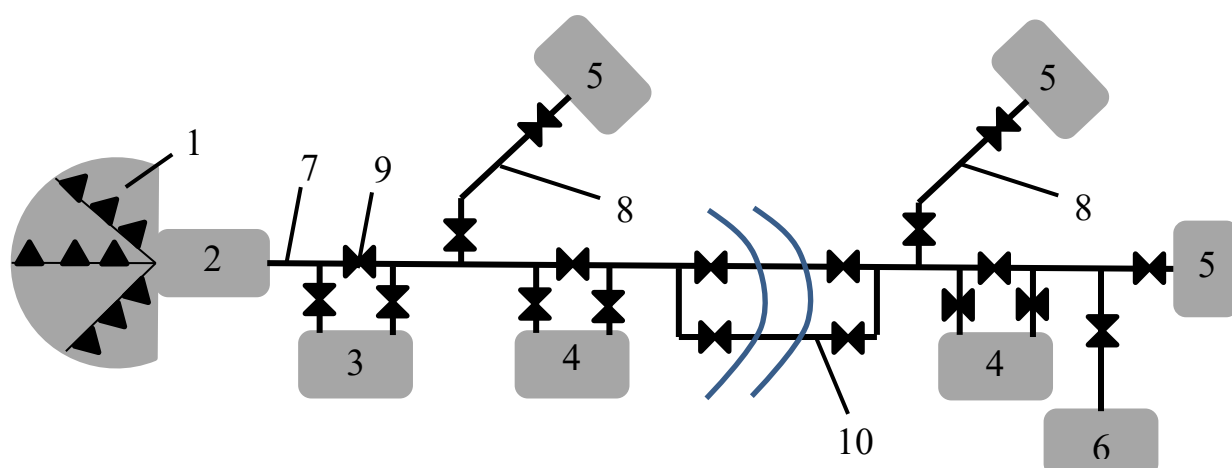


Рисунок 1 – Состав магистрального газопровода

1 – газосборные сети; 2 – промышленный пункт сбора газа; 3 – головные сооружения; 4 – компрессорная станция; 5 – газораспределительная станция; 6 – подземные хранилища; 7 – магистральный трубопровод; 8 – ответвление; 9 – линейная арматура; 10 – двухниточный переход через водную преграду

Трубопроводный транспорт газа находится на первом месте среди всех возможных видов транспортировки. Связано это как с географическим расположением потребителей газа и его месторождений, так и с возможностью обеспечения равномерной бесперебойной поставки газа при наименьших энергетических затратах предприятия. Несмотря на то, что данный метод транспортировки является самым энергетически выгодным, основной объем энергетических затрат, все же, приходится именно на него. Поэтому вопросам энергосбережения трубопроводного транспорта природного газа уделяют огромное внимание и тщательно планируют объемы поставок с учетом сезонности газопотребления, которое напрямую определяется временем года, географическим расположением, инфраструктурой и состоянием трубопроводных коммуникаций конкретного потребителя газообразных углеводородов.

1.2. Управление объемами поставки природного газа потребителю в зависимости от сезонности газопотребления

Рациональная эксплуатация промышленных объектов трубопроводного транспорта, контроль и анализ параметров, влияющих на режимы перекачки, а также предупреждение аварийных ситуаций являются стратегически важными задачами для развития газовой промышленности.

В настоящее время на предприятиях газовой промышленности обращают серьезное внимание на проблемы оптимального управления газотранспортной системой, а также вопросы достоверной оценки и прогноза режима транспорта газа в процессе оперативного регулирования с учетом фактического технического состояния оборудования. Связанно это с ростом стоимости энергоресурсов, увеличением себестоимости транспортировки газа и невозобновляемостью природных ресурсов.

Принципы, закладываемые в управление системами газоснабжения, тесно связаны с историей развития газовой промышленности в стране: расположение крупнейших месторождений и их дебит, расположение и запросы крупнейших поставщиков. Таким образом, политическая и экономическая составляющие газовой отрасли всегда требовали обеспечения плановых заданий, которые ставились исходя из проектных (максимальных) мощностей трубопроводов. Газопроводы, в свою очередь, проектировались исходя их потребностей и нужд потребителей, но, с течением времени, изменением политических и экономических ситуаций в стране, меняются и запросы потребителей и отдельных регионов: для обеспечения одних становится нужно большее количество газа, для других же, наоборот, меньше.

Таким образом, рассмотрим три возможных состояния газопотребления:

1. Газопровод работает по своим проектным параметрам и удовлетворяет потребности потребителя. Тогда управление ГТС сводится к поддержанию проектных параметров, вопросы экономии топливного газа и оптимизации режимов транспорта, в таком случае, тоже рассматриваются, но

не являются приоритетными.

2. Потребности превышают возможности газопровода. В этом случае, как единственно возможный вариант, решением является только строительство дополнительной нитки трубопровода, так как работать на значениях, превышающих проектные, невозможно.

3. Снижение загрузки газотранспортной системы приводит к необходимости обеспечения работы на непроектных режимах эксплуатации. Причинами снижения объёмов транспорта могут быть как истощение запасов газа крупнейших месторождений или диверсификация потоков газа за счет открытия новых, так и сокращение спроса на газ по причине кризисных явлений. Таким образом, особенность режимов работы многих газотранспортных систем в настоящее время состоит в том, что объёмы транспортировки газа стали существенно ниже проектных величин. Это приводит к недоиспользованию мощности КС, разгрузке линейной части МГ и, как следствие, повышенному расходу ТЭР на транспорт газа.

Снижение загрузки ГТС существенно расширяет возможности маневрирования режимами работы газотранспортных систем. Так, варианты транспортировки газа могут предусматривать реализацию различных конфигураций ГТС, предполагающих эксплуатацию КС с максимальными (или близкими к ним) степенями сжатия либо с невысокими степенями сжатия (за счет смещения рабочих точек ГПА в правую зону газодинамических характеристик ЦБН или снижения числа оборотов валов ЦБН). В зависимости от выбранной конфигурации ГТС, затраты ТЭР на транспорт газа могут значительно отличаться, что и делает актуальной тему оптимизации режимов работы трубопроводного транспорта газообразных углеводородов.

1.3. Автоматизация и логистика процессов управления транспортировкой природного газа по МГ

В соответствии с [3], результатом решения задачи управления объемами перекачки является выбор распределения давлений газа и схем работы компрессорного цеха (КЦ), режимы работы ГПА, другого технологического оборудования и иных параметров при каком-то заданном критерии, который представляет собой целевую функцию, имеющую ряд технологических ограничений. Такими критериями являются критерии, представленные на рисунке 2.:

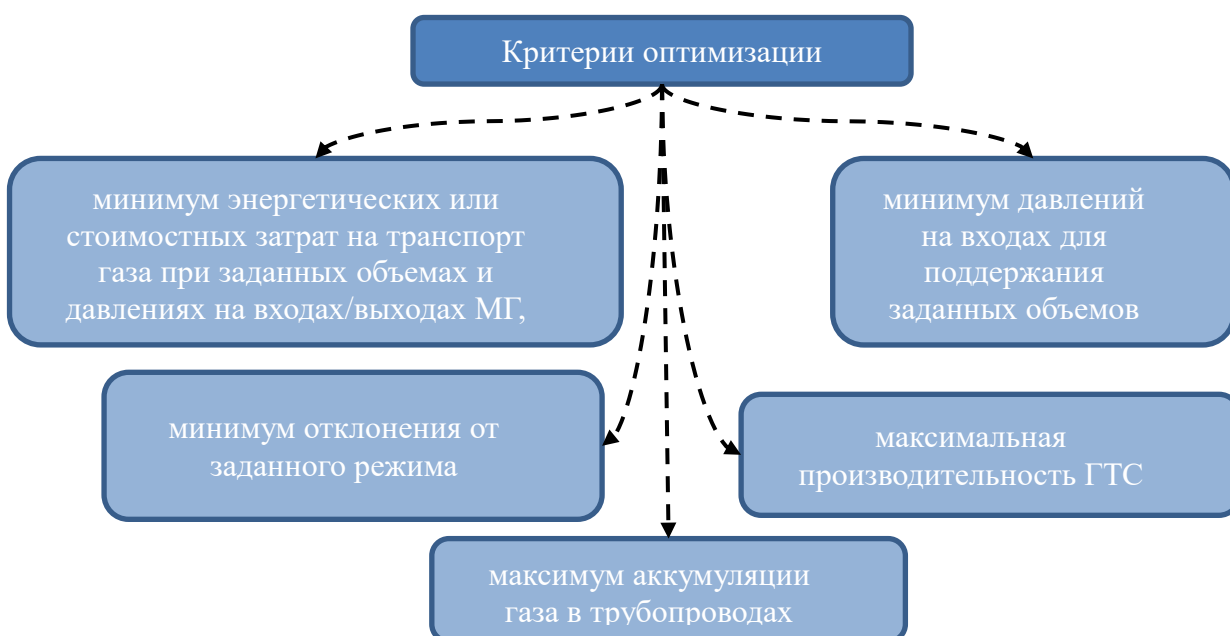


Рисунок 2 – Критерии оптимизации режимов перекачки

В соответствии с [37], при выборе критериев руководствуются непрерывностью технологического процесса поставки природного газа потребителю.

Критерием оптимизации при расчете нормативного планового режима является минимум затрат ТЭР на компримирование. Таким образом, выбор критерия влечет за собой необходимость решения сложной алгебраически-геометрической задачи, на основании которой проводят итерацию оптимальных технических условий эксплуатации. Расчет выполняют с использованием программно-вычислительных комплексов, представленных в

отраслевом фонде газотранспортного предприятия в виде алгоритмов и программ.

Таким образом, оптимизация режимов перекачки представляет собой рационализацию работы компрессорных станций магистрального газопровода (МГП) и заключается в:

- перераспределении нагрузки между КС
- выборе схемы компримирования природного газа с минимальными энергозатратами, которым соответствует минимальная внутренняя мощность, наибольший политропический КПД и оптимальная степень сжатия (т.е. близкая по значению паспортным данным) при заданной производительности перекачки.

Энергозатраты могут различаться в зависимости от привода нагнетателя:

- для КС, оборудованных газовыми мотокомпрессорами или приводом от газотурбинных установок (ГТУ) - это расход топливного газа
- для центробежных нагнетателей (ЦБН) с электроприводом - это расход электрической энергии.

Удельные энергозатраты – это отношение общих энергозатрат к объёмному расходу газа за единицу времени при стандартных условиях:

$W_{уд.} = \frac{W}{Q_{ст}}$	(1)
, где W – энергозатраты, $W_{уд}$ – удельные энергозатраты, $Q_{ст}$ - расход газа за единицу времени при стандартных условиях	

Более полным критерием оптимального перераспределения нагрузки между ГПА является минимум удельных топливно-энергетических затрат при учете реального технического состояния ГПА. Снижение КПД и рост мощности при одной и той же производительности говорит об ухудшении технического состояния машины.

1.4. Управление рисками в отрасли

Одной из основных целей управления объемами транспортируемого природного газа является снижение рисков предприятия. Магистральный газопровод, согласно [21], является опасным производственным объектом средней и высокой опасности (II и III класс опасности соответственно), что свидетельствует о необходимости управления рисками.

Опасными производственными объектами (ОПО) являются предприятия, их цехи, отдельные участки и площадки, на которых хранятся, перерабатываются, транспортируются, образуются, уничтожаются такие опасные вещества, как:

- Воспламеняющиеся вещества
- Окисляющие вещества
- Горючие вещества, жидкости, газы
- Взрывчатые вещества
- Токсичные вещества
- Вещества, представляющие опасность для окружающей среды

В количествах, указанных в [30].

Так как риск является совокупностью вероятности происшествия и наступления его последствий, то основной задачей определения оценки рисков является выявление факторов и использование информации о недостатках существующих систем, комплексов, технических сооружений. Такой подход применяется на основе опыта эксплуатации конкретных объектов, при этом проводится анализ и систематическая обработка данных для определения наиболее слабых мест технологического процесса или производства. С другой стороны, при оценке рисков еще на стадии проектирования закладывают комплекс мероприятий, предотвращающих наступление техногенных событий различного уровня.

Последствия, к которым приводят риски на ОПО, представлены на рисунке 3.

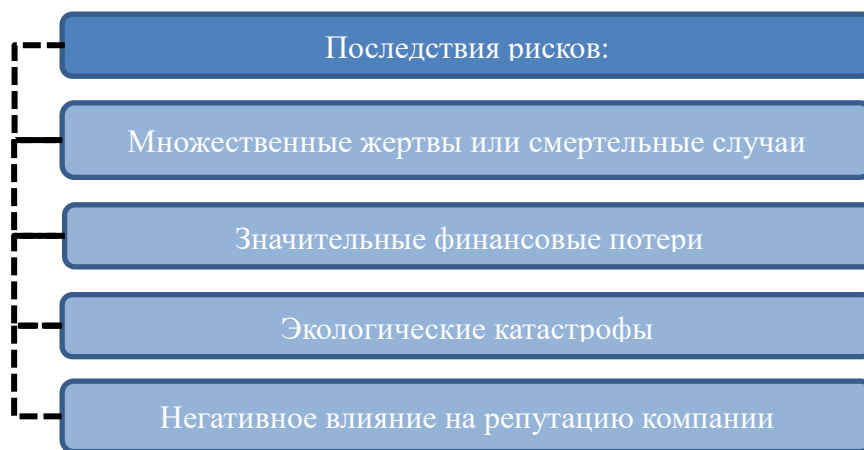


Рисунок 3 – Последствия рисков

Чтобы снизить риски и, соответственно, избежать последствий, любой технологический процесс должен быть автоматизирован. Автоматизированные комплексы, в свою очередь, на основе нормативно-технической документации, делает возможным анализ и итерацию возможных вариантов решения проблемы.

