

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа»

УДК 622.691.4.053-049.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Перегудова Арина Сергеевна		17.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н.		17.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Клемашева Е.И.	к.э.н.		14.05.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Фех А.И.	—		31.05.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		17.06.2021

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
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 (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</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(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Перегудовой Арине Сергеевне

Тема работы:

«Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 36-80/с от 05.02.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<p>Объект исследования: участок магистрального газопровода _____ с условным диаметром _____ мм и протяженностью _____ км</p> <p>Тип трубы - _____</p> <p>Марка стали - _____</p> <p>Рабочее давление - _____ МПа</p>
---------------------------------	---

<p align="center">Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Определение основной группы факторов, влияющих на режим перекачки природного газа по магистральному газопроводу; 2. Составление вертикально - интегрированной структуры комплексных задач диспетчерского управления газотранспортной организации; 3. Описание исследуемого объекта, проведение расчета на его прочность; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность.
<p align="center">Перечень графического материала</p>	<p>Рисунки:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Состав магистрального газопровода 2. Факторы, влияющие на неравномерность потребления газа 3. Годовой график потребления газа 4. Показатели, характеризующие неравномерность потребления природного газа 5. График суточного потребления газа 6. Методы изменения режимов работы системы газоснабжения 7. Принципиальная технологическая схема ПХГ 8. Условия образования гидратов 9. Способы предупреждения образования гидратов 10. Способы удаления образовавшихся гидратов 11. Иерархическая структура и основная цель деятельности диспетчерских пунктов ПАО «Газпром» 12. Виды управления магистральным газопроводом в зависимости от временного диапазона 13. Основные задачи оперативно – диспетчерского управления 14. Схема процесса диспетчерского управления 15. Основные шаги процесса диспетчерского управления 16. Балансирование ГТС 17. Алгоритм определения коэффициента гидравлической эффективности 18. Этапы восстановления коэффициента гидравлической эффективности 19. Алгоритм выполнения оценки вида распределения 20. Изменение объема перекачки природного газа по модельному участку магистрального газопровода за 1999-2018 гг. 21. Распределение показателей неравномерности подачи газа по модельному участку МГ 22. Гистограмма распределения относительных частот 23. Функция плотности распределения 24. Гистограмма фактического и теоретического нормального распределений

	<p>25. Гистограмма распределения предельной величины изменения давления в газопроводе в зависимости от условного диаметра и коэффициента ослабления стенки трубы</p> <p>26. Предельное значение изменения давления газа для трубопроводов различного диаметра в зависимости от глубины дефекта</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Е.И., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Фех А.И., старший преподаватель ООД

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.01.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н,		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Перегудова Арина Сергеевна		25.01.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Перегудовой Арине Сергеевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение 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»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – не более 334 881 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 189 199 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Коэффициент дополнительной заработной платы – 12%; Районный коэффициент – 1,3</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30,2%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Проведение оценки ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Карта сегментирования рынка</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>График проведения НИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.01.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Перегудова Арина Сергеевна		25.01.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Перегудовой Арине Сергеевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение 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:

«Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: модельный участок газопровода Область применения: 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. 	<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 3. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) 4. Оборудование рабочих мест ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03 6. Инструкции по технике безопасности предприятия
2. Производственная безопасность: <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>При эксплуатации магистрального газопровода были выявлены следующие вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная загазованность воздуха – пониженная температура воздуха рабочей зоны – повышенный уровень шума и вибрации – недостаточная освещенность рабочей зоны <p style="text-align: center;"><u>Опасные факторы:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся подвижные части производственного оборудования – электрический ток – опасный уровень давления в магистральном газопроводе – пожаро- и взрывоопасность

<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<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 <p>Воздействие на места обитания животных</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<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	25.01.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Перегудова Арина Сергеевна		25.01.2021

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2021	<i>Введение</i>	5
26.02.2021	<i>Обзор литературы</i>	20
08.03.2021	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2021	<i>Теоретические основы технологических расчетов на прочность</i>	15
29.04.2021	<i>Разработка мероприятий по повышению эффективности перекачки природного газа по магистральному газопроводу с учетом изменения сезонности газопотребления</i>	20
14.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
10.06.2021	<i>Заключение</i>	5
17.06.2021	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н.		17.06.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		17.06.2021

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, 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.

Единая система газоснабжения: производственно-технологический комплекс, состоящий из объектов добычи, транспорта, переработки и подземного хранения газа.

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.

Оперативно-диспетчерское управление: комплекс мер по централизованному управлению режимами эксплуатации магистрального трубопровода, осуществляемых в соответствии с правилами и нормами технической эксплуатации.

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		17.06			1	160
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Брусник О.В.				Группа 2Б7А		

Оптимальный технологический режим работы газотранспортной системы: режим, при котором обеспечивается выполнение установленного объема транспортировки газа, закачки/отбора в подземные хранилища газа, поставки газа потребителям Российской Федерации и на экспорт в соответствии с заявленными объемами с соблюдением заданного уровня надежности работы объектов газотранспортной системы и минимальными эксплуатационными расходами, в том числе с минимальными затратами топливно-энергетических ресурсов в стоимостном выражении.

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

Режим потребления газа изменение объемов потребляемого газа за рассматриваемый промежуток времени (сутки, неделя, год и т. п.).

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

Сокращения

АВО – аппараты воздушного охлаждения;

АДС – аварийно–диспетчерская служба;

БД – база данных;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГРС – газораспределительная станция;

ДС – диспетчерская служба;

ГТС – газотранспортная система;

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;

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

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

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.

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

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 12.1.030-81 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.

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

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 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 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.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.

СТО Газпром 8-006-2013 Диспетчерское управление. Инструменты диспетчерского управления. Нормативно-справочная информация диспетчерского управления. Общие требования.

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».

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 160 страниц, 26 рисунков, 30 таблиц, 99 источников литературы, 1 приложения.

Ключевые слова: газопровод, осложняющие процессы, режим перекачки, газопотребление, гидратообразование.

Объектом исследования является участок магистрального газопровода [REDACTED] с условным диаметром [REDACTED] мм и протяженностью [REDACTED] км.

Цель работы - разработка мероприятий по повышению эффективности перекачки природного газа по магистральному газопроводу с учетом изменения сезонности газопотребления.

Основной особенностью ЕСГС РФ является совокупность рассредоточенных на большом расстоянии, но связанных технологически объектов добычи, транспортировки, переработки, распределения и резервирования газа. Отличительной особенностью также является возможность маневрирования потоками газа и отбором его из любых точек МГ для покрытия суммарных суточных потребностей, что определяет четкую работу диспетчерских служб и понимание происходящих процессов в МГ, связанных с особенностью поведения газовых сред и наличия в них некоторых нежелательных примесей, приводящих к изменению его пропускной способности. Поэтому все работы, направленные на регулирование режимов для обеспечения поставок в требуемом объеме конечным потребителям природного газа, являются актуальными.

В результате исследования были выявлены основные группы факторов, влияющие на режим перекачки. Также было отмечено, что любые воздействия, оказываемые на ГТС, приводят к изменению параметров работы объектов и оборудования и изменению фактического режима работы ГТС.

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		17.06			7	160
Консульт.				17.06				
Рук-ль		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Abstract

The final qualifying work consists of 160 pages of text, 26 figures, 30 tables, 99 sources of literature, 1 application.

Key words: gas pipeline, complicating processes, operating mode, gas consumption, hydrating.

The object of research is the section of the [REDACTED] gas pipeline with a nominal diameter of [REDACTED] mm and a length of [REDACTED] km.

The main feature of the Unified system of gas supply in Russia is a set of dispersed over a long distance, but technologically connected objects of gas production, transportation, processing, distribution and reservation. These are gas fields, main gaslines, gas - distribution stations, underground storage facilities. A distinctive feature is also the possibility to maneuver gas flows and extract it from any points of the main gas pipeline to cover the total daily needs, which determines the efficient work of operations control center and an understanding of the ongoing processes in the main gas pipeline associated with the behavior of gaseous fluid and the presence of some impurities, leading to changing its bandwidth. Therefore, all works aimed at regulating the modes to ensure supplies in the required volume to the end consumers of natural gas are relevant.

As a result of research, the main groups of factors affecting the pumping mode were identified. It was also noted that any impacts on the GTS lead to changes in the operating parameters of facilities and equipment and changes in the actual operating mode of the GTS.

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		17.06			8	160
Консульт.				17.06				
Рук-ль		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Оглавление

Введение.....	13
1. Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	15
1.1 Общее представление об Единой системе газоснабжения.....	15
1.2 Факторы, влияющие на режим перекачки природного газа по магистральным газопроводам.....	17
1.2.1 Влияние сезонной неравномерности газопотребления на режим работы магистрального газопровода	18
1.2.2 Способы устранения неравномерности работы систем газоснабжения	27
1.2.3 Гидратообразование	32
1.2.4 Диспетчерское управление техническим обслуживанием и ремонтом на объектах газотранспортных систем ЕСГ.....	36
1.3 Диспетчеризация и балансирование ГТС.....	45
1.4 Расчет оптимального режима работы газотранспортной системы...	54
2. Определение толщины стенки трубопровода и проверка его на прочность и устойчивость.....	57
3. Определение влияния загибачивания внутренней полости МГ на изменение коэффициента гидравлической эффективности	67
4. Оценка вида распределения поставок газа по участку магистрального газопровода	77

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оглавление			
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06				
Руковод.		Чухарева Н.В.		17.06				
Консульт.				17.06				
Рук-ль		Брусник О.В.						
					Лит.	Лист	Листов	
						9	160	
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			

5. Расчет изменения давления в магистральном газопроводе в зависимости от наружного диаметра и глубины дефекта.....	88
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	98
Введение.....	98
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	99
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	99
6.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	100
6.1.3 SWOT-анализ	102
6.2 Планирование научно-исследовательских работ	103
6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	103
6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	104
6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	105
6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	106
6.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование.....	107
6.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы	107
6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	108
6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	109
6.3.5 Накладные расходы	109
6.3.6 Прочие прямые расходы	109
6.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	110
Выводы по разделу	111

7. Социальная ответственность	112
Введение.....	112
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	113
7.2 Производственная безопасность	114
7.2.1 Обзор вредных и опасных факторов на рабочем месте.....	115
7.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	118
7.2.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	122
7.3 Экологическая безопасность.....	125
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	128
Выводы по разделу	131
Заключение	132
Список использованных источников	134
Приложение А	147

Введение

Магистральные газопроводы (МГ) - сложная и непрерывно формирующаяся технологическая система, составляющая важную часть Единой системы газоснабжения (ЕСГС). Организация бесперебойных поставок потребителям в России и за рубежом и обеспечение надежности функционирования газотранспортной системы (ГТС) являются первостепенными направлениями, определенными стратегией развития ПАО «Газпром» на ближайшую перспективу.

Благодаря централизованному управлению, большой разветвленности и наличию параллельных маршрутов транспортировки, ГТС обладает существенным запасом надежности и способна обеспечивать бесперебойные поставки газа даже при пиковых сезонных нагрузках. Тем не менее, значительная часть газотранспортных мощностей была создана в семидесятые-восемидесятые годы прошлого века и находится в стадии длительной эксплуатации, что делает ее объектом повышенной опасности.

Снижение факторов риска эксплуатации газопроводов повышает их надежность. Однако, потребление газа характеризуется крайней неравномерностью, что, прежде всего, связано с сезонными колебаниями спроса. Неравномерность объема перекачки приводит к колебаниям давления транспортируемой углеводородной среды, что способствует дополнительным нагрузкам на линейную часть и требует четко выверенного энергосберегающего подхода к вопросам эксплуатации компрессорных станций (КС).

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		17.06			12	160
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Брусник О. В.				Группа 2Б7А		

Таким образом, поддержание сбалансированного режима работы газотранспортной системы в целом, является стратегически важной задачей ПАО «Газпром», решение которой невозможно без слаженной работы специалистов диспетчерских служб.

Так как, ГТС должна удовлетворять спрос на природный, товарный газ потребителей, согласно договорам на поставку продукции, в том числе и в случаях резкого колебания по календарным, погодным, экономическим и иным причинам, и обеспечивать безопасный режим эксплуатации опасного производственного объекта (ОПО), все работы, направленные на регулирование режимов перекачки в необходимом объеме грузополучателям газообразных углеводородов, являются актуальными.

Цель ВКР. Разработка мероприятий по повышению эффективности перекачки природного газа по магистральному газопроводу с учетом изменения сезонности газопотребления.

Для реализации цели, требуется выполнить следующие задачи:

- 1) определить основную группу факторов, влияющую на режимы перекачки природного газа по магистральному газопроводу;
- 2) составить вертикально - интегрированную структуру комплексных задач диспетчерского управления газотранспортной организации;
- 3) провести оценку прочностных параметров участка магистрального газопровода для обеспечения условий безопасной эксплуатации опасного производственного объекта в соответствии с требованиями НТД по проектированию;
- 4) определить влияние загибания внутренней полости МГ на изменение коэффициента гидравлической эффективности;
- 5) разработать алгоритм расчета видов распределения поставок газа в условиях снижения загрузки магистрального газопровода;

					Введение	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- б) выбрать оптимальную технологию управления режимами перекачки природного газа с учетом возможных перепадов давления, обусловленных дефектами линейной части по данным ВТД;
- 7) выполнить экономический расчет, а также выявить опасные производственные факторы при эксплуатации газопроводов.

Объект исследования. Участок магистрального газопровода

Предмет исследования. Технологии управления перекачкой природного газа по магистральным газопроводам с учетом изменения сезонности газопотребления и развитием осложняющих процессов в газопроводе.

Практическая значимость. Заключается в регулировании режимов перекачки природного газа при изменении эксплуатационных условий газопровода и сезонных неравномерностях газопотребления.

					Введение	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода

1.1 Общее представление об Единой системе газоснабжения

Газотранспортная система является основой ЕСГС России и обеспечивает непрерывную транспортировку голубого топлива от месторождения газа до конечного потребителя.

Согласно официальным данным, представленным на сайте ПАО «Газпром» и литературным источникам [1-6], на текущий момент времени ЕСГС России – крупнейшая в мире сеть технических объектов, предназначенных для подготовки, перекачки, компримирования, хранения и распределения газа, динамика развития которой представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Динамика развития и технические характеристики газотранспортных активов ПАО «Газпром» на территории России [4]

По состоянию на 31 декабря						
№п/п	Объект	2014	2015	2016	2017	2018
1	Протяженность МГ и отводов в одноконтурном исчислении, тыс. км	170,7	171,2	171,8	172,1	172,6
2	Количество линейных КС, шт.	250	250	253	254	254
		10 КС ООО «Газпром трансгаз Томск» «Александровская», «Вертикос», «Парабель», «Чажемто», «Володино», «Просоково», «Кожурлинская», «Омская», «Атаманская», ГКС «Сахалин»				
3	Количество ГПА, шт.	3 825	3 829	3 852	3 844	3 812
4	Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	46,1	46,2	46,7	46,7	47,1

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		17.06			15	160
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О. В.						

5	Количество объектов подземного хранения газа, шт.	26	26	26	26	27
		Строящиеся и перспективные объекты ПХГ				
		Арбузовское ПХГ; Беднодемьяновское ПХГ; Новомосковское ПХГ; Шатровское ПХГ; Удмуртский резервирующий комплекс				

Если представить газотранспортную сеть в виде простой технологической схемы, то она будет выглядеть следующим образом (рис. 1).

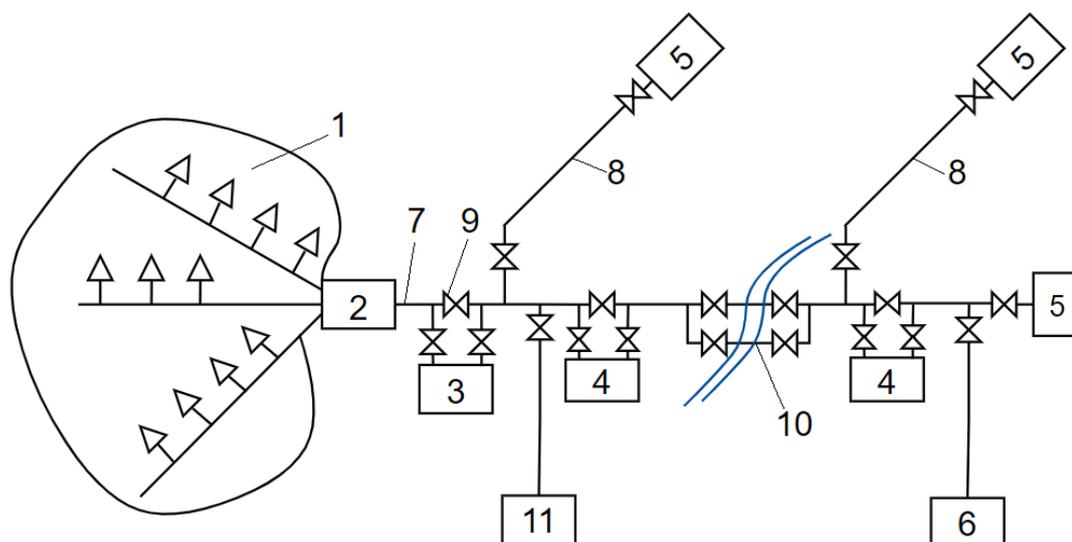


Рисунок 1 – Состав магистрального газопровода [7]

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

Отличительной особенностью ЕСГС РФ является возможность маневрирования потоками газа и отбором его из любых точек МГ для покрытия суммарных суточных потребностей, что определяет четкую работу диспетчерских служб и понимание происходящих процессов в МГ, связанных с особенностью поведения газовых сред и наличием в них некоторых

нежелательных примесей, приводящих к изменению его пропускной способности.

1.2 Факторы, влияющие на режим перекачки природного газа по магистральным газопроводам

Проведенный литературный обзор свидетельствует, что для обеспечения бесперебойной поставки природного газа потребителю требуется учитывать значительную группу факторов, малейший неучет, которой может привести к сбою всей сети в целом, поэтому очень важно понимать эти факторы и причины их возникновения для нивелирования требуемых объемов.

Все факторы условно можно распределить на факторы эксплуатации и ТО (связанные с вопросами технического обслуживания – вывод в капитальный ремонт, плановая остановка, метрологические проверки), осложняющие процессы (связанные с развитием осложняющих процессов, возникновением инцидентов и аварий, согласно классификации, утвержденной приказом Ростехнадзора №29 от 24.01.2018 [8]) и сезонные.

Исходя из вышеизложенного, оперативно-диспетчерское управление в процессе транспортировки разрабатывает режимы для каждой конкретной ситуации, обеспечивает контроль работы сетей газоснабжения.

Более подробно все факторы можно представить в виде таблицы 2.

Таблица 2 - Факторы, влияющие на режим перекачки

Изменение сезонности газопотребления	Факторы эксплуатации и ТО	Осложняющие процессы (гидратообразование)
Определение		
Колебания в потреблении газа по месяцам, кварталам, сезонам года, обусловленные главным образом изменением температуры	Вывод в капитальный ремонт, плановая остановка, метрологические проверки	Твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях за счет включения молекул газа в решетку из молекул воды

Причины возникновения		
Неравномерность использования газа потребителями (вид кривой изменения газопотребления - циклический синусоидальный, с периодом, равным году):	Остаточное содержание твердых частиц в транспортируемой среде (максимальному износу подвергаются места поворота трубопровода, т.к. поток газа меняет направление и взвешенные в нем частицы оказывают воздействие на внутреннюю часть ТП)	Благоприятные термобарические условия (низкая температура и высокое давление)
	Жизненный уклад населения	Наличие гидратообразующего вещества (CH_4 , C_2H_6 , CO_2 и др.)
	Климатические условия	
	Характеристика газового оборудования потребителей	Достаточное количество воды (способность воды образовывать гидраты определяется наличием в ней водородных связей)
Внутренние производственные причины в работе предприятий газовой отрасли:	Коррозия	Ускоренному образованию гидратов способствуют:
Аварии в системах добычи, переработки и транспортировки газа	Брак строительного – монтажных работ	Турбулентное течение сырьевого потока
Проведение плановых профилактических ремонтов и реконструкций	Механические повреждения труб машинами и механизмами при земляных работах	Наличие центров кристаллизации (дефекты и арматура трубопроводов, фасонные детали, включения шлама)

Как следует из данных таблицы 2, незапланированные факторы являются самыми сложными, потому что их трудно спрогнозировать. Возникновение инцидентов и аварий может быть обусловлено фазовыми переходами, возникающими в процессе транспортировки, а именно процессом гидратообразования. Рассмотрим каждую группу факторов более подробно.

1.2.1 Влияние сезонной неравномерности газопотребления на режим работы магистрального газопровода

Наиболее существенной причиной неравномерности работы систем газоснабжения является сезонность использования газа потребителями. Кривая изменения объема газопотребления имеет циклический синусоидальный вид с периодом, равным году.

В публикации [9], в зависимости от временного разреза, прогнозы газопотребления делятся следующим образом:

- сверхкраткосрочные (по часам на сутки);
- краткосрочные (по суткам на неделю);
- среднесрочные (по неделям на месяц или квартал);
- долгосрочные (по месяцам на год);
- перспективные (по году на несколько лет вперед).

Также, упрощенно неравномерность потребления газа характеризует, как сезонную или долгосрочную и пиковую (краткосрочную) неравномерности.

Согласно [10], в общем случае причинами неравномерности потребления газа являются факторы, представленные на рисунке 2.

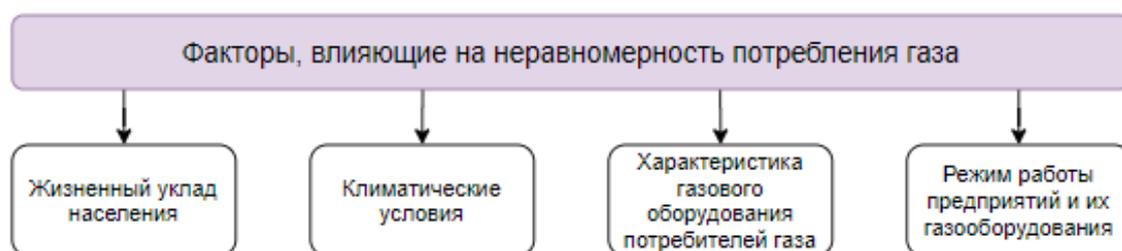


Рисунок 2 – Факторы, влияющие на неравномерность потребления газа

Как показано в статье [11-12], в случае работы системы газоснабжения в условиях пиковых нагрузок на предельных режимах, происходит значительное старение оборудования, возрастает риск поломок и аварий. Неравномерность отбора газа оказывает негативное воздействие на сопутствующее оборудование. Так, резкое изменение режима поставки газа, связанное с отрицательными температурами окружающей среды, может негативно отразиться на работе оборудования по подготовке, очистке и переработке газа.

Кроме того, газопроводы рассчитываются на допустимый диапазон давлений, выход за границы которого может вызвать нерасчетный режим ГТС и привести к аварии. Также, газовые компрессоры допускают перепады

давления лишь в определенном диапазоне, и поэтому требование согласованной работы ряда компрессоров и компрессорных станций налагает ограничение на темп изменения давления в газопроводах и на допустимые режимы перекачки газа.

Таким образом, наиболее негативное воздействие с точки зрения технологических факторов имеет краткосрочная неравномерность по сравнению с долгосрочной.

Сезонная неравномерность

Под сезонной неравномерностью понимают различия газопотребления в разное время года. Режим потребления газа по месяцам описывается годовыми графиками, строящимися с допущением, что расход каждый месяц не меняется. С помощью данных графиков определяют спрос на газ, готовят план ремонтных работ сооружений и газового оборудования. Согласно [13], все потребители города делятся на определенные группы, для каждой из которых строится свой график. Сначала по оси ординат откладывают расходы газа потребителями с наименьшей неравномерностью таких, как промышленность и электростанции, далее коммунально-бытовыми потребителями и, наконец, расходы газа на отопление и вентиляцию (рис. 3).

