

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области»

УДК 622.691.4-776-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Хромов Владимир Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н, доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>
<i>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</i>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>

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

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (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
3-2Б5Д	Хромову Владимиру Анатольевичу

Тема работы:

«Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-109/с от 28.02.2020 г.
---------------------------------------------	---------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29.05.2020 г.
------------------------------------------	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Объектом исследования является – камера приема межпромыслового газопровода неподготовленного газа, расположенная в Каргасокском районе Томской области. Режим работы газопровода – непрерывный.

Рабочее давление 8,0 МПа.

Диаметр 325 мм.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Краткая характеристика объекта 2. Организация работ на КПП СОД. Модернизация камеры приема СОД 3. Расчёт пропускной способности газопровода 4. Финансовый, менеджмент, ресурсосбережение, ресурсоэффективность 5. Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала</p>	<ul style="list-style-type: none"> - обзорная карта мыльджинского месторождения; - схема размещения газопровода; - труба с трехслойной полимерной изоляцией; - крановый узел; - шаровые краны; - камера приема межпромыслового трубопровода; - технологическая схема камеры запуска СОД газопровода; - технологическая схема камеры приема СОД газопровода; - схема входа газа на УКПГ; - схема приема до модернизации; - схема приема с внесенными изменениями; - клапан запорно-регулирующий РУСТ 940-2УХЛ-1; - конструкция клапана; - пропускная способность газопровода.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин Андрей Александрович, к.т.н., ассистент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>03.03.2020 г.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Хромов Владимир Анатольевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Хромову Владимиру Анатольевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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>Стоимость материальных ресурсов определялась по каталогам производителей и накладным аварийного запаса с учетом инфляции.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Устанавливается в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% – районный коэффициент для расчета заработной платы 50% – премии к заработной плате 50% – северный коэффициент для расчета заработной платы</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%</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>Оценка перспективности и материальных затрат на проведение работ по замене запорно-регулирующего узла камеры приема средств очистки и диагностики</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Планирование и формирование бюджета предлагаемых работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчёт ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности производства работ по замене узла запорно – регулирующей арматуры, экономической выгоды от модернизации</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Интерактивные таблицы
2. Матрица SWOT
3. Рабочая группа проекта
4. Календарный план проекта
5. Календарный план-график проведения работ по теме.
6. Потребность оборудования необходимого для модернизации
7. Расчет амортизационных отчислений
8. Фонд оплаты труда работающих поданным за 2019 год
9. Стоимость материалов по данным за 2019 год
10. Смета затрат на проведение модернизации

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020 г.
-------------------------------------------------------------	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Хромов Владимир Анатольевич		03.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 32Б5Д	ФИО Хромову Владимиру Анатольевичу
-----------------	---------------------------------------

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Тема ВКР:

Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода ГКМ Томской области.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>В данной работе рассматривается модернизация камеры приема СОД, затрагивается эксплуатация при отправке и приеме средств очистки трубопровода.</i>
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. 	<i>1. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020)</i> <i>2. ГОСТ 12.1.003 – 2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».</i> <i>3. ГОСТ 12.1.012 – 2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».</i> <i>4. ГОСТ 12.1.006-84 – «Система стандартов безопасности труда электромагнитных радиочастот».</i> <i>5. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность.</i> <i>6. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. средства защиты работающих.</i>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы <i>1. Вибрация</i> <i>2. Шум</i> <i>3. Микроклимат, контакт с насекомыми</i> <i>4. Электромагнитное излучение</i> <i>5. Вредные вещества</i> Опасные факторы: <i>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные);</i> <i>2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</i> <i>3. Электрический ток</i>

	4. Пожаро - и взрывоопасность вещества
3. Экологическая безопасность:	<p><i>Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации и приеме средств очистки и диагностики.</i></p> <p><i>1. Загрязнение атмосферы в результате выброса, утечки газа и опасных веществ либо из-за не герметичности сварных швов трубопровода</i></p> <p><i>2. Отрицательное влияние межпромыслового трубопровода на гидросферу возможно при устройстве подводных переходов, при строительстве мостов, сбросе сточных вод, а также использовании подземного водозабора.</i></p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p><i>Чрезвычайные ситуации на межпромысловом трубопроводе и КППСОД могут возникнуть по различным причинам:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>- наводковые наводнения;</i> <i>- лесные пожары;</i> <i>- террористические акты;</i> <i>- по причинам техногенного характера (аварии).</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

03.03.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5Д	Хромов Владимир Анатольевич		03.03.2020

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 _____ (весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29.05.2020 г.
------------------------------------------	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2016	<i>Характеристика объекта</i>	
28.03.2016	<i>Организация работ на КПП СОД</i>	
15.04.2016	<i>Модернизация камеры приема СОД</i>	
29.04.2016	<i>Расчёт пропускной способности газопровода</i>	
05.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
12.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	
19.05.2016	<i>Заключение</i>	
30.05.2016	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 85 страниц, 25 таблиц, 12 рисунков, 36 литературных источников.

Ключевые слова: камера приёма, камера пуска, очистка, диагностика, очистное устройство, запорная арматура, линейный кран.

Объектом исследования является камера приёма средств очистки и диагностики межпромыслового газопровода «Североостанинское нефтяное месторождение (СОНМ) – Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (МНГКМ)» протяжённостью 128 км.

Цель работы – обеспечить возможность регулирования потока неподготовленного газа при приеме средств очистки на основе модернизации камеры приема Ду300 МНГКМ, что приведет к увеличению межремонтного срока эксплуатации запорной арматуры камеры приема СОД, а также обеспечить полную автоматизацию для дистанционного управления линейной запорной арматурой КППСОД.

Необходимость модернизации объекта для приведения его эксплуатационных показателей к уровню современных требований, связана с проблемой, возникающей при пропуске очистных устройств по межпромысловому газопроводу. При определенных технологических включениях газопроводов, регулирование потоков жидкой фазы становится не возможным, что приводит к неправильному использованию запорной арматуры и, как следствие, к усиленному ее износу.

В процессе выполнения работы проводились:

- 1) анализ особенностей эксплуатации газопровода «СОНМ – МГКМ»,
- 2) подбор регулирующей запорной арматуры,
- 3) анализ камеры приема СОД, мероприятия по ее эксплуатации и обслуживанию,
- 4) технологический расчет газопровода,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области</i>			
Разраб.		Хромов В.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					12	85
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- 5) анализ опасных и вредных производственных факторов,
- 6) анализ возможных воздействий на окружающую среду,
- 7) расчет затрат и материалов на различные работы при эксплуатации газопровода.

В результате проведенной работы получим узел запорной арматуры, позволяющий регулировать поток принимаемого неподготовленного газа при проведении очистки трубопровода, увеличение срока службы запорной арматуры на весь период промышленной эксплуатации, возможность удаленного управления линейной запорной арматурой.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	16
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА.....	18
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	18
1.2 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	20
1.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОПРОВОДА	24
1.4 СОСТАВ ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ГАЗА	26
1.5 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СООРУЖЕНИЯ	27
1.5.1 Крановые узлы	28
1.5.2 Запорная арматура	29
2 ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ НА КПП СОД. МОДЕРНИЗАЦИЯ КАМЕРЫ ПРИЕМА СОД	32
2.1 КАМЕРЫ СОД.....	32
2.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИ РАБОТАХ НА КПП СОД	33
2.3 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ПРОПУСКУ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ.....	36
2.4 ОЧИСТНЫЕ УСТРОЙСТВА.....	38
2.5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ВВОДА ГАЗА И ВОЗНИКАЮЩАЯ ПРОБЛЕМА ПРИ ПРИЕМЕ ОЧИСТНОГО ПОРШНЯ	41
2.6 МОДЕРНИЗАЦИЯ КППСОД.....	44
2.6.1 Подбор запорной арматуры	45
2.6.2 Проведение работ по модернизации КППСОД.....	47
3 РАСЧЁТ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ГАЗОПРОВОДА НЕПОДГОТОВЛЕННОГО ГАЗА СОНМ - МГКМ	49
3.1 ПРОВЕРКА ОБЩЕЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГАЗОПРОВОДА	50
3.2 ПРОВЕРКА ПРОЧНОСТИ ГАЗОПРОВОДА	54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1.Графическая часть	56
4.1.1.Организационная структура проекта.....	58
4.1.2.Планирование управления научно – техническим проектом	59
4.2.РАСЧЕТ БЮДЖЕТА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ НА МОДЕРНИЗАЦИЮ КППСОД И ЗАМЕНУ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ.	60
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	66
5.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ВРЕДНЫХ ФАКТОРОВ ИЗУЧАЕМОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ	67

					<i>Модернизация камеры приема межпромышленного трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Хромов В.А.			Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					14	85
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

5.1.1 Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе	67
5.1.2 Повреждения в результате контакта с насекомыми.....	68
5.1.3 Шум	68
5.1.4 Вибрация.....	69
5.1.5 Вредные вещества.....	71
5.1.6 Электромагнитное излучение.....	72
5.2 АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ.....	73
5.2.1 Механические опасности	73
5.2.2 Термические опасности.....	74
5.2.3 Электробезопасность.....	74
5.2.4 Пожар взрывоопасность.....	75
5.3 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	77
5.4 ЗАЩИТА В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ.....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	83

Введение

Газовая промышленность является одной из самых развивающихся отраслей экономики Российской Федерации. В последние годы она вышла на первое место по производству топливно-энергетических ресурсов [1].

Из общего объёма добываемого в стране природного газа 69% приходится на публичное акционерное общество «Газпром» [2].

Главная задача этого комплекса – обеспечить надёжное снабжение газом, газовым конденсатом и продуктами их переработки потребителей Российской Федерации, а также поставка газа на экспорт за границу.

На территории России эксплуатируется более 350 тыс.км промысловых трубопроводов, на которых ежегодно происходит множество аварий, несущих за собой утечки, разливы и т.д. [1].

Основной проблемой в области предупреждения аварийности на газопроводах является развитие разрушительных процессов коррозионного процесса, привлёкшего за собой растрескивания стенок труб под напряжением, разгерметизацией газопровода и т.д.

Потенциальная опасность для населения, персонала, гражданских и промышленных сооружений, флоры и фауны, находящихся в зоне газопровода, определяются разрушениями трубопровода и утечками транспортируемого продукта. В результате этого происходят следующие процессы:

- выбросы продукта, его мгновенное или постепенное испарение;
- дисперсия газа с нейтральной или положительной плавучестью;
- пожары, взрывы;
- разлет осколков.