В зависимости от степени автоматизации объекта и возможных последствий при эксплуатации магистрального газопровода, а именно, в области оперативного сопровождения технологического процесса перекачки природного газа, можно выделить основные действия, направленные на снижение рисков, представленные на рисунке 4.



Рисунок 3 – Последствия рисков

В исследованиях Бабакова А.В. [31], выделены риски газотранспортного предприятия, которые можно представить в форме диаграммы, приведенной на ниже, также автор классифицирует их значимость по пятибалльной шкале, что также отражено на диаграмме 1.

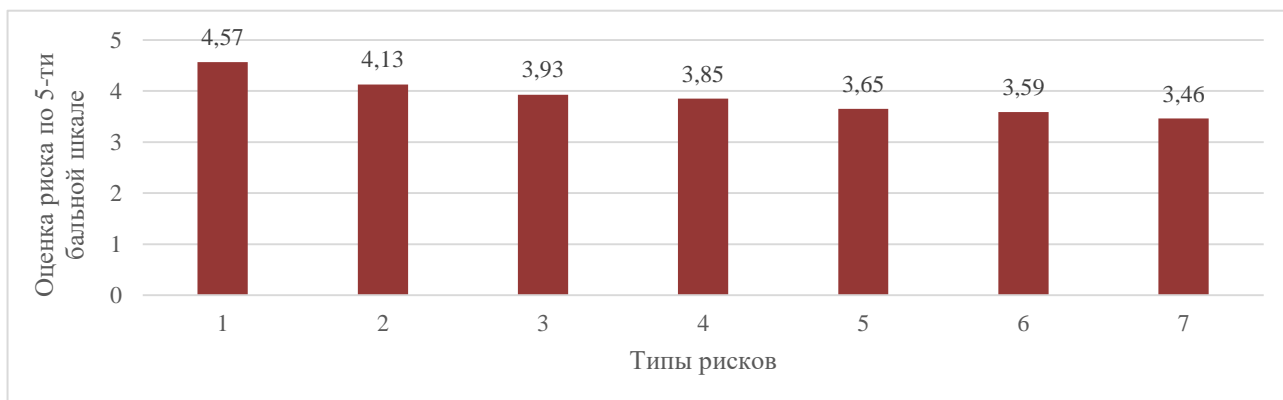


Диаграмма 1. Классификация рисков газотранспортного предприятия.

Где 1 – Технологические; 2 – МТО; 3 – Безопасности; 4 – Финансовые; 5 – Экологические; 6 – Социальные; 7 – Организационные.

Набор рисков организации определяется ее основной целью и особенностями производственного процесса. Газотранспортное предприятие в вертикально интегрированном нефтегазовом комплексе (ВИНГК) является одним из технологических пределов и его основной задачей является транспортировка газа по региональной системе газоснабжения без потери качества сырья на выходе. Таким образом, цель работы ГТС – выполнение плана поставки природного газа потребителю, что значительно снижает значимость финансового риска и снижения прибыли и в то же время существенно повышает технологические риски, влияющие на выполнение плановых объемов транспортировки. Однако, финансовая составляющая, все-таки, остается в виде эксплуатационных затрат.

Перед газотранспортной организацией не стоит задачи максимизировать сбыт продукции, ее количество ограничено планом и от предприятия

требуется его своевременное выполнение в полном объеме. В то же время, целевым показателем является минимум затрат на выполнение производственного плана. Таким образом, финансовые риски в нефтегазовой отрасли рассматриваются со стороны риска превышения затрат на выполнение производственного плана и стороны риска по невыполнению плана по экономии ресурсов. Не стоит забывать, что одной из особенностей ГТС является работа и, соответственно, эксплуатация оборудования в условиях крайнего севера, что говорит не только о суровых климатических условиях, но и о недостаточном развитии транспортного сообщения и инфраструктуры. В связи с этим предприятию необходимо сосредоточиться на рисках материально-технического обеспечения, а также технологической и экологической безопасности.

Рассмотрим каждый из рисков:

- К технологическим относятся риски, связанные с эксплуатацией объектов магистрального газопровода, их обслуживанием и ремонтом.
- Материально-техническое обеспечение включает в себя снабжение энергетическими, материально-техническими, информационными ресурсами, а также систему безопасности.
- Финансовые риски основаны на целевых показателях по объемам поставки, планируемому бюджету, а также включает в себя минимизацию издержек.
- Организационные риски связаны с планированием и управлением газотранспортной системой, а также с выполнением экологических стандартов.

Для того, чтобы повысить фактор прогнозируемости, необходимо заранее моделировать наиболее вероятные аварийные ситуации, чему способствуют программы инженерного анализа, о чем было указано выше.

На основе программно-вычислительных комплексов и моделирования появляется возможность снижения перечисленных выше рисков путем анализа наиболее вероятных осложняющих процессов на начальном этапе. Таким образом, на рисунке 6 представлены решения, способствующие снижению определенных рисков.

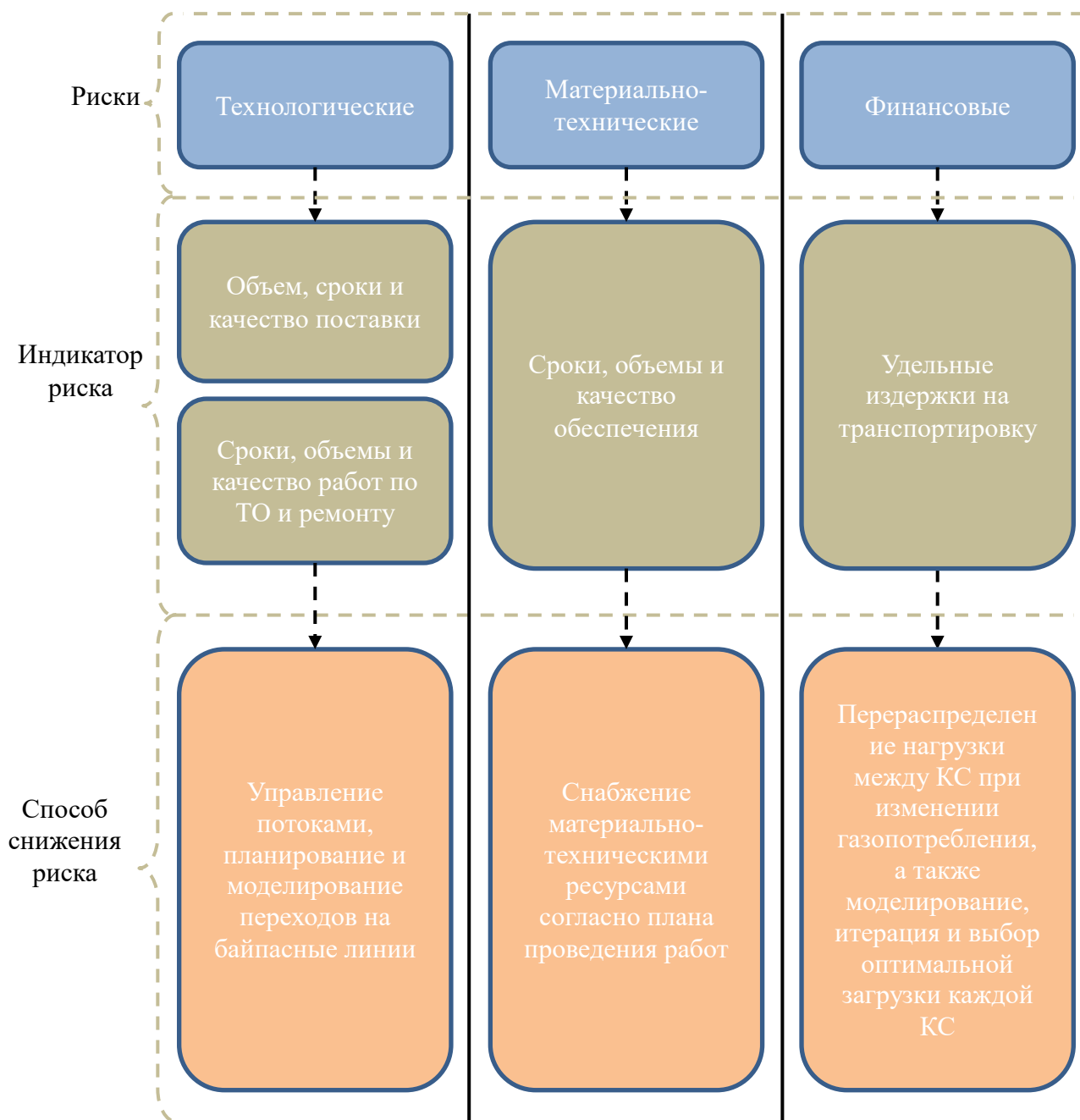


Рисунок 6 – Возможные риски и способы их снижения

2. Анализ факторов, влияющих на режимы перекачки

2.1. Гидратообразование

Гидраты откладываются на внутренних стеках трубопровода тем самым понижая его эффективный диаметр и, как следствие, пропускную способность трубопровода. Это приводит к падению давления, становится необходимой дополнительная загрузка компрессорных станций и, соответственно, растут эксплуатационные затраты. Более того, гидраты могут перемещаться по трубопроводу в потоке среды, а их скопление создает гидратные пробки, способные закупорить трубопровод, что приводит если не к полной остановке перекачки, то к чрезмерному повышению давления на КС.

Газовые гидраты – твердая форма природного газа, образуемая в результате наличия гидратообразующего вещества, воды и определенных термобарических условий.

Для образования гидрата необходимы следующие три условия, представленные на рисунке 7.

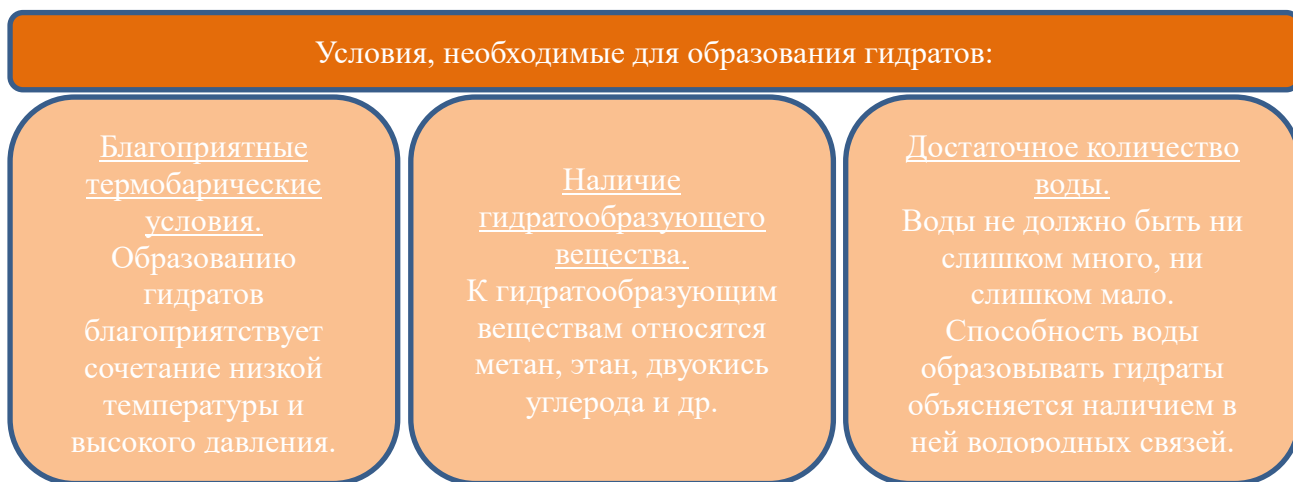


Рисунок 7 - Условия образования гидратов

Точные значения температуры и давления гидратообразования зависят от химического состава газа, причем гидраты могут образовываться при температурах выше точки замерзания воды 0 °С.

Ускоренному образованию гидратов также способствуют следующие явления:

- **Турбулентность.** Высокие скорости потока положительно влияют на скорость образования гидратов. Таким образом дроссельная арматура имеет повышенную чувствительность к загидрачиванию, т.к. клапан имеет уменьшенное проходное сечение, скорость потока газа значительно увеличивается. Более того, из-за эффекта Джоуля-Томсона, проходя через дроссель, природный газ охлаждается, что тоже способствует повышенному риску образования гидратов.
- **Центры кристаллизации.** Центром кристаллизации является неоднородность поверхности трубы или мелкая частица, которая создает благоприятные условия для фазового перехода жидкости в твердый газогидрат. Таким образом, центрами кристаллизации, как правило, являются сварные швы, клапаны, тройники, механические примеси. Также центром кристаллизации может являться граница раздела вода-газ.

Перечисленные выше факторы способствуют усилению гидратообразования, но не являются обязательными условиями. Только три названных ранее условия обязательны для гидратообразования.

2.2 Сезонное изменение режима потребления газа

Режим потребления газа- расход объема газа потребителем за определенный период времени (сутки, неделя, год). Создание систем газоснабжения районов и городов происходит исходя из проектов, которые включают в себя годовой расход газа каждым из потребителей.

Все потребители газа в городе используют его неравномерно. Таким образом, исходя из выбранного промежутка времени различают сезонную, суточную, часовую неравномерности. Потребление газа зависит от многих условий, таких, например, как: климатические условия, степени загруженности

предприятий, газоборудованием квартир. Меняющееся газопотребление, в свою очередь, очень сильно сказывается на экономических показателях системы газоснабжения и, чем меньше подача природного газа соответствует спросу на него, тем меньше надежность этой системы.