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

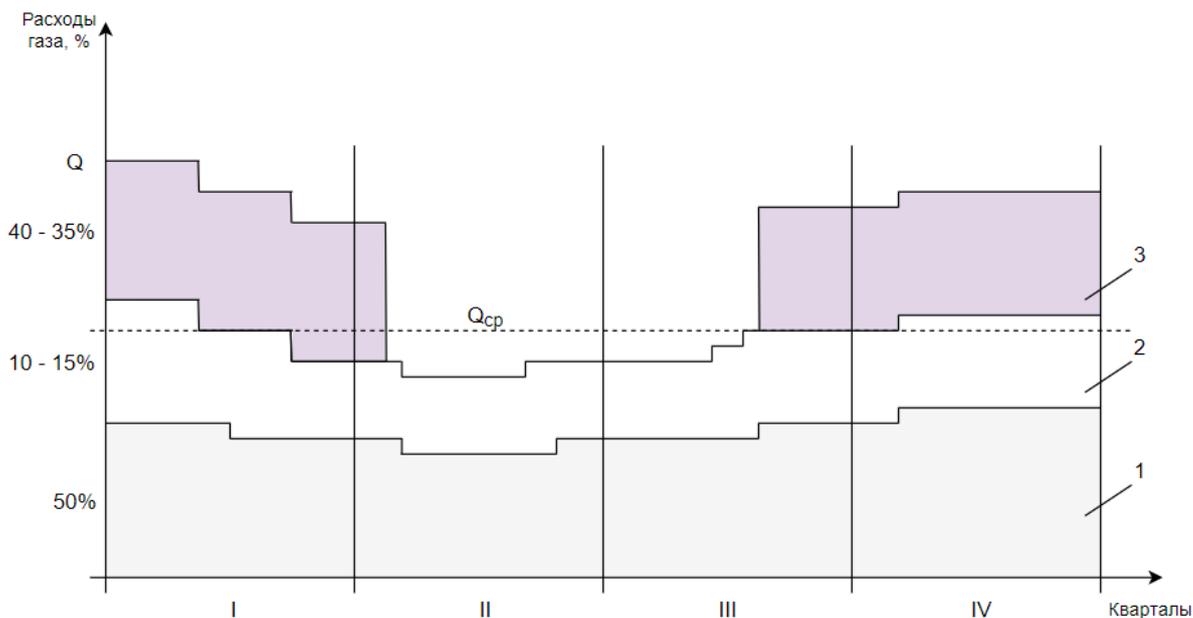


Рисунок 3 - Годовой график потребления газа по данным [14]:

- 1 – потребление газа промышленными предприятиями;
- 2 – потребление газа бытовыми и коммунально-бытовыми потребителями;
- 3 – расход газа на отопление и вентиляцию

Согласно данным источника [15], представленным в таблице 3, и публикации [22], на изображенном графике можно отметить, что потребление газа, особенно населением и коммунально-бытовыми предприятиями, а также тепловыми электростанциями, напрямую зависит от температуры воздуха. При его понижении происходит увеличение отбора газа потребителями. Возможно нарушение договорных графиков отбора газа через отдельные ГРС. Продолжительное по времени или значительное понижение температуры приводит к необходимости введения положения об ограничении потребления газа.

На основании [16] неравномерность потребления газа описывается показателями, представленными на рисунке 4.

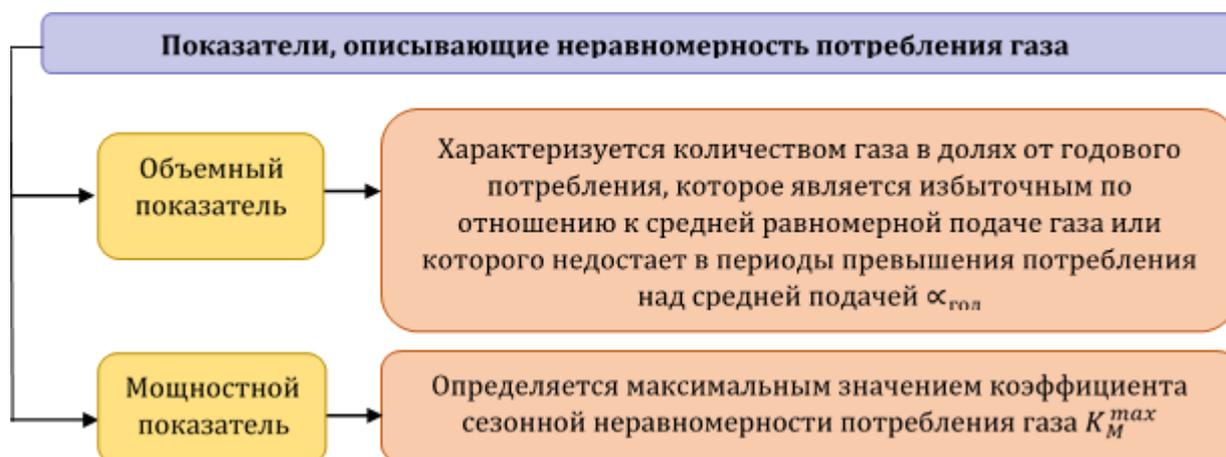


Рисунок 4 – Показатели, характеризующие неравномерность потребления природного газа

Коэффициент сезонной неравномерности потребления газа K_M рассчитывается, как отношение расхода газа за рассматриваемый месяц к среднемесячному расходу за год. Однако, в связи с тем, что количество дней в месяцах непостоянно (изменяется от 28 до 31), данный подход является неточным. Поэтому, для повышения точности вычислений, данный коэффициент определяют, как отношение среднесуточного расхода за данный месяц к среднесуточному расходу за год, что позволяет учитывать различное количество дней в месяцах.

Таблица 3 - Средний режим потребления газа в зависимости от месяца [15]

Месяц по порядку следования	Доля годового расхода, %	Месяц по порядку следования	Доля годового расхода, %	Месяц по порядку следования	Доля годового расхода, %
I	10,4	V	8,6	IX	6,9
II	9,7	VI	6,9	X	8,8
III	10,0	VII	4,9	XI	9,4
IV	9,3	VIII	5,2	XII	9,9

По данным таблицы 3 и литературного источника [16] получим следующие значения коэффициентов сезонной неравномерности для января (I), февраля (II) и июля (VII):

$$K_M^I = \frac{10,4}{31} \cdot \frac{365}{100} = 1,22;$$

$$K_M^{II} = \frac{9,7}{28} \cdot \frac{365}{100} = 1,26$$

$$K_M^{VII} = \frac{4,9}{31} \cdot \frac{365}{100} = 0,58$$

Сравнивая значения коэффициентов для января и февраля, можно заключить, что максимальной неравномерностью характеризуется февраль. Кроме того, сопоставляя рассчитанные значения коэффициентов неравномерности в зависимости от месяца, получим, что потребление газа зимой в два раза выше, чем летом.

Суточная неравномерность

Потребление газа в различные часы одних и тех же суток различно. Это обуславливает суточную неравномерностью. На основании заключений [17], на суточную неравномерность оказывают влияние образ жизни населения, режим работы предприятий, изменения температуры наружного воздуха. Так, согласно данным источника [18], представленным в таблице 4, при отсутствии сильных колебаний наружной температуры потребление газа в квартирах в течение первых четырех дней недели примерно равномерное. В пятницу расход газа возрастает и достигает максимума в субботу.

Таблица 4 - Средний режим потребления газа в январе по дням недели [18]

День недели по порядку следования	Доля недельного расхода, %	День недели по порядку следования	Доля недельного расхода, %
1	13,4	5	14,6
2	13,5	6	17,0
3	13,6	7	14,1
4	13,8		

Как показано в работе [19], коэффициент суточной неравномерности потребления газа $K_{сут}$ определяется, как отношение максимального суточного расхода к среднесуточному за неделю. Следовательно, по данным таблицы 4 будет равен:

$$K_{сут} = \frac{17,0}{100/7} = 1,20$$

Тогда, коэффициент суточной неравномерности за год $K_{сут/год}$ будет равен:

$$K_{сут/год} = K_{сут} \cdot K_{мес} = 1,20 \cdot 1,22 = 1,46$$

В работе [20] было отмечено, что недельная неравномерность возникает из-за наличия различных категорий дней (рабочих, праздничных, выходных и др.). В связи с особенностями, связанными с этими отрезками времени, потребление газа превышает годовой среднесуточный расход в 1,6–1,8 раза, что значительно повышает недельную неравномерность.

Часовая неравномерность

Неравномерность потребления по часам описывается графиком, изображенным на рисунке 5. Рассмотрим на примере публикации [21], данные, представленные в таблице 5. Можно заключить, что данный график характеризуется двумя максимумами, первый из которых, утренний, наблюдается с 8 до 11 часов, второй – вечерний, с 18 по 21 час.

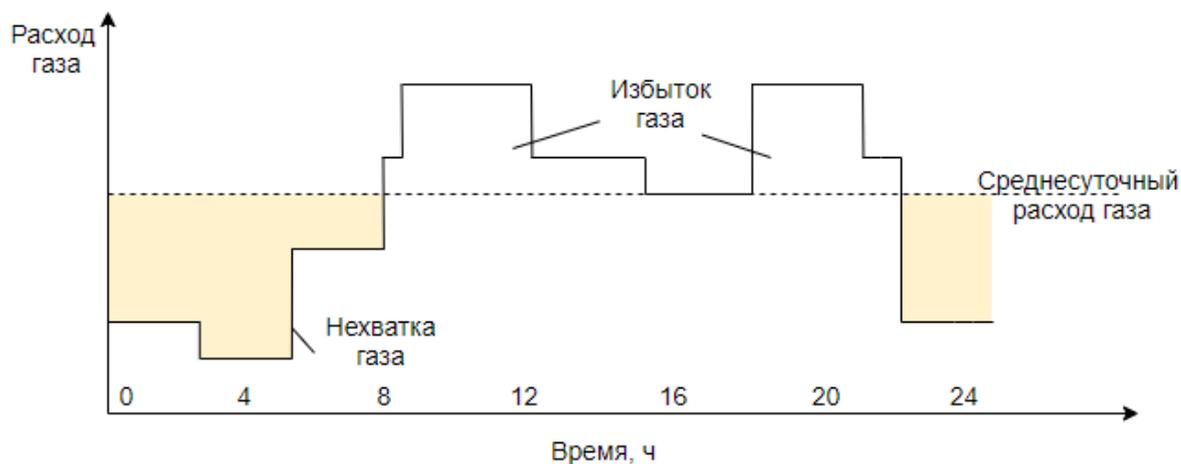


Рисунок 5 – График суточного потребления газа по данным [23]

Согласно [23], наибольшая часовая неравномерность наблюдается у бытовых и коммунальных потребителей. Расход газа на отопление у крупных систем в течение суток остается практически неизменным, тогда как у отопительных систем периодического действия, например, при использовании отопительных печей, существенно изменяется. Режим потребления газа промышленными предприятиями в основном определяется числом рабочих смен.

Суточные графики характеризуются коэффициентом неравномерности (отношение расхода газа за один час к среднечасовому расходу за сутки) и коэффициентом суточной несбалансированности. Второй представляет собой отношение количества газа, которое способно обеспечить спрос на газ при его равномерной подаче, к суточному потреблению.

Таблица 5 - Режим потребления газа по часам зимних суток, % от суточного расхода [21]

Часы суток	Густонаселенный город		Квартиры маленьких городов	
	рабочие дни	предпраздничное время	рабочие дни	предпраздничное дни
0-1	1,5	4	0,6	3
1-2	0,5	2	0,2	1,5
2-3	0,2	1	0,1	0,1
3-4	0,2	0,8	0,1	0,1
4-5	0,2	0,8	0,1	0,1
5-6	0,5	1,4	0,5	0,8
6-7	3	3,5	4,5	3
7-8	4,4	4,5	5,5	3,7
8-9	5,5	5	6,25	5
9-10	6	5	6,4	6,2
10-11	6	5,5	6,25	6,5
11-12	5,5	5	5,5	6
12-13	5,5	5	5,5	6
13-14	5,4	5,25	5,5	6
14-15	5,6	5,5	5,25	6
15-16	5,5	5,75	5,25	6
16-17	5,5	6	5,4	6,5
17-18	6	6,5	6	7
18-19	6,6	6	6,75	6,5
19-20	7	5,5	7,7	6
20-21	6,5	4,75	7,25	5
21-22	5,8	5,25	5,9	4
22-23	4,3	4	2,75	3
23-24	2,9	2,5	0,75	2

Таким образом, на основании [22], причинами неравномерности в работе систем газоснабжения может быть внутреннее и внешнее воздействие:

- внешнее воздействие (изменение объемов поступления газа граничных ГТС, изменение температуры воздуха, несанкционированный отбор газа потребителями и др.);
- внутреннее воздействие (аварийные отключения газотранспортных мощностей, незапланированные действия диспетчерского персонала, ошибочное принятие решений на внешние воздействия и др.)

1.2.2 Способы устранения неравномерности работы систем газоснабжения

В соответствии со статьей [23], существующие способы устранения неравномерности работы систем газоснабжения можно разделить на следующие основные группы:

- 1) изменение режимов работы системы газоснабжения;
- 2) изменение режима потребления газа.

Первая группа способов основывается на применении методов, представленных на рисунке 6.

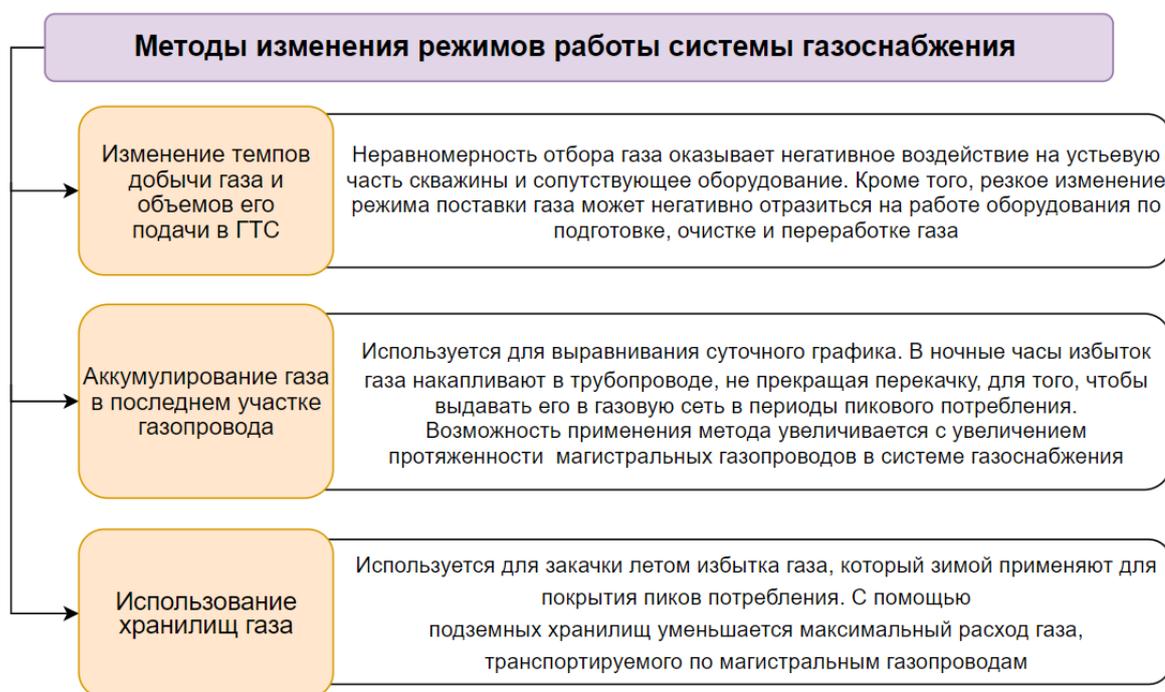


Рисунок 6 – Методы изменения режимов работы системы газоснабжения

Для покрытия часовой неравномерности потребления газа широко используют аккумуляющую емкость последнего участка магистрального газопровода. Тогда как, для покрытия сезонной неравномерности газопотребления, согласно литературным источникам [24-27], требуются крупные подземные хранилища, куда закачивают газ, проводя перед закачкой дополнительную очистку.

Однако, помимо основной задачи - регулирования сезонной неравномерности газопотребления, на основе [22], подземные газохранилища в системе газоснабжения выполняют следующие функции:

- создание условий для ритмичной работы месторождений газа;
- повышение надежности работы ЕСГ;
- хранение резервного газа на случай аномальных похолоданий;
- обеспечение подачи газа в ГТС в случае возникновения нештатных ситуаций;
- регулирование неравномерности экспортных поставок газа;
- создание долгосрочных резервов газа в случае форс-мажорных обстоятельств.

Подземные хранилища газа (ПХГ) формируют вблизи крупных центров газопотребления. Различают ПХГ двух типов – в искусственных выработках и в пористых пластах. ПХГ в искусственных выработках строятся, в основном, в солевых отложениях за счет размывания необходимых полостей, а также на базе переоборудованных угольных шахт. Однако больше всего распространены ПХГ в пористых пластах – в отработанных нефтяных и газовых месторождениях и водоносных пластах, т.е. там, где имеются соответствующие геологические условия. При этом необходимо отметить, что ПХГ являются инертными хранилищами газа (интенсивность отбора газа существенно ограничена).

Основываясь на данных [22], ПХГ в зависимости от места расположения и активного объема подразделяются на следующие виды (табл. 6):

- на базовые;
- региональные;
- локальные.

Таблица 6 – Характеристика ПХГ в зависимости от места расположения и активного объема газа [22]

Вид ПХГ	Объем активного газа, м ³	Производительность, сутки, м ³	Значение
Базовые	До нескольких десятков миллиардов кубических метров	Несколько сотен миллионов кубических метров	Влияет на работу ГТС ЕСГ и объектов добычи газа. Можно поддерживать объёмы экспортных поставок газа и потребителей нескольких регионов страны
Региональные	До нескольких миллиардов кубических метров	Несколько десятков миллионов кубических метров	Имеют региональное значение и влияние на часть ГТС ЕСГ и отдельные группы потребителей
Локальные	До нескольких сотен миллионов кубических метров	Несколько миллионов кубических метров	Имеют местное локальное значение и влияют на некоторых потребителей отдельной местности

В зависимости от режима работы ПХГ подразделяются:

- на сезонные;
- пиковые.

Сезонные. Сезонные ПХГ предназначены для циклической эксплуатации в базисном технологическом режиме, который характеризуется сравнительно небольшими отклонениями суточных объёмов при отборах и закачках газа. Сезонные ПХГ предназначены для покрытия сезонной неравномерности газопотребления. Сезонными ПХГ, в основном, являются ПХГ в водоносных слоях, для которых также необходимо выдерживать плановые технологические режимы отбора и закачки газа.

Пиковые. Пиковые ПХГ предназначены для циклической эксплуатации в пиковом технологическом режиме, который характеризуется частыми периодами отбора и закачки газа, вплоть до максимальных. Такие ПХГ предназначены для компенсации краткосрочных колебаний газопотребления, ресурсов газа при авариях и использовании при торговле газом при колебании цен на газ.

Разделение ПХГ на пиковые и сезонные условно и определяется оператором системы газоснабжения, в которой используются ПХГ. При этом могут рассматриваться такие факторы, как технические характеристики (отношение активного объёма к максимальной суточной производительности), место подключения к ГТС, технологические режимы работы.

Как показано в источнике [28], в состав принципиальной технологической схемы любого ПХГ, представленной на рисунке 7, входят:

- скважины различного назначения;
- газопровод от скважины до газосборного коллектора;
- газосборный коллектор;
- установки комплексной подготовки газа (УКПГ);
- пункт замера расхода газа (ПЗРГ);
- компрессорный цех;
- узел редуцирования газа (УРГ);
- газопровод подключения к ГТС.

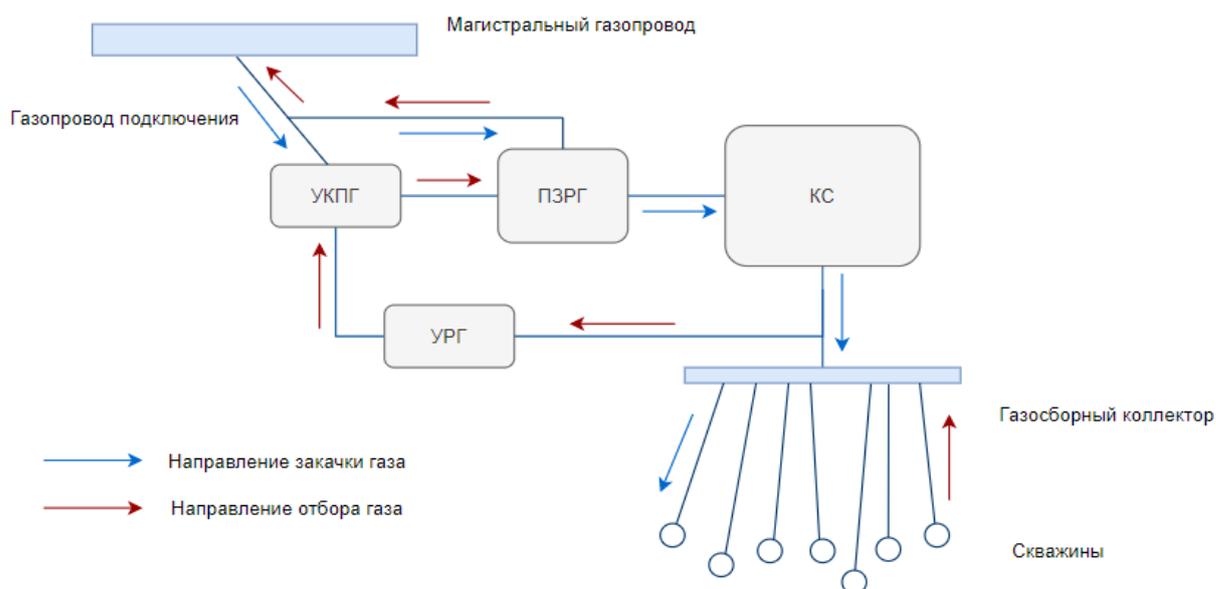


Рисунок 7 – Принципиальная технологическая схема ПХГ [22]

Между транспортом и подземным хранением газа существует тесная технологическая связь. Объекты ПХГ максимально эффективно могут работать только при соблюдении определённых режимов эксплуатации и создании определённых параметров в точках их подключения к магистральным газопроводам.

Согласно рисунку 7 и источнику [22], при закачке в ПХГ газ из магистрального газопровода по газопроводу подключения поступает на пункт замера расхода газа. После замера расхода газ поступает на дожимную компрессорную станцию, где происходит повышение давления газа. После компримирования газ поступает в газосборный (в данном случае газораспределительный) коллектор и далее по трубопроводам направляется к эксплуатационным скважинам.

При отборе из ПХГ газ из скважин через трубопроводы по индивидуальным шлейфам поступает в газосборный коллектор (газосборный пункт). С газом, извлекаемым из хранилища, может выноситься песок даже при небольших давлениях и расходах (депрессиях).

Для предотвращения выноса песка из пласта забой скважины оборудуют специальными фильтрами или укрепляют призабойную зону вяжущим веществом. При пластовом давлении выше давления магистрального транспорта в установке редуцирования газа происходит его снижение. Далее, минуя компрессорную станцию, газ поступает в установку комплексной подготовки газа. В этой установке газ проходит очистку и осушку и после замера расхода поступает в магистральный газопровод.

При второй группе способов, изменении режима потребления газа, применяются следующие основные методы, отмеченные в источнике [29]:

- 1) Подключение буферных потребителей (включая использование резервного топлива).
- 2) Использование хранилищ газа.

В качестве буферных потребителей могут выступать промышленные предприятия, которые способны во время увеличения отбора газа другими потребителями, прекращать или уменьшать собственное потребление газа и, наоборот, увеличивать в периоды малого отбора. Их применяют для регулирования сезонной и пиковой неравномерностей. Сезонными буферными потребителями могут выступать промышленные предприятия, использующие газ в производственном процессе (производство удобрений, где газ является одним из видов химического сырья). В роли пиковых буферных потребителей, чаще всего, выступают крупные теплоэлектростанции с двойным топливоснабжением, например, помимо газа используют мазут или угольную пыль. Таким образом, летом они используют газ, зимой переходят на другой вид топлива. Однако, при использовании данного метода регулирования режима потребления газа можно заполнить только летний промежуток времени.

Первостепенное значение в обеспечении сбалансированной работы ГТС имеет диспетчерское управление на уровне газотранспортного предприятия, осуществляющее непрерывный контроль и, в зависимости от ситуации, оказывающее на нее необходимое управляющее воздействие.

1.2.3 Гидратообразование

Гидратообразование (ГДО) это осложняющий процесс, связанный с составом углеводородной среды и термобарическими условиями перекачки, является наиболее опасным и плохо управляемым. Образование гидратов обусловлено наличием влаги в МГ, которая, несмотря на параметры качества принимаемого природного газа в МГ по паспорту качества и на очистку на входе в каждую компрессорную станцию, может присутствовать в перекачиваемой среде. Это связано с участками после вывода из ремонта, когда проводили гидроиспытания, и, может быть обусловлено переменным составом, хотя, последнее, является спорным вопросом и требует регулярного поточного газоанализа при помощи поточных газоанализаторов

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

по типу SuperFlow, (не всегда может быть обеспечено на некоторых участках МГ, характеризующихся переменными диаметрами, сборными ответвлениями и т.д.). Кроме того, при выборе термобарических условий необходимо обеспечить отсутствие фазовых переходов во внутренней полости при транспортировке по МГ.

Следует разобраться с причинами возникновения гидратов во внутренней полости газопроводов. Для этого обратимся к публикациям [30-32], в которых сказано, что для развития процесса ГДО необходимы условия, представленные на рисунке 8.



Рисунок 8 – Условия образования гидратов [29]

При образовании гидратов наибольшая опасность связана с тем, что процессы развиваются моментально и этому способствуют, опираясь на данные [30], явления:

- **Турбулентность.** Высокие скорости потока оказывают благоприятное влияние на скорость образования гидратов, что делает дроссельную арматуру более чувствительной к загидрачиванию. Это зависит от того, что в уменьшенном проходном сечении клапана скорость потока значительно увеличивается. Кроме того, из-за эффекта Джоуля-Томсона

температура природного газа при прохождении через дроссель значительно понижается.

- **Центр кристаллизации.** Представляет собой точку с благоприятными условиями для фазового перехода жидкости в твердый газогидрат. Центрами кристаллизации могут являться дефекты трубопроводов, сварные швы, клапаны, тройники, механические примеси.

Описанные факторы способствуют усилению ГДО, но не являются обязательными условиями. Только условия, представленные на рисунке 8 обязательны для образования гидратов.