					<i>Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Хромов В.А.</i>			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрин А.В.</i>					16	85
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Анализ риска аварийных ситуаций, является одним из главных процессов управления промышленной и экологической безопасности, представляет собой основу для принятия решений по предупреждению аварий и ликвидацию их последствий на опасных производственных объектах.

Выполнение данного требования неразрывно связано с проведением работ по очистке и диагностическому обследованию магистральных нефтепроводов с помощью внутритрубных инспекционных снарядов и устранению дефектов, выявленных в ходе диагностики.

Проведение периодической внутритрубной очистки трубопроводов позволяет добиться целого ряда положительных моментов, направленных на безаварийную эксплуатацию промысловых трубопроводов.

Снижение скорости коррозии до 6-8 раз, за счет исключения возникновения коррозионного процесса, путем извлечения отложений со стенок трубопровода.

Актуальность данной работы состоит в увеличении времени безаварийной работы линейной запорной арматуры камеры приема средств очистки и диагностики (СОД) и безопасному приему СОД в любое время суток за счет регулирования потока неподготовленного газа.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

1 Характеристика объекта

1.1 Общие сведения

Объект исследования находится в Кargasокском районе Томской области. Трасса газопровода протяженностью берет начало от Северо-Останинского нефтяного месторождения с камеры запуска 1 км, заканчивается на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (МНГКМ) камерой приема средств очистки и диагностики 128 км. Построен в связи с разработкой Южной группы месторождений.

Камера приема СОД МНГКМ введена в эксплуатацию в 2011 г. Расположена непосредственно перед узлом ввода газа на УКПГ МНГКМ.

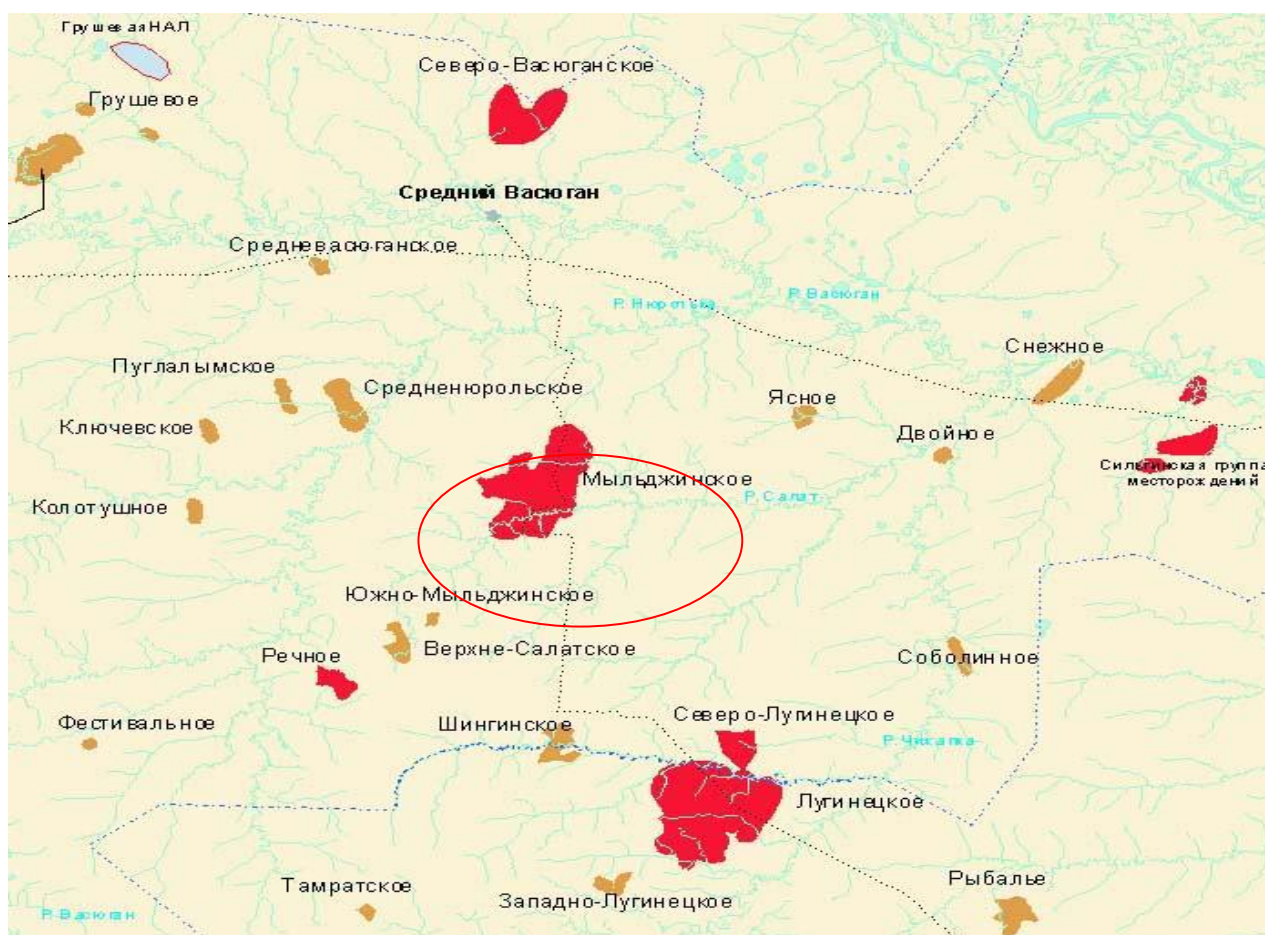


Рисунок 1 – Обзорная карта Мыльджинского месторождения

					<i>Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хромов В.А.			Характеристика объекта	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					18	85
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Мыльджинское газоконденсатнонефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области в 450 км к северо-западу от Томска и в 50 км южнее села Средний Васюган, в пределах юго-восточной части Средневасюганского мегавала (рисунок 1).

Газопровод «Северо-Останинское НМ Мыльджинское ГКМ» предназначен для транспорта неподготовленного природного газа от месторождений Южной группы и подключённой на 73 км компании партнера (попутный нефтяной газ) до камеры приема Мыльджинского ГКМ и далее на УКПГ.

Протяжённость трассы межпромыслового газопровода «СОНМ – МГКМ» составляет 128,08 км (в том числе по болотам - 40,44 км). Выбор варианта трассы согласно техническим условиям был спроектирован в коридоре:

- трассы существующего газопровода «Северо-Останинское НМ – Мыльджинское ГКМ» с расстоянием не менее 11 м;
- трассы существующего продуктопровода «Мыльджинское ГКМ – Лугинецкое НГКМ» с расстоянием не менее 22 м;
- трассы существующей ВЛ-6кВ «Мыльджинское ГКМ – Лугинецкое НГКМ» с расстоянием не менее 33 м;
- трассы существующего нефтепровода Казанское НГКМ-Северо-Останинское НМ – Лугинецкое НГКМ с расстоянием не менее 23 м;
- проектной трассы автозимника «Северо-Останинское НМ – Лугинецкое НГКМ» (заказ 6523) с расстоянием не менее 11 м;
- проектной трассы нефтепровода «Северо-Останинское НМ – Лугинецкое НГКМ» (заказ 6523) с расстоянием не менее 43 м;
- трассы проектируемого автозимника «Северо-Останинское НМ – Мыльджинское ГКМ» с расстоянием не менее 10 м.

					Характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1.2 Природно-климатическая характеристика

На территории прохождения трассы газопровода выделяется растительность водораздельных поверхностей, пойм, болот и заболоченных участков. Территория расположена в таежной местности, в густом смешанном лесу с подлеском и кустарником. Поверхность рельефа пониженных участков, ложбин и пойм задернована высокой осокой, травяной растительностью, характерной для переувлажненной местности. На гривах произрастает береза, сосна, пихта, ель, кустарник, реже кедр. Болотная растительность представлена чахлой тонкой сосной, гипновым и сфагновым мхами, осокой, кочкарником. Дорожное сообщение возможно только в зимнее время по автозимникам. Транспорт тяжёлой техники возможен в зимнее время при создании лежнёвых и намораживаемых автодорог.

Климат района континентальный, с тёплым летом и холодной зимой, равномерным увлажнением, довольно резким изменением элементов погоды в сравнительно короткие периоды времени, зависящие от сложной циркуляции воздушных масс над Западной Сибирской низменностью.

В течение года наблюдаются значительные колебания температуры воздуха. Среднегодовая температура воздуха в районе работ (по данным метеостанций Пудино и Средний Васюган) составляет минус 1,5 °С. Самый холодный месяц года – январь при средней минимальной температуре воздуха (по данным метеостанции Пудино) минус 24,7 °С. Самый тёплый месяц года – июль при средней максимальной температуре воздуха (по данным метеостанции Пудино) плюс 24,3 °С. Амплитуда среднемесячной температуры между январем и июлем по данным метеостанции Пудино составляет 37,8 °С, по данным метеостанции Средний Васюган – 38,1 °С.

По данным для метеостанции Средний Васюган температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 составляет минус 47°С,

Средняя продолжительность безморозного периода по данным метеостанции Пудино составляет 88 дней (с 5 июня по 2 сентября), по данным

					Характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

метеостанции Средний Васюган 112 дней (с 25 мая по 15 сентября). Устойчивые морозы в среднем наступают 1(2) ноября, прекращаются 22 (24) марта. Общая продолжительность устойчивых морозов составляет 141-144 дня.



Рисунок 2 – Схема размещения газопровода

					Характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

обеспеченностью 0,92 – минус 46°C, наиболее холодной пятидневки – минус 44 и минус 41 °С соответственно [3].

Сильное воздействие на глубину промерзания почвы оказывает рельеф и микрорельеф. Можно считать, что, если по данным станции, расположенной на ровном месте, глубина промерзания почвы в среднем составляет 100 см, то на возвышенности почва может промёрзнуть до 120 - 150 см, в пониженных местах может промёрзнуть до 50 – 70 см. Оттаивание поверхностного слоя почвы начинается в апреле и интенсивно продолжается в соответствии с глубиной до июля. Наиболее часто средняя суточная температура на поверхности почвы переходит через 0 °С в третьей декаде апреля. Отрицательная температура на глубине может держаться до июля [3].