Режим потребления газа по месяцам года описывается годовыми графиками, которые строят в предположении постоянного расхода в течение каждого месяца. Графики позволяют правильно планировать спрос на газ, определять необходимую мощность потребителей-регуляторов, планировать ремонтные работы на газовых сетях и их сооружениях. Графики строят для всех потребителей города, разделив их на группы. Вначале по оси ординат откладывают расходы газа потребителями с наименьшей неравномерностью (промышленностью и электростанциями), далее коммунально-бытовыми потребителями и, наконец, расходы газа на отопление и вентиляцию. Полученный график характеризуется максимальным потреблением в зимние месяцы и минимальным — в летние. Наибольшую неравномерность потребления газа создает отопительная нагрузка: чем больше доля этой нагрузки, тем больше неравномерность.

Неравномерность графика сезонного потребления характеризуется двумя коэффициентами: неравномерности потребления, равным отношению расхода газа за данный месяц к среднемесячному расходу за год (мощностная характеристика), и несбалансированности годового потребления, равным отношению количества газа, потребляемого больше (или меньше) среднего уровня, к годовому потреблению (объемная характеристика).

Иногда сезонная неравномерность потребления газа устраняется введением принудительного графика потребления. При этом промышленные предприятия являются буферным потребителем, сглаживающим неравномерность расхода. В зимнее время такие предприятия отключают от газовой сети. В это время они используют другой вид топлива (уголь, мазут). Летом их подключают к газовой сети. Наиболее рациональным решением вопроса покрытия неравномерности является хранение летних избытков газа в

подземном хранилище вблизи района потребления с выдачей их в период повышенного потребления в городскую сеть. В этом случае достигается полная загрузка газопровода в течение года. Прежде чем сооружать подземное газохранилище на заданный объем хранения, надо определить количество газа, потребляемого в течение всего года. Когда будут подсчитаны годовой объем потребления и ежемесячные расходы газа, можно спланировать объем хранилища, который сможет выровнять сезонную неравномерность газопотребления. При транспорте газа по магистральному газопроводу в течение года необходимо, чтобы была достигнута его полная загрузка, так как, только в этом случае, стоимость перекачки будет наименьшая.

Отношение количества газа, подаваемого газопроводом, к его пропускной способности называется коэффициентом загрузки. Повышение коэффициента загрузки в течение всего года может быть достигнуто сооружением подземного хранилища в районе, близком к месту потребления газа. Если нет подземного газохранилища, то магистральный газопровод должен быть запроектирован на зимнее потребление газа. Зимой он будет работать с коэффициентом загрузки 100 %. В летнее время, когда потребление газа снижается, соответственно этому уменьшается и коэффициент загрузки. При этом часть оборудования простаивает и не используется. У крупных потребительских центров разрыв между летним и зимним потреблением весьма велик. Чем больше потребителей с различным зимним и летним расходом, тем сильнее будет разрыв между значениями сезонной потребности в газе. При наличии подземного хранилища, компенсирующего сезонную неравномерность газопотребления, магистральный газопровод можно проектировать на среднемесячную потребность в газе. Избыток газа в летний период будет закачиваться в подземное хранилище, а в зимний период недостающее количество газа будет пополняться из хранилища. При этом все КС от промысла до хранилища будут работать круглый год с неизменной максимальной загрузкой. Станции от хранилища до потребителя будут работать летом с пониженной подачей, а зимой — с повышенной.

Чтобы снизить пики газопотребления и, соответственно, увеличить надежность и экономическую стабильность системы, необходимо увеличивать мощности газопровода: большие диаметры труб, более мощные КС. Также имеет место создание потребителей-регуляторов, способных переключаться на альтернативный источник питания и, тем самым, сглаживать график потребления. При отсутствии необходимости внесения изменений в технологическую часть газопровода проектируют подземные хранилища газа, способные аккумулировать природный газ при сниженном расходе и, соответственно, отдавать при повышенном.

Подземные газохранилища – это системы сооружений, предназначенные для резервирования больших объёмов природного газа. Как правило, они способны вмещать сотни миллионов, а в некоторых случаях и миллиарды кубометров газа.

ПХГ газа формируют вблизи крупных центров газопотребления. По большей части они представляют собой систему «природных» ёмкостей, расположенных на глубинах от 300 м до 1 км.

Хранилища различают двух типов: их создают либо в пористых породах, либо в полостях горных пород. К первым относятся истощённые месторождения углеводородов, водонасыщенные пористые пласты. Ко второму типу относятся хранилища в горных выработках подземных рудников и шахт, соляных отложениях. Одна из возможных схем ПХГ представлена на рисунке 8.

На этапе проектирования ПХГ, в соответствии с [3], нормы проектирования, необходимо рассчитать такие параметры и показатели, как:

- место размещения в ЕСГ и назначение ПХГ;
- этапы и сроки строительства ПХГ;
- динамику производительности ПХГ в периоды отбора (закачки) газа;
- продолжительность периодов отбора (закачки) газа;
- активный объем газа;
- исходные расчетные параметры для технологического проектирования.

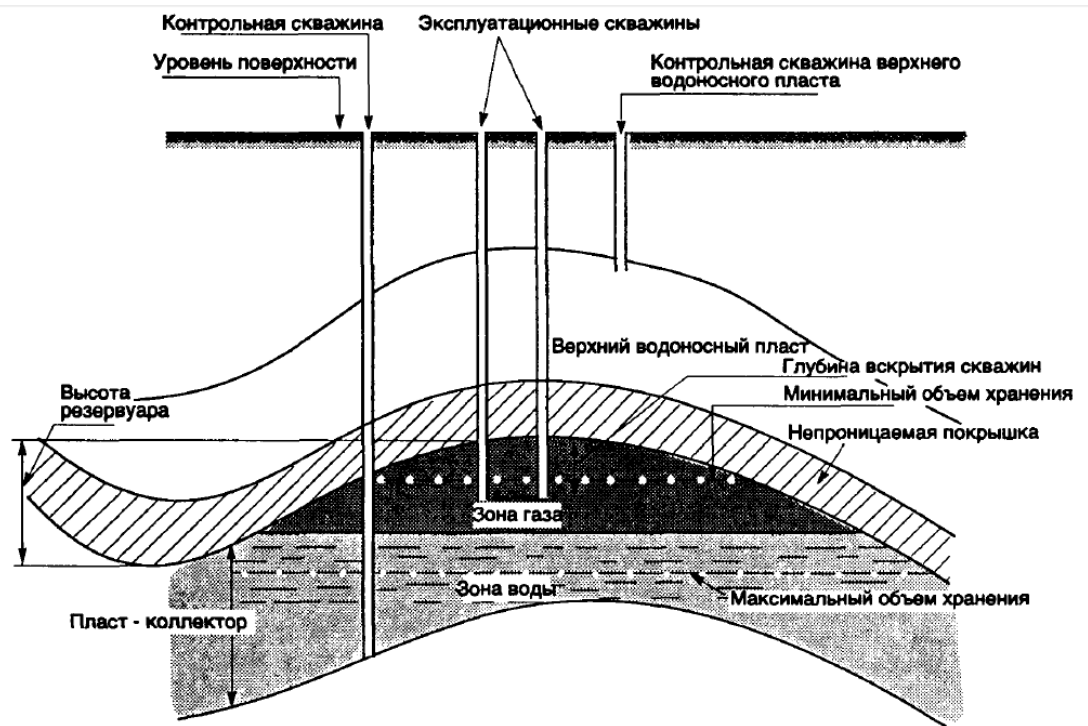


Рисунок 8 – Схема ПХГ

Активный объем газа - часть общего объема газа, которая может быть отобрана из подземного хранилища газа при его эксплуатации в период потребности в газе.

Буферный объем газа - минимальный необходимый объем газа, являющийся неотъемлемой частью подземного хранилища газа и не подлежащий отбору из подземного хранилища газа для обеспечения стабильной циклической эксплуатации подземного хранилища газа.

Максимальное пластовое давление в объекте хранения газа ограничивается возможностью объекта хранения газа сохранять герметичность.

Минимальные суточные темпы отбора газа по скважинам должны обеспечивать вынос жидкости из НКТ, исключая самозадавливание скважин, и вынос механических примесей, исключая их скопление в НКТ, а максимальные суточные темпы отбора и закачки газа по скважинам не должны приводить к разрушению пласта-коллектора.

Активный объем газа определяют в зависимости от емкости ловушки, числа эксплуатационных скважин и объемов резервирования газа. Буферный

объем газа должен обеспечивать давление в конце сезона отбора, необходимое для поддержания проектной суточной производительности ПХГ; предотвращение продвижения пластовой воды в газоносную область объекта хранения.

2.3 Целостность трубопровода

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта является сохранение нормального состояния линейной части промысловых и магистральных трубопроводов. Для выявления дефектов и определения износа трубопровода проводят внутритрубную дефектоскопию (ВТД), по результатам которой поврежденный участок выводят в ремонт. Несмотря на то, что сам вывод участка в ремонт уже влияет на режим перекачки и требует перехода на байпасную линию, после ремонтных работ на участок может быть наложено ограничение по давлению, что потребует снизить рабочее давление на предшествующих участках и повысить на последующих, чтобы выдержать необходимое потребителю давление на выходе. Также компрессорные станции после ремонтного участка будут перегружены и, соответственно, это приведет к понижению энергоэффективности и повышению эксплуатационных затрат.

В исследованиях [31] подчеркивается, что, несмотря на серьезную очистку газа перед пуском его в МГ, возможно остаточное содержание твердых частиц в транспортируемой среде. Максимальному износу подвергаются места поворота трубопровода, т.к. поток газа меняет направление, а соответственно, и взвешенные в нем частицы оказывают воздействие на внутреннюю часть ТП. На ровном участке газопровода абразивному износу подвержена его донная часть, а обусловлено это тем, что под действием силы тяжести твердые частицы стремятся вниз и, соответственно, наибольшее воздействие оказывают именно на донную часть трубопровода.

Также на целостность газопровода оказывает непосредственное влияние

оказывает коррозия. Она определяется внешней средой, то есть той средой, в которой находится газопровод. Таким образом различают атмосферную, жидкостную и подземную (почвенную) коррозии. При надземной или наземной прокладке газопровода, коррозия происходит в атмосфере, при его подводной прокладке воздействие оказывает жидкая среда и, соответственно твердая среда при подземной укладке, где и происходит почвенная коррозия. Все перечисленные виды коррозии приводят к разрушению газопровода, а, соответственно, влияют на режимы перекачки природного газа. Участки, особо подверженные коррозионному износу, необходимо ограничивать по давлению, что приведет к не рациональному распределению нагрузки на компрессорных станциях, а как следствие, перерасходу топливно-энергетических ресурсов.

3. Управление объемами перекачки природного газа по модельному участку газопровода

3.1. Характеристика объекта исследования

В качестве объекта исследования выбран участок модельного газопровода, имеющий две КС, байпасную линию, общие характеристики которых приведены в таблице 2, а основные параметры транспортируемой среды приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Общие характеристики объектов, входящих в состав объекта исследования

Тип объекта	Наименование	Характеристики
Линейные объекты	Линейная часть трубопровода	Диаметр – 1420 мм
	Байпас	Стенки – 21,7 мм
Площадные объекты	Компрессорные станции	Количество ГПА – 4 Привод – ЭГПА 4,0 Нагнетатель - 220-11 Количество ГПА (Уст/Рез) – 4/1 Схема (max) – 3x1 Об. наг. min – 5740 Об. наг. max – 8610 К.П.Д. – 0,85

					Оперативное сопровождение технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Бакало Н.Ю..				Управление объемами перекачки природного газа по модельному участку трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.							
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль	Брусник О.В.							

Таблица 3 – Основные параметры транспортируемой среды на входе и выходе модельного участка

Параметр ГП	Qсут, м3/сут.	P, ати	T, °C
На входе	100,8	95	30
На выходе	100	65	24

Все приведенные в таблице 3 параметры соответствуют нормальному проектному режиму перекачки. Схема модельного участка, соответствующая также проектному режиму, представлена на рисунке 9, а основные технологические параметры для каждого линейного участка приведены в таблице 4.

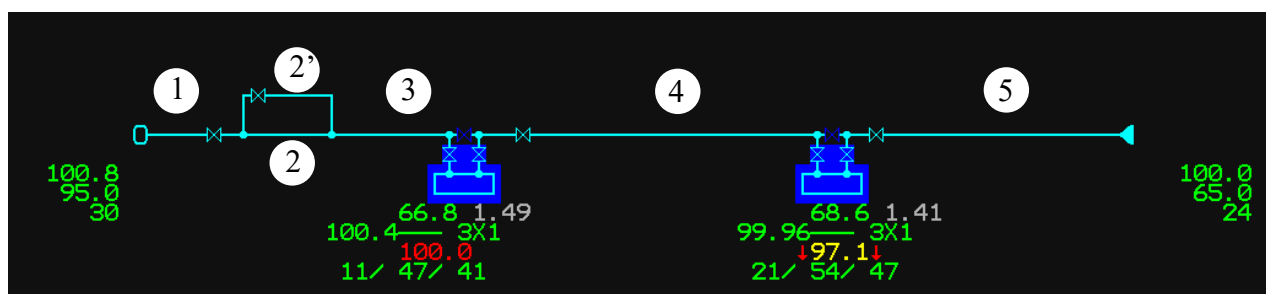


Рисунок 9 – Схема модельного участка при проектном режиме работы

Таблица 4 – Основные технологические параметры при нормальном режиме работы (Нумерация линейных объектов соответствует рисунку 9)

Номер ЛУ	Q	P _Н	P _К	T _Н	T _К	Скорость	E	L	Запас
	млн. м3/сут	ати		°C		км/ч		км	млн м3
1	100,824	95,00	85,62	30	23,8	27,6	0,95	70	11,113
2	50,413	85,62	83,47	23,8	19,1	13,8	0,95	60	9,142
2'	50,413	85,62	83,47	23,8	19,1	13,8	0,95	60	9,142
3	100,830	83,49	68,32	18,4	10,6	33,3	0,95	100	14,039

Продолжение таблицы 4									
4	100,379	99,20	70,05	40,8	20,8	34,3	0,95	200	29,199
5	99,986	96,31	65,00	46,5	23,9	38,0	0,95	200	27,040

Таким образом, для линейных объектов были заданы такие параметры, как пропускная способность (E), длина участка (L). В ходе оптимизации объекта при помощи ПВК «Астра - газ», были рассчитаны начальные и конечные значения давления и температуры для каждого участка (P_H, P_K, T_H, T_K), а также скорость транспортируемой среды и её запас внутри каждого участка.