Исследованиям процессов ГДО посвящено много публикаций как российских, так и зарубежных. Данный процесс наиболее опасен при перекачке сред, не являющихся товарными.

В статье Катаева К. А. [32] приведены условия образования гидратов в зависимости от точки росы. Так, если точка росы лежит выше равновесной кривой ГДО, то гидраты образуются в точке пересечения линии изменения температуры в газопроводе с кривой равновесной температуры ГДО. Если точка росы лежит ниже равновесной кривой ГДО, но выше минимума температурной кривой в газопроводе, гидраты образуются в точке росы. В условиях, когда точка росы лежит ниже равновесной кривой ГДО и ниже кривой изменения температуры в газопроводе, ГДО невозможно.

Добываемый природный газ представляет собой набор углеводородов метанового ряда. Такая многокомпонентность является причиной некоторых особенностей ГДО, которые связаны с тем, что не каждые компоненты смеси способны образовывать гидраты. На условия образования смешанных гидратов значительное влияние оказывает концентрация, входящих в него компонентов. Так, кривые фазового равновесия гидратов смесей CH_4 и C_2H_6 или CH_4 и C_3H_8 свидетельствуют, что при наличии этана и пропана гидраты образуются при меньших давлениях и больших температурах.

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

В настоящее время, как на стадии проектирования газопроводов, так и после их ввода в эксплуатацию решаются вопросы предотвращения и удаления гидратных пробок.

В публикации [33] отмечены следующие способы предупреждения образования гидратов, представленные на рисунке 9.

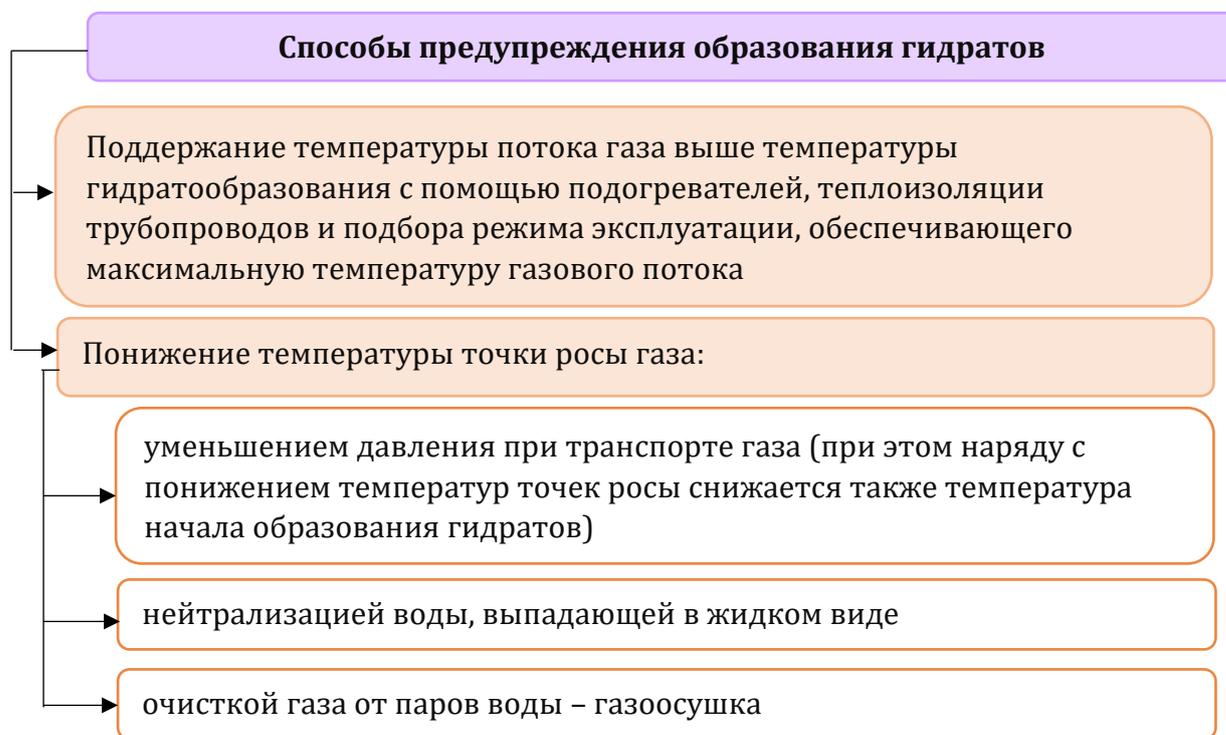


Рисунок 9 – Способы предупреждения образования гидратов

Для понижения точки росы газа нейтрализацией выпадающей воды в поток газа вводят ингибиторы. В качестве ингибиторов могут применяться метиловый спирт (метанол), раствор диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ) и раствор хлористого кальция. Эффективность их применения зависит от условий ГДО. Ингибиторы, введенные в поток природного газа, частично поглощают водяные пары и переводят их в раствор, не образующий гидратов или же образующий их при более низких температурах.

К способам борьбы с образовавшимися гидратами, относят способы, отмеченные в публикации [34] (рис. 10).



Рисунок 10 – Способы удаления образовавшихся гидратов

Борьба с ГДО вторым способом происходит следующим образом: сначала, отключают участок газопровода, в котором образовалась гидратная пробка, и через продувочные свечи с обеих сторон пробки сбрасывают газ в атмосферу. Сбрасывание газа происходит постепенно, не допуская хотя бы незначительного перепада, что контролируется с помощью манометров. Ранее применялось одностороннее стравливание газа между одним из кранов и гидратной пробкой. Однако при таком методе имелись случаи, когда одностороннее давление газа с силой сдвигало пробку, и получался гидравлический удар, приводивший к повреждению крана. Снижение давления дает положительный эффект при ликвидации гидратной пробки, образовавшейся при положительных температурах. При отрицательных температурах этот метод не дает результата.

1.2.4 Диспетчерское управление техническим обслуживанием и ремонтом на объектах газотранспортных систем ЕСГ

Газпром, как оператор ЕСГ, заинтересован в обеспечении надежных и безопасных поставок природного газа потребителям без оказания неблагоприятных воздействий на персонал компании, население, потребителей или окружающую среду. Сохранение целостности газопроводной системы является фундаментальной задачей любой компании–оператора, особенно в условиях, когда основные фонды эксплуатируются максимально интенсивно и незапланированные простои оборачиваются невосполнимыми потерями.

Основные требования по обеспечению целостности газопроводов определяются действующими в отрасли нормативными документами [35-37], строительными нормами и правилами и закладываются на этапах планирования, инженерных расчетов, выбора материалов и технологий строительства.

Техническое обслуживание и ремонт оборудования и объектов ГТС выполняет персонал филиалов ГТО или специальных подрядных ремонтных организаций.

Диспетчерское управление ТООР заключается:

- в планировании ТООР на объектах ГТС;
- выдаче разрешения на проведение ТООР;
- организации процесса вывода в ремонт (отключения от транспорта газа) и ввода в эксплуатацию (подключение к ГТС) объектов и участков МГ;
- расчёте и поддержании оптимального режима работы ГТС при проведении работ ТООР;
- контроле за ходом выполнения работ ТООР.

Классификация ремонтных работ

Ремонтные работы и техническое обслуживание с точки зрения диспетчерского управления можно разделить на работы с отключением и без отключения газотранспортного оборудования, к которому относятся ГПА, КЦ, участки МГ, межсистемные перемычки, УРГ.

Б.С. Посягин и В.Г. Герке в своей книге выделяют следующие ремонтные работы газотранспортного оборудования, не приводящие к уменьшению газотранспортных мощностей:

- ремонты ГПА при условии наличия на КС резервных ГПА;
- ремонты участков МГ ГТС при условии, что фактическая и плановая (на период производства ремонтных работ) производительность участка ГТС меньше её технически возможной производительности (ТВП) с отключённым для ремонта участком МГ;

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

- ремонты участков межсистемных переключателей при условии, что фактическая и плановая (на период производства ремонтных работ) производительность ГТС меньше её ТВП с отключённой для ремонта межсистемной переключателем;
- ремонты УРГ при условии, что фактическая и плановая (на период производства ремонтных работ) производительность участка ГТС меньше ТВП с отключённым для ремонта УРГ.

Такие ремонтные работы могут производиться без изменения режима работы газотранспортной системы и с выполнением запланированных показателей товаротранспортной работы.

Во всех других случаях вывод в ремонт газотранспортного оборудования приведёт к необходимости изменения режима работы ГТС.

Ремонтные работы газотранспортного оборудования подразделяются на плановые, внеплановые, аварийные (табл. 7).

Перед проведением любых работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газотранспортных систем диспетчерскому персоналу необходимо выполнить три основные задачи:

- оценить снижение газотранспортных мощностей;
- определить новую конфигурацию газотранспортной сети;
- рассчитать оптимальный режим работы ГТС при новой конфигурации и количестве газотранспортных мощностей, которые можно задействовать в транспорте газа.

Все эти задачи выполняются при расчёте режима работы ГТС с выполнением ремонтных работ. При моделировании режима работы на расчётной схеме ПВК исключаются из расчёта КЦ, участки магистральных газопроводов и другие объекты, на которых будут проводиться ремонтные работы, а также участки МГ, отключённые от режима транспорта газа.

В зависимости от видов ремонтных работ может проводиться расчёт режима работы отдельных участков, всей ГТС или нескольких ГТС совместно. Расчёт режима работы ГТС позволит определить технически возможную пропускную способность (ТВПС) и граничные условия участков ГТС при проведении работ ТОиР.

Таблица 7 – Виды ремонтных работ [22]

Вид ремонтных работ	Особенности	Назначение	Обязанности диспетчерского персонала перед выполнением работ
Локальные планово-предупредительные ремонтные работы.	Ремонтные работы, выполняемые на отдельных участках МГ или других отдельных объектах ГТС	Локальные ремонтные работы могут отличаться по времени производства работ от суток до нескольких месяцев в зависимости от объемов работ и применяемых методов ремонта	оценить уменьшение количества газотранспортных мощностей после отключения объектов ГТС для проведения ремонта
	Потери объема транспорта газа при выполнении локальных ремонтных работ, как правило, можно компенсировать за счёт других ГТС, объектов добычи и ПХГ		определить продолжительность изменения режима для проведения ремонта
			определить новую конфигурацию газотранспортной сети с возможностью максимальной компенсации объёмов транспорта газа по другим газотранспортным системам
			рассчитать объём стравливаемого при ремонте газа
			рассчитать оптимальные режимы работы ГТС при новой конфигурации и количестве газотранспортных мощностей, которые можно задействовать в транспорте газа
			определить ТВПС и граничные условия участков ГТС

Продолжение таблицы 7

Комплексы планово-предупредительных ремонтных работ	Часть запланированных в комплексном плане ремонтных и диагностических работ на объектах ГТС, связанных с одной ГТС, объединяются в комплекс планово-профилактических ремонтных работ, которые планируется выполнять в один и тот же период времени.	В зависимости от количества и продолжительность и ремонтных работ в одном комплексе он может выполняться как с уменьшением объемов транспорта газа вплоть до его полного прекращения, так и без изменения объёмов транспорта	определить объекты ГТС, подвергаемые ремонту
			определить наличие необходимого количества комплектующих, материалов, запасных частей, техники, ремонтного персонала для проведения ремонтной работы
			определить участки МГ, подлежащие отключению от процесса транспорта газа
			определить последовательность и продолжительность отключения газотранспортных мощностей
		В комплекс ППР включаются работы, выполнение которых требует отключения газотранспортных мощностей со снижением объёмов транспорта газа по ГТС	оценить величину отключаемых газотранспортных мощностей при их последовательном выводе в ремонт
			определить новую конфигурацию газотранспортной сети с учётом последовательности отключения газотранспортных мощностей и возможности компенсации максимального количества объёмов транспорта газа за счёт других объектов и ГТС
			рассчитать ТВПС и граничные условия участков ГТС с учётом вывода в ремонт объектов и оборудования
Внеплановые ремонтные работы	К внеплановым работам относятся все работы, не вошедшие в планы ремонтов, комплексов ППР и реконструкции, необходимость проведения которых возникла после их утверждения	для ликвидации обнаруженных опасных дефектов и предупреждения возможных разрушений газотранспортного оборудования	оценить уменьшение газотранспортных мощностей после отключения объекта от ГТС и вывода его в внеплановый ремонт
			определить новую конфигурацию газотранспортной сети с максимальной возможностью компенсации газотранспортных мощностей, не задействованных в транспорте газа
		доведения объекта ГТС до проектных параметров	рассчитать оптимальный режим работы ГТС при новой конфигурации и количестве газотранспортных мощностей, которые можно задействовать в транспорте газа

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

Аварийные ремонтные работы	называются работы по устранению последствий аварий, инцидентов, опасных условий эксплуатации или предупреждению аварийных ситуаций на МГ, КС, ГРС и других объектах ГТС	для восстановления целостности ГТС после аварий или инцидентов на объектах ГТС	оценить уменьшение газотранспортных мощностей после отключения объекта от ГТС при локализации аварии и выводе объекта в аварийный ремонт
		предупреждения аварийных ситуаций на объектах ГТС	определить новую конфигурацию газотранспортной сети с максимальной возможностью компенсации газотранспортных мощностей, не задействованных в транспорте газа
			рассчитать оптимальный режим работы ГТС при новой конфигурации и количестве газотранспортных мощностей, которые можно задействовать в транспорте газа

Согласно [22], плановые работы по диагностике, текущему и капитальному ремонту, комплексам ППР, реконструкции объектов ГТС определяются утверждёнными планами. Плановые ремонты выполняются в установленные сроки. Плановые ремонтные работы учитываются при разработке плана транспорта газа. Плановые ремонтные работы могут выполняться как на отдельных участках или объектах (локальные), так и одновременно (комплексно) на нескольких участках и объектах одной или нескольких ГТС.

Для систематизации ремонтных работ, связанных с отключением газотранспортных мощностей, составляется комплексный план ремонтных и диагностических работ на объектах ГТС. В этот план включаются все ремонтные и диагностические работы на МГ, КС, ГРС, УРГ, межсистемных переключках, которые в той или иной мере могут привести к изменению объёмов транспорта газа и поставок газа потребителям.

В комплексном плане должны быть указаны:

- участки МГ, отключаемые и выводимые из гидравлики; ТВПС участка;
- фактически достигнутая производительность отключаемого участка;
- сокращение объёмов транспортировки газа;
- сокращение объёмов поставки газа потребителям;
- даты начала и окончания работ.

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

На основе этих данных и предварительных планов транспорта газа производится планирование последовательности и времени проведения работ ТОиР на различных участках ГТС ЕСГ.

В комплексном плане ремонтных и диагностических работ на объектах ГТС все работы распределяются по времени и ГТС таким образом, чтобы при проведении ремонтных работ обеспечить выполнение утвержденного плана транспорта газа.

При планировании для удобства последующего контроля за проведением Комплекса ППР разрабатывается специальная технологическая схема ГТС с указанием объектов ремонта, мест отключения МГ и проведения ремонтных работ, объёмов и времени начала и окончания ремонтных работ, ответственных за проведение конкретной работы и новой конфигурации ГТС.

Руководство комплексом ППР осуществляет высший уровень диспетчерского управления (ЦПДД). В ГТО назначается ответственный за комплекс ППР в этом обществе и ответственные за производство каждой ремонтной работы. Руководителем комплекса ППР доводятся до всех ГТО:

- объемы потоков газа на границе каждого ГТО на время проведения комплекса ППР;
- включённые в комплекс объекты ГТС для проведения ремонтных работ;
- время начала и окончания каждой ремонтной работы;
- последовательность вывода в ремонт участков ГТС;
- последовательность включения дополнительных газотранспортных мощностей и ПХГ;
- информация о руководителях комплексом ППР в ГТО.

К организации и проведению ремонтных работ в комплексе ППР предъявляются повышенные требования, так как это связано с сокращением объемов транспорта газа по всей ГТС, и задержка в завершении даже одной работы вызовет негативные последствия для всей ЕСГ.

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Расчёт оптимального режима работы ГТС при проведении работ по техническому обслуживанию и ремонту

Расчёт оптимального режима работы ГТС при проведении работ ТОиР проводится, как правило, с использованием ПВК. Согласно [22], при выполнении рассчитанных режимов важно поддерживать заданные верхним уровнем управления граничные условия, так как на соседних ГТС ТВПС участков ограничена из-за проведения ремонтных работ, и отклонение объёмов транспорта газа в ту или иную сторону приведёт к нарушению режима работы всей ГТС.

Важным фактором является соблюдение установленной последовательности разгрузки и загрузки газотранспортных мощностей. Отклонение от установленного порядка приведёт к сбою режима работы ГТС, что отразится на всей ЕСГ.

Важным моментом при выполнении ремонта является обеспечение работы межсистемных перемычек, за счёт которых происходит частичная компенсация газотранспортных мощностей другими ГТС.

Еще одним объектом компенсации мощностей является ПХГ. Организация взаимодействия диспетчерских служб ПХГ и газотранспортных обществ является частью диспетчерского управления при проведении работ ТОиР.

Контроль за проведением ремонтных работ

Как показано в [22], целью диспетчерского контроля за проведением работ ТОиР является своевременное информирование руководства и принятие мер по изменению режима работы ГТС ЕСГ для выполнения запланированных объёмов транспорта газа в случае возникновения рисков нарушения графика проведения ремонтных работ.

Локальные ремонтные работы и ремонтные работы комплексов ППР, связанные с отключением газотранспортных мощностей, внесённые в комплексный план ремонтных и диагностических работ на объектах ГТС, выполняются при контроле всех уровней диспетчерского управления.

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Диспетчерский контроль за проведением ремонтных работ на линейных участках МГ включает в себя:

- контроль за расстановкой постов на линейной части МГ и проверкой наличия связи между ними и руководителем работ;
- определение начала работ по переключению запорной арматуры на участке МГ ГТС и стравливанию газа из отключённого для ремонта участка;
- контроль стадий (этапов) проведения ремонтных работ:
 - отключение участка и освобождение полости МГ от газа (стравливание);
 - земляные работы;
 - сварочно-монтажные работы;
 - проверка качества сварных стыков;
 - изоляционные работы;
 - испытание отремонтированного участка;
 - земляные работы;
 - вытеснение воздуха (продувка) и заполнение отремонтированного участка газом;
 - подключение отремонтированного участка к ГТС;
- контроль выполнения графика ремонтных работ;
- отслеживание количества ремонтного персонала и техники на месте производства работ;
- выяснение причин отставания от графика (задержки) проведения ремонтных работ;
- определение сроков окончания ремонтных работ и пуска отремонтированного участка МГ в эксплуатацию.

Аналогичным образом осуществляется контроль за проведением ремонтных работ на других объектах ГТС.

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Информация о состоянии ремонтных работ должна поступать от нижнего уровня диспетчерского управления на верхний в оперативном порядке.

1.3 Диспетчеризация и балансирование ГТС

Любая система газоснабжения, в том числе и ЕСГ, не может функционировать без оперативно-диспетчерского управления.

Согласно [38, 22], оперативно-диспетчерское управление - это выполнение в круглосуточном режиме функций оперативного планирования, контроля и централизованного управления запасами, потоками газа в ЕСГ и режимами работы ГТС, координации действий оперативного персонала всех уровней управления, сбора, фиксации, анализа данных и передачи на вышестоящие уровни отчетной информации.

Диспетчерское управление в ПАО «Газпром» заключается в управлении потенциалом компании в оперативной и краткосрочной перспективе по выполнению договорных обязательств поставки газа потребителям. Этот потенциал обеспечивается наличием запаса газа в трубопроводах газотранспортной системы и в ПХГ, а также наличием резерва по его восполнению в виде добычи газа. Диспетчерские службы формируют задания по добыче газа из конкретных месторождений и его транспортировки по конкретным ГТС в конкретный момент времени. Диспетчерское управление является связующим звеном между добычей газа и его транспортировкой, которое определяет оптимальные режимы работы объектов добычи и головных КС транспортных компаний.

Основными для ПАО «Газпром» являются задачи выполнения контрактных и договорных обязательств перед потребителями, поддержание установленного баланса газа. Нахождение оптимальных решений с учётом этих задач, выделение приоритетов, исходя из конкретной оперативной ситуации, есть основная суть диспетчерского управления, определяющая его связующую роль между всеми технологическими процессами в ПАО «Газпром».

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Функцию диспетчерского управления ЕСГ выполняет ПАО «Газпром» как её владелец. Значение этой функции трудно переоценить, учитывая масштабы, разветвлённость и мощность ЕСГ. В силу территориальной удаленности объектов диспетчерское управление предприятиями ПАО «Газпром» осуществляется круглые сутки иерархически выстроенной структурой диспетчерских пунктов (рис. 11).



Рисунок 11 – Иерархическая структура и основная цель деятельности диспетчерских пунктов ПАО «Газпром» [39]

Высшим органом диспетчерского управления ЕСГ является Центральный производственно-диспетчерский департамент ПАО «Газпром» (ЦПДД), который опосредованно участвует в обеспечении выполнения контрактных и договорных обязательств по поставкам газа российским и зарубежным потребителям путём управления технологическим режимом добычи, транспортировки, хранения, переработки и реализации газа, создавая оптимальные условия работы оборудования и возможности проведения планово-профилактических и ремонтных работ.

На каждом уровне управления находятся диспетчерские службы - соответствующие субъекты диспетчерского управления. Субъект

диспетчерского управления реализует свои функции путём выдачи диспетчерских заданий и оперативных распоряжений субъекту диспетчерского управления нижестоящего уровня, который для него является объектом диспетчерского управления.

Диспетчерские задания и оперативные распоряжения, выданные субъектом диспетчерского управления вышестоящего уровня в рамках своих полномочий, обязательны для исполнения объектами диспетчерского управления нижестоящего уровня и не могут быть отменены административным руководством объекта нижестоящего уровня.

Вышестоящий уровень диспетчерского управления получает диспетчерскую информацию от всех нижестоящих уровней в установленном порядке.

Набор и характер решаемых задач зависит от уровня диспетчерского управления. Согласно публикации [38], во временном диапазоне управление МГ разделяется на следующие виды (рис. 12):

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47



Рисунок 12 – Виды управления магистральным газопроводом в зависимости от временного диапазона

В статье [38] отмечено, что процессом оперативно - диспетчерского управления является осуществление комплекса мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов добычи и транспорта газа предприятия. В качестве основных задач оперативно-диспетчерского управления можно выделить группы, представленные на рисунке 13.



Рисунок 13 – Основные задачи оперативно – диспетчерского управления

На основании статьи [39,40], обобщенно схема процесса диспетчерского управления производственно – диспетчерской службой будет выглядеть следующим образом (рис. 14).



Рисунок 14 - Схема процесса диспетчерского управления

Управление запасами, потоками газа в ЕСГ и режимами работы ГТС включает процессы, связанные с оперативной деятельностью диспетчерского управления. Оперативное управление запасами, потоками газа и режимами работы ГТС заключается в разработке ежедневных диспетчерских заданий, направленных на выполнение плановых потоков газа на участках ГТС ЕСГ.

В. В. Киселев в своей работе, условно выделяет следующие шаги в процессе диспетчерского управления, представленные на рисунке 15.

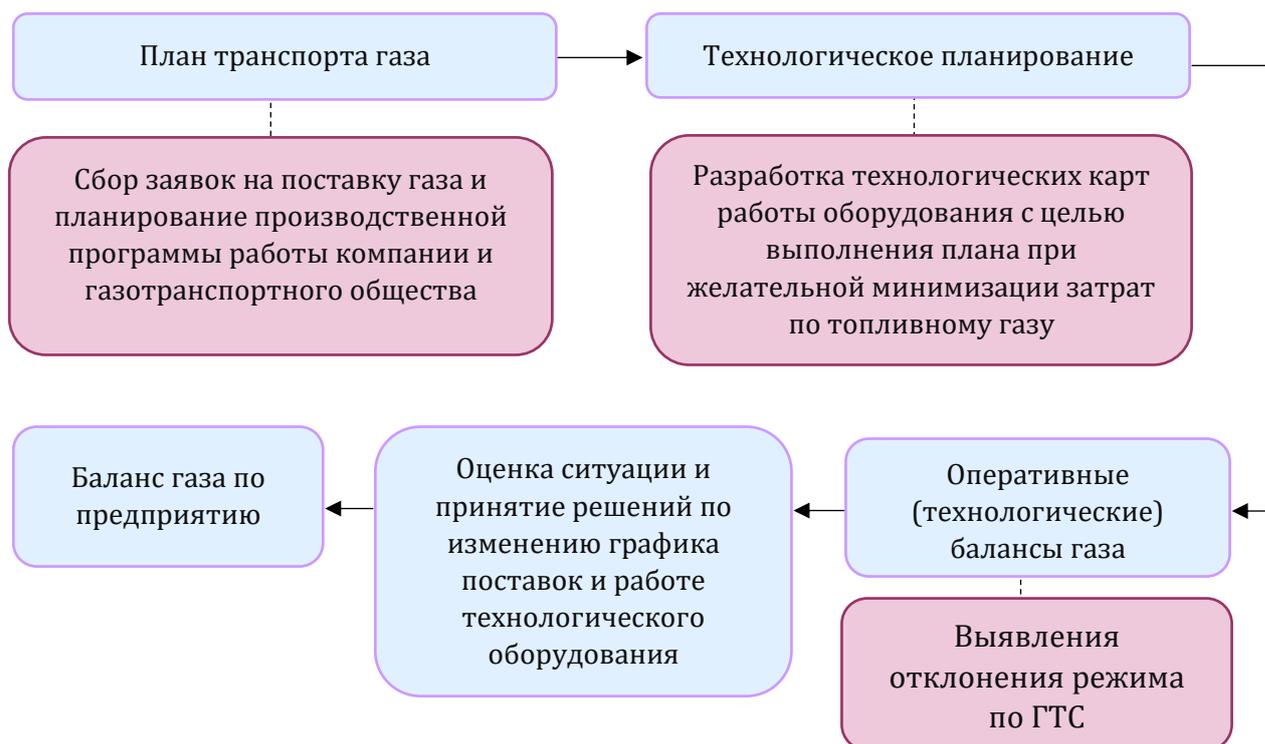


Рисунок 15 – Основные шаги процесса диспетчерского управления

Первым шагом в процессе управления является сбор и оценка заявок на поставку газа, планирование производственной программы работы ГТО, т.е. составление плана транспорта газа. В качестве исходных данных для формирования годовых планов транспорта газа, добычи газа, закачки/отбора газа на ПХГ используются данные потребления газа внутри Российской Федерации; контракты с зарубежными потребителями и транзитерами газа; планы потребления газа на собственные нужды и потери дочерними обществами; планы добычи газа предприятиями Группы Газпром; планы добычи газа независимыми поставщиками; ретроспективные данные.