Протяженность трассы по Парабельскому району составляет 74,4 км. Граница районов проходит по реке Екыльчак.

В северо-восточном направлении трассы на расстоянии 5-6 км севернее Шингинского месторождения, в районе реки Оглат, расположена природная охраняемая территория зоологического Оглатского заказника площадью 100 тыс. га.

Согласно физико-географическому районированию, рассматриваемая территория расположена в лесной зоне ЗападноСибирской низменности, которая представляет собой ровную поверхность, постепенно понижающуюся в северном направлении. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 67,13 до 126,31 м.

Поверхность территории пологоволнистая с понижением рельефа местности в сторону рек и ручьев и общим понижением в сторону р. Оби. Особенностью территории является развитие болот, переувлажнение поверхности. Заболачивание и переувлажнение территории возникает при условии ухудшения испарения, отсутствия поверхностного стока и природного дренажа (наличие тяжелых суглинков и глин), что характерно для лесной зоны с преобладанием слабодренированных плоских равнин.

					Характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

При прохождении трассы газопровода отмечено, что 27,7% местности занято заболоченными участками и развивающимися болотами. Болота, по которым проходят трассы, относятся ко II типу, за исключением участков трассы газопровода на ПК 952+10.00...ПК 953+ 00.00 и автозимника на ПК 829+37.90...ПК830+91.00, которые проходят по болотам III типа. Поверхность рельефа на протяжении всей трассы расчленена небольшими реками Косотуха, Чижалка, Мунгалка, Колга, Квензер, Екыльчак, Оглат, Большой Самлат, Салат и многочисленными мелкими ручьями (Рисунок 2). Ширина рек и ручьев изменяется от 0,4 до 32,0 м, глубина изменяется от 0,1 до 2,1 м.

Реки изыскиваемого района принадлежат бассейну р. Обь. Водосборы рек, как правило, имеют слабо выраженную границу и грушевидную форму. Рельеф спокойный: русла водотоков врезаны в поверхность долины на незначительную глубину, его разнообразят старицы и многочисленные блюдцеобразные озера.

Таблица 1 – Пересечения газопровода с водными преградами

Наименование водотока	Пикет	Плюсовка	Ширина, м	Глубина, м	Общая длина реки, км	Площадь водосбора, км ²	Расход воды обеспеченностью 10%, м ³ /с	Ширина водоохранной зоны, м	Ширина защитной полосы, м
ручей без названия	150	92,66	2,4	0,3	8,5	4,69	1,11	50	50
река Косотуха	200	52,66	4,0	1,2	16	114,5	22,2	100	50
река Чижалка	246	85,94	20,4	3,3	511	6390	823	200	50
река Мунгалка	284	32,04	1,3	0,4	15	67,5	20,1	100	50
лог	423	31	-	-	-	0,10	0,028	-	-
лог	427	46	-	-	-	0,05	0,048	-	-
ручей без названия	451	19,48	0,5	0,5	4,5	13,8	5,54	50	50
лог	452	51,26	-	-	-	0,01	0,013	-	-
лог	459	86	-	-	-	0,01	0,013	-	-
река Колга	463	24,81	4,0	0,9	40	228	53,3	100	50
лог	488	37,26	-	-	-	0,80	0,398	-	-
лог	495	35	-	-	-	0,01	0,007	-	-
лог	578	00	-	-	-	0,01	0,009	-	-
лог	579	37	-	-	-	0,05	0,038	-	-
ручей без названия	582	21,62	19,0	0,7	4	9,25	1,93	50	50
лог	585	83,58	-	-	-	0,01	0,005	-	-
лог	588	41	-	-	-	0,01	0,029	-	-
лог	595	40,39	-	-	-	0,10	0,055	-	-
лог	596	32	-	-	-	0,05	0,055	-	-
лог	597	75	-	-	-	0,01	0,008	-	-

					Характеристика объекта		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			23

Продолжение таблицы 1

река Квензер	603	15,79	20,0	1,3	51	319	30,8	200	50
ручей без названия	710	7,59	0,6	0,4	10	29,5	4,56	50	50
река Екыльчак	743	66,58	7,0	1,3	198	548	47,8	200	50
лог	766	00	-	-	-	0,01	0,008	-	-
река Оглат	892	48,35	2,0	0,5	126	42,1	5,41	200	50
ручей без названия	952	63,90	0,8	0,3	3,5	4,40	0,56	50	50
ручей без названия	991	1,60	0,8	0,3	4	6,50	0,78	50	50
лог	997	13,80	-	-	-	0,05	0,021	-	-
лог	1000	00	-	-	-	0,05	0,043	-	-
река Самлат	1017	86,07	5,4	1,8	76	209	21,8	200	50
лог	1025	53,90	-	-	-	0,01	0,007	-	-
лог	1026	84,60	-	-	-	0,01	0,007	-	-
ручей пересыхающий	1034	80	-	-	5	1,5	0,38	50	50
лог	1060	75	-	-	-	13,4	0,33	-	-
овраг	1194	72,10	-	-	-	0,01	0,007	-	-
река Салат	1200	11,52	7,0	1,7	216	840	65,5	200	50

Подводный переход газопровода через реку Чижалка проложен по методу наклонно-направленного бурения (ННБ) [4]. Подводные переходы газопровода через другие водные преграды траншейным способом, где глубина заложения – не менее 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла водотока, определяемого на основании инженерных изысканий с учётом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоёма. Угол пересечения водотока трубопроводом – 90°.

1.3 Характеристика газопровода

Межпромысловый газопровод: линейной части газопровода трубы из стали 13ХФА (конструкционная углеродистая) прочности К52, бесшовные, горячедеформированные повышенной коррозионной стойкости и холодостойкости по ТУ1317-006.1-593377520-2003 с трёхслойной полимерной изоляцией из экструдированного полиэтилена по ТУ14-3Р-66-2003 производства Группа «ЧПТЗ» (Челябинский трубопрокатный завод) (рисунок 3).

					Характеристика объекта				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					24



Рисунок 3 – Труба с трехслойной полимерной изоляцией

Трасса трубопровода характеризуется следующими объектами:

1. Газопровод неподготовленного газа «Северо-Останинское НМ – Мыльджинского НГКМ», согласно ГОСТ Р55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», относится к II классу и III категории. Согласно указанного ГОСТ, категоричность повышается до I на следующих участках газопровода [5].
2. Узлы запуска и приёма очистных устройств, а также участки по 100 м, примыкающие к ним;
3. Между охранными кранами головных сооружений (ГС), УКПГ.
4. Категоричность повышается до II на следующих участках газопровода.
5. Переходы через водные преграды несудоходные с зеркалом воды в русловой части до 25 м и поймы рек по ГВВ 10%-ной обеспеченности.
6. Переходы через болота III типа.
7. Переходы через автомобильные дороги IV и IVп категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи земляного полотна дороги.

					Характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

8. Узлы линейной запорной арматуры и участки трубопроводов по 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла линейной арматуры.

9. Газопроводы на длине 250 м от линейной запорной арматуры подводных переходов [5].

10. Пересечения с подземными коммуникациями на длине 20 м в обе стороны.

11. Согласно ГОСТ Р55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», все вышеуказанные участки относятся к II категории.

Охранная зона газопровода, согласно ГОСТ Р55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», устанавливается вдоль его трассы в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны. Вдоль подводных переходов газопровода – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключённого между параллельными плоскостями, отстоящими от его оси на 100 м с каждой стороны.

Номинальный срок службы межпромыслового газопровода определён на основании [5] и составляет 20 лет. Трубопровод был запущен в промышленную эксплуатацию в 2011 г. Срок службы до проведения промышленной экспертизы 11 лет.

1.4 Состав транспортируемого газа

Газопровод «Северо-Останинское НМ – Мыльджинское ГКМ» предназначен для транспорта неподготовленного природного газа, состоящего из метана, пропан-бутановой смеси, нестабильного конденсата и водно-метанольной смеси, от месторождений Южной группы и подключённой на 73 км трассы газопровода компании партнера (попутный нефтяной газ). Состав указан в таблице 2.

					Характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Таблица 2 – Состав транспортируемого продукта

	Попутный нефтяной газ (м³/сут)	Природный газ (м³/сут)
ОНГКМ	233082	961000
Рыбальное	12666	
Сторонние организации	658065	
СОНМ	59154	
Мирное	233082	
всего	1196050	961000

В максимальном режиме УКПГ МНГКМ перерабатывает до 75 т/ч жидких углеводородов. В нормальном режиме происходит переработка 55 т/ч жидкой фазы из них 30 т/ч – пропан-бутан, 22 т/ч – нестабильный конденсат, и 3 т/ч вода и метанол. 20 % всей жидкой фазы приходится на рассматриваемый нами трубопровод и составляет 10 т/ч, в момент пропуска очистных устройств с приближением поршня к камере этот показатель возрастает в 4 раза и составляет до 40 т/ч. Тогда суммарный объем жидких углеводородов принимаемый установкой возрастает до 95 т/ч и превышает её проектную мощность и это является основными предпосылками использования запорной арматуры КППСОД не по назначению.

1.5 Дополнительные сооружения

Кроме собственно трубопровода для транспортировки газа необходимы следующие дополнительные сооружения:

В постоянное пользование по трассе газопровода отводятся земли под следующие сооружения:

- 11 площадок линейных крановых узлов, из которых один охранный кран на Мыльджинском ГКМ на ПК1270+30 (№127/1) ($11 \times 3,5 \times 5,5 = 211,75 \text{ м}^2$) (рисунок 5);
- 1 площадка камеры запуска СОД ($33 \times 9 = 297 \text{ м}^2$);
- 1 площадка камеры приёма СОД ($33 \times 9,5 = 313,5 \text{ м}^2$);

					<i>Характеристика объекта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

- аварийный амбар для выпуска конденсата (дренажа) из коллектора-сборника камеры приёма ($2 \times 10 = 20 \text{ м}^2$);
- знаки обозначения трассы ($314 \times 0,5 = 157 \text{ м}^2$);
- контрольно-измерительные пункты (КИП) ($150 \times 0,5 = 75 \text{ м}^2$). Итого: $1074,25 \text{ м}^2$.