По заданным граничным значениям расхода, и давления, необходимого потребителю ($Q = 100$ млн. м³/сут, $P = 65$ ати), а также граничным значениям на входе модельного участка, были рассчитаны параметры работы компрессорных станций, представленные в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры работы компрессорных станций

КС	Q	P _{вс}	P _{нг}	Ст. сж-я	Обороты		T _{вс}	T _{нг}	Э/эн	Топл газ
	млн м ³ /сут	ати			мин	отн	°С		т.квч	млн м ³ /сут
КС1	100,368	66,82	100	1,489			10,6	46,8	14,4	0,4585
3x1	33,614	66,82	100	1,489	4126	0,722	10,6	46,8		
КС2	99,959	68,56	97,12	1,411			20,8	54,0	14,4	0,4301
3x1	33,462	68,56	97,12	1,411	4072	0,713	20,8	54,0		
Итого по КС									28,8	0,8885

3.2. . Программно-вычислительный комплекс

Магистральный газопровод является опасным производственным объектом, а сам процесс транспортировки природного газа – опасным и технологически сложным процессом, требующим от задействованных в нем сотрудников предприятия глубоких знаний и повышенного уровня ответственности [12]. Также одной из определяющих специалиста компетенций является быстрота принятия решений, особенно при возникновении нештатных ситуаций. Однако, не каждый встречается с подобными, тем более, что каждая газотранспортная компания стремится к максимально стабильной работе системы и ставит своей целью исключение отклонения от нормальных режимов работы. Таким образом, приобретение полезного опыта работы с аварийными (нештатными) ситуациями в процессе работы опасного производственного объекта возможно только при помощи их моделирования на программно-вычислительных комплексах.

Программно-вычислительный комплекс «Астра-газ» является центром системы диспетчерского управления и обеспечивает поддержку принятия оптимальных решений на всех уровнях диспетчерского сопровождения, основываясь на математическом моделировании процессов транспортировки природного газа. Комплекс способен не только производить анализ фактических режимов перекачки, но и рассчитывать оптимальные решения по изменению режимов работы: перенаправлять потоки газа по коридорам, распределять нагрузку на КС. Некоторые задачи, выполняемые ПВК «Астра-газ», представлены на рисунке 10.



Рисунок 10 – Некоторые задачи, выполняемые ПВК Астра-газ

3.3 Моделирование осложняющих процессов и нештатных ситуаций

3.3.1. Управление объемами перекачки при загибании внутренней полости ТП

Исходя из раздела 2.1, образование гидратов в трубопроводе понижает его эффективный диаметр, соответственно, при моделировании загибания, для линейного участка №4 была снижена пропускная способность с 0,95 до 0,8. Дальнейшим этапом работы с моделированием данного осложняющего процесса также была оптимизация системы по максимуму производительности, в ходе чего в ПВК «Астра-газ» все параметры для линейной части и компрессорных станций были пересчитаны относительно данных условий, т.е. смоделированного процесса гидратообразования. Полученные параметры представлены в таблицах 6 и 7. Также сама схема модельного участка представлена на рисунке 11, на котором также указаны основные значения по компрессорным станциям и входу, выходу.

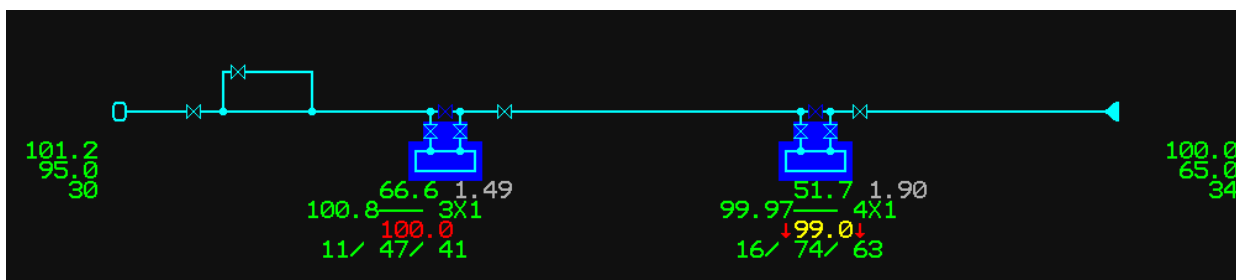


Рисунок 11 – Работа участка при загирачивании внутренней полости ТП

Таблица 6 – Основные технологические параметры после оптимизации в условиях загирачивания внутренней полости ТП

Номер ЛУ	Q	P _н	P _к	T _н	T _к	Скорость	E	Запас
	млн. м3/сут	ати		°С		км/ч		млн м3
1	101,229	95,00	85,54	30	23,8	27,7	0,95	11,108
2	50,615	85,54	83,37	23,8	19,1	13,9	0,95	9,131
2'	50,615	85,54	83,37	23,8	19,1	13,9	0,95	9,131
3	101,213	83,40	68,07	18,4	10,5	33,3	0,95	14,003
4	100,786	99,20	53,14	41,1	15,8	46	0,80	26,774
5	99,982	98,23	64,98	62,6	34,5	40,2	0,95	25,527

Таблица 7 – Параметры работы компрессорных станций после оптимизации в условиях загирачивания внутренней полости ТП

КС	Q	P _{вс}	P _{нг}	Ст. сж-я	Обороты		T _{вс}	T _{нг}	Э/эн	Топл газ
	млн м ³ /сут	ати			мин	отн	°С		т.квч	млн м ³ /сут
КС1	100,762	66,57	100,00	1,495			10,5	47,1	14,4	0,4625
3x1	33,747	66,57	100,00	1,495	4153	0,727	10,5	47,1		
КС2	99,971	51,66	99,03	1,900			15,8	73,8	19,2	0,7367
4x1	25,199	51,66	99,03	1,900	5068	0,887	15,8	73,8		
Итого по КС									33,6	1,1992

Анализ влияния загирачивания внутренней полости газопровода на основные параметры модельного участка, перечисленные в таблицах 6 и 7, представлен на рисунке 12.

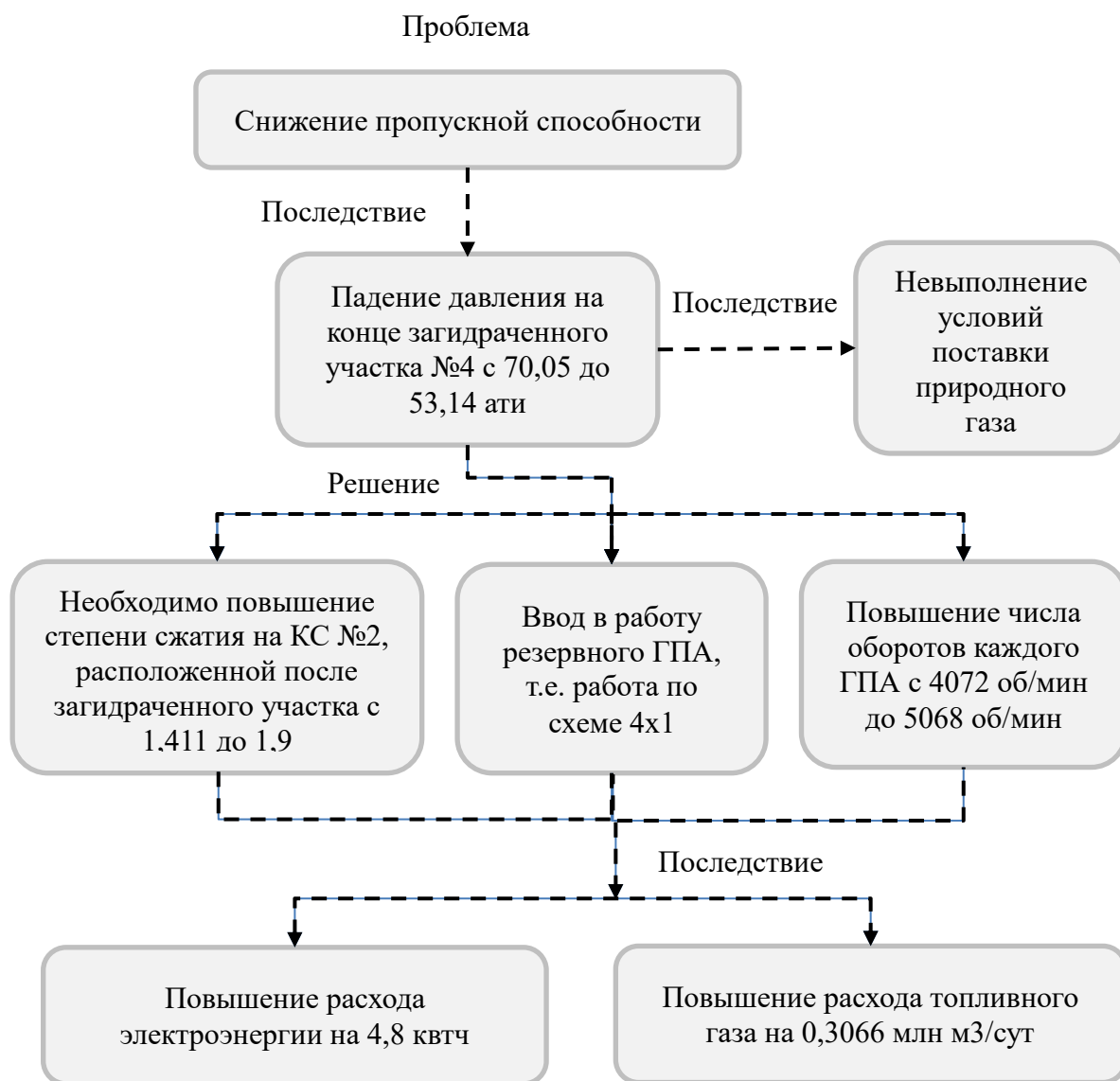


Рисунок 12 – Последствия работы газопровода в условиях загидрачивания

Загидрачивание трубопровода ставит под угрозу обеспечение потребителя природным газом в необходимых количествах, соответственно, для недопущения этого приходится усиливать загрузку КС, что приводит к перерасходу ТЭР (топливно-энергетических ресурсов). Таким образом, если не вмешиваться в устранение отложения гидратов, каждые сутки предприятие будет неэффективно расходовать 115,2 кВт электроэнергии и 0,3066 млн м³ топливного газа, что значительно повышает стоимость транспортировки газа.

3.3.2 Управление объемами перекачки при выводе в капитальный ремонт

Ремонт участка газопровода как плановый, так и внеплановый, подразумевают его полное отключение, что, в свою очередь, осложняет процесс перекачки. В случае, если ремонтный участок имеет вторую параллельную нитку, то поток транспортируемой среды полностью переходит на нее, а также, меняется загрузка КС. Если же обвод ремонтного участка в пределах данного коридора невозможен, то задействуют другие коридоры и перераспределяют загрузку между ними.

Рассматриваемый модельный участок имеет две параллельные нитки №2 и №2', одну из которых мы отключаем, чтобы смоделировать её вывод в ремонт. Таким образом, при отключении участка №2', будет необходимо повысить загрузку участка №2. Модель рассматриваемого участка с выводом в ремонт представлена на рисунке 13.

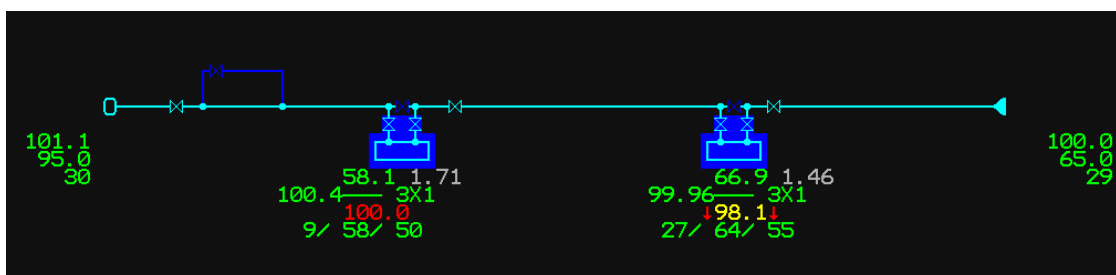


Рисунок 13 – Работа участка при выводе лупинга в капитальный ремонт

Параметры, пересчитанные для данной ситуации в ПВК «Астра-газ», представлены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Основные технологические параметры после оптимизации в условиях вывода лупинга в ремонт

Номер ЛУ	Q	P _Н	P _К	T _Н	T _К	Скорость	E	Запас
	млн. м3/сут	ати		°C		км/ч		млн м3
1	101,074	95,00	85,57	30,0	23,8	27,7	0,95	11,110
2	101,075	85,57	76,8	23,8	17,9	30,4	0,95	12,459

Продолжение таблицы 8								
2'	-	-	-	-	-	-	-	-
3	101,074	76,80	59,60	17,9	8,8	38,8	0,95	12,459
4	100,438	99,20	68,38	49,9	26,6	36,5	0,95	27,697
5	99,958	97,27	64,99	54,6	29,2	39,1	0,95	26,248

Таблица 9 – Параметры работы компрессорных станций после оптимизации в условиях вывода лупинга в ремонт

КС	Q	P _{вс}	P _{нг}	Ст. сж-я	Обороты		T _{вс}	T _{нг}	Э/э н	Топл газ
	млн м ³ /сут	ати			/мин	отн	°С		Тыс кВтч	млн м ³ /сут
КС1	100,435	58,10	100,00	1,709			8,8	58,1	14,4	0,5691
3x1	33,696	58,10	100,01	1,709	4856	0,850	8,8	58,1		
КС2	99,959	66,89	98,07	1,459			26,6	63,9	14,4	0,4665
3x1	33,482	66,89	98,08	1,459	4349	0,761	26,6	63,9		
Итого по КС									28,8	1,0356

Анализ изменения параметров работы модельного газопровода при выводе участка №2' в ремонт относительно нормального режима работы представлен на рисунке 14. Из рисунка видно, что при полном отключении участка №2' и полной загрузке параллельного ему участка №2, происходит перерасход топливного газа, соответственно, каждый день ремонтных работ на участке №2' обходится организации в дополнительно расходуемые 0,1471 млн м³.