Планы транспорта газа устанавливают объёмы поставок газа по ГТС на границах дочерних обществ ПАО «Газпром». На основании планов транспорта газа формируются годовые плановые балансы газа как по ЕСГ в целом, так и по каждому дочернему обществу. Баланс газа определяет источники и направления поступления газа в систему газоснабжения и направления его распределения. На основе годовых планов транспорта газа производится разбивка объемов поставок по кварталам и месяцам текущего года. На основе плана транспорта газа выполняется планирование потоков газа по участкам ГТС ЕСГ.

Следующим шагом является технологическое планирование, которое заключается в разработке технологических карт работы оборудования. Целью данного шага является обеспечение выполнения плана с минимумом затрат по топливному газу.

Далее могут возникнуть отклонения от плана транспорта газа и рассчитанного начального режима работы оборудования. В результате появляется избыток или нехватка природного газа. Контроль отклонений показателей от плановых значений выполняется на основании полученных и проанализированных балансовых данных, технологических параметров работы объектов ГТС ЕСГ; выполненных расчетов; проверке выполнению мероприятий по ремонту, диагностике, комплексам ППР. Отклонения от нормального функционирования ГТС ЕСГ препятствуют возможности обеспечить поставку договорных объемов газа через ГРС. Они могут быть обусловлены ситуациями, связанными:

- с авариями на объектах ГТС;
- внешними воздействиями на ГТС:
 - температура окружающей среды;
 - природные катаклизмы (наводнения, землетрясения, пожары и др.)
- принудительным изменением режима работы ГРС по коммерческим причинам.

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

В этом случае, оценив ситуацию, принимаются решения по изменению графика поставок газа и работе технологического оборудования (локализация аварии, отключение участка и др.). Конечным шагом в процессе управления является составление отчетных документов как по технологической части, так и по поставкам газа.

Балансирование служит важным инструментом анализа состояния газотранспортной системы. Согласно [41], общая схема балансирования ГТС показана на рисунке 16.



Рисунок 16 - Балансирование ГТС

По рисунку 16, основная задача балансирования ГТС заключается в равенстве поступлений и отборов газа по объекту диспетчерского управления с учетом изменения его запаса, затрат на собственные технологические нужды и потери.

В реальных условиях на характер газопотребления влияют хронологические, метеорологические и организационные (изменения в структуре газопотребления, подключение новых потребителей, изменение технологии производства и др.) факторы. Большая часть колебаний спроса труднопредсказуема и, в основном, зависит от погодных условий, что усложняет прогноз режима работы ГТС.

Поэтому, оценив ситуацию и определив либо избыток, либо недостаток газа в системе, диспетчер принимает решение об уравнивании спроса и предложения. Согласно публикации [42], в данном случае, его возможными действиями могут быть:

- отбор или закачка газа из/в ПХГ (при их наличии);
- увеличение или уменьшение запаса газа в трубе (закачка газа в трубу или отбор газа из трубы);
- запрос дополнительного объема газа у поставщиков или, напротив, запрос на уменьшение поставок газа;
- в крайнем случае – отказ или ограничение дополнительных заявок на поставки газа и совсем в чрезвычайных ситуациях – ограничение некоторых потребителей (ограничиваются промышленные потребители, электростанции по согласованной схеме переходят на мазут и т. п.).

Учитывая технологическую возможность оборудования потребителей и инертность газотранспортных сетей, изменение объёмов газопотребления регионом не может произойти на любую величину. Пределы изменения могут быть определены анализом фактических данных за несколько лет. Такой предел должен постоянно анализироваться и уточняться. Он может меняться в связи с проведением реконструкции и модернизации оборудования, а также с новым строительством газораспределительных сетей. Поэтому обязательным является прогнозирование дисбалансов на период времени, позволяющий диспетчеру предпринять действенные меры по ликвидации возможных проблем.

1.4 Расчет оптимального режима работы газотранспортной системы

Как отмечено в [22], оптимизация - изменение состояния системы для улучшения её эффективности. Оптимальное решение – решение по тем или другим признакам (критериям) предпочтительнее других.

Оптимальный режим работы ГТС - это такой режим, который лучше (предпочтительней, эффективней) по отношению к существующему режиму. Новый режим, так же, как и фактический, должен, прежде всего, обеспечивать условия, определённые в диспетчерском задании вышестоящим уровнем управления. Такими условиями, чаще всего, являются:

- расход газа на границе ГТС;
- объёмы поставок газа потребителям;
- объёмы отбора/закачки газа в ПХГ.

Для того чтобы оптимизировать существующий режим работы ГТС, диспетчер должен определить, по какому параметру (критерию) будет проводится оптимизация. Б.С. Посягин выделяет следующие критерии оптимизации:

- минимум энергетических затрат на транспорт газа;
- минимум стоимостных затрат на транспорт газа;
- минимум отклонений от заданного (фактического) режима;
- максимальная производительность;
- максимальный запас газа в трубопроводах;
- максимум давления на выходе КС.

Под критерием минимума энергетических затрат на транспорт газа при заданных объёмах и давлениях на входе и выходе ГТС понимается минимальное количество топливного газа, затраченное на работу ГТУ, и минимальное количество электрической энергии - на работу ЭПА и АВО газа.

Под критерием минимума стоимостных затрат на транспорт газа при заданных объёмах и давлениях на входе и выходе ГТС понимается минимальное количество топливного газа, затраченное на работу ГТУ, и минимальное количество электрической энергии - на работу ЭПА и АВО газа, выраженное в денежном эквиваленте. При применении этого критерия необходимо учитывать изменяющиеся цены на топливный газ и электроэнергию. В этот критерий не входят эксплуатационные затраты на транспорт газа:

- заработная плата обслуживающего персонала;
- расходные эксплуатационные материалы;
- техническое обслуживание и ремонт.

При применении критерия минимума отклонений от заданного (фактического) режима обычно помимо граничных условий задаются еще несколько параметров в отдельных узлах ГТС, которые необходимо поддерживать.

Оптимальный режим ГТС по критерию максимальной производительности по сути, является режимом с ТВПС и ТВП на участках ГТС. Однако методика расчёта ТВПС и ТВП и алгоритмы расчёта оптимального режима отличаются. Поэтому полученные при расчете оптимального режима по критерию максимальной производительности параметры потоков газа на участках ГТС не всегда будут соответствовать ТВПС и ТВП, но никогда не будут превышать эти показатели.

Критерии «максимальный запас газа в трубопроводах» и «максимум давления на выходе КС» по сути преследуют одну цель, но выражены разными параметрами. Этот критерий является одним из основных потому, что его соблюдение создаёт хорошие предпосылки к быстрой перестройке режимов по критериям минимума энергетических затрат на транспорт газа, максимальной производительности и других.

Расчёт оптимального режима работы ГТС производится, как правило, на основе фактического режима (оптимизация фактического режима). Можно также выполнять оптимизацию смоделированных режимов работы ГТС. Планирование режимов работы уже должно проводиться как расчёт оптимальных режимов при заданных граничных условиях.

Выстраивание режимов работы ГТС на основе проведённых расчётов требует определённого (зачастую достаточно продолжительного) времени, связанного с пуском и остановом ГПА и другого газотранспортного оборудования, переключения запорной арматуры на линейной части МГ, регулирования скорости (оборотов) вращения валов ЦБН и др. Принимая решения об использовании полученных расчетных режимов, диспетчер должен рассчитывать и согласовывать влияние новых режимов на работу соседних ГТС и ЕСГ в целом.

Оптимизация режимов работы ГТС при современном диспетчерском управлении возможна только с использованием ПВК.

					Технологии управления режимами перекачки магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

2. Определение толщины стенки трубопровода и проверка его на прочность и устойчивость

Цель расчета: определить толщину стенки трубопровода, обеспечивающую безопасную эксплуатацию, и проверить трубопровод на прочность и устойчивость.

Методика расчета:

Расчет производился в соответствии со сводом правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85* [43] по методике, описанной ниже.

Определение толщины стенки трубы

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

$$\delta = \frac{nPD_H}{2(R_1 + nP)} \quad (1)$$

где n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе

P - рабочее давление в трубопроводе, МПа

D_H — наружный диаметр трубы, мм

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, МПа, определяемое по формуле (3):

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} \quad (2)$$

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	Определение толщины стенки трубопровода и проверка его на прочность и устойчивость	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		17.06			57	160
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О. В.						

где R_I^H - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления

m - коэффициент условий работы трубопровода

k_I - коэффициент надежности по материалу

k_H - коэффициент надежности по ответственности трубопровода

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

$$\delta = \frac{nPD_H}{2(R_1\Psi_1 + nP)} \quad (3)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{прN} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{прN} < 0$), определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R^H}; \quad (4)$$

где $\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{ВН}}{2 \cdot d_H} \quad (5)$$

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

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{ВН}}{\delta_H}; \quad (6)$$

где α, E, μ – физические характеристики стали

Δt – абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

					Определение толщины стенки трубопровода и проверка его на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad (7)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad (8)$$

К дальнейшему расчету принимается больший перепад температуры.

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

Проверка трубопровода на прочность и недопустимость пластических деформаций

Проверку на прочность в продольном направлении следует производить из условия:

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_1 \cdot R_1 \quad (9)$$

где ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}} < 0$), определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \quad (10)$$

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

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} \quad (11)$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} \quad (12)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} \quad (13)$$

					Определение толщины стенки трубопровода и проверка его на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

где R_2^H - нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр}^H \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр}^H < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \quad (14)$$

$\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot d_H} \quad (15)$$

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

$$\sigma_{пр}^H = \mu \cdot \sigma_{кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} \quad (16)$$

К расчету принимается наибольшее абсолютное значение $\sigma_{пр}^H$. Исходные данные для расчета представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина
Наружный диаметр трубы	D_H	мм	273
Рабочее (нормативное) давление в трубопроводе	P	МПа	7,36
Временное сопротивление стали	$[\sigma]_в$	МПа	500
Временное сопротивление текучести	$[\sigma]_{тек}$	МПа	350
Коэффициент условий работы	m	-	0,990
Коэффициент надежности по материалу	k_1	-	1,4

Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	k_n	-	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе	n	-	1,10
Переменный параметр упругости (модуль Юнга)	E	Па	$2,06 \cdot 10^5$
Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона)	μ		0,30
Минимально допустимый радиус упругого изгиба	ρ	м	680
Коэффициент линейного расширения металла	α	$^{\circ}\text{C}^{-1}$	$1,2 \cdot 10^{-5}$

Расчет

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n} = \frac{500 \cdot 0,990}{1,4 \cdot 1,1} = 321,43 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,10 \cdot 7,36 \cdot 273}{2(321,43 + 1,10 \cdot 7,36)} = 3,35 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки $\delta = 4 \text{ мм}$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,30 \cdot 321,43}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 39,01 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1 - 0,30) \cdot 321,43}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 91,02 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Для расчета примем больший перепад температуры $\Delta t = 91,02^{\circ}\text{C}$

$$\begin{aligned} \sigma_{прN} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{\delta_H} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91,02 + 0,3 \cdot \frac{1,10 \cdot 7,36 \cdot 273}{4} \\ &= -59,2 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Поскольку $\sigma_{прN} < 0$, то присутствуют продольные осевые сжимающие напряжения. Тогда рассчитаем коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб ψ_1 :

					Определение толщины стенки трубопровода и проверка его на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-59,2|}{321,43}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-59,2|}{321,43}$$

$$= 0,8951$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,10 \cdot 7,36 \cdot 273}{2(321,43 \cdot 0,8951 + 1,1 \cdot 7,36)} = 3,74 \text{ мм}$$

Толщина стенки с учетом продольных напряжений будет равна 4 мм

Проверим условие прочности трубопровода в продольном направлении:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{1,10 \cdot 7,36 \cdot 265}{2 \cdot 4} = 268,18 \text{ МПа}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{268,18}{321,43}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{268,18}{321,43} = 0,2741$$

$$|\sigma_{\text{пр}N}| \leq \psi_2 \cdot R_1 = 0,2741 \cdot 321,43 = 88,1 \text{ МПа}$$

$$59,2 \text{ МПа} < 88,1 \text{ МПа},$$

Следовательно, **условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.**

Проверим условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций:

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{7,36 \cdot 265}{2 \cdot 4} = 243,8 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^H = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho_H} = 0,3 \cdot 243,8 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91,02 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,273}{2 \cdot 680}$$

$$= -110,51 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^H = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho_H} = 0,3 \cdot 243,8 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91,02 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,273}{2 \cdot 680}$$

$$= -193,21 \text{ МПа}$$

Проверку выполняем по наибольшему абсолютному значению продольного напряжения $\sigma_{\text{пр}}^H = 193,21 \text{ МПа}$.

					Определение толщины стенки трубопровода и проверка его на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}$$

$$= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{243,8}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{243,8}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350} = 0,449$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = 0,449 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350 = 157,15 \text{ МПа}$$

$$193,21 \text{ МПа} < 157,15 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350 = 350 \text{ МПа}$$

$$243,8 \text{ МПа} < 353 \text{ МПа}$$

Следовательно, условия прочности **не выполняются**.

Для выполнения условий увеличим толщину стенки трубы до ближайшей по сортаменту. Следовательно, толщину стенки примем **4,5 мм**.

Тогда дальше пересчитываем:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}} = \frac{1,10 \cdot 7,36 \cdot 264}{2 \cdot 4,5} = 237,48 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}} = \frac{7,36 \cdot 264}{2 \cdot 4,5} = 215,89 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho_{\text{и}}} = 0,3 \cdot 215,89 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91,02 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,273}{2 \cdot 680}$$

$$= -118,88 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho_{\text{и}}} = 0,3 \cdot 215,89 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91,02 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,273}{2 \cdot 680}$$

$$= -201,59 \text{ МПа}$$

Проверку выполняем по наибольшему абсолютному значению продольного напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 201,59 \text{ МПа}$.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}$$

$$= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{215,89}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{215,89}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350} = 0,537$$

					Определение толщины стенки трубопровода и проверка его на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Произведем повторную проверку для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = 0,537 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350 = 187,95 \text{ МПа}$$

$$201,59 \text{ МПа} < 187,95 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350 = 350 \text{ МПа}$$

$$215,89 \text{ МПа} < 353 \text{ МПа}$$

Следовательно, условия прочности **не выполняются**.

Для выполнения условий увеличим толщину стенки трубы до ближайшей по сортаменту. Следовательно, толщину стенки примем **5 мм**. Тогда дальше пересчитываем:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}} = \frac{1,10 \cdot 7,36 \cdot 263}{2 \cdot 5} = 212,92 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}} = \frac{7,36 \cdot 263}{2 \cdot 5} = 193,57 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho_{\text{и}}} = 0,3 \cdot 193,57 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91,02 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,273}{2 \cdot 680}$$

$$= -125,58 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho_{\text{и}}} = 0,3 \cdot 193,57 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91,02 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,273}{2 \cdot 680}$$

$$= -208,28 \text{ МПа}$$

Проверку выполняем по наибольшему абсолютному значению продольного напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 208,28 \text{ МПа}$.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}$$

$$= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{193,57}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{193,57}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350} = 0,601$$

Произведем повторную проверку для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов по условиям:

					Определение толщины стенки трубопровода и проверка его на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = 0,601 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350 = 210,35 \text{ МПа}$$

$$208,28 \text{ МПа} < 210,35 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350 = 350 \text{ МПа}$$

$$215,89 \text{ МПа} < 353 \text{ МПа}$$

Следовательно, условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций **выполняются**.

Таким образом принимаем минимальную толщину стенки, обеспечивающую безопасную эксплуатацию газопровода $\delta = 5 \text{ мм}$.

Определим толщину стенки, обеспечивающую безопасную эксплуатацию, объекта исследования и проверим данный трубопровод на прочность и устойчивость.

В качестве объекта исследования был принят [REDACTED] с исходными данными, приведенными в таблице 9.

Таблица 9 - Исходные данные, принятые для расчетов

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина
Наружный диаметр трубы	D_n	мм	
Рабочее (нормативное) давление в трубопроводе	P	МПа	
Временное сопротивление стали	$[\sigma]_{\text{в}}$	МПа	
Временное сопротивление текучести	$[\sigma]_{\text{тек}}$	МПа	
Коэффициент условий работы	m	-	
Коэффициент надежности по материалу	k_1	-	
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	k_n	-	

Коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе	n	-	
Переменный параметр упругости (модуль Юнга)	E	Па	
Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона)	μ		
Минимально допустимый радиус упругого изгиба	ρ	м	
Коэффициент линейного расширения металла	α	$^{\circ}\text{C}^{-1}$	

Расчет

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{\dots \cdot \dots}{\dots \cdot \dots} = \dots \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{\dots \cdot \dots \cdot \dots}{2(\dots + \dots \cdot \dots)} = \dots \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки $\delta = \dots$ мм

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{\dots \cdot \dots}{\dots \cdot \dots \cdot \dots} = \dots \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1 - \dots) \cdot \dots}{\dots \cdot \dots \cdot \dots} = \dots \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Для расчета примем больший перепад температуры $\Delta t = \dots$ $^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{\delta_H} = -\dots \cdot \dots \cdot \dots + \dots \cdot \dots = \dots \text{ МПа}$$

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

Следовательно, принимаем минимальную толщину стенки, обеспечивающую безопасную эксплуатацию газопровода $\delta = \dots$ мм.

Таким образом, действующий участок газопровода способен выдержать эксплуатационное давление, выполняет условия прочности.

					Определение толщины стенки трубопровода и проверка его на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

3. Определение влияния загибачивания внутренней полости МГ на изменение коэффициента гидравлической эффективности

Целью расчета является определение влияния гидратов на значение коэффициента гидравлической эффективности работы участка МГ.

Методика расчета

Состояние внутренней поверхности газопровода изменяется в процессе эксплуатации и характеризуется коэффициентом гидравлической эффективности E . Коэффициент гидравлической эффективности - безразмерный коэффициент; определяется отношением фактической и расчётной пропускной способности (расходом) газопровода и рассчитывается эксплуатирующей организацией.

Расчет производился на основании методики, описанной Ю. Д. Земенковым, представленной в публикации [44], методом последовательных приближений. Так, сначала, задаваясь средней температурой, определяли значение Q_T , затем расчётным путём уточнялись принятые величины и значение теоретической пропускной способности

Расчет также производился в соответствии со сводом правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85* [43].

Рассчитываемый коэффициент, согласно методике [44], определяется формулой (17):

$$E = \frac{Q_{\phi}}{Q_T}, \quad (17)$$

где Q_T - теоретическая пропускная способность

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	Определение влияния загибачивания внутренней полости МГ на изменение коэффициента гидравлической эффективности	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		17.06			67	160
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О. В.						

При определении теоретической пропускной способности Q_T используются диспетчерские данные по абсолютным значениям температуры и давления газа в точках начала и конца участка магистрального газопровода.

Алгоритм расчета

Определение влияния гидратов на значение коэффициента гидравлической эффективности работы участка МГ производилось по алгоритму, описанному в работе Ю. Д. Земенковым [44], представленному на рисунке 17. Далее моделировались ситуации образования гидрата в магистральном газопровode с различным уменьшением проходного сечения и рассчитывался коэффициент гидравлической эффективности для каждого случая.

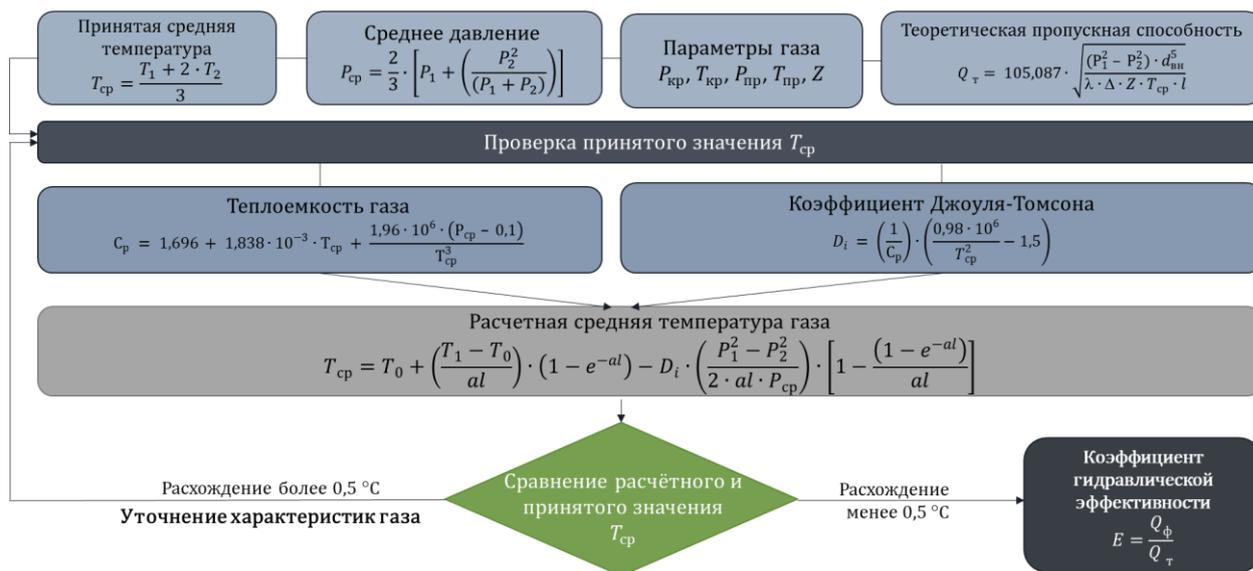


Рисунок 17 - Алгоритм определения коэффициента гидравлической эффективности

Как следует из рисунка 17, подход автора, заключается в выполнении расчетов по формулам (18) – (33):

1. Задаем значение T_{cp} :

$$T_{cp} = \frac{T_1 + 2 \cdot T_2}{3}, \quad (18)$$

где T_1 - температура газа в начале участка, °С

T_2 - температура газа в конце участка, °С

2. Определяем среднее давление P_{cp} :

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left[P_1 + \left(\frac{P_2^2}{(P_1 + P_2)} \right) \right], \quad (19)$$

где P_1 - давление в начале участка, МПа

P_2 - давление в конце участка, МПа

3. Определяем критическое ($P_{кр}, T_{кр}$), приведённое значение давления $P_{пр}$ и температуры $T_{пр}$ газа и коэффициент сжимаемости z :

Плотность газа в стандартных условиях

$$\rho_{ст} = 1,205 \cdot \Delta, \quad (20)$$

где Δ - относительная плотность газа по воздуху

$$P_{кр} = 0,1773 \cdot (26,831 - \rho_{ст}), \quad (21)$$

$$T_{кр} = 156,24 \cdot (0,564 + \rho_{ст}), \quad (22)$$

$$P_{пр} = \frac{P_{cp}}{P_{кр}}, \quad (23)$$

$$T_{пр} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}}, \quad (24)$$

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{пр}}{\tau}, \quad (25)$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{пр} + 0,78 \cdot T_{пр}^2 + 0,0107 \cdot T_{пр}^3, \quad (26)$$

					Определение влияния загибачивания внутренней полости МГ на изменение коэффициента гидравлической эффективности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

4. Для магистральных газопроводов, работающих с достаточной нагрузкой, присущ, как правило, квадратичный режим течения газа. Поэтому, на основании [22], зададимся квадратичной зоной турбулентного режима и определим расчётное значение коэффициента гидравлического сопротивления от трения по формуле (27).