Рисунок 4 – Крановый узел

1.5.1 Крановые узлы

Крановые узлы представляют собой огражденные площадки (рисунок 4). Под краны предусмотрены сборные железобетонные фундаменты.

Опоры под трубопроводы выполнены из негорючего материала - металлических труб в соответствии с требованиями п. 6.5.41 СП4.13130.2013 «Свод правил. Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».

Опоры под запорную арматуру выполнены из негорючего материала - стальной трубы диаметром 108х6 мм и листовой стали в соответствии с

					Характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

требованиями п. 6.5.41 СП4.13130.2013 «Свод правил. Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям»).

Площадки узлов запорной арматуры ограждаются металлической плетеной сеткой по металлическим столбам высотой 2,2 м (СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»). Ограждение имеет две калитки размером 1,0x2,2 м, расположенные с противоположных сторон периметра ограждения, что обеспечивает эвакуационный выход с площадки (раздел 9 СП 1.13130.2013 «Свод правил. Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям»).

Предел огнестойкости ограждения и опор под запорную арматуру – R15.

Территория узлов, в пределах ограды, отсыпается гравийно-песчаной смесью толщиной 100 мм.

1.5.2 Запорная арматура

Запорная арматура, устанавливаемая на объектах линейной части, должна гарантировать возможность местного и дистанционного (автоматической или ручной) остановки технологического процесса [7]. Основное назначение запорной арматуры – перекрывать поток рабочей среды по трубопроводу и снова пускать среду в зависимости от требований технологического процесса, обслуживаемого данным трубопроводом. Кроме того, запорную арматуру применяют:

- для переключения потока или его части из одной ветви системы в другую;
- для дросселирование потока среды, т.е. изменения его расхода,

					<i>Характеристика объекта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

давления и скорости.

Основные требования к запорной арматуре линейной части магистральных трубопроводов: минимальное гидравлическое сопротивление полностью открытой арматуры; легкость срабатывания после длительной эксплуатации в открытом положении; высокая надежность; долговечность; безотказность; герметичность затвора и всех уплотнений; коррозионная стойкость.

Выбор типа запорной арматуры производится в зависимости от конкретных условия и технологического процесса, свойств перекачиваемой среды, характера работы арматуры, вида нагрузок, температурного режима. Большую роль играют габариты и масса запорной арматуры. Одним из основных свойств арматуры является ее герметичность [8].

Арматура и обвязка запорной арматуры промышленных газопроводов, находящихся под давлением, должны быть предусмотрены проектной документацией в подземном исполнении с надземным выводом привода арматуры.

Расстановка узлов запорной арматуры по трассе газопровода принята в соответствии с требованиями ГОСТ Р55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», и СП86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы.» Обвязка узлов запорной арматуры принята в соответствии с типовыми решениями обвязки узлов запорной арматуры на газопроводах с двухсторонней продувкой на свечу. Учитывая технические условия Заказчика, линейная запорная, перепускная, обвязочная, свечная арматура по трассе газопровода «СОНМ – МГКМ» принята производства фирмы DKG (Венгрия). При этом шаровые краны Ду300 мм и Ду100 мм – с ручными приводами волнового типа производства DKG (Венгрия), остальная арматура – ручная. Линейные краны на камере приёма (№129 Ду300 мм, Ду150 мм) с электроприводом типа «Auma» (Германия).

					<i>Характеристика объекта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30



Рисунок 4 – Шаровые краны

Применяемая запорная арматура сертифицирована. Имеется разрешение для эксплуатации на опасном промышленном объекте в соответствии с требованиями «Правил применения технических устройств на опасных производственных объектах», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 25.12.98 № 1540. Оборудование и запорная арматура поставляется в климатическом исполнении УХЛ1 (NF) по ГОСТ15150-69* «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды», по герметичности затвора - класса А по ГОСТ9544-2005 «Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов».

Линейные крановые узлы и узлы запуска-приёма СОД обязаны байпасной и свечной арматурой и продувочными свечами на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры [9].

					Характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

2 Организация работ на КПП СОД. Модернизация камеры приема СОД

2.1 Камеры СОД

Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части, предназначенные для установки на стационарных узлах, и служащие для запуска и приема внутритрубных средств очистки, диагностики, герметизации и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта.

Проведение периодической внутритрубной очистки трубопроводов позволяет добиться целого ряда положительных моментов, направленных на безаварийную эксплуатацию промышленных трубопроводов:

– снижение скорости коррозии до 6-8 раз, за счет исключения возникновения коррозионного процесса, путем извлечения отложений со стенок трубопровода;



Рисунок 5 – Камера приема(СОД) межпромышленного трубопровода

					<i>Модернизация камеры приема межпромышленного трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Хромов В.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				32	85
Консульт.					ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Организация работ на КПП СОД. Модернизация камеры приема СОД		

Очистка внутренней полости трубопроводов необходима для поддержания пропускной способности, снижения затрат на перекачку нефти, газа и конденсата (рисунок 5) [9].

Возможность проведения внутритрубной диагностики трубопроводов. На сегодняшний день это самый лучший способ диагностирования состояния трубопровода, позволяющее выявлять внутренние дефекты тела трубы, сварного шва, потенциально опасные участки, утонения стенки трубы и т. д. А также на стадии ввода нового трубопровода выявлять строительный брак в сварных стыках, и заводской брак по телу трубы.

2.2 Общие положения при работах на КПП СОД

Периодичность очистки определяется производственно-технологическим управлением в зависимости от интенсивности накопления отложений, на основе анализа диагностики трубопровода, анализа режимов перекачки и сопоставления их с расчетными.

Работы по запуску и приему очистных устройств должны, как правило, производиться в дневное время. Их производство в ночное время, выходные и праздничные дни допускается лишь в порядке исключения и при условии организации за ними усиленного контроля.

До начала газоопасных работ должны быть обеспечены безопасные условия для людей, работающих в опасной зоне на прилегающей территории, на соседних установках и цехах. Если возможности обеспечить безопасность на прилегающих территориях отсутствуют, люди, работающие на этих территориях или установках, на время производства газоопасных работ должны быть удалены в безопасную зону [10].

Работы выполняются силами линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС) АО «Томскгазпром» с оформлением всей необходимой технической документации. Все руководители, специалисты, рабочие, а также техника, материалы и ресурсы, необходимые для производства работ, находятся в полном распоряжении руководителя работ. Работники, занятые на запасовке,

					Организация работ на КПП СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

сопровождении и выемке ОУ, должны пройти соответствующее обучение и проверку знаний в установленном порядке.

При производстве работ должна быть организована система связи для оперативного руководства всеми работами, обеспечивающая устойчивую двухстороннюю между стационарными и мобильными средствами связи постов по трассе трубопроводов и выход на ЦПДС.

На период проведения работ ЛЭС по заявке обеспечивается вертолетом и вездеходной техникой.

На время производства необходимо обеспечить установку контрольных манометров для измерения давления. Должны применяться поверенные, опломбированные и имеющие паспорт манометры класса точности не ниже 1,5 и с предельной шкалой на давление 4/3 рабочего давления в трубопроводе.

В зависимости от целей проводимых работ по пропуску очистных устройств и степени загрязнения трубопровода необходимо использовать очистные поршни: Семигор 4Д-1М, 5Д-1М; Семигор-ЛМ; скребок-многофункциональный ХХ- С.07.00.000 в базовом исполнении производства ЗАО «Везерфорд трубопроводный сервис», поршни разделители производства АО «Транснефть - Диаскан».

Работы необходимо производить в строгом соответствии с «Инструкцией по очистке внутренней полости межпромысловых трубопроводов» (ИБ-40), а также ниже перечисленными нормативными и техническими документами:

- ✓ Строительство магистральных и промысловых трубопроводов, очистка полости и испытание, ВСН 011-88, М., 1989 г;
- ✓ СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы.
- ✓ Инструкция по охране труда для работников АО«Томскгазпром» по общим требованиям безопасности (ИП-00).
- ✓ Инструкция по охране труда для трубопроводчика линейного (ИП-55).

					Организация работ на КПП СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

- ✓ Инструкция по контролю воздушной среды на объектах нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений АО«Томскгазпром» (ИБ - 14).
- ✓ Инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ в АО«Томскгазпром» (ИБ-46).
- ✓ Инструкция по охране труда по проведению работ в местах возможного обитания медведей (ИБ-53).
- ✓ Инструкция по пожарной безопасности на объектах АО «Томскгазпром» (ИПБ-01).
- ✓ Инструкция по охране окружающей среды на объектах АО «Томскгазпром» ИБ-50.
- ✓ Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.

Запуск и прием очистных устройств, слив и утилизация вытесненных из трубопровода загрязнений являются газоопасными работами и производятся с оформлением наряда-допуска по установленной форме, который регистрируется в журнале регистрации газоопасных работ, проводимых с оформлением наряда-допуска. Наряд-допуск оформляется в двух экземплярах. Один экземпляр передается ответственному за проведение работ, другой хранится не менее одного года у лица, утвердившего наряд-допуск.

По результатам пропуска очистных устройств (ОУ) оформляется акт за подписью ответственных инженерно-технических работников, который утверждается начальником ЛЭС. В акте указывается: количество, тип очистных устройств, время запуска, прохождения контрольных постов и приема очистных устройств; количество дренажа, грязи в камере приема трубопровода; состояние очистного устройства; количество нефти или конденсата, принятой в дренажную емкость. Копия акта передается в производственно-технологическое управление.

					Организация работ на КПП СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Работы по пропуску ОУ и внутренней очистке трубопровода считаются законченными, если поршень пришёл неразрушенным. В ином случае пропуск очистного поршня рекомендуется повторить.

2.3 Технология проведения работ по пропуску очистных устройств

Запуск средств очистки и диагностики на камере запуска 77 км (СОИМ) [10]:

Перед запуском очистных устройств на камере запуска 77 км необходимо:

– проверить исправность всех узлов и устройств камеры запуска трубопровода (рисунок 6), положение запорной арматуры и сигнализатора прохождения очистных устройств; «открыть краны № 77/22, № 77/23 Ду50 и кран № 77/10 Ду100, сбросить давление в камере до атмосферного, контроль за давлением осуществлять по манометру, установленному на камере;

– подготовить камеру приема очистных устройств на 206 км.