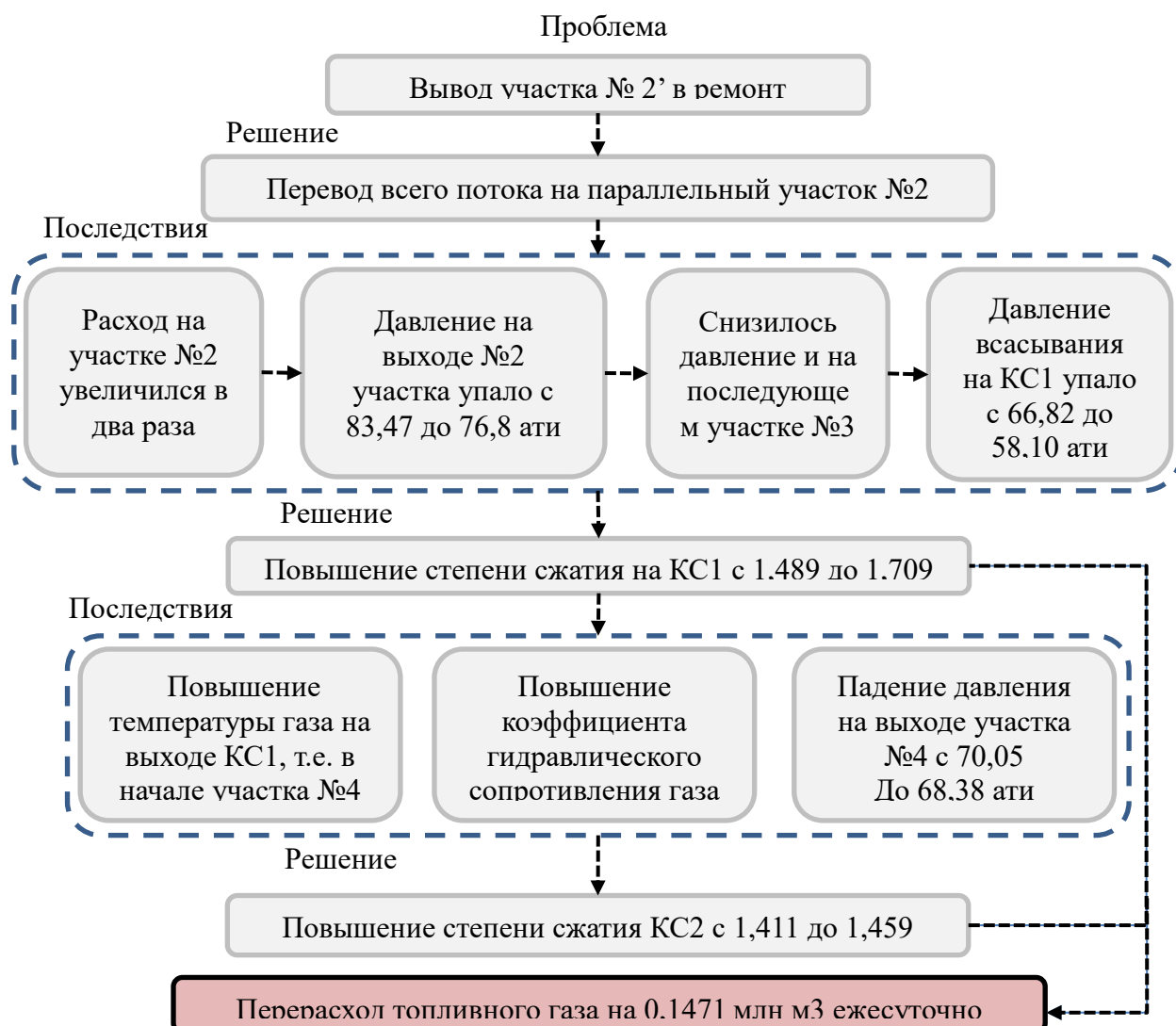


Рисунок 14 – Последствия работы газопровода в условиях вывода лупинга в ремонт

3.3.3 Управление объемами перекачки при ограничении на давление

Исходя из факторов, влияющих на целостность трубопровода, рассмотренных в разделе 2.3, газопровод нередко имеет повреждения, накапливающиеся в результате длительной эксплуатации, воздействия окружающей среды, усталости металла, результатов проведенных ремонтов. Многие из дефектов выявляются в результате внутритрубной дефектоскопии, и далеко не всегда их наличие означает, что участок нуждается в ремонте или замене. Такой газопровод вполне пригоден к эксплуатации, но уже не способен выдерживать заводские нагрузки. В таком случае на участок накладывается

ограничение по давлению, что позволяет отсрочить его замену. В то же время встает вопрос целесообразности подобного решения, ведь эксплуатация такого участка приводит к каждодневному перерасходу ТЭР.

В ходе работы в ПВК «Астра-газ», в рассматриваемом ранее участке газопровода было смоделировано ограничение по давлению на участок №3, полученная схема представлена на рисунке 15. Также все параметры для линейной части и компрессорных станций были пересчитаны относительно нормального режима работы в ПВК «Астра-газ» с учетом ограничения по давлению на участке №3 и представлены в таблицах 10 и 11.

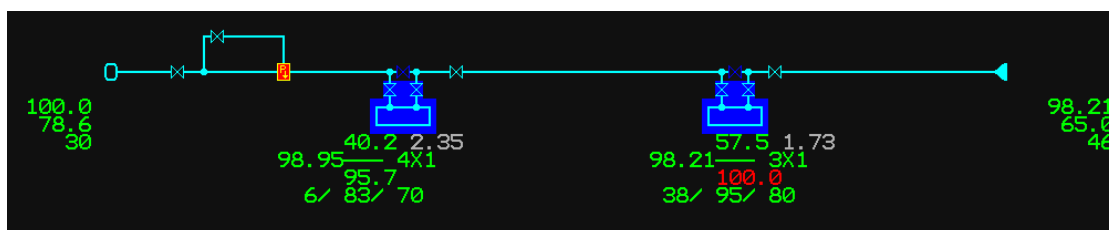


Рисунок 15 – Работа участка при ограничении на давление

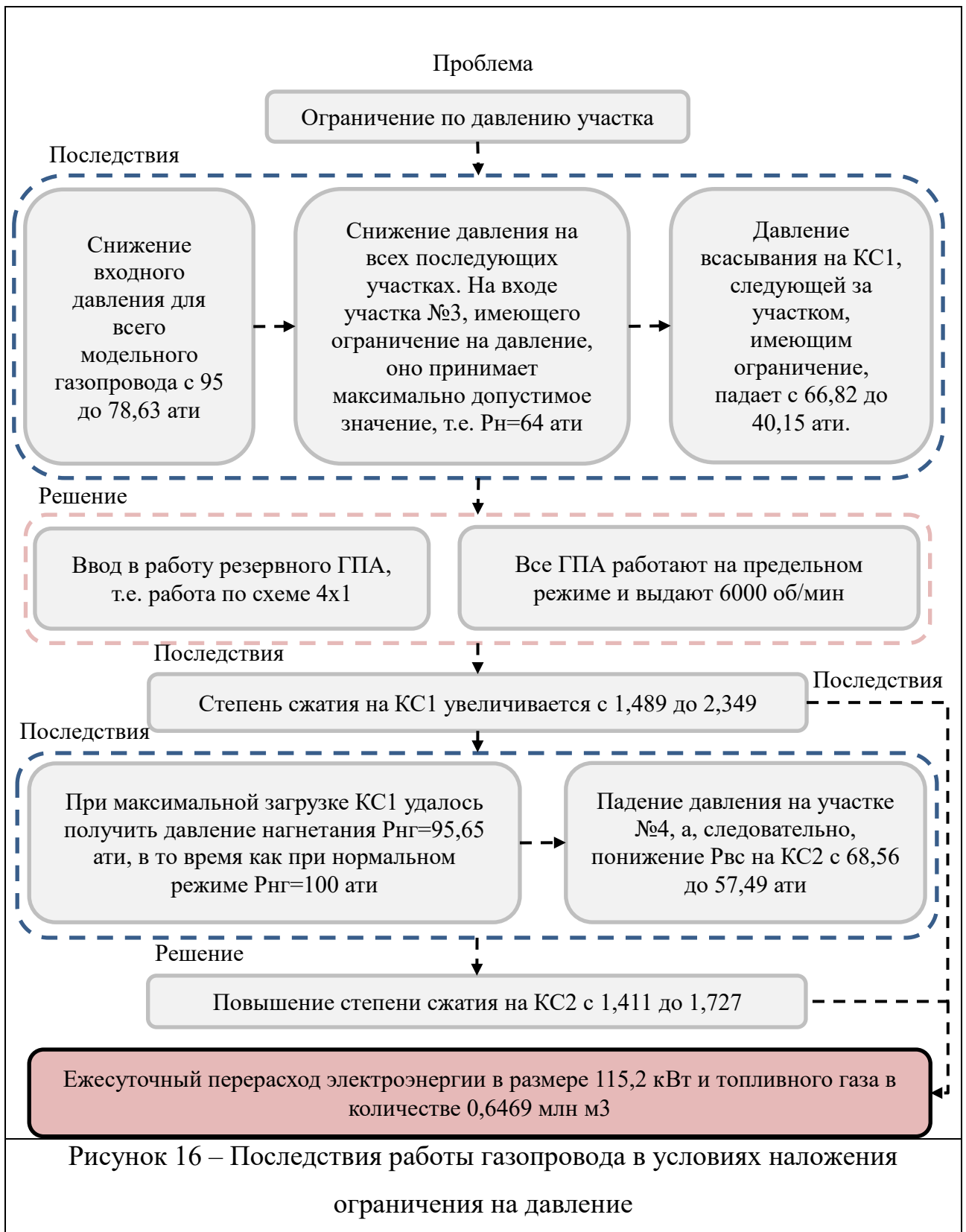
Таблица 10 – Основные технологические параметры после оптимизации в условиях наложения ограничения на давление

Номер ЛУ	Q	P _Н	P _К	T _Н	T _К	Скорость	E	Запас
	млн. м3/сут	ати		°C		км/ч		млн м3
1	100,030	78,63	66,81	30,0	21,6	36,3	0,95	8,686
2	50,015	66,81	63,98	21,6	16,9	16,9	0,95	6,818
2'	50,015	66,81	63,98	21,6	16,9	16,9	0,95	6,818
3	100,030	64,00	41,65	16,5	5,6	56,8	0,95	9,475
4	98,950	94,81	58,99	70,0	38,3	45,2	0,95	23,314
5	98,206	99,20	64,99	79,8	45,6	41,7	0,95	23,987

Таблица 11 – Параметры работы компрессорных станций после оптимизации в условиях наложения ограничения на давление

КС	Q	Рвс	Рнг	Ст. сж-я	Обороты		Твс	Тнг	Э/эн	Топл газ
	млн м3/сут	ати			/мин	отн	°С		т.квч	млн м3/сут
КС1	98,950	40,15	95,65	2,349			5,6	83,1	19,2	0,9027
4x1	25,011	40,15	95,65	2,349	6000	1,000	5,6	83,1		
КС2	98,205	57,49	100,00	1,727			38,3	95,4	14,4	0,6327
3x1	32,986	57,49	100,00	1,727	5460	0,956	38,3	95,4		
Итог КС									33,6	1,5354

Анализ изменения параметров работы модельного газопровода при ограничении по давлению участка №3 до 64 ати представлен на рисунке 16, из которого видно, что для урегулирования работы участка необходима максимальная нагрузка КС1, но даже на предельном режиме работы давление нагнетания меньше, чем при нормальном режиме работы, а соответственно, необходимо повышение степени сжатия и на КС2, что суммарно приводит к ежедневному перерасходу электроэнергии на 115,2 кВт и природного газа на 0,6469 млн м³. Таким образом, смоделировав ситуацию с ограничением давления на определенном участке и, просчитав финансовое обоснование продолжения его использования, можно принять решение о целесообразности его дальнейшей эксплуатации.



3.3.4 Управление объемами перекачки при сезонном изменении газопотребления

Потребление природного газа сильно зависит от потребности в нем потребителей в разное время года и, даже, в разное время суток, что описывалось ранее в разделе 2.2. Чтобы наиболее наглядно рассмотреть процесс изменения режима перекачки в зависимости от сезонности газопотребления, был смоделирован летний режим работы модельного участка газопровода. Таким образом, были снижены минимальные расход и давление на выходе, что соответствует снизившейся в летний сезон потребности в природном газе.

В результате был смоделирован летний режим эксплуатации рассматриваемого ранее участка газопровода, отраженный на рисунке 17.