Для практического расчета примем, что эквивалентная шероховатость $K_э = 0,03$ мм.

$$\lambda = 1,05 \cdot 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot K_э}{d_{BH}} \right)^{0,2}, \quad (27)$$

5. Определяем теоретическую пропускную способность участка:

$$Q_T = 105,087 \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d_{BH}^5}{\lambda \cdot \Delta \cdot Z \cdot T_{cp} \cdot l}}, \quad (28)$$

6. Для проверки принятого значения T_{cp} определяем теплоёмкость газа C_p и коэффициент Джоуля-Томсона D_i :

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{cp} + \frac{1,96 \cdot 10^6 \cdot (P_{cp} - 0,1)}{T_{cp}^3}, \quad (29)$$

$$D_i = \left(\frac{1}{C_p} \right) \cdot \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{cp}^2} - 1,5 \right) \quad (30)$$

7. Определяем среднюю температуру газа:

$$T_{cp} = T_0 + \left(\frac{T_1 - T_0}{al} \right) \cdot (1 - e^{-al}) - D_i \cdot \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{2 \cdot al \cdot P_{cp}} \right) \cdot \left[1 - \frac{(1 - e^{-al})}{al} \right], \quad (31)$$

где T_0 - расчетная температура окружающей среды, К; при расчете эксплуатационных режимов принимается равной температуре грунта на глубине заложения трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии;

al – параметр Шухова, который определяется по формуле (32):

$$al = \frac{K \cdot \pi \cdot D_n \cdot l}{G \cdot C_p}, \quad (32)$$

где K - полный коэффициент теплопередачи от газа в грунт, Вт/м²·К

G – массовый расход, кг/с, определяемый по формуле (33):

$$G = Q \cdot \rho_{cm}, \quad (33)$$

					Определение влияния загидрачивания внутренней полости МГ на изменение коэффициента гидравлической эффективности	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Сравниваем расчётное и принятое (в п. 1) значения T_{cp} , если расхождение более $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ выполняем уточнение характеристик газа (п. 6) и T_{cp} (п. 7). Если расхождение мало принимаем T_{cp} , проверяем T_2 , определяем значение E :

Исходные данные для расчета

Для расчета коэффициента гидравлической эффективности был выбран

[REDACTED] с исходными данными, приведенными в таблице 10.

Таблица 10 - Исходные данные, принятые для расчетов

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина
Относительная плотность газа по воздуху	Δ	-	
Внутренний диаметр газопровода	d	m	
Производительность за период стабильного режима работы в течении двух часов	Q_{ϕ}	$млн. м^3/сут$	
Давление в начале участка	P_1	$МПа$	
Давление в конце участка	P_2	$МПа$	
Температура газа в начале участка	T_1	$^{\circ}\text{C}$	
Температура газа в конце участка	T_2	$^{\circ}\text{C}$	
Полный коэффициент теплопередачи от газа в грунт	κ	$Вт/м^2 \cdot К$	
Температура грунта	t_0	$^{\circ}\text{C}$	
Длина участка	l	$км$	

Расчет

$$T_{cp} = \frac{T_1 + 2 \cdot T_2}{3} = \frac{(\blacksquare + 273) + 2 \cdot (\blacksquare + 273)}{3} = \blacksquare \text{ К}$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left[P_1 + \left(\frac{P_2^2}{(P_1 + P_2)} \right) \right] = \frac{2}{3} \cdot \left[\blacksquare + \left(\frac{\blacksquare^2}{(\blacksquare + \blacksquare)} \right) \right] = \blacksquare \text{ МПа}$$

$$\rho_{ct} = 1,205 \cdot \Delta = 1,205 \cdot \blacksquare = \blacksquare \text{ кг/м}^3$$

$$P_{кр} = 0,1773 \cdot (26,831 - \rho_{cm}) = 0,1773 \cdot (26,831 - \blacksquare) = \blacksquare \text{ МПа}$$

$$T_{кр} = 156,24 \cdot (0,564 + \rho_{cm}) = 156,24 \cdot (0,564 + \blacksquare) = \blacksquare \text{ К}$$

$$P_{пр} = \frac{P_{cp}}{P_{кр}} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$$

$$T_{пр} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{пр} + 0,78 \cdot T_{пр}^2 + 0,0107 \cdot T_{пр}^3 = 1 - 1,68 \cdot \blacksquare + 0,78 \cdot \blacksquare^2 + 0,0107 \cdot \blacksquare^3 = \blacksquare$$

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{пр}}{\tau} = 1 - \frac{0,0241 \cdot \blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$$

$$\lambda = 1,05 \cdot 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot K_3}{d_{BH}} \right)^{0,2} = 1,05 \cdot 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,03 \cdot 10^{-3}}{\blacksquare} \right)^{0,2} = \blacksquare$$

$$Q_T = 105,087 \cdot \sqrt{\frac{\blacksquare \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{\blacksquare}} = \blacksquare \text{ млн. м}^3/\text{сут}$$

Для проверки принятого значения T_{cp} определим теплоёмкость газа и коэффициент Джоуля-Томсона по формулам (13) – (14):

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{cp} + \frac{1,96 \cdot 10^6 \cdot (P_{cp} - 0,1)}{T_{cp}^3}$$

$$= 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot \blacksquare + \frac{1,96 \cdot 10^6 \cdot (\blacksquare - 0,1)}{\blacksquare^3}$$

$$= \blacksquare \text{ кДж/кг} \cdot \text{К};$$

$$D_i = \left(\frac{1}{C_p} \right) \cdot \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{cp}^2} - 1,5 \right) = \left(\frac{1}{2,679} \right) \cdot \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{\blacksquare^2} - 1,5 \right) = \blacksquare \text{ К/МПа}$$

$$G = \frac{\blacksquare \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{24 \cdot 3600} = \blacksquare \text{ кг/с}$$

$$al = \frac{K \cdot \pi \cdot D_n \cdot l}{G \cdot C_p} = \frac{\blacksquare \cdot 3,14 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{\blacksquare \cdot \blacksquare} = 0,034$$

$$T_{cp} = T_0 + \left(\frac{T_1 - T_0}{al} \right) \cdot (1 - e^{-al}) - D_i \cdot \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{2 \cdot al \cdot P_{cp}} \right) \cdot \left[1 - \frac{(1 - e^{-al})}{al} \right]$$

$$= \text{■■■■■■■■■■} = \text{■■■■} \text{ К}$$

Сравнив, заданное и полученное значения, можно заключить, что расхождение между ними менее чем в половину градуса (■■■■ и ■■■■). Тогда, примем $T_{cp} = \text{■■■■} \text{ К}$ и проверим T_2 .

$$T_2 = T_0 + (T_1 - T_0) \cdot e^{-al} - D_i \cdot \frac{((P_1^2 - P_2^2) \cdot (1 - e^{-al}))}{2 \cdot al \cdot P_{cp}} = \text{■■■■} \text{ К}$$

По диспетчерским данным $T_2 = \text{■■■■} \text{ К}$, т. е. с рассчитанным значением расхождение допустимо.

Уточним значение коэффициентов сжимаемости, динамической вязкости, гидравлического сопротивления:

$$T_{пр} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}} = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} = \text{■■■■}$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{пр} + 0,78 \cdot T_{пр}^2 + 0,0107 \cdot T_{пр}^3$$

$$= 1 - 1,68 \cdot \text{■■■■} + 0,78 \cdot \text{■■■■}^2 + 0,0107 \cdot \text{■■■■}^3 = \text{■■■■}$$

$$Z = 1 - \frac{(0,0241 \cdot P_{пр})}{\tau} = 1 - \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} = \text{■■■■}$$

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot (1 + \rho_{ст} \cdot (1,1 - 0,25 \cdot \rho_{ст})) \cdot (0,037 + T_{пр} \cdot (1 - 0,104 \cdot T_{пр})) \cdot \left(\frac{P_{пр}^2}{30 \cdot (T_{пр} - 1)} \right)$$

$$= 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot (1 + \text{■■■■} \cdot (1,1 - 0,25 \cdot \text{■■■■}))$$

$$\cdot (0,037 + \text{■■■■} \cdot (1 - 0,104 \cdot \text{■■■■})) \cdot \left(\frac{\text{■■■■}^2}{30 \cdot (\text{■■■■} - 1)} \right) = \text{■■■■} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$Re = 17,75 \cdot \frac{Q \cdot \Delta}{d_{вн} \cdot \mu} = 17,75 \cdot \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} = \text{■■■■}$$

Переходное число:

$$Re_{II} = 11 \cdot \left(\frac{d_{вн}}{2 \cdot K_3} \right)^{1,5} = 11 \cdot \left(\frac{\text{■■■■}}{2 \cdot 0,03 \cdot 10^{-3}} \right)^{1,5} = \text{■■■■}$$

Так как $Re > Re_{II}$ зона квадратичного закона сопротивления подтверждается.

Для определения зоны, в которой работает МГ, используются переходные значения числа Рейнольдса и производительности. Для определения режима течения газа, рассматривается неравенство: если q больше или равно $q_{пер}$ (переходная пропускная способность), то режим квадратичный, если наоборот – режим переходный.

Проверку режима выполним по переходному значению $Q_{пер}$.

$$Q_{пер} = 1,334 \cdot d_{вн}^{2,5} \cdot 10^6 \cdot \frac{\mu}{\Delta} = 1,334 \cdot \text{■■■■} \cdot \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} = \text{■■■■} \text{ млн. м}^3/\text{сут}$$

Так как $Q > Q_{пер}$. принятый режим подтверждается.

Уточним значение коэффициента гидравлического сопротивления в соответствии с ОНТП 51-1-85 «Магистральные трубопроводы» (ч. 1. газопроводы):

$$\lambda = 1,05 \cdot 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot K_{э}}{d_{вн}} \right)^{0,2} = 1,05 \cdot 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{■■■■}} + \frac{2 \cdot 0,03 \cdot 10^{-3}}{\text{■■■■}} \right)^{0,2}$$

$$= \text{■■■■}$$

Уточним значение теоретической пропускной способности:

$$Q_{т} = 105,087 \cdot \sqrt{\frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}}} = \text{■■■■} \text{ млн. м}^3/\text{сут}$$

Таким образом, коэффициент гидравлической эффективности будет равен:

$$E = \frac{Q_{ф}}{Q_{т}} = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} = \text{■■■■}$$

Смоделируем ситуации образования гидрата в магистральном газопроводе с различным уменьшением проходного сечения трубопровода.

					Определение влияния загидрачивания внутренней полости МГ на изменение коэффициента гидравлической эффективности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Так, в случае, когда гидрат уменьшает проходное сечение трубопровода на 10%, $d_{вн} = \blacksquare$ м, получим:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot K_э}{d_{вн}} \right)^{0,2} = \blacksquare = \blacksquare$$

$$Q_{\phi 1} = 105,087 \cdot \sqrt{\frac{\blacksquare}{\blacksquare}} = \blacksquare \text{ млн. м}^3/\text{сут}$$

Следовательно, коэффициент гидравлической эффективности будет равен:

$$E = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$$

Результаты расчета представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Влияние загидрачивания внутренней полости МГ на изменение коэффициента гидравлической эффективности

Уменьшение проходного сечения, %	Внутренний диаметр, м	Коэффициент гидравлического сопротивления λ	Производительность, $Q_{\text{расч}}$, млн. м ³ /сут	Коэффициент гидравлической эффективности E
10	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
20				
30				
40				
50				
60				

Из расчетов видно, что уменьшение диаметра трубопровода, например, на 20% приведет к уменьшению пропускной способности на \blacksquare млн. м³ в сутки, т.е. практически на \blacksquare от номинальной пропускной способности.

Таким образом, для восстановления пропускной способности применяются следующие мероприятия (рис. 18).

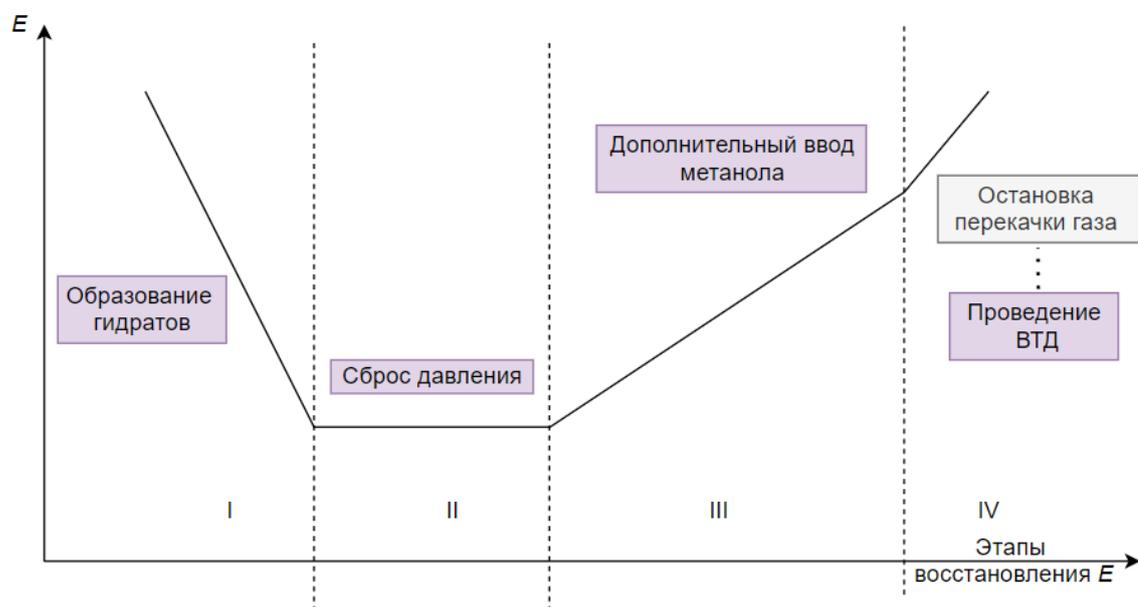


Рисунок 18 – Этапы восстановления коэффициента гидравлической эффективности

Следовательно, для сохранения пропускной способности трубопровода необходимо применение мероприятий для предупреждения гидратообразования. В том случае, когда гидрат уже образовался, необходимы меры для его удаления [45-46].

Вывод по расчету

Состояние внутренней полости МГ характеризуется величиной коэффициента гидравлической эффективности, отражающего и техническое состояние линейной части. Постепенное засорение МГ приводит к уменьшению E и снижению его пропускной способности. Если МГ работает с недогрузкой, то уменьшение E приводит к увеличению степени сжатия КС и, соответственно, возрастанию затрат мощности на транспорт постоянного количества газа. В этом случае, все мероприятия по поддержанию E на более высоком уровне приводят к снижению затрат на компримирование газа, т.е. к снижению расхода топливного газа или электроэнергии.

4. Оценка вида распределения поставок газа по участку магистрального газопровода

Целью расчета является оценка вида распределения поставок газа по модельному участку МГ в условиях снижения загрузки.

Методика расчета

Исходные данные (приложение 1) для расчетов и методика расчета были взяты на основе исследований С. В. Китаева [48].

Алгоритм расчета

Анализ вида распределения показателей объема перекачки транспортируемых углеводородов производился по алгоритму, описанному в статье С. В. Китаева [48], представленному на рисунке 19.

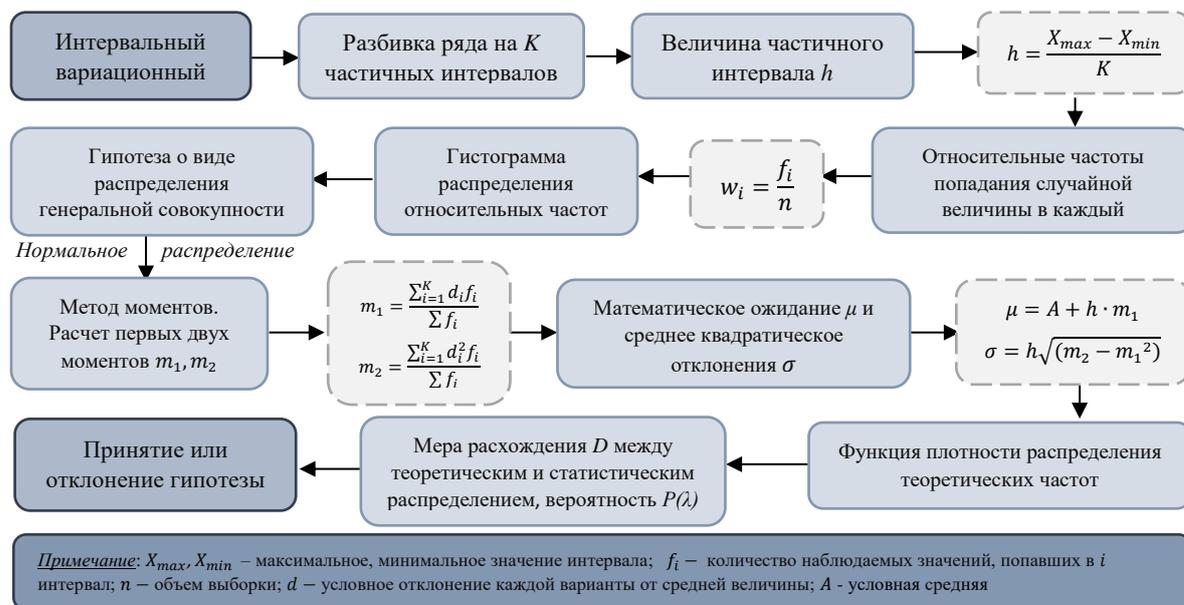


Рисунок 19 - Алгоритм выполнения оценки вида распределения

Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	
Руковод.		Чухарева Н. В.		17.06	
Консульт.				17.06	
Рук-ль		Брусник О. В.			
Оценка вида распределения поставок газа по участку магистрального газопровода					
			Лит.	Лист	Листов
				77	160
Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А					

Как следует из рисунка 19, подход авторов в публикации [48], заключается в выполнении расчетов по формулам (34) – (40):

1. Для обработки данных (рис. 2) был составлен вариационный ряд, который был разбит на K частичных интервалов по формуле Стерджесса (34)

$$K = 1 + 3,322 \cdot \lg n, \quad (34)$$

где n – объем выборки.

2. Считая, что все интервалы имеют одинаковую длину, была определена величина частичного интервала по формуле (35):

$$h = \frac{X_{max} - X_{min}}{K}, \quad (35)$$

где X_{max} , X_{min} – максимальное, минимальное значение интервала.

3. Вычислены относительные частоты попадания случайной величины в каждый интервал по выражению (36):

$$w_i = \frac{f_i}{n}, \quad (36)$$

где f_i – количество наблюдаемых значений, которые попали в i интервал.

4. Построение гистограммы распределения относительных частот, по виду которой выдвигается гипотеза о законе распределения, в случае, если закон нормальный, то, применяя метод моментов для оценки неизвестных параметров распределения, рассчитываются первые два момента по формулам (37) – (38):

$$m_1 = \frac{\sum_{i=1}^K d_i f_i}{\sum f_i} \quad (37)$$

$$m_2 = \frac{\sum_{i=1}^K d_i^2 f_i}{\sum f_i}, \quad (38)$$

где d_i – условное отклонение.

5. Далее определяется математическое ожидание μ и среднее квадратическое отклонение σ по формулам (39) и (40):

$$\mu = A + h \cdot m_1, \quad (39)$$

где A – условная средняя.

					Оценка вида распределения поставок газа по участку магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$\sigma = h\sqrt{(m_2 - m_1^2)}, \quad (40)$$

6. Строится функция плотности распределения теоретических частот $f(x)$, вычисляется мера расхождения между теоретическим и статистическим распределением, применяя критерий Колмогорова А. Н., определяется вероятность, на основании чего, делается заключение о принятии или отклонении гипотезы.

Объектом исследования являлся модельный участок магистрального газопровода с динамикой изменения объема перекачки за 1999-2018 года (рис. 20).

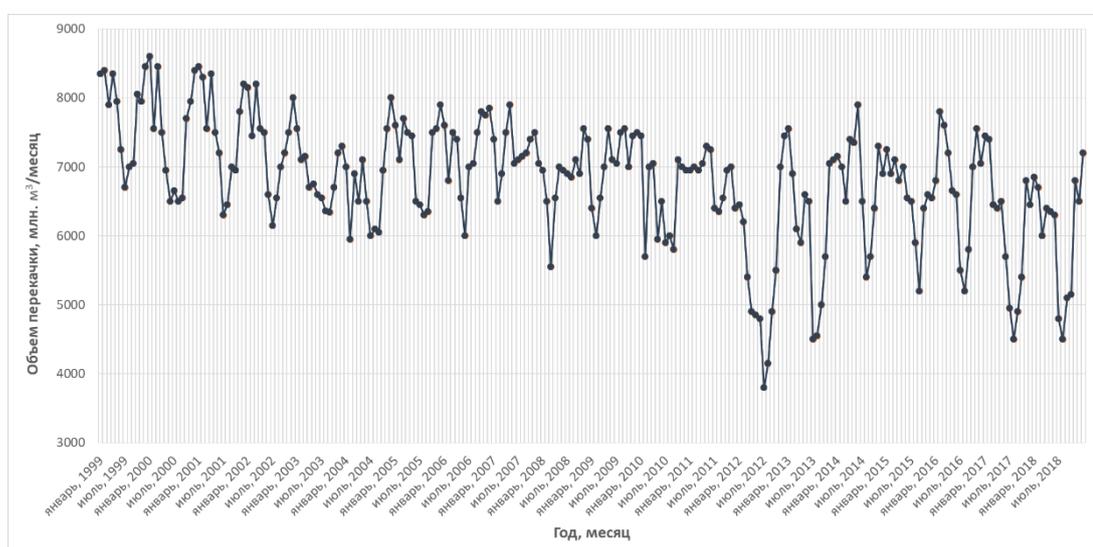


Рисунок 20 - Изменение объема перекачки природного газа по модельному участку магистрального газопровода за 1999-2018 гг. [48]

На рисунке можно наблюдать неравномерность в подачи природного газа в зависимости от месяца, которую, как показано в публикации [48], можно охарактеризовать следующими показателями:

$$\beta = \frac{Q_{max} - Q_m}{Q_m}, \quad (41)$$

где Q_{max} – максимальная среднесуточная подача газа за месяц в расчетном году;

Q_m – среднесуточная подача газа за год в целом;

$$\alpha = \frac{Q_{max}}{Q_{min}} \quad (42)$$

Q_{min} – минимальная среднесуточная подача газа за месяц в расчетном году.

$$\gamma = \frac{Q_m}{Q_{max}} \quad (43)$$

На основе исходных данных, представленных на рисунке 20, был произведен расчет показателей неравномерности подачи природного газа, результаты которого показаны на рисунке 21.

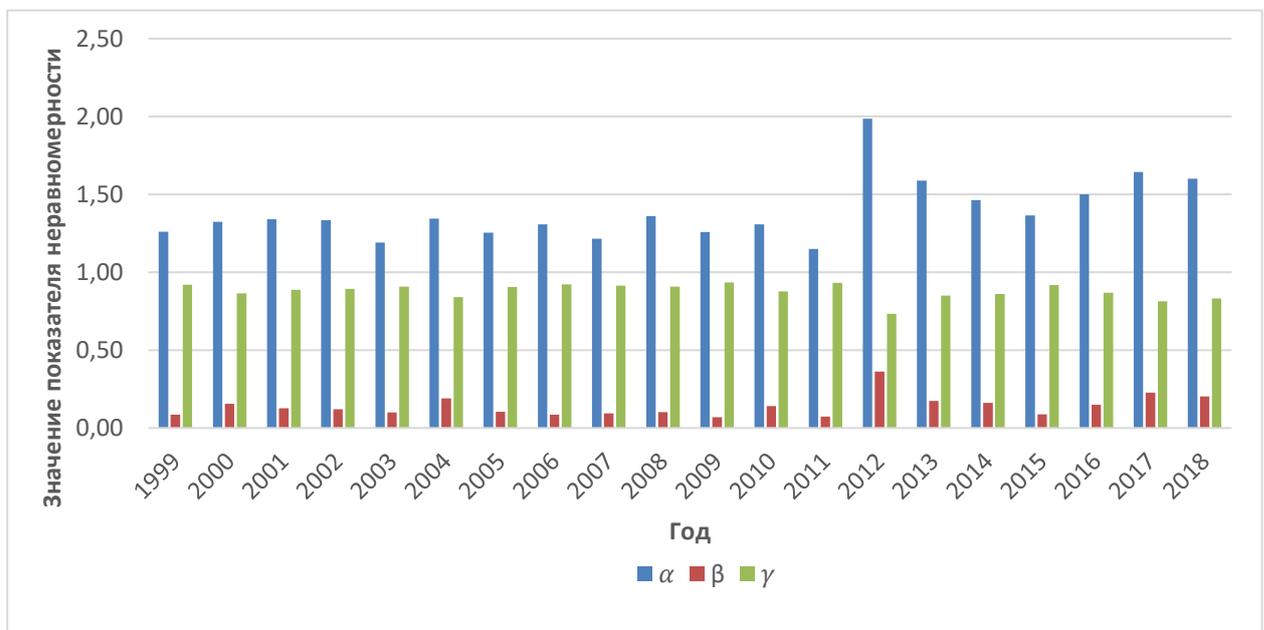


Рисунок 21 - Распределение показателей неравномерности подачи газа по модельному участку МГ

По рисунку можно заключить, что коэффициент β , характеризующий относительную величину изменения колебаний в подаче газа по модельному участку газопровода в течение года, более показательно отражает неравномерность газопотребления.

Из рисунка 21 также следует, что значение показателя β изменяется в широком диапазоне от 0,362 до 0,070. Неравномерность подачи газа особенно значительно увеличилась за последние шесть лет, в среднем на 2018 год по сравнению с 1999 годом неравномерность подачи газа возросла на 14,79%.