Убедившись, что в камере запуска очистных устройств отсутствует давление, открыть затвор камеры и с помощью запасовочного устройства, запасовать поршень в камеру за переходное кольцо (эксцентрик).

После запасовки необходимо герметично закрыть камеру затвором. Закрыть краны № 77/22, № 77/23, № 77/10, заполнить камеру газом, для этого открыть краны № 77/16, № 77/17.

Открыть кран № 77/1.

Закрыть кран № 77/2.

Выход поршня из камеры зафиксировать механическим сигнализатором прохождения скребка, установленным на камере, и ультразвуковым сигнализатором типа СПРА-4, установленным после крана № 77/1. Передать информацию диспетчеру ЦПДС КНГКМ, руководителю работ.

Открыть кран № 77/2. Закрыть краны № 77/1, № 77/16, № 77/17.

					Организация работ на КПП СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

Организация работ на КПП СОД

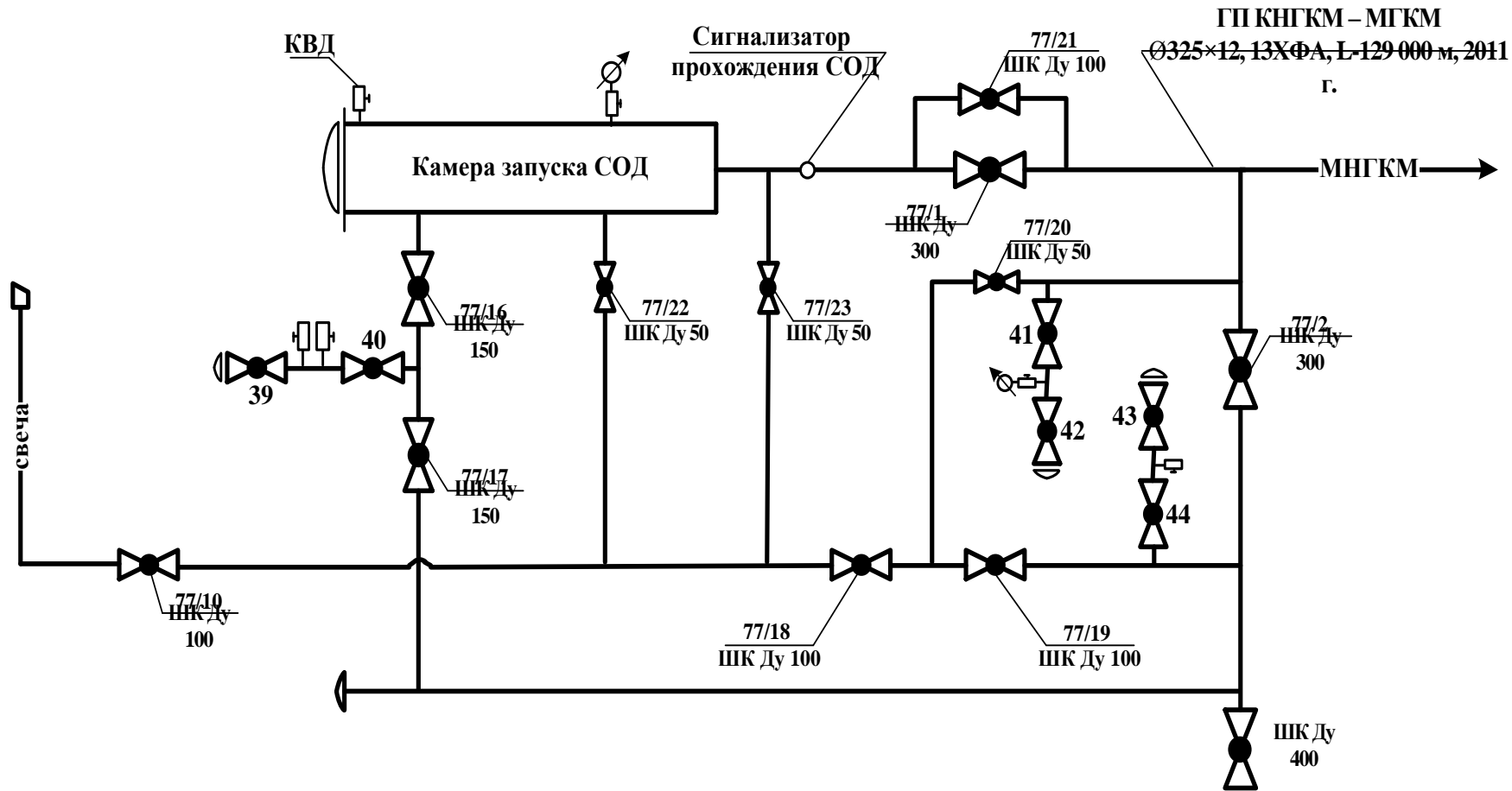


Рисунок 6 – Технологическая схема камеры запуска СОД газопровода

Освободить камеру запуска от газа, открыв краны № 77/22, № 77/23, № 77/10.

Открыть камеру и убедиться в отсутствии поршня.

Контроль движения очистного устройства, его местонахождение на данный момент времени можно определить по передаче информации от сигнализаторов типа СПРА-4, установленных на линейных крановых узлах, либо от сигнализаторов прохождения ОУ «Репер-5».

Прием средств очистки и диагностики на камере приема км 206 (МГКМ)(рисунок 7):

За 1 час до приема очистных устройств в камеру необходимо: Проверить исходное положение запорной арматуры (рисунок 7) кран № 206/1 открыт, остальные краны закрыты. Убедившись, что в камере приема очистных устройств отсутствует давление, открыть затвор камеры, проверить полость на наличие посторонних предметов. Закрыть затвор камеры.

Открыть краны № 206/4, № 206/5 и произвести заполнение камеры приёма газом. Уравняв давление до и после крана № 206/2, открыть кран № 206/2. При подходе очистного устройства к камере приема закрыть кран №1. После приёма поршня открыть кран № 206/1, закрыть краны №206/2 и №206/4, 206/5. Сообщить диспетчеру ЦПДС МГКМ о приеме поршня. Открыть краны № 3К1, № 3К2, сбросить продукты очистки из камеры в коллекторосборник.

Сбросить давление из камеры и коллекторосборника путем открытия кранов № 206/11, № 206/15. После освобождения камеры приема от газа, открыть концевой затвор и извлечь очистное устройства из камеры приема. После окончания работ закрыть затвор камеры приема, привести технологическую обвязку в исходное положение.

2.4 Очистные устройства

Линейно эксплуатационная служба (ЛЭС) АО «Томскгазпром» использует очистные устройства ООО «Центр очистки и диагностики трубопроводов» Семигорье» [11].

					Организация работ на КПП СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

Организация работ на КПП СОД

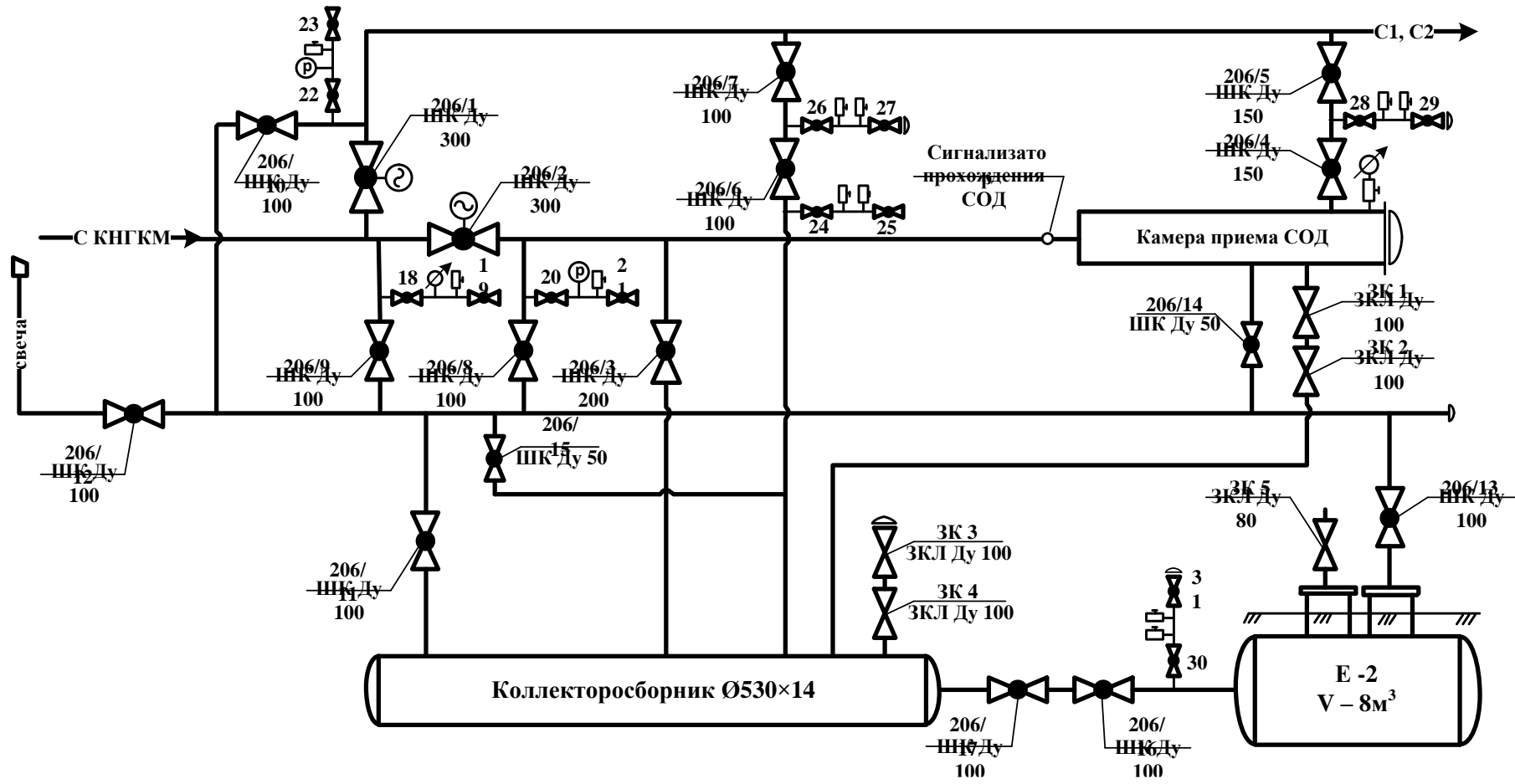


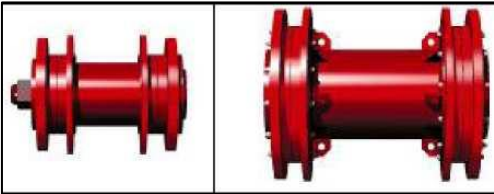

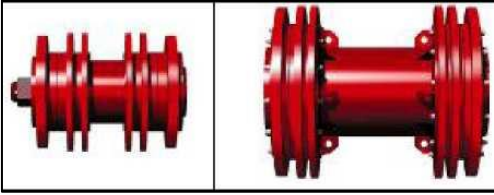
Рисунок 7 – Технологическая схема камеры приема СОД газопровода

Различные типы поршней позволяют учитывать конструктивные и технологические особенности строящихся и эксплуатируемых трубопроводов, что обеспечивает эффективность выполняемых технологических процессов, высокое качество работ, сокращение времени и затрат на заключительном периоде строительства и ремонта (реконструкции).