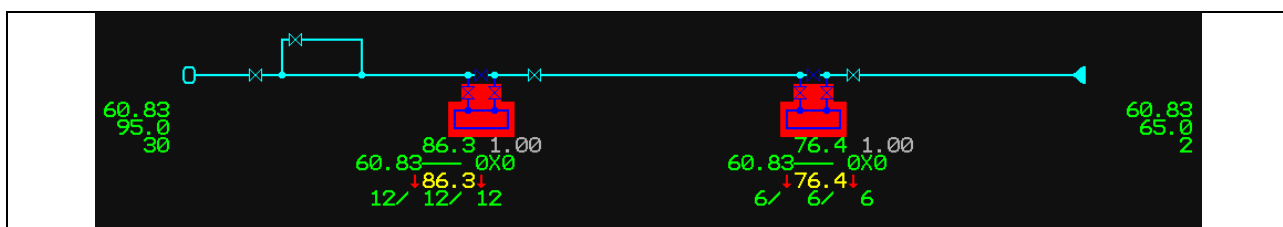


Рисунок 17 – Работа участка при сниженном потреблении газа

Также все параметры для линейной части и компрессорных станций были пересчитаны относительно нормального режима работы в ПВК «Астра-газ» со снижением газопотребления и представлены в таблицах 12 и 13.

Таблица 12 – Основные технологические параметры после оптимизации в условиях сниженного потребления газа

Номер ЛУ	Q	P _Н	P _К	T _Н	T _К	Скорость	E	Запас
	млн. м3/сут	ати		°С		км/ч		млн м3
1	60,827	95,00	91,65	30,00	23,9	15,4	0,95	11,526
2	30,413	91,65	90,92	23,9	17,6	7,5	0,95	10,039

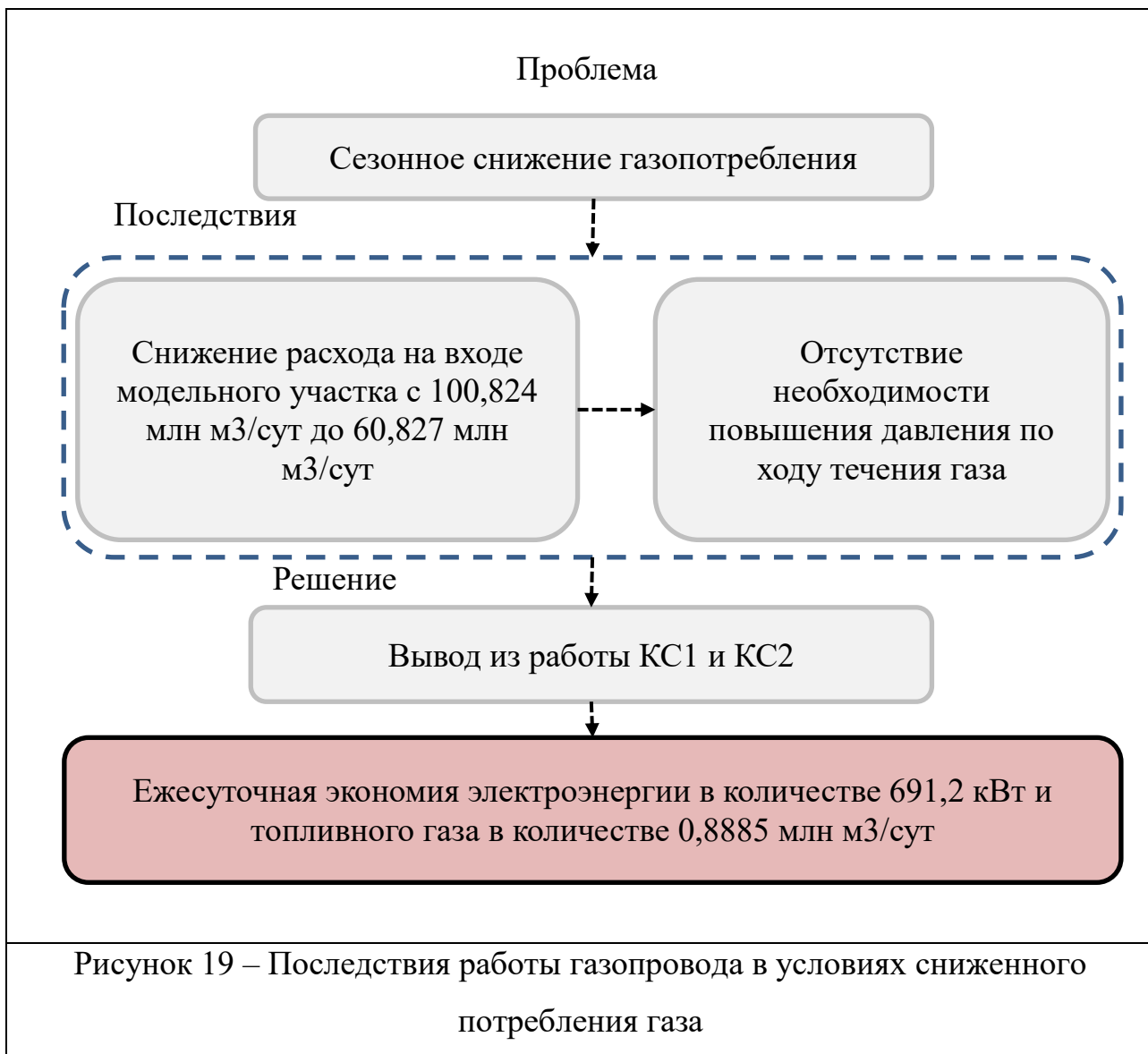
Продолжение таблицы 12								
2'	30,413	91,65	90,92	23,9	17,6	7,5	0,95	10,039
3	60,827	90,93	86,27	16,6	12,0	15,2	0,95	16,888
4	60,827	86,27	76,38	12,0	5,7	16,9	0,95	31,830
5	60,827	76,38	65,00	5,7	2,0	20,2	0,95	27,644

Таблица 13 – Параметры работы компрессорных станций после оптимизации в условиях сниженного потребления газа

КС	Q	P _{вс}	P _{нг}	Ст. сж-я	Обороты		T _{вс}	T _{нг}	Э/эн	Топл газ
	млн м ³ /сут	ати			/мин	отн	°С		т.квч	млн м ³ /сут
КС1	60,827	86,27	86,27	1,0	0	0	12	12	0	0
4x1		86,27	86,27	1,0	0	0				
КС2	60,827	76,38	76,38	1,0	0	0	5,7	5,7	0	0
3x1		76,38	76,38	1,0	0	0				
Итог КС									0,00	0,00

Анализ изменения режима перекачки представлен на рисунке 19. Он подтверждает необходимость и важность изменения параметров транспорта

в зависимости от количества газа, необходимого потребителю в определенный отопительный сезон. Таким образом, во время пониженной потребности в газоснабжении, для наиболее рационального использования ТЭР и, соответственно, снижения стоимости транспортировки природного газа, необходимо снижение степени загрузки КС.



4. Расчетная часть

4.1. Определение толщины стенки подземного трубопровода

Цель расчета: определить толщину стенки трубопровода, обеспечивающую безопасную эксплуатацию.

Таблица 14 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина
Наружный диаметр трубы	D_n	мм	1420
Рабочее (нормативное) давление в трубопроводе	P	МПа	9,8
Временное сопротивление стали	$[\sigma]_в$	МПа	700
Временное сопротивление текучести	$[\sigma]_{тек}$	МПа	580
Коэффициент условий работы	m	-	0,99
Коэффициент безопасности по материалу	k_1	-	1,40
Коэффициент надежности по нагрузкам в зависимости от внутреннего давления	k_n	-	1,265
Рабочая температура	T	К	293
Перепад температур	Δt	-	30
Переменный параметр упругости (модуль Юнга)	E	Па	$2 \cdot 10^5$
Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона)	μ		0,86

					Оперативное сопровождение технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Бакало Н.Ю.				Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.							
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль	Брусник О.В.							

Продолжение таблицы 14

Минимально допустимый радиус упругого изгиба	ρ	м	1500
Коэффициент линейного расширения металла	α	$^{\circ}\text{C}^{-1}$	$1,15 \cdot 10^{-5}$

Методика расчета:

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определяем по формуле:

$$\delta = \frac{nPD_H}{2(R_1 + nP)} \quad (2)$$

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} \quad (3)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H} \quad (4)$$

$\sigma_{прN}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{\delta_H}; \quad (5)$$

В случае, если $\sigma_{прN} < 0$, то есть присутствуют продольные осевые напряжения, рассчитываем ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{кц}^H|}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{кц}^H|}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}; \quad (6)$$

кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot d_H} \quad (7)$$

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad (8)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad (9)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений, если $\sigma_{npN} = (-)$ МПа – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения. При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

$$\delta = \frac{nPD_H}{2(R_1\Psi_1 + nP)} \quad (10)$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

1. Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность следует производить из условий:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_1 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (11)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (12)$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D}{2\delta_n} \quad (13)$$

$\sigma_{пр}^H$ - максимальные суммарные продольные напряжения, определяемые по формуле:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \cdot \sigma_{кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho}; \quad (14)$$

К расчету принимается наибольшее абсолютное значение $\sigma_{пр}^H$.

Расчет:

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2(391,3 + 1,2 \cdot 9,8)} = 20,7 \approx 21 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки $\delta = 21 \text{ мм}$

$$R_1 = \frac{700 \cdot 0,99}{1,40 \cdot 1,265} = 391,3 \text{ МПа}$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,86 \cdot 391,3}{1,15 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^5} = 146,3^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,86) \cdot 391,3}{1,15 \cdot 2} = 23,8^\circ\text{C}$$

Рассчитываем исходя из наибольшей $\Delta t = 146,3^\circ$

$$\sigma_{\text{пр}N} = -1,15 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 146,3 + 0,86 \cdot \frac{1,2 \cdot 9,8 \cdot 1378}{21} = 327,11 \text{ МПа}$$

Поскольку $\sigma_{\text{пр}N} > 0$, то продольных осевых напряжений нет и ψ_1 , не рассчитываем.

Таким образом принимаем минимальную толщину стенки, обеспечивающую безопасную эксплуатацию газопровода $\delta = 21 \text{ мм}$.

4.2. Расчет показателей центробежного нагнетателя ГПА – 32 «Ладога»

Определение рабочих параметров будем проводить на примере нагнетателя ГПА, эксплуатируемого на КС № 1.

Показатели и характеристики центробежного нагнетателя определяют по статическим параметрам перекачиваемого газа (давлению и температуре), измеренным в сечениях входного и выходного фланцев (патрубков).

Исходными данными для расчета являются:

- объемная производительность Q , м³/мин;
- рабочие обороты привода n , об/мин;
- давление газа перед нагнетателем P_n , МПа;
- температура газа перед нагнетателем T_n , К;
- газовая постоянная R , Дж/(кг·К).

Последовательность определения рабочих параметров нагнетателя:

1. Определяем коэффициент сжимаемости газа приведенный к условиям всасывания $Z_{вс}$:

$$Z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{ПР}}{\tau}, \quad (15)$$

где $P_{ПР}$ – приведенное давление

$$P_{ПР} = \frac{P_H}{P_{ПК}}, \quad (16)$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{ПР} + 0,78 \cdot T_{ПР}^2 + 0,0107 \cdot T_{ПР}^3, \quad (17)$$

где $T_{ПР}$ – приведенная температура:

$$T_{ПР} = \frac{T_H}{T_{ПК}}, \quad (18)$$

$T_{ПК}$ и $P_{ПК}$ – псевдокритические температура и давление соответственно, К, Мпа:

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{см}), \quad (19)$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{см}), \quad (20)$$

где $\rho_{см}$ – плотность газа приведенная к стандартным условиям, кг/м³.

2. Находим плотность газа приведенную к условиям всасывания $\rho_{вс}$, кг/м³:

$$\rho_{вс} = \rho_{см} \cdot \frac{P_H \cdot T_{см} \cdot Z_{см}}{P_{см} \cdot T_H \cdot Z_{вс}}, \quad (21)$$

где $T_{см}$ – температура газа, приведенная к стандартным условиям К;

$P_{см}$ – давление газа, приведенное к стандартным условиям, Мпа;

$Z_{см}$ – коэффициент сжимаемости газа, приведенный к стандартным условиям.

3. Подсчитываем приведенные относительные обороты $\left[\frac{n}{n_H} \right]_{пр}$ и

приведенную объемную производительность $Q_{пр}$ (м³/мин):

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{np} = \frac{n}{n_n} \cdot \sqrt{\frac{Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np}}{Z_{вс} \cdot R \cdot T_n}}, \quad (22)$$

где n_n – номинальные обороты привода, об/мин;
 z_{np}, R_{np}, T_{np} – параметры газа, принимаемые по характеристике нагнетателя, определяют приведённую относительную частоту вращения нагнетателя (n/n_n).

$$Q_{np} = \frac{n_n}{n} \cdot Q_{вс}, \quad (23)$$

где $Q_{вс}$ – объёмная производительность нагнетателя, м³/мин.

$$Q_{вс} = \frac{Q_{кс}}{24 \cdot 60 \cdot m} \cdot \frac{\rho_{см}}{\rho_{вс}}, \quad (24)$$

где $Q_{кс}$ – производительность компрессорной станции, млн. м³/сут.
 m – количество нагнетателей.

4. Отношение давлений в центробежного компрессора \mathcal{E}_n рассчитываем по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{P_k}{P_n}, \quad (25)$$

где P_k – давление газа за нагнетателем, Мпа.

5. Политропический КПД нагнетателя $\eta_{пол}$

$$\eta_{пол} = \frac{(k-1)}{k} \cdot \frac{\lg(\mathcal{E})}{\lg\left(\frac{T_k}{T_n}\right)}, \quad (26)$$

где k – показатель адиабаты;
 T_k – температура за нагнетателем, К.

6. Запас до границы помпажной работы нагнетателя определяем по формуле (27):

$$K_{y\partial} = \frac{Q_{np}}{Q_{np}^{\min}} \quad (27)$$

где $Q_{пр}^{min}$ – минимальное значение приведенной объемной производительности, которое берется по приведенным характеристикам нагнетателя на заданных относительных оборотах, м³/мин.