Снижение объемов перекачки с одновременным увеличением неравномерности подачи газа 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 объемы 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.

Расчет:

Произведем оценку вида распределения поставок газа по модельному участку МГ в условиях снижения загрузки по алгоритму, описанному выше.

Исходные данные для расчетов были взяты на основе исследований С. В. Китаева [48] и представлены в приложении 1 и на рисунке 20.

Для обработки данных (приложение 1) составим вариационный ряд, для чего последовательность представим в порядке возрастания. После чего, разобьем ее на K частичных интервалов и определим величину h каждого из них:

$$K = 1 + 3,322 \cdot \lg \blacksquare = \blacksquare$$

Примем $K = \blacksquare$ интервалов.

$$h = \frac{X_{max} - X_{min}}{K} = \frac{\blacksquare - \blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare$$

Для нахождения эмпирической функции распределения выборки сначала вычислим относительные частоты попадания случайной величины в каждый интервал. Результаты расчетов представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Вариационный ряд и распределение относительных частот

№	Границы интервалов	Середина интервала, x_i	Частота попадания в интервалы, f_i	Относительная частота, w
1	3800 - 4340	4070		
2	4341 - 4881	4611		
3	4882 - 5422	5152		
4	5423 - 5963	5693		
5	5964 - 6504	6234		
6	6505 - 7045	6775		
7	7046 - 7586	7316		
8	7587 - 8127	7857		
9	8128 - 8668	8398		

По результатам расчета была построена гистограмма распределения относительных частот, изображенная на рисунке 22, по ее виду была выдвинута гипотеза о том, что закон распределения является нормальным.

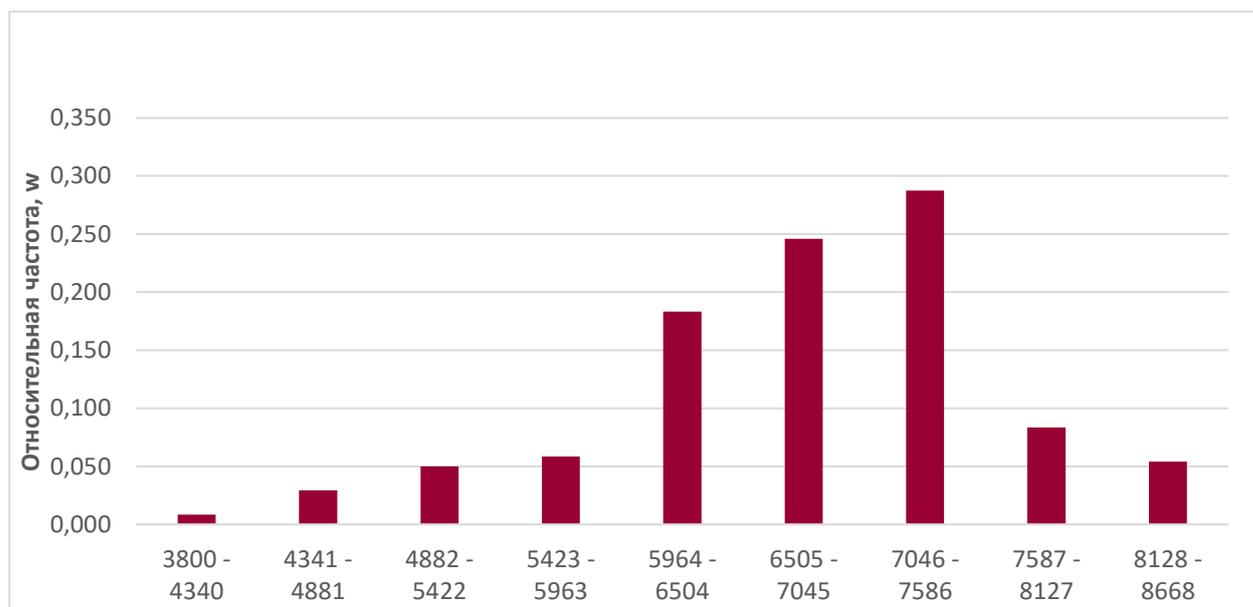


Рисунок 22 - Гистограмма распределения относительных частот

Нормальный закон распределения (закон Гаусса), плотность вероятности которого определяется, согласно [49], формулой:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}},$$

где μ – оценка математического ожидания для массива данных;

σ – среднее квадратическое отклонение

На основании методики [48,50-53], сущность проверки гипотезы о законе распределения заключается в оценке по этой выборке параметров закона, определение степени согласованности выборки и выбранного закона распределения, в котором параметры заменены их оценками.

Для определения меры расхождения D между теоретическим и статистическим распределением был использован критерий Колмогорова А. Н., в связи с тем, что он прост в вычислении [54-56]. Данный критерий рассматривает максимальное значение модуля разности между статистической $F(x)_{\text{факт}}$ и соответствующей теоретической $F(x)_{\text{теор}}$ функцией распределения:

$$D = \max |F(x)_{\text{факт}} - F(x)_{\text{теор}}|$$

Согласно [57-59], А. Н. Колмогоров доказал, что, какова бы ни была функция распределения $F(x)$ непрерывной случайной величины x , при неограниченном возрастании числа независимых наблюдений n вероятность неравенства $P(D\sqrt{n} \geq \lambda)$ стремится к пределу:

$$P(\lambda) = 1 - \sum_{k=-\infty}^{\infty} (-1)^k \cdot e^{-2k^2\lambda^2}$$

Таким образом, применяя критерий А. Н. Колмогорова, сначала строятся статистическая функция распределения $F(x)_{\text{факт}}$ и предполагаемая теоретическая функция распределения $F(x)_{\text{теор}}$, определяется максимум D модуля разности между ними, рассчитывается величина λ по формуле ():

$$\lambda = D\sqrt{n}$$

					Оценка вида распределения поставок газа по участку магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

После чего, по рассчитанным таблицам в публикации [48], находится вероятность $P(\lambda)$, которая является вероятностью того, что (если величина x действительно распределена по закону $F(x)_{\text{теор}}$) за счет чисто случайных причин максимальное расхождение между $F(x)_{\text{факт}}$ и $F(x)_{\text{теор}}$ будет не меньше, чем фактически наблюдаемое. Если вероятность $P(\lambda)$ очень мала, гипотезу отвергают как неправдоподобную; при сравнительно больших $P(\lambda)$ ее можно считать совместимой с опытными данными.

Таким образом, произведем расчет математического ожидания признака и его среднего квадратического отклонения методом моментов, который заключается в приравнивании теоретических моментов соответствующим эмпирическим моментам того же порядка.

Согласно закону больших чисел, при увеличении объема выборки среднее арифметическое выборки стремится к математическому ожиданию генеральной совокупности. Поэтому выборочная средняя является статистическим аналогом математического ожидания и обладает основными его свойствами. Вторым центральным моментом называется дисперсия случайной величины.

Тогда, первые два момента будут определяться по формулам (44) и (45):

$$m_1 = \frac{\sum_{i=1}^K d_i f_i}{\sum f_i}, \quad (44)$$

$$m_2 = \frac{\sum_{i=1}^K d_i^2 f_i}{\sum f_i}, \quad (45)$$

В этом случае, математическое ожидание μ и среднее квадратическое отклонение σ будут рассчитываться по формулам (46) и (47), согласно методике [48]:

$$\mu = A + h \cdot m_1, \quad (46)$$

где A – условная средняя;

h – величина частичного интервала

$$\sigma = h \sqrt{(m_2 - m_1^2)}, \quad (47)$$

					Оценка вида распределения поставок газа по участку магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

За условную среднюю можно принять любую варианту, поэтому примем $A = \blacksquare$. Далее, найдем условное отклонение каждой варианты от средней величины по формуле (48):

$$d = x_i - A, \quad (48)$$

где d – условное отклонение;

x_i – середина интервала.

Вычисленные значения условных отклонений делим на величину интервала, получаем значения d_1 . Поскольку в сгруппированном вариационном ряду варианты имеют различную частоту, то каждая из них в итоге дает отклонения, зависящие от этой повторяемости. Следовательно, значение отклонения варианты умножим на частоту, а затем суммируем все эти произведения.

Для расчета второго момента, возведем каждое отклонение d_1 во вторую степень, умножим квадрат каждого отклонения на соответствующую частоту f_1 , просуммируем полученные произведения. Результаты расчета представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Расчет математического ожидания и среднего квадратического отклонения

№	Границы интервалов	Середина интервала, x_i	Частота попадания в интервалы, f_i	Относительная частота, w	d	d_1	$d_1 \cdot f_i$	$d_1^2 \cdot f_i$
1	3800 - 4340	4070	2	0,008				
2	4341 - 4881	4611	7	0,029				
3	4882 - 5422	5152	12	0,050				
4	5423 - 5963	5693	14	0,058				
5	5964 - 6504	6234	44	0,183				
6	6505 - 7045	6775	59	0,246				
7	7046 - 7586	7316	69	0,288				
8	7587 - 8127	7857	20	0,083				
9	8128 - 8668	8398	13	0,054				
			240	1,000				

Тогда, первый и второй моменты будут равняться:

$$m_1 = \frac{\sum_{i=1}^K d_i f_i}{\sum f_i} = \frac{\text{[redacted]}}{\text{[redacted]}} = \text{[redacted]}$$

$$m_2 = \frac{\sum_{i=1}^K d_i^2 f_i}{\sum f_i} = \frac{\text{[redacted]}}{\text{[redacted]}} = \text{[redacted]}$$

Таким образом, математическое ожидание μ и среднее квадратическое отклонение σ будут равняться:

$$\mu = A + h \cdot m_1 = \text{[redacted]} + \text{[redacted]} \cdot (\text{[redacted]}) = \text{[redacted]}$$

$$\sigma = h \sqrt{(m_2 - m_1^2)} = \text{[redacted]} \cdot \sqrt{(\text{[redacted]} - (\text{[redacted]})^2)} = \text{[redacted]}$$

По полученным значениям математического ожидания и среднего квадратического отклонения построим функцию плотности теоретических частот распределения (рис. 23).

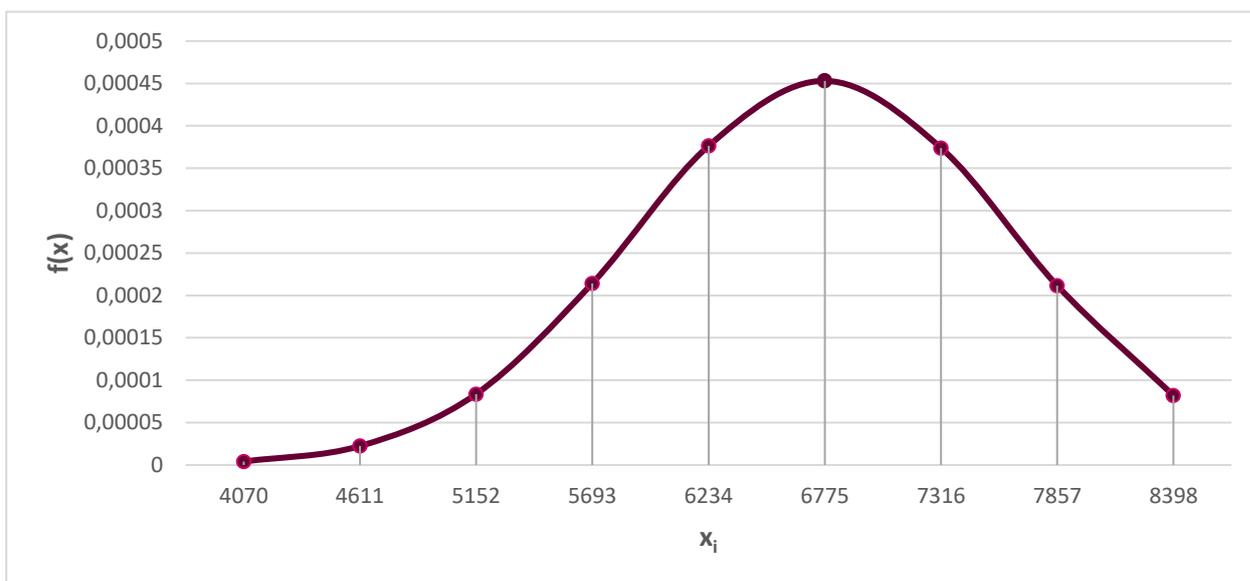


Рисунок 23 – Функция плотности распределения

На рисунке 24 приведена гистограмма распределения фактического распределения и теоретическое нормальное распределение.



Рисунок 24 - Гистограмма фактического и теоретического нормального распределений

Выполняя вычисления по описанному выше алгоритму, было получено, что $D = \blacksquare$, при этом $\lambda = \blacksquare$. Тогда, по полученным данным вероятность $P(\lambda) = \blacksquare$, так как данное значение является большим, то гипотеза о нормальном виде распределения была принята. Следовательно, применяя правило трех сигм, можно заключить, что среднемесячный объем перекачки газа, на основании источника [48], будет не ниже рассчитанного значения:

$$M(x) - 3\sigma = \blacksquare - 3 \cdot \blacksquare = \blacksquare \text{ млн. м}^3/\text{мес}$$

Вывод по расчету

Максимальные и минимальные колебания газопотребления координируют работу любого диспетчерского пункта. Так, снижение загрузки ГТС приводит к необходимости обеспечения работы на нештатных режимах эксплуатации. Таким образом, в результате расчета было получено минимально возможное значение объема перекачки, которое необходимо учитывать при прогнозировании транспорта газа, что также, требует внесения корректировки в планы потребления электрической энергии, должно учитываться в составлении графиков энергопотребления ГПА, алгоритмов подключения дополнительных аппаратов, либо отключения части действующих.

5. Расчет изменения давления в магистральном газопроводе в зависимости от наружного диаметра и глубины дефекта

Как было отмечено ранее расходование газа промышленными и особенно коммунально-бытовыми потребителями неравномерно и колеблется в течение суток, недели, года. Неравномерность объема перекачки газа приводит к вариации давления газа. Колебания давления газа большой амплитуды в трубопроводной обвязке КС и линейной части МГ приводят к снижению их работоспособности. В связи с чем проблема скачков давления очень важна, поэтому рациональное обеспечение потребителей газом сопровождается усложнением технологий, а также усовершенствованием систем управления потоками природного газа.

Появление скачков давления возможно также при заполнении участков газопроводов при пуске в работу после ремонта, при проведении внутритрубной дефектоскопии участков газопроводов, при изменении оборотов ГПА и т.д. Рассмотрим влияние скачков давления на работоспособность МГ.

Целью расчета является определение допустимой величины изменения давления в газопроводе, в зависимости от диаметра трубопровода и глубины дефекта.

Методика расчета

Исходные данные и методика расчета были взяты на основе исследований Р. Р. Усманова, М. В. Чучкалова, Э. С. Иванова [60].

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	Расчет изменения давления в магистральном газопроводе в зависимости от наружного диаметра и глубины дефекта	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		17.06			89	160
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О. В.						

Как показано в публикации [61], предельный цикл нагружения трубы характеризуется изменением кольцевых напряжений в газопроводе на величину, равную 10 % от предела текучести. Тогда, предельная нормативная величина изменения кольцевых напряжений в трубопроводе, соответствующая циклу нагружения, составит по формуле (49):

$$\Delta\sigma_{\text{кц}} = 0,1\sigma_{\text{Т}} \quad (49)$$

где $\sigma_{\text{Т}}$ – предел текучести, МПа

Согласно [61] величина кольцевых напряжений от рабочего давления определяется из выражения (50):

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} \quad (50)$$

где P – рабочее (нормативное) давление, МПа

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, м

$\delta_{\text{н}}$ – толщина стенки трубы, м

Выявленные посредством диагностического обследования дефекты принимаются во внимание с помощью коэффициента ослабления стенки трубопровода k_f по формуле (51):

$$k_f = \frac{\delta_{\text{н}} - h_{\text{д}}}{\delta_{\text{н}}} \quad (51)$$

где $h_{\text{д}}$ – глубина дефекта, м

Следовательно, выражение для величины кольцевых напряжений, на основе [62], будет выглядеть следующим образом:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}} \cdot k_f} \quad (52)$$

Тогда левую часть формулы (50) при изменении давления газа в газопроводе от P_1 до P_2 можно выразить через формулу (52):

$$\Delta\sigma_{\text{кц}} = \sigma_{\text{кц}2} - \sigma_{\text{кц}1} = \frac{P_2 \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}} \cdot k_f} - \frac{P_1 \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}} \cdot k_f} = \frac{(P_2 - P_1) \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}} \cdot k_f} = \frac{\Delta P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}} \cdot k_f}$$

					Расчет изменения давления в магистральном газопроводе в зависимости от наружного диаметра и глубины дефекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Откуда предельная величина изменения давления в газопроводе будет определяться по формуле (53):

$$\Delta P_{DN} = \frac{2 \cdot \Delta \sigma_{кц} \cdot \delta_n \cdot k_f}{D_{вн}} \quad (53)$$

С помощью полученной формулы в работе будут определены предельные значения изменений давления газа в трубопроводе для основных номинальных диаметров DN 500–1400.

Расчет:

В качестве исходных данных для расчета используем модельные участки газопроводов номинальных диаметров от DN500 до DN1400, с различной глубиной дефектов.

Как показано в публикации [60, 62], большинство труб МГ изготовлены из сталей, относящихся к категории прочности X70, со средним пределом прочности $\sigma_{кц}$ МПа и пределом текучести σ_T равным МПа.

Тогда, предельная нормативная величина изменения кольцевых напряжений будет равняться:

$$\Delta \sigma_{кц} = 0,1 \sigma_T = 0,1 \cdot \text{МПа} = \text{МПа}$$

С помощью полученной формулы (38), рассчитаем предельные значения изменения давления газа в газопроводе для диаметров трубопроводов от DN500 до DN1400, учитывая возможное наличие дефектов различной глубины.

В качестве примера рассмотрим модельный участок газопровода диаметром DN1400. Так, если срок эксплуатирующегося участка менее 30 лет, коэффициент ослабления стенки будет равняться единице, т.е. участок, условно, без дефектов ($k_f = 1,0$).

$$\Delta P_{DN1400} = \frac{2 \cdot \Delta \sigma_{кц} \cdot \delta_n \cdot k_f}{D_{вн}} = \frac{2 \cdot \text{МПа} \cdot \text{мм} \cdot 1,0}{\text{мм}} = \text{МПа} = \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$$

					Расчет изменения давления в магистральном газопроводе в зависимости от наружного диаметра и глубины дефекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

При недостаточности информации о техническом состоянии газопровода с длительным сроком эксплуатации, т.е. более 30 лет, коэффициент ослабления стенки трубы принимается равным $k_f = 0,9$. В данном случае, значение отражает глубину дефекта 10%, что соответствует порогу чувствительности внутритрубного дефектоскопа:

$$\Delta P_{DN1400} = \frac{2 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа} = \blacksquare \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$$

Для участка с обнаруженным дефектом, например, глубиной 40%, примем $k_f = 0,6$:

$$\Delta P_{DN1400} = \frac{2 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа} = \blacksquare \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$$

В таблице 14 приведены результаты расчета предельной величины изменения давления для МГ различного диаметра с учетом глубины дефекта.

Таблица 14 – Полученные значения величины изменения давления для магистральных газопроводов

$h_d, \%$	Условный диаметр (DN), мм						
	500	600	700	800	1000	1200	1400
0							
10							
20							
30							
40							
50							

По рассчитанным значениям построим гистограмму распределения ΔP в зависимости от диаметра и коэффициента ослабления стенки газопровода (рис. 25).

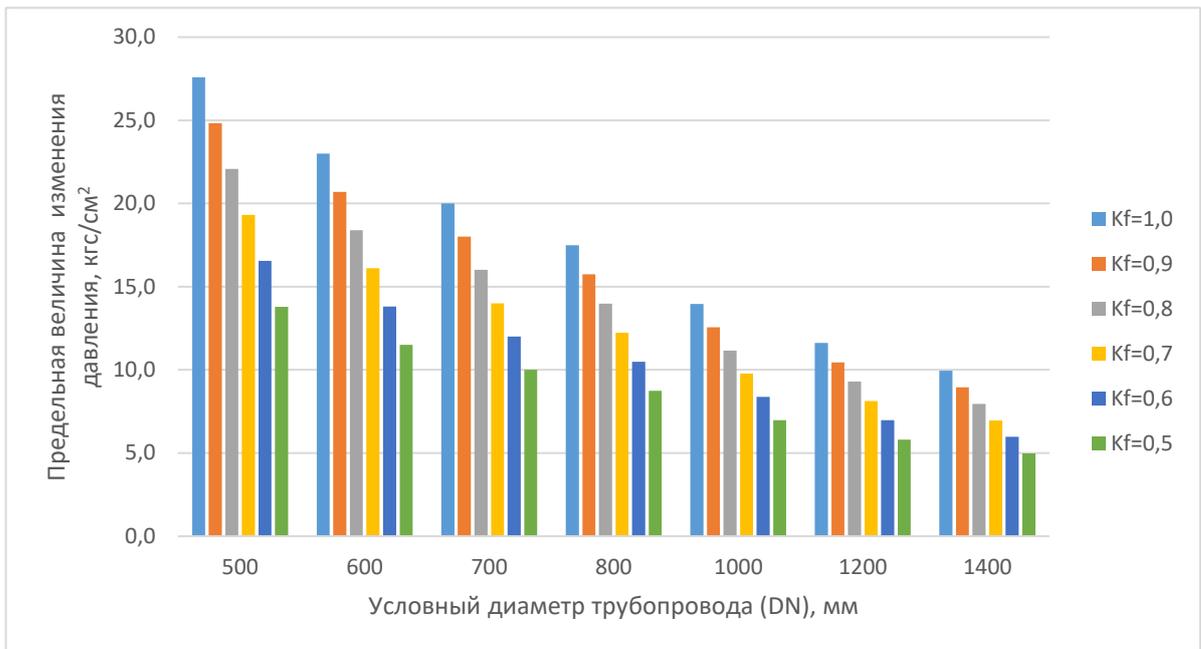


Рисунок 25 – Гистограмма распределения предельной величины изменения давления ΔP в газопроводе в зависимости от условного диаметра D_N и коэффициента ослабления стенки трубы k_f

Предельное значение изменения давления газа для газопроводов различного диаметра ΔP в зависимости от глубины дефекта можно определить в соответствии с графиком (рис. 26).

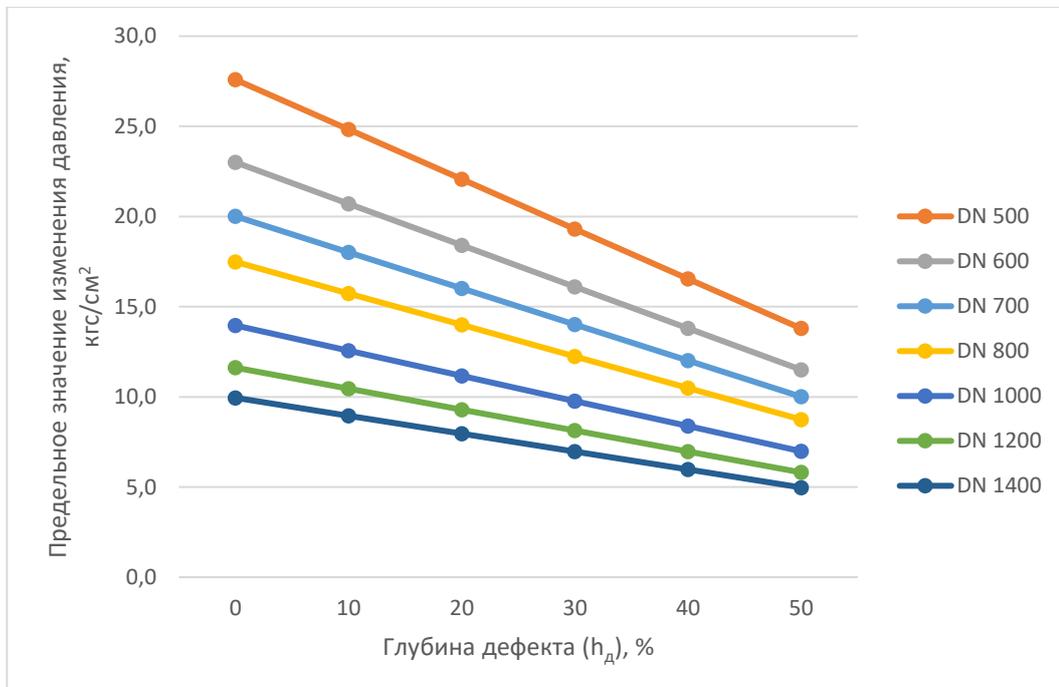


Рисунок 26 – Предельное значение изменения давления газа для трубопроводов различного диаметра в зависимости от глубины дефекта

Однако, при использовании полученных зависимостей для определения изменения давления (рис. 26), результат получается неточным, увеличивается погрешность вычислений. В связи с этим в публикации [60] было применено математическое моделирование для разработки аналитической модели функции ΔP , зависящей от внутреннего диаметра и глубины дефекта, применяя метод асимптотических координат.