Также изготавливаются приборы поиска очистных поршней: передатчики серии Семигор®-С и приемники серии Семигор®-Р. Назначение приборов поиска поршней:




- контроль за передвижением очистного поршня в трубопроводе;
- определение местонахождения остановившегося поршня в трубопроводе [11].

Таблица 3 – Виды поршней

Полиуретановые поршни (скребки)		Примечание
	Семигор – Д4: поршень полиуретановый очистной (дисковый) Чистящие элементы: ЧД 2 шт.; ОД 2 шт.	- очистка полости трубопровода от строительного мусора, мягких (в т.ч. нефтяных) и частично твердых отложений, удаление конденсата; - проведение работ по продувке, промывке, испытанию или консервации строящихся и эксплуатируемых магистральных, промышленных трубопроводов имеющих запорную арматуру с равнопроходным внутренним сечением;
	Семигор-МД поршень (полиуретановый) комбинированный манжетно-дисковый Чистящие элементы: ОД 2 шт.; МП 2	- предварительное и окончательное удаление жидкости, в т.ч. вытеснение нефти и нефтепродуктов из трубопроводов; - разделение разноразных нефтепродуктов при перекачке их последовательно по трубопроводу; - проверка проходного сечения трубопровода (только для поршней с калибровочным диском - Семигор®-МД-К)
	Семигор – Д6: поршень полиуретановый очистной (дисковый) Чистящие элементы: ЧД 2 шт.; ОД 2 шт.	- очистка полости трубопровода от строительного мусора, от мягких (в т.ч. нефтяных) и твердых отложений, удаление конденсата; - проведение работ по продувке, промывке, испытанию или консервации строящихся и эксплуатируемых магистральных, промышленных трубопроводов имеющих запорную арматуру с равнопроходным внутренним сечением; - предварительное и окончательное удаление жидкости, в т.ч. вытеснение нефти и нефтепродуктов из трубопроводов; - разделение разноразных нефтепродуктов при перекачке их последовательно по трубопроводу;

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

Продолжение таблицы 3

	<p>Семигор-хД1М поршень полиуретановый цельнолитой Где х – количество дисков. Чистящие элементы: ЧД 3/4/5 шт.; МП 1 шт.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - очистка полости трубопровода от строительного мусора, мягких (в т.ч. нефтяных) и частично твердых отложений, удаление конденсата; - проведение работ по заполнению водой для гидротестирования строящегося участка трубопровода в т.ч. при сложном профиле; вытеснение воды после гидротестирования; - предварительное и окончательное удаление жидкости, в т.ч. вытеснение нефти и нефтепродуктов из трубопроводов; - разделение разноразмерных нефтепродуктов при перекачке их последовательно по трубопроводу.
<p>Поролонные поршни</p>		
	<p>Семигор-ЛП торцы поршня покрыты полиуретаном</p>	<ul style="list-style-type: none"> - очистка полости трубопровода от значительных мягких отложений, удаление конденсата и воды; - очистка трубопроводов с различным проходным внутренним сечением; - проверка проходимости трубопровода; - проведение работ по заполнению водой для гидротестирования строящегося участка трубопровода; - предварительное и окончательное удаление жидкости, в т.ч. вытеснение нефти и нефтепродуктов из трубопроводов, осушка трубопроводов многократным пропуском поршней
<p>Стальные поршни</p>		
	<p>Семигор-ОП очистной поршень, типа «ерш» Чистящие элементы: несъемные щеточные диски 2 шт.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - глубокая очистка полости трубопровода от строительного мусора, ржавчины, окалина, парафина и прочих твердых и мягких отложений до металлического блеска; - глубокая очистка технологических трубопроводов от твердых отложений до металлического блеска методом продувки или протягиванием; - проведение работ по продувке строящихся и эксплуатируемых (при их реконструкции и капитальном ремонте) магистральных, промышленных трубопроводов;

2.5 Технологическая схема ввода газа и возникающая проблема при приеме очистного поршня

На схеме (рисунок 8) изображены два межпромысловых газопровода Ду300 и Ду400. По газопроводу Ду300 от рассматриваемой нами камеры приема ОУ, поступает газ с месторождений Южной группы предприятия и попутный нефтяной газ с месторождений партнеров на подготовку в УКПГ. По газопроводу Ду400 поступает газ с КНГКМ, в зависимости от подготовки газа на УКПГ КНГКМ он может работать по разным схемам включения, когда трубопровод работает через кран №2 проблем при приеме поршня на второй трубе не возникает и прием ведется штатно с регулировкой потока на

клапане №3. При недостаточной подготовке газа поступающего по трубопроводу Ду400 газ поступает на УКПГ МНГКМ через крановый узел №1 и регулируя поток газа поступающего по газопроводу Ду300 клапаном №3 мы будем уменьшать поток Ду300 и вместе с ней поджимать Ду400 что приведет к нарушению работы технологического оборудования КНГКМ. За отсутствием возможности регулировки потока, краны 206/5, 206/4 (рисунок №9) камеры приема СОД начинают использовать не по назначению, что в свою очередь приводит к быстрому ее износу и ее замене с периодичностью 3 – 5 лет. Сложившаяся производственная ситуация вызвала необходимость модернизации камеры приема СОД газопровода Ду300.

					Организация работ на КПП СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

Организация работ на КПП СОД

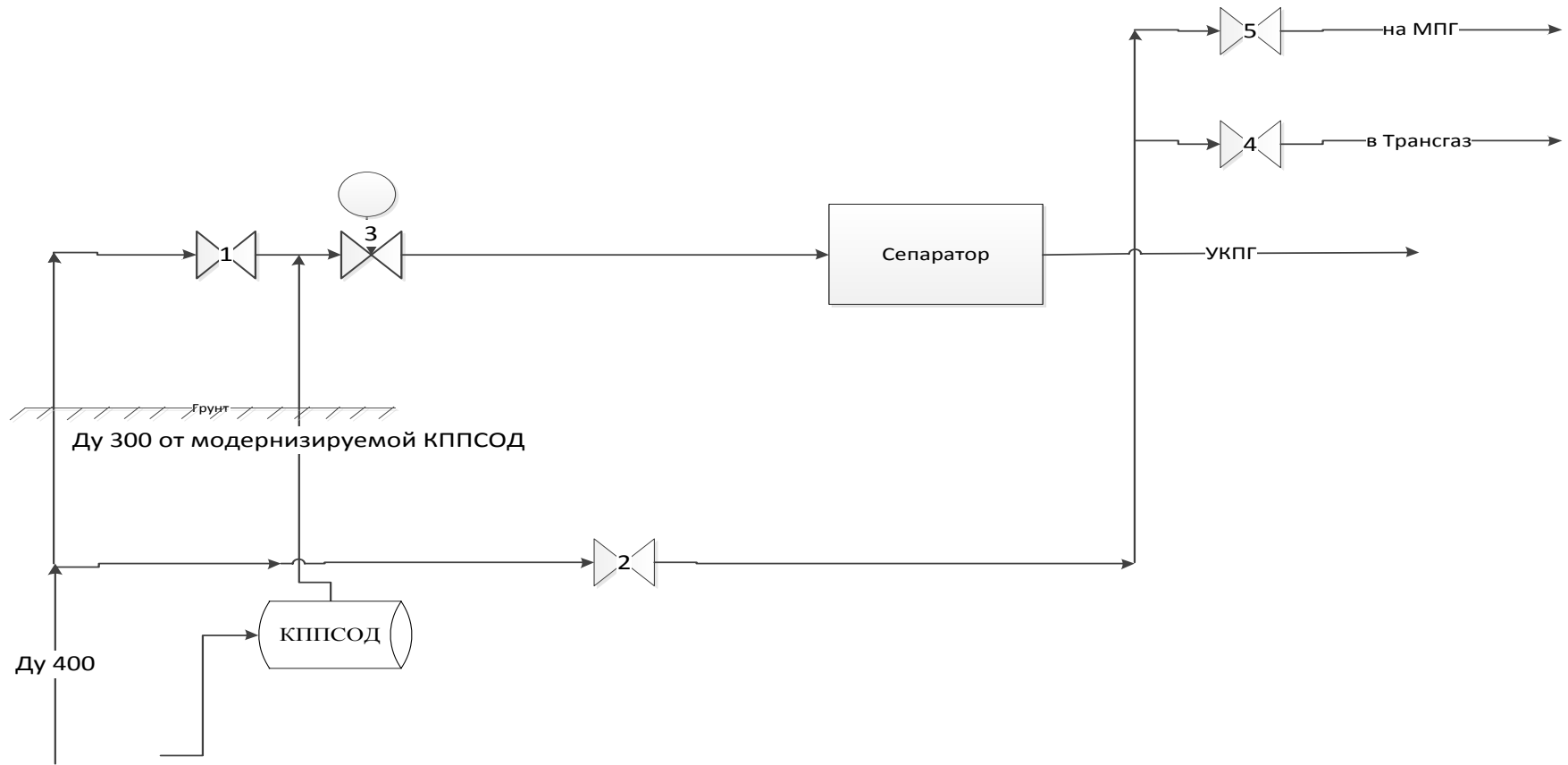


Рисунок 8 – Схема входа газа на УКПГ

2.6 Модернизация КППСОД

Решение данной проблемы представляется возможным путем установки запорно-регулирующего клапана с электроприводом «AUMA» Германия и монтажа байпасной линией на линию газа Ду300 и подключению к резервной линии АСУ, что приведет к качественным изменениям при приеме очистных устройств, регулировке потока при всех режимах работы газопроводов, правильной эксплуатации запорной арматуры и возможности переключения камеры приема СОД с пульта управления, операторами. Ввиду невозможности размещения клапана на линии трубопровода Ду300, мной предложено разместить его на линии Ду150 краны 206/4, 206/5 (рисунок 9) камеры приема, это размещение позволит также без особых затрат подключить электропривод клапана к резервной линии АСУ. Байпасная линия предназначена для работы без клапана, когда в его применении нет необходимости, и продувке газопровода после огневых работ по ремонту участков газопровода, чтобы исключить попадания в клапан тампонажной глины и частей герметизаторов.