После проведения расчетов показателей центробежного нагнетателя получились значения для каждого из режимов работы КС №1, приведенные в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры работы компрессорных станций после оптимизации в условиях сниженного потребления газа

Параметр	Нормальный режим работы	Загидрачивание внутренней полости ТП	Вывод участка в ремонт	Ограничение на давление
Степень сжатия ε	1,49	1,49	1,71	2,35
Приведенные относительные обороты $\left[\frac{n}{n_n}\right]_{пр}$	0,722.	0,727	0,850	0,99
Приведенная объемная производительность $Q_{пр}$, м ³ /мин	391,7	391,7	389,2	349,1
Политропический КПД нагнетателя $\eta_{пол}$, %	78,3	78,3	78,7	82,3
Запас до границы помпажной работы нагнетателя $K_{уд}$,	1,65	1,65	1,65	1,42

Необходимо, чтобы нагнетатель работал в устойчивом режиме, соответственно, исходя из данного условия и рассчитываются все параметры.

Также, чтобы избежать помпажных явлений, необходимо, чтобы расчётный рабочий расход газа Q_{np} превышал крайние левые значения расхода на характеристике на 15-20%, т.к. они лежат на границе помпажа и соответствуют началу срыва потока газа по нагнетателю. Например, на рисунке 20 этому значению соответствует $Q_{np} = 20$ млн.м³/сут.

Графики газодинамических характеристик нагнетателя с кривыми помпажного и предпомпажного состояний были построены при помощи ПК «Астра-газ» для всех рассматриваемых ранее режимов работы, кроме режима пониженного газопотребления, т.к. в этом случае компрессорные станции были выведены из работы, результаты представлены на рисунках 20-23.

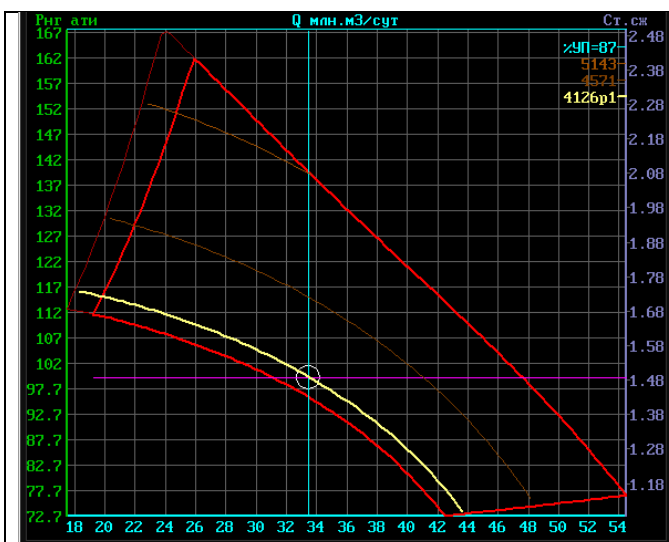


Рисунок 20 – Газодинамические характеристики нагнетателя для нормального режима

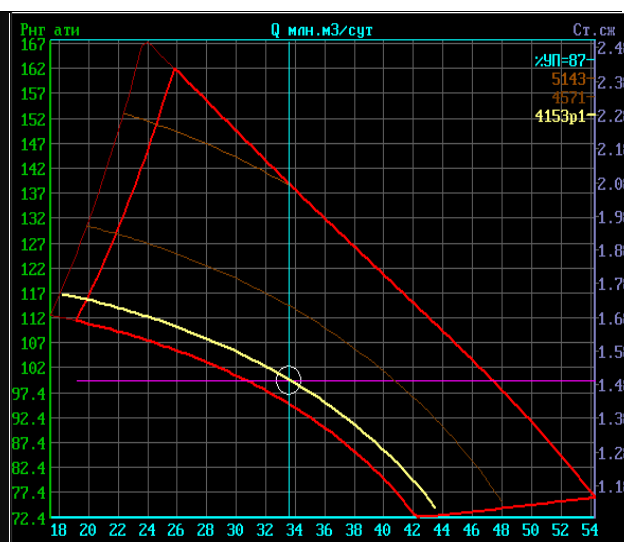


Рисунок 21 – Газодинамические характеристики нагнетателя при загидрачивании внутренней поверхности ГП

На представленных графиках видно, как изменяются параметры работы нагнетателя в зависимости от загрузки. Таким образом, желтая кривая, характеризует режим работы на установившихся оборотах, а рабочая точка на ней выделена кругом, которой соответствуют значения давления, степени сжатия и расхода. Например, снижение эффективного диаметра трубопровода

практически не повлияло на параметры работы нагнетателя, так как загидрачивание было на участке, следующим за КС1. На рисунке 20 можно видеть поднятие желтой кривой, соответственно, повышение числа оборотов нагнетателя, и, как следствие, повышение степени сжатия с 1,49 до 1,71 относительно нормального режима работы. В случае наложения ограничений по давлению на один из элементарных участков (рисунок 23 для КС1 было необходимо было повысить давление, недостающее из-за ограничения. Таким образом, была необходима не только работа нагнетателей на максимальных оборотах, но и введение в работу 4-х ГПА, что привело к повышению степени сжатия с 1,49 до 2,35 относительно нормального режима, однако, необходимое давление было достигнуто.



Рисунок 22 – Газодинамические характеристики нагнетателя при выводе лупинга в ремонт

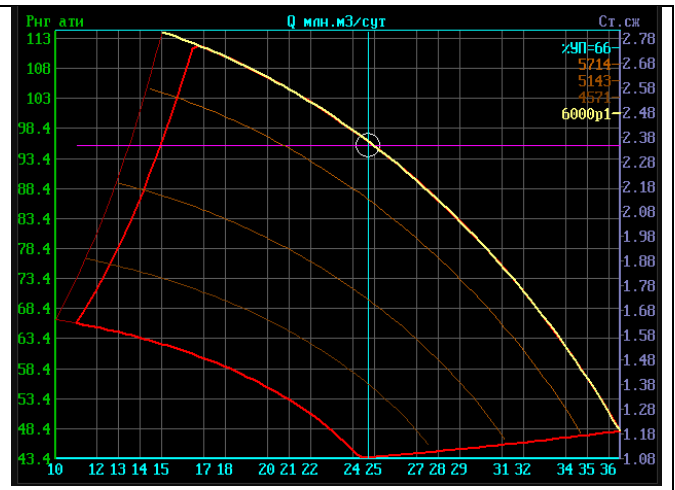


Рисунок 23 – Газодинамические характеристики нагнетателя при ограничении на давление

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Введение

На сегодняшний день трубопроводный транспорт является самым распространенным способом обеспечения транспортировки природного газа для всех транспортирующих организаций. Однако, существует множество факторов, снижающих эффективность работы газотранспортной системы и повышающих стоимость транспортировки газа.

Для решения данной проблемы применяется оперативное сопровождение транспортировки, описанное в разделе 2 данной работы. Данный подход позволяет как идентифицировать серьезные осложняющие процессы на ранних стадиях, так и принять меры по оптимизации работы газотранспортной системы в условиях уже имеющихся ОП.

Оперативное сопровождение транспортировки природного газа позволяет не только повысить эффективность транспортировки, но и снизить множество рисков предприятия. Например, планирование проведения ремонтных работ с учетом планов в программно-вычислительном комплексе позволяет снизить риски материально-технического обеспечения, а также запланировать все необходимые переходы для обеспечения вывода определенного участка в ремонт. Более того, одна из основных целей данного подхода это выполнение условий поставки природного газа потребителю, то есть снижение риска своевременного необеспечения потребителя договорными объемами природного газа.

В связи со всем вышесказанным, необходима оценка возможности внедрения технологии оперативного сопровождения транспортировки природного газа.

					Оперативное сопровождение технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бакало Н.Ю..			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль		Брусник О.В.						

5.2 Потенциальные потребители результатов исследования

Рассматриваемый подход к управлению потоками газа и оперативному сопровождению его транспортировки предназначен для транспортирующих организаций. На сегодняшний день оптимизация перекачки природного газа является необходимой составляющей, так как способствует выполнению плановых поставок потребителю и снижению затрат компании на транспортировку.

Сегментирование рынка наиболее логично проводить исходя из масштаба проекта, то есть общей протяженности газопровода и его проектных возможностей, однако, также важно будет и расположение объекта потенциального пользователя, т.к. ПВК должен иметь соответствующий уровень адаптации для зарубежных потребителей.

Таблица 16 – карта сегментирования рынка

		Территориальное расположение	
		Зарубежные	Отечественные
Масштаб проекта	Большие		
	Средние		
	Малые		
	ПВК «Веста»		ПВК «Волна»

На сегодняшний день существует множество подходов к оптимизации режима транспортировки природного газа и, как следствие, множество вариаций программно-вычислительных комплексов. Многие из них находят широкое применение в своей области, однако, не меньшее их количество являются очень узко направленными, что и является причиной, их меньшего распространения. Таким образом в таблице 16 приведены наиболее перспективные и стремительно развивающиеся программно-вычислительные комплексы, однако, остаются свободные сегменты рынка, на которые и необходимо ориентироваться для достижения наилучших результатов по распространению разработки.

5.3 SWOT-анализ процесса оперативного сопровождения транспортировки природного газа

Являясь инструментом стратегического менеджмента SWOT-анализ представляет собой комплексное исследование технического проекта, который нашел свое применение в исследованиях внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 17 – SWOT- анализа процесса оперативного сопровождения транспортировки природного газа

		Сильные стороны:	Слабые стороны:
<p>Внутренняя среда</p> <p>Внешняя среда</p>		<p>С1. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С2. Экологичность технологии.</p> <p>С3. Повышение безопасности производства.</p> <p>С4. Планирование проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования.</p>	<p>Сл1. Трудность внедрения функции.</p> <p>Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.</p>
Возможности	<p>В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет оптимизации всех ЭГПА.</p> <p>В2. Сокращение расходов.</p> <p>В3. Качественное обслуживание потребителей.</p> <p>В4. Сокращение времени простоев.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Достижение повышения производительности агрегатов. – Исключение поломок оборудования в результате сбоев в энергоснабжении. – Своевременная поставка природного газа потребителям. 	<ul style="list-style-type: none"> – Принятие на работу квалифицированного специалиста. – Переподготовка имеющихся специалистов.
Угрозы	<p>У1. Экономическая ситуация в стране, способствующая снижению цены за газ, в результате чего применение функции станет экономически нецелесообразным.</p> <p>У2. Недостаток финансовых средств для модернизации всех агрегатов в результате увеличения стоимости работ специалиста от завода-изготовителя.</p> <p>У3. Ограничение по использованию технологии из-за применения санкций странами ЕС.</p>	<p>Быстрая окупаемость работ по оптимизации ЭГПА за счет высокой экономичности и эффективности технологии, а также снижению затрат на ремонт оборудования, вышедшего из строя в результате просадок напряжения.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Дальнейшая проработка. – Прекращение модернизации ЭГПА.

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость носит вероятностный характер и оценивается экспертным путем в человеко-днях по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (28)$$

где: $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;
 t_{mini} - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.
 t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (29)$$

где: $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;
 T_{pi} - продолжительность одной работы, раб. дн.;
 $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

5.5 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

Продолжение таблицы 19														
6	Построение моделей трубопровода	И	15											
7	Оценка результатов исследования	Р, И	3											
8	Составление пояснительной записки	Р, И	9											

5.6 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат НТИ

Для проведения научного исследования необходим компьютер, с установленными специальными программами и с соответствующим программным обеспечением.

$$Z_m = (1 + k_t) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i} = 50000 \cdot 1 + 1500 \cdot 1 = 51500 \quad (32)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Материальные затраты пришлись на компьютер и программное обеспечение. Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно. Основная заработная плата исполнителей темы Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу 20.

Таблица 20 - Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.- раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	14	18	14	1450	1450	1450	20300	26100	20300
2	Дипломник	139	145	144	559,3	559,3	559,3	77743	81099	80539
								98043	107199	100839

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) рассчитывается по следующей формуле:

$Z_{\text{осн}} = T_p \cdot Z_{\text{дн}}$	(33)
--	------

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

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

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Для руководителя: $Z_{\text{осн}} = 1450,1 \cdot 14 = 20301,4$ руб.

Для дипломника: $Z_{\text{осн}} = 559,3 \cdot 139 = 77742,7$ руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d}$	(34)
---	------

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года; k_p – районный коэффициент;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научнотехнического персонала, раб. дн.

Для руководителя: $Z_{\text{дн}} = \frac{24600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 1450,1$ руб.

Для дипломника: $Z_{\text{дн}} = \frac{9489 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 559,3$ руб.

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}$	(35)
--	------

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Для руководителя: $Z_{\text{доп}} = 20300 \cdot 0,13 = 2639$ руб.

Для дипломника: $Z_{\text{доп}} = 77743 \cdot 0,13 = 10107$ руб.

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$	(36)
---	------

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

Для руководителя: $Z_{внеб} = (20300 + 2639) \cdot 0,27 = 6194$ руб.

Для дипломника: $Z_{внеб} = (77743 + 10107) \cdot 0,27 = 23720$ руб.

Итого: 29914 руб.

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$Z_{накл} = k_{нр} * (Z_{осн} + Z_{доп} + Z_{м} + Z_{внеб})$	(37)
--	------

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

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Определение бюджета на НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	51500	51500	51500
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	98043	107199	100839
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12746	13936	13109
4. Отчисления во внебюджетные фонды	30024	32828	30880
5. Накладные расходы	28690	30794	29332
6. Бюджет затрат НТИ	208003	223257	212660

Таким образом, общий бюджет НТИ составил 220000 руб.