Для прямых на рисунке 26 была получена аналитическая зависимость, согласно данным [60], которая выглядит следующим образом:

$$\Delta P = 14\,190 \cdot DN^{-0,982} + (0,0202 \cdot h_d - 0,0221) \cdot (7001,8 \cdot DN^{-0,98} - 14\,190 \cdot DN^{-0,982})$$

В результате вывода данной зависимости были получены функции, зависящие от диаметра DN и граничных значений глубины дефекта $h_{d_{min}}$ и $h_{d_{max}}$, представленные ниже:

$$\Delta P = \varphi(DN, h_{d_{min}}) = 14\,190 \cdot DN^{-0,982}$$

$$\Delta P = \psi(DN, h_{d_{max}}) = 7001,8 \cdot DN^{-0,98}$$

Также, в процессе вывода, вместо функции ΔP была введена вспомогательная функция f , определяющаяся следующим образом:

$$f = \frac{\Delta P - \varphi(DN, h_{d_{min}})}{\psi(DN, h_{d_{max}}) - \varphi(DN, h_{d_{min}})}$$

Как показано в работе [60], вспомогательную функцию можно представить в виде зависимости с коэффициентами, рассчитанными по методу наименьших квадратов[1-2]:

$$f = 0,0202 \cdot h_d - 0,0221$$

Расчеты значений вспомогательной функции f и предельной величины изменения давления в газопроводе ΔP приведены в таблице 15.

					Расчет изменения давления в магистральном газопроводе в зависимости от наружного диаметра и глубины дефекта	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 15 – Полученные значения вспомогательной функции f и предельной величины изменения давления в газопроводе $\Delta P_{\text{рас}}$

$h_d, \%$	DN	$\Delta P, \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$	$\varphi(DN, h_{d_{\text{min}}})$	$\psi(DN, h_{d_{\text{max}}})$	f	$\Delta P_{\text{рас}}, \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$
0	500					
10	500					
20	500					
30	500					
40	500					
50	500					
0	600					
10	600					
20	600					
30	600					
40	600					
50	600					
0	700					
10	700					
20	700					
30	700					
40	700					
50	700					
0	800					
10	800					
20	800					
30	800					
40	800					
50	800					
0	1000					
10	1000					
20	1000					
30	1000					
40	1000					
50	1000					
0	1200					
10	1200					
20	1200					
30	1200					
40	1200					
50	1200					

0	1400	
10	1400	
20	1400	
30	1400	
40	1400	
50	1400	

Таким образом, была получена математическая модель, которая позволяет в зависимости от диаметра трубопровода и глубины дефекта определять предельную величину изменения давления в газопроводе.

Сравнивая значения ΔP , полученные на рисунке 26, и рассчитанные с помощью аналитической зависимости источника [60], было установлено, что среднеквадратичная погрешность расчета составила не более 1%.

С помощью полученной математической модели была рассчитана величина изменения давления

_____ (табл. 16).

Таблица 16 - Характеристики рассматриваемого участка

Номинальный внешний диаметр трубопровода, мм	
Протяженность участка, км	
Номинальная толщина стенки трубы, мм	
Тип трубы	
Марка стали	

Результаты анализа внутритрубной дефектоскопии снарядами _____ на данном участке приведены в таблице 17.

Таким образом, с постепенным старением ГТС, повышается риск возникновения аварий, поэтому разработки способов контроля изменения давления и порядка действий при ДУ режимами перекачки являются актуальными, что связано с флуктуациями давления, увеличивающими склонность трубопроводов к разрушению.

					Расчет изменения давления в магистральном газопроводе в зависимости от наружного диаметра и глубины дефекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены факторы, влияющие на режим перекачки природного газа. Было установлено, что наиболее опасным и плохо управляемым, является процесс гидратообразования. Это связано с наличием влаги в МГ, которая, несмотря на параметры качества принимаемого природного газа в МГ по паспорту качества и на очистку на входе в каждую компрессорную станцию, может присутствовать в перекачиваемой среде.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач по:

- оценке коммерческого потенциала и перспективности проведения научного исследования;
- определению возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планированию научно-исследовательских работ;
- определению ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

В данном разделе было произведено сравнение применяемых ингибиторов гидратообразования.

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		17.06			99	160
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Брусник О. В.				Группа 2Б7А		

6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В условиях жесткой конкуренции производители товаров и услуг для идентификации целевых рынков и завоевания доверия потребителей предприятия обращаются к целевому маркетингу. Используя приемы целевого маркетинга, продавец выявляет основные сегменты рынка, выбирает один или несколько и только тогда, ориентируясь на конкретный сегмент, разрабатывает конкретный продукт и комплекс маркетинговых воздействий.

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для понижения точки росы газа нейтрализацией выпадающей воды в поток газа вводят ингибиторы. В качестве ингибиторов могут применяться метиловый спирт (метанол), раствор диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ) и раствор хлористого кальция. Эффективность их применения зависит от условий ГДО. Ингибиторы, введенные в поток природного газа, частично поглощают водяные пары и переводят их в раствор, не образующий гидратов или же образующий их при более низких температурах.

Целевыми потребителями являются предприятия газовой промышленности, занимающиеся транспортировкой природного газа по магистральным газопроводам и на станциях ГРС. Особый интерес данный анализ вызовет у компаний, занимающихся транспортом газа с Северных месторождений с осложненными климатическими условиями. Сегментировать рынок можно по типу перекачиваемого продукта и соответствующего ингибитора, наиболее подходящего для реализации данной технологии (табл. 19).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Таблица 19 – Карта сегментирования рынка

		Вид ингибитора		
		Кинетический	Метанол	Хлористый кальций
Тип продукта	Газ			
	Нефть			
	ПАО «Газпром»			
	ПАО «Транснефть»			

Ввиду актуальности проблемы безгидратной транспортировки природного газа, технология применения ингибиторов будет востребована. На карте сегментирования рынка показаны компании, заинтересованные в определенном типе ингибиторов гидратообразования, исходя из характеристик перекачиваемого продукта.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ технических решений конкурентов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки и определить направления её будущего развития.

Наиболее целесообразно сравнивать предупреждение и ликвидацию ГДО с применением метанола (К1), потому как данный вид ингибитора самый распространенный, и с применением CaCl_2 (хлористый кальций), из-за конкурирующих характеристик данного продукта, а также ингибиторы кинетического действия (К3) из-за их перспективности в области применения. Результаты представим в виде оценочной карты (табл. 20), где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 20 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_{к1}$	$B_{к2}$	$B_{к3}$	$K_{к1}$	$K_{к2}$	$K_{к3}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Температурный интервал эксплуатации	0,12	5	4	2	0,60	0,48	0,24
2. Удобство в эксплуатации	0,10	5	5	5	0,50	0,50	0,50
3. Вязкость	0,05	4	2	3	0,20	0,10	0,15
4. Разделение эмульсии	0,07	4	2	5	0,28	0,14	0,35
5. Растворимость в газовой фазе	0,11	3	5	5	0,33	0,55	0,55
6. Активность	0,19	5	5	4	0,95	0,95	0,76
7. Утилизация	0,08	3	3	5	0,24	0,24	0,40
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность	0,08	5	4	2	0,40	0,32	0,16
2. Цена	0,11	5	4	2	0,55	0,44	0,22
3. Перспективность использования	0,04	4	3	5	0,16	0,12	0,20
4. Промышленная база	0,05	5	4	2	0,25	0,20	0,10
Итого	1	48	42	40	4,46	4,04	3,63

В результате анализа полученных данных таблицы 20 можно заключить, что применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования природного газа превосходит альтернативные методы предупреждения и ликвидации газовых гидратов как по значению большинства показателей в отдельности, так и по итоговому баллу.

Слабым местом метанола является его повышенная растворимость в газовой среде (испарение в газовую среду) и дальнейшие методы утилизации. Однако в настоящее время активно применяются способы захоронения отходов метанола без нанесения ущерба окружающей среде. Таким образом, в качестве ингибитора ГДО был выбран метанол.

6.1.3 SWOT-анализ

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

Таблица 21 – SWOT- процесса оперативного сопровождения транспортировки природного газа

		Сильные стороны	Слабые стороны
Внутренняя среда		C1.Большая перспектива развития C2.Низкая стоимость материала C3.Повышение безопасности производства C4.Рациональность использования ресурсов	Сл1.Неполноценная отдача при использовании Сл2.Высокая стоимость изучения новых вариаций
Внешняя среда			
Возможности	V1.Отсутствие массового производства аналогов V2. Развитие технологий в данной отрасли V3. Возможность изготавливать в РФ	1. Привлечение средств государства для введения новой технологии. 2. Импортзамещение и возможность создавать конкурентоспособные материалы на рынке	1. Оптимизация технологии изготовления оборудования для использования продукта 2. Отбор высококвалифицированных специалистов 3. Сотрудничество с иностранными компаниями

Угрозы	У1.Отсутствие спроса на новые технологии	1. Недостаток финансирования протимулирует качество производимого оборудования, что позволит продлить срок использования 2. Страны, заинтересованные в данных разработках, могут покрыть недостаток финансирования	1.Создание массового производства оборудования 2.Развитие исследований для возможности применения новых технических решений для улучшения параметров 3.Развитие отечественных технологий производства
	У2.Рост стоимости импортных материалов		
	У3.Уменьшение объёма инвестиций		
	У4. Экономическая ситуация в стране		
	У5.Появление новых конкурентных разработок.		

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Порядок этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Название	Деятельность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Исполнитель
Введение	7	01.02.2021	07.02.2021	Руководитель, исполнитель
Постановка цели и задач исследования, актуальность, научная новизна	10	08.02.2021	17.02.2021	Руководитель, исполнитель
Литературный обзор	46	18.02.2021	04.04.2021	Исполнитель

Расчетная часть	21	05.04.2021	25.04.2021	Руководитель, исполнитель
Анализ результатов	16	26.04.2021	11.05.2021	Руководитель, исполнитель
Оформление пояснительной записки	17	12.05.2021	28.05.2021	Исполнитель
Итого	117			

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

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

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (54)$$

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 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (55)$$

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.

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (56)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в кал.дн.;

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (57)$$

где: $T_{\text{кал}}$ – продолжительность календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

Таблица 23 – Календарный план проведения диплома

Вид работ	Исполнитель	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
			Февраль			Март			Апрель			Май				
			10	20	30	10	20	30	10	20	30	10	20	30		
Выдача задания диплома	Руководитель	7														
	Исполнитель															
Постановка цели и задач исследования, актуальность, научная новизна	Руководитель	10														
	Исполнитель															
Литературный обзор	Исполнитель	46														
Расчетная часть	Руководитель	21														
	Исполнитель															
Анализ результатов	Руководитель	16														
	Исполнитель															
Оформление пояснительной записки	Исполнитель	17														
	Руководитель															
	Исполнитель															

6.3 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.

6.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. В данном случае затраты пришлись на компьютер (табл. 24).

Таблица 24 – Затраты на специальное оборудование

Наименование оборудования	Количество единиц	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Компьютер	1 шт	35 000	35 000
Итого			35 000 руб.

Затраты на доставку оборудования определяются как 5% от цены данного оборудования. Следовательно,

$$Z_{тр} = 0,05 \cdot 35\,000 = 1\,750 \text{ руб.}$$

Таким образом, затраты на специальное оборудование составят 36 750 рублей.

6.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (58)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

При отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

При отпуске в 48 раб. дня $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

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

Показатели рабочего времени представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Показатели рабочего времени

Показатели рабочего времени	Дни
Календарные дни	365
Нерабочие дни (выходные/праздничные дни)	66
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	56
Действительный годовой фонд рабочего времени (F_d)	243

Для расчета основной заработной платы студента берем оклад, равный окладу ассистента без степени, т.е. 21 760 руб.

$$Z_{\text{дн}} = \frac{21\,760 \cdot 10,4}{243} = 931,29 \text{ руб.}$$

Для расчета основной заработной платы научного руководителя примем оклад 33 664 руб.

$$Z_{\text{дн}} = \frac{33\,664 \cdot 10,4}{243} = 1\,440,76 \text{ руб.}$$

Данные расчетов представлены в таблице 26.

Таблица 26 - Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$K_{\text{пр}}$	$K_{\text{д}}$	$K_{\text{р}}$	$T_{\text{р}}$	$Z_{\text{осн}}$, руб.
1	Руководитель	1 440,76	0,05	0,05	1,3	18	37 085,16
2	Исполнитель	931,29	0,05	0,05	1,3	99	131 842,73
Итого							168 927,89

6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} \quad (59)$$

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

Для руководителя: $Z_{\text{доп}} = 37\,085,16 \cdot 0,12 = 4\,450,22$ руб.

Для исполнителя: $Z_{\text{доп}} = 131\,842,73 \cdot 0,12 = 15\,821,13$ руб.

Таблица 27 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.
1	Руководитель	4 450,22
2	Исполнитель	15 821,13
Итого		20 271,35

6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (60)$$

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

Для руководителя: $Z_{\text{внеб}} = (37\,085,16 + 4\,450,22) \cdot 0,302 = 12\,543,68$ руб.

Для исполнителя: $Z_{\text{внеб}} = (131\,842,73 + 15\,821,13) \cdot 0,302 = 44\,594,49$ руб.

Итого: 57 138,17 руб.

6.3.5 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{об}} + Z_{\text{тр}} + Z_{\text{внеб}}) \quad (61)$$

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

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= 0,16 \cdot (168\,927,89 + 20\,271,35 + 35\,000 + 1\,750 + 57\,138,17) \\ &= 45\,293,99 \text{ руб.} \end{aligned}$$

6.3.6 Прочие прямые расходы

Затраты на специальное программное обеспечение учтены в таблице 28, как прочие прямые расходы.

Таблица 28 – Прочие прямые расходы

Наименование оборудования	Количество единиц	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Программное обеспечение	1 шт	6 500	6 500
Итого			6 500 руб.

6.3.7 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 29.

Таблица 29 – Определение бюджета на НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Затраты на специальное оборудование	36 750
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	168 928
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	20 271
4. Отчисления во внебюджетные фонды	57 138
5. Накладные расходы	45 294
6. Прочие прямые расходы	6 500
Бюджет затрат НТИ	334 881

Таким образом, общий бюджет НТИ составил **334 881** руб.

Выводы по разделу

Выполнив данную работу, выявили наиболее конкурентоспособный ингибитор гидратообразования, определили его 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 10, бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы, составил 334 881 руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

7. Социальная ответственность

Введение

Согласно ГОСТ Р ИСО 26000-2012 [63], социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

В данном разделе рассматривается деятельность сменного инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

В ходе выпускной квалификационной работы был смоделирован участок газопровода с заданной динамикой изменения объема перекачки за 1999-2018 года.

Важнейшей задачей при управлении потоками транспортируемой среды является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

Обеспечение безопасной жизнедеятельности человека в значительной степени зависит от правильной оценки опасных, вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны различными причинами. Это могут быть какие-либо факторы производственной среды, чрезмерная физическая и умственная нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение, а также разное сочетание этих причин.

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		17.06			113	160
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О. В.						

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Продолжительность рабочего дня сменного инженера, в соответствии со штатным расписанием на КС, составляет 12 часов. В соответствии с должностными инструкциями сменный инженер должен постоянно находиться на главном щите управления (ГЩУ). ГЩУ представляет из себя прямоугольное помещение площадью 150 м². Также работодателем составляется график сменности, учитывающие мнения работников и не предусматривающие работу в течении двух смен подряд, так как это запрещено трудовым законодательством. Для работников организаций, расположенных в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, применяется районный коэффициент для 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 [64].

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 [65].

Аварийные органы управления расположены в зоне досягаемости моторного поля, при этом предусмотрены специальные средства опознавания и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

предотвращения их непроизвольного и самопроизвольного включения в соответствии с ГОСТ 12.2.003—91 [66].

Сидячие рабочие места оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ [67]. 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.

По показателям тяжести трудового процесса работа оператора в соответствии с Р 2.2.2006-05 [68] 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.

7.2 Производственная безопасность

В соответствии с СТО СТГ-01.16-61.0-2007 [69] «Объекты МГ относятся к опасным производственным объектам и зонам повышенного риска, в связи с тем, что:

- используются в технологических процессах, хранятся, транспортируются воспламеняющиеся, окисляющие, горючие, токсичные вещества;
- используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа;
- используется оборудование, работающее при температуре нагрева воды более 115 °С;
- используются стационарно установленные грузоподъемные механизмы и др.»

С точки зрения социальной ответственности целесообразно рассмотреть вредные и опасные факторы, возникающие при транспортировке природного газа.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

7.2.1 Обзор вредных и опасных факторов на рабочем месте

Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов был выполнен в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [70].

В таблице 30 приведены основные вредные и опасные факторы, воздействующие на сотрудников линейного производственного управления магистральных газопроводов при выполнении работ повышенной опасности, в зависимости от места выполнения работ.

Таблица 30 – Производственные факторы, воздействующие на сотрудников линейного производственного управления магистральных газопроводов

Место	Наименование фактора	Вредные и опасные факторы
Промплощадка КС и территория, трубопроводы технологического, импульсного, топливного и пускового газа, агрегаты воздушного охлаждения газа, сосуды, работающие под давлением, блок подготовки пускового газа, подогреватели топливного и пускового газа	Опасные	Плохая видимость
		Плохие метеоусловия
		Обрушение зданий, установок
		Острые кромки и заусенцы, шероховатость на поверхности зданий и оборудования
		Близость кабелей электрического напряжения
		Движущиеся машины и механизмы
		Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны
		Повышенная или пониженная влажность воздуха
		Физические и эмоциональные перегрузки
	Вредные	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны
Повышенная или пониженная влажность воздуха		
Физические и эмоциональные перегрузки		
Газокомпрессорный цех	Опасные	Плохая видимость
		Обрушение зданий, установок
		Острые кромки и заусенцы, шероховатость на поверхности зданий и оборудования
		Близость кабелей электрического напряжения
		Движущиеся машины и механизмы
		Возможность загазованности рабочей зоны (СО, СН ₄)
	Вредные	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Склад горюче – смазочных материалов, маслопроводы		Повышенная или пониженная влажность воздуха
		Физические и эмоциональные перегрузки
	Опасные	Плохая видимость
		Плохие метеоусловия
		Обрушение зданий, установок
		Острые кромки и заусенцы, шероховатость на поверхности зданий и оборудования
		Близость кабелей электрического напряжения
		Движущиеся машины и механизмы
		Возможность загазованности рабочей зоны (СО, СН ₄)
	Вредные	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны
		Повышенная или пониженная влажность воздуха
		Физические и эмоциональные перегрузки
		Плохая освещенность

К работам повышенной опасности, необходимо уделять особое внимание, так как при халатном отношении к требованиям охраны труда существует большая вероятность возникновения производственной опасности, а также риска для жизни и здоровья рабочего персонала.

При выполнении работ повышенной опасности руководитель обязан организовать выполнение мероприятий по техники безопасности, для предупреждения риска возникновения производственного травматизма, ежегодно утверждать перечень работ повышенной опасности в зависимости от специфики предприятия и выполняемых работ.

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, представленные в таблице 30, при выполнении работ по транспортировке природного газа (таблица 31).

Таблица 31 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по транспортировке природного газа на газотурбинном ГПА

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 [71]
2. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ [72]
3. Повышенное значение напряжения	-	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [73]
4. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [74]
5. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	-	+	+	НПБ 105-03 [75] ППБ 01-2003 [76] НПБ 110-99 [77] СНиП 21-01-02-85 [78]
6. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [79] СНиП 2.04.05.86 [80]
7. Превышение уровней шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [81] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [82]
8. Превышение уровней вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [83] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [84]
9. Превышение уровней ионизирующих излучений	-	+	+	СП 2.6.1-758-99 [85]
10. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [86] СП 52.13330.2011 [87]
11. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [88]
12. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	-	+	+	ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [89]

Для выполнения работ, представленных в таблице 31, требуется повышенные меры безопасности, ознакомление сотрудников с поставленными задачами и способами безопасных методов выполнения данных работ. Рассмотрим подробнее каждый из приведенных в таблице 31 факторов, возникающих при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате.

7.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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;
- 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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

обогрева [71]. 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 [72].

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 [71].

Превышение уровней вибрации

Для ГЩУ в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [83] 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.

Значения уставки, определяющие предупреждающий и аварийный сигнал уровня вибрации, выводятся на ГЩУ с помощью программных

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

средств. Абсолютные значения уставок уменьшаются с увеличением срока службы агрегата, так как ухудшается техническое состояние агрегата и вспомогательного оборудования.

Для обеспечения вибробезопасных условий труда при сборке и монтаже агрегата выполняется [82]: 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.

Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены СИЗ от ионизирующих излучений в соответствии с санитарными правилами при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

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 также помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала составляет 50 Лк [85].

Напряжение питания рабочего освещения во всех основных Социальная ответственность Лист 84 Изм Лист № докум Подп. Дата производственных помещениях осуществляется от двух независимых источников питания, на

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

одном из которых постоянно будет напряжение. Кроме того, в помещениях предусмотрено аварийное освещение от аккумуляторной батареи [86].

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 [87].

Согласно [88], ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- 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.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

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 [89].

7.2.3 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 агрегат, 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 прикасания 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 [66].

Электрический ток, повышенное значение напряжения

ГЩУ по степени опасности поражения персонала электрическим током относится по ГОСТ 12.1.019-79 [91] к помещениям с повышенной опасностью:

- повышенная влажность (более 75 %) или высокая температура (выше 35 °С);

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

- возможность одновременного соприкосновения человека с имеющими соединение с землей металлоконструкциями здания, механизмами с одной стороны и металлическим корпусом оборудования с другой стороны;

- токопроводящие полы.

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 [65], 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 [66].

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;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

- 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 [64] ГЦУ, 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 ГЦУ оборудованы системой стационарного пожаротушения в соответствии с СНиП 21-01-02 [78] и НПБ 110-99 [77].

Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНиП 21-01-02 [78] через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара, лестничный пролет на улицу.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

7.3 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия [92-93] при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа, представленные в таблице 32. Задача поиска оптимального режима является достаточно сложной, поскольку требуется находить оптимальный режим не только локально, для одиночной КС, а для всей системы в целом.

Таблица 32 - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Выбросы природного газа; сжигание отходов производства; выхлопные газы ГТУ; выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Негативное воздействие ГКС на воздушный бассейн: - выбросы природного газа; - ремонтные работы; - сжигание отходов производства на ФУ; - выхлопные газы ГТУ 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. Для уменьшения локальных нарушений микроклимата тепло должно рассеиваться в слоях атмосферы, удалённых от поверхности земли с помощью дымовых труб.
Гидросфера	Загрязнение сточными водами и мусором	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды; Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, который позволит предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки.
Литосфера	Засорение почвы производственными отходами	Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов, образующихся в результате проведения работ. 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.

Нормативы загрязняющих веществ в атмосферном воздухе

Перечень источников загрязняющих веществ ГТУ приведен в таблице 33.

Таблица 33 - Перечень источников загрязняющих веществ ГТУ

Источники выделения загрязняющих веществ	Источники выброса загрязняющих веществ	Загрязняющие компоненты и вещества
Газоперекачивающие агрегаты		
ГТУ, ГМК	Выхлопные трубы	Оксид и диоксид азота, оксид углерода, диоксид углерода
	Свечи пуска, остановки	Природный газ
Маслобаки ГПА	Свечи (воздушники)	Масло минеральное нефтяное
Дегазаторы ГПА	Свечи	Природный газ, масло минеральное нефтяное

На основании СТО Газпром 060-2009 «Классификатор источников выбросов загрязняющих веществ дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром»» [92], нормативы загрязняющих веществ в атмосферном воздухе установлены в виде максимальных разовых и среднесуточных предельно допустимых концентраций с указанием класса опасности по лимитирующим показателям вредности в соответствии с санитарными правилами и нормами СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [93].

Таблица 34 - Классификация вредных веществ, поступающих в атмосферу

Наименование вещества	Норматив вещества – концентрация, мг/м ³					
	населенных мест			рабочей зоны		
	м. р.	ср. сут.	Класс опасности	м. р.	ср. сут.	Класс опасности
Метан	50			7000		4
Азота (IV) оксид (Азота диоксид)	0,2	0,04	3	2		3
Азота (II) оксид (Азота оксид)	0,4	0,06	3	5		3

Согласно таблице 34, классы опасности веществ, для которых установлены только максимальные разовые ПДК, определены с учетом опасности развития рефлекторных реакций. Классы опасности веществ, для которых одновременно установлены максимально разовая и среднесуточная ПДК, определены с учетом опасности развития тех эффектов, развитие которых при действии конкретного вещества наиболее опасно.

Защита литосферы

Согласно [94], охрана земли — одно из приоритетных направлений деятельности ПАО «Газпром» в области экологии. Ведь именно земля становится главным объектом воздействия при добыче, транспортировке и переработке углеводородов.

«Газпром» стремится максимально уменьшать количество используемых территорий. Для этого применяется целый комплекс мероприятий: использование технологий блочно-модульного строительства промышленных сооружений из готовых элементов, кустовое расположение скважин на промыслах, прокладка систем многониточных газопроводов в едином техническом коридоре, а также внедрение методов горизонтального и наклонного бурения. Использование прогрессивных методов бурения, которые с каждым годом находят все более широкое применение в деятельности компаний Группы «Газпром», позволяет сократить количество производственных отходов, уменьшить площади под их хранение, а также исключить нарушения и загрязнения земель при эксплуатации.