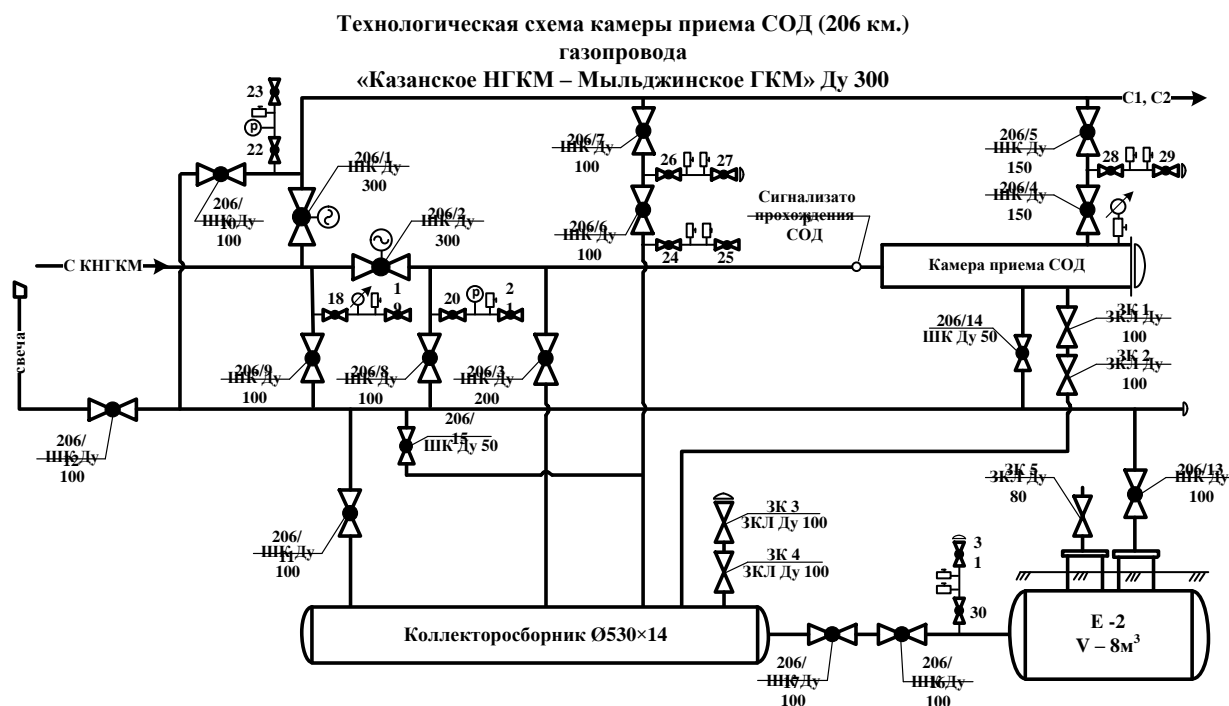


Рисунок 9 – Камера приема СОД до модернизации

					Модернизация КППСОД	Лист 44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

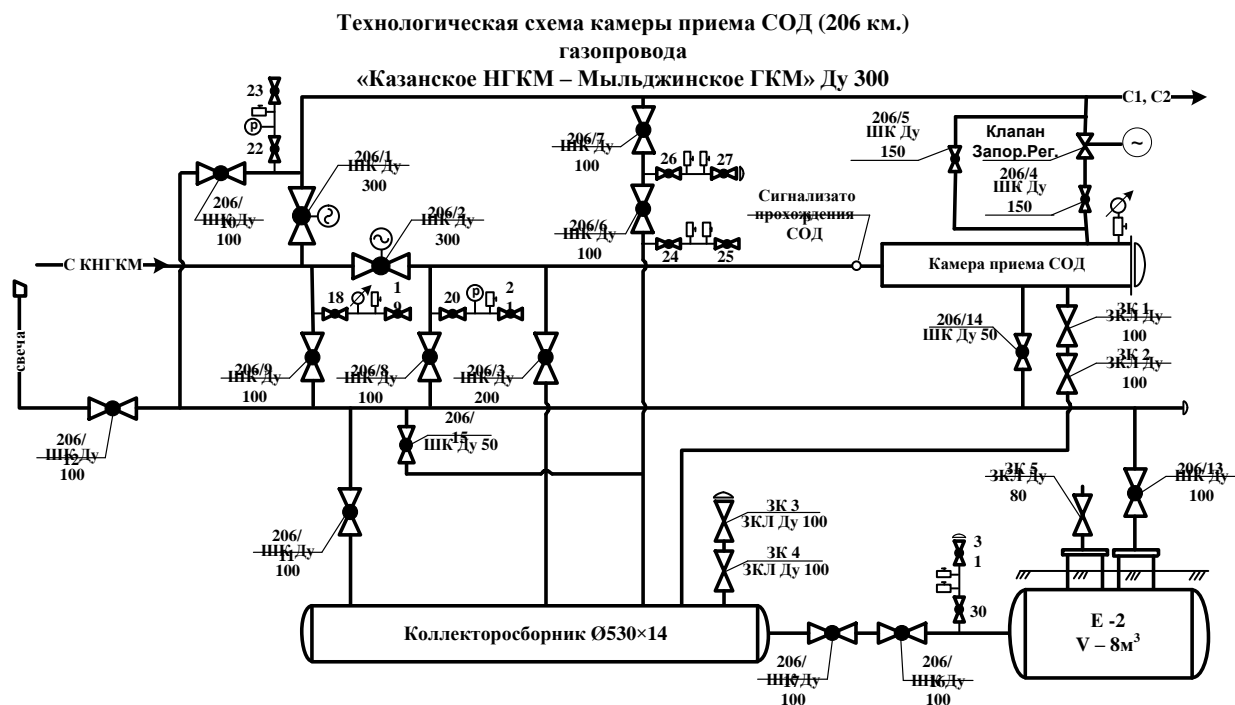


Рисунок 9 – Схема приема с внесенными изменениями

2.6.1 Подбор запорной арматуры

Для проведения модернизации выбираем клапан запорно-регулирующий РУСТ 940-2УХЛ-1 DN150, PN16 от Российской компании АО «Руст» [12], хорошо зарекомендовавший себя в условиях работы АО «Томскгазпром».

Расшифровка маркировки клапана [12]: РУСТ 940-2УХЛ-1 DN150, PN16:

РУСТ – название предприятия

2 – тип привода: электропривод (в нашем случае «Аума» (Германия)

УХЛ-1 – климатическое исполнение (от – 60 до + 70 ° С)

DN150 – условный проход 150 мм

PN16 – номинальное давление в МПа

В основе конструкции клапанов серии 900 лежит принцип осевого потока. В соответствии с этим принципом поток рабочей среды движется вдоль оси клапана, обтекая срединное тело, в котором установлен регулирующий проходное сечение узел.

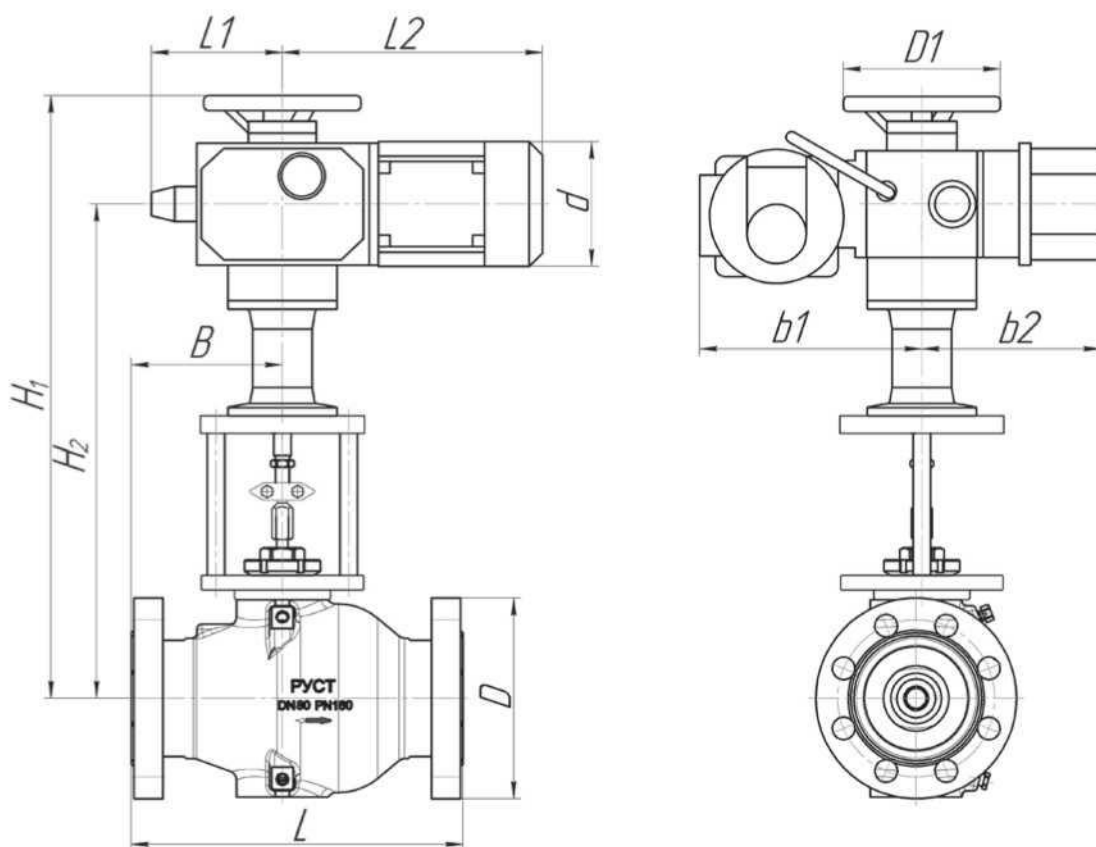


Рисунок 10 – Клапан запорно-регулирующий РУСТ 940-2УХЛ-1

Плунжер также двигается вдоль оси клапана, осуществляя перекрытие проходного сечения во втулке, перфорированной отверстиями определенной формы. Форма и размер отверстий определяют величину пропускной способности и пропускную характеристику клапана.