5.7 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (38)$$

где: $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;
 Φ_{pi} - стоимость i -го варианта исполнения;
 Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{208003}{223257} = 0,93$$

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (39)$$

где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;
 a_i - весовой коэффициент разработки;
 b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 22 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра.	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	3	4
3. Материалоемкость	0,3	5	4	3
4. Энергосбережение	0,25	5	5	5
5. Безопасность	0,2	4	4	5
Итого:	1	23	21	21

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{исп}i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{испi} = \frac{I_{pi}}{I_{финр}^{испi}}$$

$$I_{исп1} = 4,65 ; I_{исп2} = 4,2 ; I_{исп3} = 4,15.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{испmin}}$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = 1,02 ; \mathcal{E}_{ср2} = 1,3 ; \mathcal{E}_{ср3} = 1.$$

Таблица 23 - Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	1	0,95
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	4,2	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	4,99	4,2	4,36
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,19	1	1,04

Как видно из таблицы, первый вариант исполнения научноисследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

5.8 Вывод

Выполнив данную работу, выявили наиболее конкурентноспособную технологию, определили ее сильные и слабые стороны. Согласно проведенным исследованиям, бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований. Согласно данным из таблицы 21, бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы, составил 220003 руб.

расчета заработной платы, который устанавливается Правительством Российской Федерации. Для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, предусмотрена повышенная оплата труда. Минимальный размер повышения составляет 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем с учетом мнения представительного органа работников в порядке, установленном ст. 372 ТК РФ [19].

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

Конструкцией производственного оборудования и рабочего места обеспечивается оптимальное положение персонала, оно достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Конструкция регулируемого кресла оператора соответствует требованиям ГОСТ 21889—76 [9].

Аварийные органы управления расположены в зоне досягаемости моторного поля, при этом предусмотрены специальные средства опознавания и предотвращения их непроизвольного и самопроизвольного включения в соответствии с ГОСТ 12.2.003—91 [12].

Сидячие рабочие места оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ [20]. Конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля. При проектировании оборудования и организации рабочего места учтены антропометрические показатели мужчин (работают только мужчины).

По показателям тяжести трудового процесса работа оператора в соответствии с Р 2.2.2006-05 [25] относится к классу оптимальной (легкая физическая нагрузка. По показателям напряженности – к классу допустимой (напряженность труда средней степени) и, соответственно, допустимые условия труда условно относят к безопасным.

6.3 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32 в таблице 24.

Таблица 24 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Эксплуатация	Ремонт	
1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования		+	+	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ [13]
2. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ [14]
3. Повышенное значение напряжения		+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [15]
4. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением		+	+	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [2]
5. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте		+	+	НПБ 105-03 [23] ППБ 01-2003 [16] НПБ 110-99 [17] СНиП 21-01-02-85 [18]
6. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [24] СНиП 2.04.05.86 [5]
7. Превышение уровней шума		+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 [6] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [7]
8. Превышение уровней вибрации		+	+	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [9] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [8]

Продолжение таблицы 24					
9.Превышение уровней ионизирующих излучений			+	+	СП 2.6.1–758–99 [25]
10.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+		+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [10] СП 52.13330.2011 [26]
11.Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны			+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [11]
12.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися			+	+	ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [12]

6.3.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

На здоровье человека существенное влияние оказывают микроклиматические условия производственной среды, которые складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности, скорости движения и излучений от нагретых предметов.

Для поддержания параметров воздушной среды в помещениях КС, в соответствии с требованиями действующих санитарных и технологических норм, система вентиляции включает в себя:

- естественную вентиляцию во всех помещениях компрессорного цеха (КЦ);
- приточно-отопительную вентиляцию в отсеках двигателя и нагнетателя;
- приточно-вытяжную вентиляцию в аккумуляторной, химлаборатории;
- вытяжную вентиляцию в помещениях мехмастерской, диспетчерской;
- установки кондиционирования воздуха;
- отопительные регистры с теплосетью.

При этом вентиляция должна обеспечивать:

- температурно-влажностный режим;
- предотвращение и снижение загазованности.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [14]. Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Превышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [13].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
- использование средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

Источниками шума в ГПА с газотурбинным приводом являются всас компрессора, выхлоп турбины, корпус ГТУ и камеры сгорания, нагнетатель с присоединяемыми трубопроводами и другое вспомогательное оборудование ГТУ и КС.

Шум на ГЩУ, создаваемый системами управления цеха, работой персональных компьютеров, не превышает нормативные уровни шума. Сменный персонал может находиться на ГЩУ в течение всей рабочей смены без СИЗ органов слуха [24].

Превышение уровней вибрации

Для ГЩУ в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [24] вибрация соответствует 3 категории типа «в» - технологическая вибрация,

воздействующая на оператора на рабочих местах стационарных машин или передающиеся на рабочие места, не имеющие источников вибрации.

Используемые средства и методы защиты от вибрации - здание ГЩУ находится отдельно и не связано со зданиями ГТУ.

Для обеспечения вибробезопасных условий труда при сборке и монтаже агрегата выполняется [22]: центровка и балансировка роторов.

Превышение уровней ионизирующих излучений

Основные профилактические мероприятия: уменьшение времени пребывания в зоне радиации; увеличение расстояния от источника излучения до работающего; установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и другие.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для освещения зданий используются искусственные и естественные источники света.

Естественное освещение на ГЩУ создается природными источниками света через оконные проемы, обеспечивающие достаточную освещенность в помещении в светлое время суток. Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами. На ГЩУ освещенность составляет 300 Лк, что соответствует норме IV разряда зрительных работ (средней точности), КЕО = 1,5 %. Естественное освещение (боковое) – является основным при работе в светлое время суток и обеспечивает КЕО = 1,5 %. Освещение на лестничных клетках, в коридорах, проходах, а так же помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала составляет 50 Лк [10].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая

концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³ [7].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [7]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;

- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³;

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);

- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща [11].

6.3.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при выполнении работ по

оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-16, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосновения к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [13].

Электрический ток, повышенное значение напряжения

ГЩУ по степени опасности поражения персонала электрическим током относится по ГОСТ 12.1.019-79 [14] к помещениям с повышенной опасностью.

Для питания производственного оборудования ГЩУ применяется напряжение 220 В.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с Правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

Защитное заземление или зануление, в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [15], должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала [15].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

В соответствии с ППБ 01-2003 [16] ГЩУ, где возможен пожар класса А, оснащен щитом пожарным ЩП-А с 2 ручными порошковыми огнетушителями вместимостью 5 л и массой огнетушащего вещества 4 кг. Помещения ГЩУ оборудованы системой стационарного пожаротушения в соответствии с СНиП 21-01-02 [45] и НПБ 110-99 [17].

Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНиП 21-01-02 [18] через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара, лестничный пролет на улицу.

6.4 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия [19-20] при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32 в таблице 25. С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

Таблица 25 - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Атмосфера	Выбросы природного газа; сжигание отходов производства; выхлопные газы ГТУ; выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	<p>Негативное воздействие ГКС на воздушный бассейн:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выбросы природного газа; - ремонтные работы; - сжигание отходов производства на ФУ; - выхлопные газы ГТУ <p>Наиболее реальную угрозу представляют окислы азота. Сжигание топлива без образования окислов азота – важнейшая задача. Для уменьшения выбросов окислов азота соблюдается оптимальный режим горения в камере сгорания, а также контролируется скорость прохождения через зону горения.</p> <p>Для уменьшения локальных нарушений микроклимата тепло должно рассеиваться в слоях атмосферы, удалённых от поверхности земли с помощью дымовых труб.</p>
Гидросфера	Загрязнение сточными водами и мусором	<p>Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды;</p> <p>Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром.</p> <p>Который позволит предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки.</p>
Литосфера	Засорение почвы производственными отходами	<p>Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ.</p> <p>На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям.</p>

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На КС возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций техногенного характера [21-22], способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера и способы их предотвращения при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32

Наименование возможной ЧС	Условия возникновения ЧС	Возможные последствия ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
1	2	3	4	5
Воспламенение масла	Разрыв маслопровода, попадание масла на разогретые участки участка валопровода, проведение пожароопасных работ вблизи маслообъектов	Авария на агрегате, выход из строя системы защиты, пожар.	Контроль за плотностью маслопроводов, проведение пожароопасных работ при наличии средств пожаротушения	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, прекращение подачи масла на объект
Взрыв природного газа, используемого в качестве топлива	Утечка природного газа, наличие открытого источника пламени	Взрыв с разрушением несущих конструкций и агрегата, пожар	Постоянный контроль за плотностью тракта, особый контроль при проведении ремонтов, запрет пожароопасных работ вблизи блока ТГ	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, прекращение подачи топливного газа. Расчет остекления помещения нагнетателя.

Продолжение таблицы 26				
Короткое замыкание и возгорание кабелей	Мех. повреждения, попадание воды, износ проводки, чрезмерное нагружение электросети	Пожар на ГЩУ, авария генератора	Эксплуатация электропотребителей на ГЩУ, и кабелей генератора согласно утвержденным правилам	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, отключение от сети
Разрушение укрытия, повреждения оборудования или агрегата	Наводнение, сильный ветер, ураган	Поломка оборудования, взрывопожароопасная ситуация, повреждение линий связи	Прогноз погоды, оповещение персонала	Аварийный останов агрегата, разбор завалов, устранение повреждений
Скачок напряжения, короткое замыкание	Попадание молнии	Выход из строя САР, оборудования, пожар в укрытии агрегата	Профилактические работы согласно графику	Аварийный останов агрегата

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала КС действиям во время чрезвычайных ситуаций.

6.6 Заключение

В данном разделе выпускной квалификационной произведен анализ опасных производственных факторов на компрессорных станциях и магистральном газопроводе, рассмотрено влияние каждого из факторов на производственную безопасность и методы защиты от них. Также, приводится список природоохранных мероприятий, обеспечивающих экологическую безопасность при производственном процессе. Указываются необходимые действия при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе была изучена необходимость оперативного сопровождения транспортировки природного газа, рассмотрены состояния газопотребления, определяющие возможность оптимизации, а также осложняющие процессы.

При помощи ПВК «Астра-газ», был смоделирован участок газопровода, включающий линейную часть с лупингом и две компрессорные станции. Далее для рассматриваемого участка были смоделированы все рассмотренные осложняющие процессы. Для каждого из режимов в ПВК были пересчитаны рабочие параметры, что позволило провести анализ изменения расхода топливно-энергетических ресурсов. Таким образом, при сезонном снижении потребления природного газа, оказалось возможным вывести из работы обе компрессорные станции. При эксплуатации модельного участка в данных условиях ежедневная экономия электроэнергии в количестве 691,2 кВт и топливного газа в количестве 0,8885 млн м³/сут. Целью оперативного сопровождения транспортировки при других осложняющих процессах было снижение рисков чрезвычайных ситуаций, а также рисков не выполнения договорных условий поставки природного газа, в связи с чем, повысился расход ТЭР, и, как следствие, снижение эффективности транспортировки.

Был проведен прочностной расчет модельного участка трубопровода, и вычислена величина стенки трубопровода $\delta = 21$ мм, что соответствует принятой при моделировании величине. Также в работе были рассчитаны показатели центробежного нагнетателя ГПА – 32 «Ладога» а также для каждого из рассматриваемых режимов работы, построены газодинамические характеристики с кривыми помпажного и предпомпажного состояний, на которых наглядно показано изменение загрузки ГПА в условиях работы при осложняющих процессах.

					Оперативное сопровождение технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бакало Н.Ю..			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль		Брусник О.В.						
						ТПУ гр 2Б6Б		

Список использованных источников

1. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
2. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
3. ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
4. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
5. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
6. ГОСТ 21889-76. Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
7. ГОСТ 12.1.008-78. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
8. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

					Оперативное сопровождение технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованных источников					
Разраб.		Бакало Н.Ю..						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.								
Консульт.										
Рук-ль		Брусник О.В.								
					ТПУ гр 2Б6Б					

9. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

10. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

11. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

12. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

13. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

14. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

15. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

16. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

17. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

18. НПБ 110-99. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками

пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

19. ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

20. Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

21. РД 153-39.0-112-2001 Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

22. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

23. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

24. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

25. СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

26. СНиП 21-01-02-85. Противопожарные нормы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

27. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
28. СП 2.6.1–758–99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
29. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ). Раздел XII. Особенности регулирования труда отдельных категорий работников. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://study.garant.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
30. Федеральный закон №116 от 22.02.2017 «О внесении изменения в федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
31. Бабаков А.В. Управление сбалансированным развитием газотранспортного предприятия в условиях углубления социально-экономических рисков Диссертация – Санкт-Петербург., 2006. – 188;
32. Онищенко Г.Б., Юньков М.Г. Электропривод турбомеханизмов / Г.Б. Онищенко, М.Г. Юньков. – М.: Энергия, 1972. – 240с.
33. Ишков А.Г., Хворов Г.А., Юмашев М.В. и др. Современное состояние и перспективное развитие направлений энергосбережения в транспорте газа // Газовая промышленность, 2010, №9. – С.36-39.
34. Интеграция газовых рынков: в интересах устойчивого глобального роста / Доклад заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром» А.
35. Путин В.В. Инвестиции в газовую отрасль до 2030 года / Доклад на совещании по проекту генеральной схемы развития ОАО «Газпром» // Новый Уренгой, 11 октября 2010 г.
36. Концепция энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011-2020гг. / Утверждена

приказом ОАО «Газпром» №364 от 28.12.2010г. ВРИО
Председателя Правления ОАО «Газпром» А.В. Кругловым. – 30с.

37. СТО Газпром 093-2011 Компьютерные программно-вычислительные комплексы моделирования и оптимизации режимов систем добычи и трубопроводного транспорта газа. Методики оценки. Методы испытаний. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
38. СТО Газпром 2-3.5-113-2007 Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем – М.: ОАО «Газпром», 2007. – 53с.