Как показано в [96], ПАО «Газпром» реализует масштабные программы повышения надежности трубопроводов, направленные на продление безаварийного ресурса эксплуатации трубопроводных систем. Главный принцип программы — использование превентивных мер, позволяющих своевременно выявлять дефекты и потенциальные очаги разрушения труб, не допуская возникновения аварийных ситуаций.

Помимо традиционных способов диагностирования компания внедряет инновационные, такие как внутритрубные диагностические снаряды. Так,

					Социальная ответственность	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

специалисты ПАО «Газпром» разработали не имеющие аналогов в мире внутритрубные диагностические приборы для трубопроводов малых диаметров.

Кроме того, компания реализует проект «Зеленая сейсмика» — технологию сейсморазведки, сохраняющую деревья от вырубki. Традиционный подход требует создания широких просек, необходимых для проезда тяжелых вездеходов, где ширина приемных линий составляет 4 м, линий возбуждения — 4–5 м.

«Зеленая» сейсморазведка ведется с использованием бескабельного регистрирующего оборудования, которое можно устанавливать с помощью легкой техники. Это позволяет значительно сузить просеки или не создавать их совсем.

В 2019 году команда проекта нашла еще одно техническое решение, значительно усиливающее эффект технологии: криволинейные профили. Их прокладывают в обход больших деревьев, практически не повреждая лес. В 2020 году проведены опытно-промышленные испытания этого подхода.

Защита гидросферы

Ключевым элементом в области снижения влияния объектов производства на водные ресурсы является уменьшение забора воды и качество очистительных процедур.

Помимо этого, многие дочерние общества и организации ПАО «Газпром» выполняют важную социальную функцию по водообеспечению населенных пунктов, а также принимают на свои очистные сооружения их стоки.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная, внезапно возникающая обстановка, которая характеризуется резким изменением установившегося процесса, оказывающая значительное отрицательное влияние на жизнедеятельность людей и окружающую среду

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

На КС возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций техногенного характера [97-98], способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера и способы их предотвращения при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном ГПА

Наименование возможной ЧС	Условия возникновения ЧС	Возможные последствия ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
Воспламенение масла	Разрыв маслопровода, попадание масла на разогретые участки 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
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, взрывопожаро-опасная 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.

- Таким образом, согласно публикации [99], в системе предупреждения аварийных и чрезвычайных ситуаций основой является разработка мероприятий по обеспечению минимизации влияния негативных последствий наступления опасных событий. Предупреждение чрезвычайных ситуаций и реагирование на отрицательные последствия их возникновения производится в трех направлениях:
- устранение угрожающего события, т. е. устранение потенциальных причин возникновения чрезвычайной ситуации. Невозможно устранить все риски возникновения чрезвычайных ситуаций, присущие проектам КС МГ, но некоторые из них можно устранить с наименьшими потерями для реализации проекта;
- уменьшение ожидаемых потерь при чрезвычайной ситуации путем уменьшения вероятности возникновения риска чрезвычайной ситуации;
- принятие последствий: может быть активным (через разработку мероприятий на случай наступления события возникновения чрезвычайной ситуации), или пассивным (закладывается в план большая продолжительность строительства).

Выводы по разделу

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается деятельность сменного инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

В результате работы был произведен анализ вредных и опасных факторов на компрессорных станциях и магистральном газопроводе, рассмотрено влияние каждого из факторов на производственную безопасность и методы защиты от них.

Также, было рассмотрено воздействие вредных факторов на окружающую среду, затронуты вопросы защиты атмосферы, гидросферы, литосферы, приводится список природоохранных мероприятий, обеспечивающих экологическую безопасность при производственном процессе.

При анализе вероятных ЧС было определено, что наиболее типичными и опасными являются ЧС техногенного характера, такие как: воспламенение масла, взрыв топливного газа, короткое замыкание, разрушение оборудования и агрегатов, Указаны необходимые действия при возникновении чрезвычайных ситуаций.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были выявлены основные группы факторов, влияющие на режим перекачки. Было установлено, что незапланированные факторы являются самыми сложными, потому что их трудно спрогнозировать. В связи с чем возникновение инцидентов и аварий может быть обусловлено фазовыми переходами, возникающими в процессе транспортировки, а именно процессом гидратообразования. Также было отмечено, что любые воздействия, оказываемые на ГТС, приводят к изменению параметров работы объектов и оборудования и изменению фактического режима работы ГТС. Диспетчерский персонал обязан принять меры к восстановлению заданного режима работы. В этом случае, для принятия правильных управленческих решений производится оперативный расчет режима работы ГТС с помощью специализированных программно-вычислительных комплексов.

Кроме того, в работе были рассмотрены задачи, функции вертикально - интегрированной структуры диспетчерского управления газотранспортной организации. Так, каждый уровень диспетчерского управления имеет определенные цели и располагает средствами их достижения. Средство достижения цели для вышестоящего уровня является целью для нижестоящего уровня диспетчерского управления. Вышестоящий уровень диспетчерского управления получает диспетчерскую информацию от всех нижестоящих уровней в установленном порядке.

Диспетчерское управление в ПАО «Газпром» заключается в управлении потенциалом компании в оперативной и краткосрочной перспективе по выполнению договорных обязательств поставки газа потребителям.

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06	Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		17.06			133	160
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О. В.						

Этот потенциал обеспечивается наличием запаса газа в трубопроводах газотранспортной системы и в ПХГ, а также наличием резерва по его восполнению в виде добычи газа.

Диспетчерское управление является связующим звеном между добычей газа и его транспортировкой, которое определяет оптимальные режимы работы объектов добычи и головных КС транспортных компаний.

Кроме того, в работе был проведен прочностной расчет объекта исследования, было подтверждено, что действующий участок газопровода способен выдержать эксплуатационное давление, выполняет условия прочности. Также, в работе был рассчитан коэффициент гидравлической эффективности работы участка МГ и определено влияние загибания внутренней полости МГ на изменение данного коэффициента. Состояние внутренней поверхности объекта исследования характеризуется коэффициентом гидравлической эффективности, равным [REDACTED].

Помимо этого, в работе была произведена оценка вида распределения поставок газа по модельному участку МГ в условиях снижения загрузки. В результате расчета было получено минимально возможное значение объема перекачки, равное [REDACTED] млн. м³/мес., которое необходимо учитывать при прогнозировании транспорта газа, что также, требует внесения корректировки в планы потребления электрической энергии, должно учитываться в составлении графиков энергопотребления ГПА, алгоритмов подключения дополнительных аппаратов, либо отключения части действующих. Также, было рассмотрено влияние скачков давления на работоспособность МГ, определено предельное изменение давления на участке [REDACTED], которое составляет [REDACTED] кгс/см². Так, с постепенным старением ГТС, повышается риск возникновения аварий, поэтому разработки способов контроля изменения давления и порядка действий при ДУ режимами перекачки являются актуальными, что связано с флуктуациями давления, увеличивающими склонность трубопроводов к разрушению.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

Список использованных источников

1. Транспортировка. Единая система газоснабжения России. – URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
2. Транспортировка. Что такое Единая система газоснабжения. – URL: <https://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/edinaya-sistema-gazosnabzheniya/?mode=preview> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
3. Газопроводы. Единая система газоснабжения. – URL: <http://www.gazprominfo.ru/terms/unified-gas-supply-system/> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
4. ФЗ N 69 «О газоснабжении в Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями) от 31.05.1999 г. Единая система газоснабжения России. – URL: <http://base.garant.ru/180285/8b7b3c1c76e91f88d33c08b3736aa67a/> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
5. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2020 год. Отчетность за 2020 год. – URL: <https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/2020/> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
6. Справочник «Газпром в цифрах 2015–2019». Производство. – URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
7. Национальный открытый университет «Интуит». Лекция 5: Принципиальные схемы обустройства нефтегазовых объектов. – URL: <https://intuit.ru/studies/courses/3475/717/lecture/21333?page=2> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.

					Оптимизация режима работы магистрального газопровода с учетом развития осложняющих процессов при транспортировке природного газа						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованных источников						
Разраб.		Перегудова А.С.		17.06					Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		17.06						135	160
Консульт.				17.06					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О. В.									

8. Приказ Ростехнадзора от 24.01.2018 N 29 об утверждении руководства по безопасности «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса». – URL: <https://ppt.ru/docs/prikaz/rostekhnadzor/n-29-194265> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
9. О неравномерности работы систем газоснабжения и механизмах ее регулирования. – URL: <http://gasforum.ru/obzory-i-issledovaniya/603/> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
10. Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н.Л. Стаскевич, Г.Н. Северинец. - Л. : Недра, 1990. - 76 с.
11. Харламова Н.А. Газоснабжение. – URL: <https://docplayer.ru/74558974-Gazosnabzhenie-avtor-docent-harlamova-n-a-institut-inzhenerno-ekologicheskogo-stroitelstva-i-mehanizacii.html> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
12. Неравномерность и регулирование потребления газа. – URL: <https://poznayka.org/s94396t1.html> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
13. Большая энциклопедия нефти и газа. Сезонная неравномерность – потребление. – URL: <https://www.ngpedia.ru/id185026p2.html> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
14. Л. А. Климова, А. И. Горбатенко. Анализ неравномерности работы системы газоснабжения и механизмов ее регулирования – URL: http://www.institutemvd.by/components/com_chronoforms5/chronoforms/uploads/20160418162448_Klimova_Gorbatenko1.pdf (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
15. Большая энциклопедия нефти и газа. Александров А. В. Автоматизированное управление единой системой газоснабжения. – URL: <https://www.ngpedia.ru/pg5216490xJVPGAJ0027185026/> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

16. Горючие газы. Режимы потребления, нормы расхода. Режимы потребления. – URL: <https://fas.su/> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
17. Методические указания. Системы газоснабжения. – URL: http://window.edu.ru/resource/814/56814/files/k_Jukov.pdf (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
18. Дятлов В. А. Обслуживание и эксплуатация линейной части магистральных газопроводов. Учебник для профтехобразования. - М.: Недра, 1984.
19. Неравномерность сезонного и суточного потребления газа. Максимальные коэффициенты сезонной и суточной неравномерности. – URL: <https://cyberpedia.su/2x6bb9.html> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
20. Организация производства и управление предприятием : учеб. пособие для студентов технических специальностей / С. А. Касперович, Г. О. Коновальчик. – Минск : БГТУ, 2012. – 344 с.
21. Транспортировка. Режим потребления газа. – URL: <http://engineeringsystems.ru/r/rejim-potreblenia-gaza.php> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
22. Посягин Б.С., Герке В.Г. Справочное пособие для работников диспетчерских служб газотранспортных систем. – М.: ООО «Газпром экспо», 2015. – 796с
23. Транспортировка. Режим потребления газа. – URL: <http://engineeringsystems.ru/r/rejim-potreblenia-gaza.php> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
24. Геология. Неравномерность потребления газа. – URL: <https://thelib.info/geologiya/225838-neravnomernost-potrebleniya-gaza-kolichestvenno/> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
25. Кузниченков Ю. Н. Транспортировка природного газа в Российской Федерации. – URL: <http://neolant.ru/press->

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136

- center/aboutus/index.php?ELEMENT_ID=1018 (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
26. Буравцов И. А. Сравнительная оценка экономической целесообразности регулирования сезонной неравномерности потребления газа за счет подземных хранилищ газа и добычи газа / Буравцов И.А., Кунафина Р.Р., Бачурина Н. М. // «Вестник газовой науки». – 2015 – №23. – URL: <http://www.vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/vgn-3-23-2015-084-087.pdf> / (дата обращения 04.02.2021).
27. Агаев Н. Б. Информационно-технологические модели регулирования неравномерности в системе «добыча – трубопроводный транспорт – распределение природного газа» / Агаев Н. Б., Гусейнов Т.А. // «Нефтегазовое дело». – 2009 – №3. – URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Agayev/Agayev_2.pdf / (дата обращения 04.02.2021).
28. Алиева А. И. Повышение эффективности технологии подготовки газа на подземных хранилищах / Алиева А. И., Исаев Р. Ж. // Научные труды. – 2012 – №1. – https://socar.az/1/54-58_Alieva.pdf / (дата обращения 04.02.2021).
29. Климова Л. А. Анализ неравномерности работы системы газоснабжения и механизмов ее регулирования. / Климова Л. А., Горбатенко А. И. // Нефтегазовое дело. – 2015 – http://www.institutemvd.by/components/com_chronofoms5/chronofoms/uploads/20160418162448_Klimova_Gorbatenko1.pdf/ (дата обращения 04.02.2021).
30. Чухарева Н. В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов. Расчет необходимого количества ингибиторов для предотвращения загидрачивания. / Чухарева Н. В. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 30 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

31. Катаев К. А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа // Всероссийский журнал научных публикаций. 2011. №1 (2). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/gidratoobrazovanie-v-truboprovodah-prirodnogo-gaza> (дата обращения: 04.02.2021).
32. Прахова М. Ю. Методы и средства предотвращения гидратообразования / Прахова М. Ю., Краснов А. Н. // Нефтегазовое дело. – 2016 – №1. http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p101-118_PrakhovaMU_ru.pdf (дата обращения 04.02.2021).
33. Катаев, К. А. Способы предупреждения и образования гидратов в трубопроводах природного газа / К. А. Катаев, В.А. Петряков, В. В. Павлов // Нефть и газ Западной Сибири. – 2011. – С. 43-46.
34. Мусакаев, Н. Г. Превентивные методы борьбы с гидратообразованием в трубопроводах / Мусакаев Н. Г., Уразов Р. Р. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – №. 1. – С. 50-56.
35. Халлыев, Н. Х. Методология поддержания, продления и обновления линейной части магистральных газопроводов-основа надежной и безопасной эксплуатации газотранспортной системы / Халлыев, Н. Х., Уразов Р. Р. // Газовая промышленность. – 2017. – №. 9 (757).
36. СТО Газпром 2-2.3-253-2009. Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов: дата введения 2008-12-15. – URL: <https://snip.ruscable.ru/Data1/59/59641/index.htm> (дата обращения: 17.03.2021). – Текст: электронный.
37. Серебряков, А. М. Электронная исполнительная документация «как построено» – шаг к новому качеству магистральных газопроводов / А. М. Серебряков // Газовая промышленность. – 2008. – №. 7. – С. 66-69.
38. Оперативно диспетчерское управление. Задачи и организация управления. – URL: <https://energetik-nn.ru/baza-znaniy/literatura-i-izdaniya/9-baza-znaniy/posobiya-i-uchebnaya-literatura/16-operativno-tekhnologicheskoe-upravlenie.html/> (дата обращения: 17.03.2021). – Текст: электронный.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

39. Бернер, Л. И. Управление газотранспортной сетью с использованием методов моделирования и прогнозирования / Бернер Л. И., Ковалев А. А., Киселев В. В. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – №. 1. – С. 48-53.
40. Бернер, Л. И. Моделирование и прогнозирование режимов работы газотранспортных сетей системы поддержки принятия диспетчерских решений / Бернер Л. И., Ковалев А. А. // Автоматизация и управление в технических системах. – 2012. – №. 1. – С. 55.
41. Глухов, Д. О. Баланс газа в системе взаимосвязанных магистральных газопроводов в рамках неизотермической стационарной модели транспортировки газа // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия F: Строительство. Прикладные науки. – 2018. – №. 16. – С. 107-109.
42. Бернер Л. И., Ковалёв А. А. Блок моделирования и прогнозирования режимов работы газотранспортных сетей системы поддержки принятия диспетчерских решений // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – №. 11. – С. 64-67.
43. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы: дата введения 2013-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 17.03.2021). – Текст: электронный.
44. А. А. Гладенко. Трубопроводный транспорт и хранение углеводородных ресурсов. Примеры решения типовых задач : учебное пособие / А. А. Гладенко, С. М. Чекардовский, С. Ю. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2017. – 352 с. ISBN 978-5-8149-2550-3.
45. Булатов А. И. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление / А. И. Булатов, Г. В. Кусов, О. В. Савенок // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 6. – С. 69-71.
46. Волков П. В. Исследование и комплексное применение гидроаэромеханических методов для предотвращения гидратообразования при подготовке газа / П. В. Волков, П. Н. Зятиков,

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

- А. В. Большунов // Успехи современного естествознания. – 2017. – №. 9. – С. 52-56.
47. Кантюков Р. А. Прогноз потребления газа – основа принятия рациональных решений по структуре и технологическим параметрам при проектировании и реконструкции системы газоснабжения // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2015. – №. 1. – С. 201-221.
48. Китаев С. В. Прогнозирование объема перекачки природного газа при снижении загрузки магистральных газопроводов / С. В. Китаев, А. Р. Галикеев, А. Р. Гадельшина // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2016. – №. 3. – С. 106-118.
49. Литвиненко Р. С. Практическое применение нормального закона распределения в теории надежности технических систем / Р. С. Литвиненко, П. П. Павлов, А. Э. Аухадеев // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2016. – №. 4. – С. 96-99.
50. Сидняев Н. И., Мельникова Ю. С. Оценки статистических параметров распределений // Москва : МГТУ им. НЭ Баумана. – 2012.
51. Чернова Н. И. Математическая статистика: учебное пособие / Новосибирский государственный университет. – Новосибирск, 2007. – 148 с. – ISBN 978-5-94356-523-6.
52. Тутубалин, В. Н. Теория вероятностей / В. Н. Тутубалин // Москва : изд-во МГУ. – 1972. – С. 199.
53. Тихов М.С. Современные методы статистического оценивания параметров: Учебно-методическое пособие / М. С. Тихов, М. В. Котельникова. – Нижний Новгород: изд-во Нижегородский госуниверситет, 2016. – 120 с.
54. Коршунов Д. А. Сборник задач и упражнений по математической статистике: учебное пособие / Д. А. Коршунов, Н. И. Чернова // Новосибирск: изд-во Института математики, 2004. – 128 с. – ISBN 5–86134–121–4.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

- 55.Выборки. Генеральная совокупность. Статистический ряд распределения. Гистограмма. Эмпирическая функция распределения. Статистические оценки параметров распределения - точечные оценки. Метод моментов нахождения точечных оценок. – URL: <https://dpva.ru/Guide/GuideMathematics/TheTheoryOfProbabilityAndStatistics/CoosingSets/> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
- 56.Математическая статистика. Критерии согласия и однородность выборок. Проверка гипотез о виде распределения. Критерий Колмогорова. – URL: <http://datalearning.ru/index.php/textbook?cid=1&mid=4&topic=0> (дата обращения: 11.02.2021). – Текст: электронный.
- 57.Бирюкова Л. Г. Теория вероятностей и математическая статистика: учебное пособие / Л. Г Бирюкова, Г. И. Бобрик, В. И. Ермаков // Москва : ИНФРА-М, 2019. – 289 с. – ISBN 978-5-91718-122-6.
58. Марон, В. И. Гидродинамика и однофазных и многофазных потоков в трубопроводе : учебное пособие / В.И. Марон. – Москва: МАКС Пресс, 2009. – 344 с. – ISBN 978-5-317-02921-0.
- 59.Орлов А. И. Непараметрические критерии согласия Колмогорова, Смирнова, омега-квадрат и ошибки при их применении. – 2014.
- 60.Усманов Р. Р. Обеспечение работоспособности газопроводов при диспетчерском управлении технологическими процессами газотранспортной системы / Р. Р. Усманов, М. В. Чучкалов // Газовая промышленность. – 2018. – №. 6 (769).
- 61.Щелудяков А. М. Разработка методики динамического нагружения в трубопроводах на полнотельных образцах / А. М. Щелудяков, А. Ф. Сальников // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Аэрокосмическая техника. – 2010. – №. 30.
- 62.Гареев А. Г., Насибуллина О. А., Ризванов Р. Г. Исследование особенностей коррозионного растрескивания под напряжением образца

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

- стали X70, отобранного из очаговой зоны разрушения / А. Г. Гареев, О. А. Насибуллина, Р. Г. Ризванов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – №. 4. – С. 244-248.
63. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200097847> (дата обращения 24.04.2021 г.).
64. ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
65. ГОСТ 21889-76. ССБТ. Система «Человек-машина». Кресло человека-оператора. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200012832> (дата обращения 24.04.2021 г.).
66. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
67. 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 24.04.2021 г.).
68. 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 24.04.2021 г.).
69. СТО СТГ-01.16-61.0-2007. Положение о порядке согласования производства работ сторонними организациями в охранных зонах объектов магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
70. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

- 71.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. 04.2021 г.).
- 72.ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24. 04.2021 г.).
- 73.ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24. 04.2021 г.).
- 74.ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24. 04.2021 г.).
- 75.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 24.04.2021 г.).
- 76.ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
- 77.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 24.04.2021 г.).
- 78.СНиП 21-01-02-85. Противопожарные нормы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
- 79.СанПиН 2.2.4.548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		143

- 80.СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
- 81.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.).
- 82.ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.06.2021 г.).
- 83.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 15.05.2021 г.).
- 84.СП 2.6.1–758–99. Ионизирующее излучение, радиационная безопасность нормы радиационной безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
- 85.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 15.05.2021 г.).
86. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 87.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 15.05.2021 г.).
- 88.ГОСТ 12.1.008-78. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		144

89. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200003166> (дата обращения 15.05.2021 г.).
90. ГОСТ 12.1.008-78. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).
91. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/5200302> (дата обращения 15.05.2021 г.).
92. 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 15.05.2021 г.).
93. 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 15.05.2021 г.).
94. СТО Газпром 060-2009. Классификатор источников выбросов загрязняющих веществ дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://samara-tr.gazprom.ru/d/textpage/8e/142/sto-gazprom-060-2009-klassifikator-istchnikov-vybrosov-zagryazny.pdf> (дата обращения 15.05.2021 г.).
95. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения 15.05.2021 г.).
96. Воздействие на окружающую среду. Охрана природы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/nature/environmental-impact/> (дата обращения 15.05.2021 г.).
97. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		145

98. 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 15.05.2021 г.).
99. И. А. Леонович, А. М. Ревазов. Основные принципы формирования системы предупреждения аварийных и чрезвычайных ситуаций на КС МГ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://core.ac.uk/download/pdf/81662777.pdf> (дата обращения 15.05.2021 г.).

					Список использованных источников	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		146

Приложение А

Изменение объема перекачки природного газа по модельному участку
магистрального газопровода за 1999-2018 гг.

1999 год		2000 год		2001 год	
Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес
1	8350	1	8600	1	8450
2	8400	2	7550	2	8300
3	7900	3	8450	3	7550
4	8350	4	7500	4	8350
5	7950	5	6950	5	7500
6	7250	6	6500	6	7200
7	6700	7	6650	7	6300
8	7000	8	6500	8	6450
9	7050	9	6550	9	7000
10	8050	10	7700	10	6950
11	7950	11	7950	11	7800
12	8450	12	8400	12	8200

2002 год		2003 год		2004 год	
Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес
1	8150	1	7550	1	7000
2	7450	2	7100	2	5950
3	8200	3	7150	3	6900
4	7550	4	6700	4	6500
5	7500	5	6750	5	7100
6	6600	6	6600	6	6500
7	6150	7	6550	7	6000
8	6550	8	6360	8	6100
9	7000	9	6340	9	6050
10	7200	10	6700	10	6950
11	7500	11	7200	11	7550
12	8000	12	7300	12	8000

2005 год		2006 год		2007 год	
Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес
1	7600	1	7600	1	7400
2	7100	2	6800	2	6500
3	7700	3	7500	3	6900
4	7500	4	7400	4	7500
5	7450	5	6550	5	7900
6	6500	6	6000	6	7050
7	6450	7	7000	7	7100
8	6300	8	7050	8	7150
9	6350	9	7500	9	7200
10	7500	10	7800	10	7400
11	7550	11	7750	11	7500
12	7900	12	7850	12	7050

2008 год		2009 год		2010 год	
Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес
1	6950	1	6400	1	7450
2	6500	2	6000	2	5700
3	5550	3	6550	3	7000
4	6550	4	7000	4	7050
5	7000	5	7550	5	5950
6	6950	6	7100	6	6500
7	6900	7	7050	7	5900
8	6850	8	7500	8	6000
9	7100	9	7550	9	5800
10	6900	10	7000	10	7100
11	7550	11	7450	11	7000
12	7400	12	7500	12	6950

2011 год		2012 год		2013 год	
Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес
1	7000	1	6200	1	6900
2	6950	2	5400	2	6100
3	7050	3	4900	3	5900
4	7300	4	4850	4	6600
5	7250	5	4800	5	6500
6	6400	6	3800	6	4500
7	6350	7	4150	7	4550
8	6550	8	4900	8	5000
9	6950	9	5500	9	5700
10	7000	10	7000	10	7050
11	6400	11	7450	11	7100
12	6450	12	7550	12	7150

2014 год		2015 год		2016 год	
Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес
1	7000	1	6900	1	7800
2	6500	2	7100	2	7600
3	7400	3	6800	3	7200
4	7350	4	7000	4	6650
5	7900	5	6550	5	6600
6	6500	6	6500	6	5500
7	5400	7	5900	7	5200
8	5700	8	5200	8	5800
9	6400	9	6400	9	7000
10	7300	10	6600	10	7550
11	6900	11	6550	11	7050
12	7250	12	6800	12	7450

2017 год		2018 год	
Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м ³ /мес
1	7400	1	6700
2	6450	2	6000
3	6400	3	6400
4	6500	4	6350
5	5700	5	6300
6	4950	6	4800
7	4500	7	4500
8	4900	8	5100
9	5400	9	5150
10	6800	10	6800
11	6450	11	6500
12	6850	12	7200