Перемещение плунжера клапана осуществляется реечной передачей, поворачивающей движение штока на угол в 90° . Реечный узел размещен в заполненной смазкой полости внутри срединного тела корпуса и защищен от воздействия рабочей среды уплотнениями, т.е. находится под атмосферным давлением. Рейки изготавливаются из специальных высокопрочных сталей, что в совокупности со смазкой обеспечивает их долговременную эксплуатацию.

Уплотнение штока выполняет дублирующую роль на случай, если выйдут из строя уплотнения реечного узла, и включается в работу после закрытия встроенной в корпус резьбовой пробки. Плунжер и перфорированная

штука выполняются из специальных материалов, исключающих их заклинивание [12].



Рисунок 11 – Конструкция клапана

Для увеличения стойкости внутренних деталей, при значительном содержании в рабочей среде абразива, их поверхности могут быть подвергнуты поверхностному упрочнению. Для неагрессивных сред все поверхности штуки плунжера и седла подвергаются азотированию. А для агрессивных сред применяется плазменное напыление керамических материалов.

Дублирующий шаровый кран 206/4 и кран байпасной линии 206/5 выбираем GTNH 7A-C-AK от «ЗАО DKG – EAST» (Венгрия).

2.6.2 Проведение работ по модернизации КППСОД

Сборочные - сварочные работы узла регулирования будут проводится на базе АВП ЛЭС на территории сварочного цеха, где не требуется оформления нарядов - допусков на проведение огневых работ. Перед проведением

					Модернизация КППСОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

сборочных работ вся запорная арматура проходит проверку на стенде в МРУ(механоремонтном участке).

Дальнейшее проведение работ будет производиться во время остановки газопровода, проводимая в связи с прекращением подачи газа в магистральный газопровод ООО «Газпром трансгаз Томск», для проведения ремонтов и технического обслуживания объектов УКПГ и линейной части.

					Модернизация КППСОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

3. Расчёт пропускной способности газопровода неподготовленного газа СОИМ - МГКМ

В качестве расчетной части в выпускной квалифицированной работе приведен расчет пропускной способности газопровода Ду300, выполненный методике, представленной в [13].

Исходные данные: $\text{Ø}325 \times 12$ мм, $t_{\text{грунта}} = -0,7^{\circ}\text{C}$, $P_0 = 7,7$ МПа, $P_K = 5,5$ Мпа.

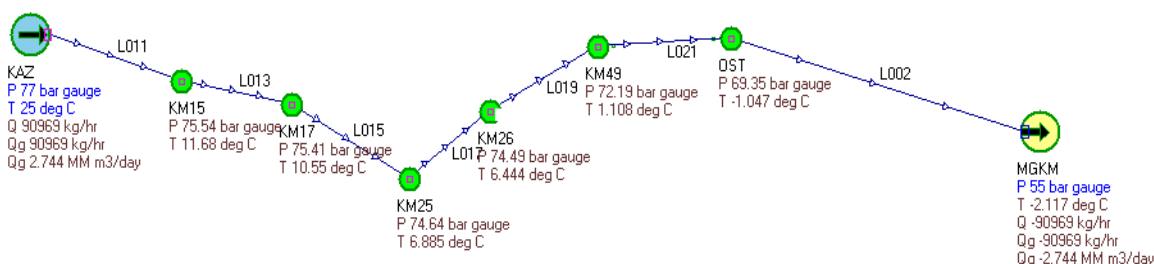


Рисунок 12 – Пропускная способность газопровода

Объём газа, транспортируемого за 365 дней:

$$Q_{\text{год}} = 2,744 \times 365 = 1001,56 \text{ млн м}^3 \quad (3.1)$$

Отчёт к расчётной схеме приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Отчёт к расчётной схеме

Элемент на схеме	Тип	Дхд, мм	Длина, м	Перепад высот, м	Объём газа, млн м ³ /сут	Давление среды, бар		Температура среды, °C	
						начальное	конечное	начальная	конечная
L002	труба	325x12	129000	-25,0	2,744	69,35	55	-1,05	-2,12
L011	труба	325x12	15050	-11,0	2,744	77	75,54	25	11,68
L013	труба	325x12	2100	-10,5	2,744	75,54	75,41	11,68	10,55
L015	труба	325x12	7900	0,7	2,744	75,41	74,64	10,55	6,89
L017	труба	325x12	1100	5,0	2,744	74,64	74,49	6,89	6,44
L019	труба	325x12	22900	12,0	2,744	74,49	72,19	6,44	1,11
L021	труба	325x12	28750	3,5	2,744	72,19	69,35	1,11	-1,05

Отчёт по скоростям газа приведен в таблице 5.

					<i>Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Хромов В.А.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрин А.В.					49	85
Консульт.					ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						

Таблица 5 – Отчёт по скоростям газа

Элемент на схеме	Тип	Скорость газа, м/с		Скорость критическая, м/с	Изменение давления, бар
		начальная	конечная		
L002	труба	2,79	3,57	363,37	-14,35
L011	труба	2,91	2,76	392,86	-1,46
L013	труба	2,74	2,74	378,23	-0,13
L015	труба	2,72	2,70	375,93	-0,77
L017	труба	2,69	2,69	372,61	-0,15
L019	труба	2,68	2,68	369,06	-2,30
L021	труба	2,69	2,75	364,57	-2,84

3.1. Проверка общей устойчивости газопровода

В таблице 6 приведены исходные данные для проверки общей устойчивости газопровода диаметром 325x12 мм.

Таблица 6 – Исходные данные

Сталь	13ХФА	
Диаметр трубы	0,325	м
Рабочее давление	8	МПа
$\sigma_{вр}$ (R_1^H) – нормативное сопротивление растяжению металла труб	510	МПа
σ_T (R_2^H) – нормативный предел текучести	372	МПа
n – коэффициент надежности по нагрузке	1,1	
m – коэффициент условий работы трубопровода	0,75	
k_1 – коэффициент надежности по материалу	1,4	
k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода	1	
α – коэффициент линейного расширения стали	0,000012	град ⁻¹
E – модуль упругости	206000	МПа
μ – коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона).	0,3	
Δt – перепад температур при замыкании трубопровода в холодное время года;	60	град
δ_n – номинальная толщина стенки трубопровода	0,012	м
$\delta_{и.п.}$ – толщина слоя изоляционного покрытия	0,0025	м
плотность изоляционного покрытия	931	кг/м ³
$\phi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта	20	град
$C_{гр}$ – сцепление грунта	18	кПа
$n_{гр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта	1,2	
h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности.	0,8	м
k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта	5	МН/м ³
ρ_n – плотность газа	0,8	кг/м ³
$\rho_{гр}$ – плотность грунта	1800	кг/м ³
R_β – радиус изгиба трубопровода в вертикальной плоскости	400	м

					Расчёт пропускной способности газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Проверка производится согласно ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования» из условия:

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении производят по условию:

S – эквивалентное продольное осевое усилие;

$$S \leq m, (3.2) N_{кр}$$

$$S = (0.2 + \sigma_{кц} \alpha E \Delta t) F, (3.3)$$

$$S = (0.2 * 116,2 + 0,0000012 * 206000 * 60) * 0,0194 = 3,321 \text{ МН},$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления:

$$\sigma_{кц} = (3.4) \frac{np D_{вн}}{2 \delta_n} \frac{1,1 * 8,0 * 0,301}{2 * 0,012} = 116,2 \text{ МН}$$

F – площадь поперечного сечения металла трубы:

$$F = (3.5) \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} (0,325^2 - 0,301^2) = 0,0194 \text{ м}^2$$

$N_{кр1}$ – продольное критическое усилие для прямолинейного участка трубопровода в случае пластической связи его с грунтом;

$q_{верт}$ – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м;

$$(3.6) N_{кр.1} = 4.09 * \sqrt[11]{p_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^5 I^3}$$

$$N_{кр.1} = 4,09 * \sqrt[11]{0,0347^2 * 12100^4 * 0,0194^2 * 206000^5 * 0,000409293^3} = 6,702 \text{ МН}$$

$N_{кр2}$ – продольное критическое усилие для прямолинейного участка трубопровода в случае упругой связи его с грунтом:

$$(3.7) N_{кр2} = 2 \sqrt{k_0 * D_n * E * J}$$

$$N_{кр2} = 2 \sqrt{5 * 0,301 * 206000 * 0,000409293} = 26,802 \text{ МН}$$

					Расчёт пропускной способности газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$N_{кр3}$ – продольное критическое усилие для криволинейного участка трубопровода, выполненного упругим изгибом, в случае пластической связи с грунтом:

$$N_{кр3} = \beta_N * \sqrt[3]{q_{верт}^2 * E * J} \quad (3.8)$$

$$N_{кр3} = 23 * \sqrt[3]{12100^2 * 206000 * 0,000409293} = 5,316 \text{ МН}$$

$$(3.9) \Theta_\beta = \frac{1}{R_\beta \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{EJ}}}$$

$$\Theta_\beta = \frac{1}{400 * \sqrt[3]{\frac{12100}{206000 * 0,000409293}}} = 0,048$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 F}{q_{верт} J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{EJ}}} \quad (3.10)$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{0,03347 * 0,0194}{12100 * 0,000409293}}}{\sqrt[3]{\frac{12100}{206000 * 0,000409293}}} = 239,$$

где J – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом; участке, м^4 :

$$J = , (3.11) \frac{3,14}{64} (D_H^4 - D_{BH}^4)$$

$$J = \frac{3,14}{64} (0,325^4 - 0,301^4) = 0,000409293 \text{ м}^4$$

Нагрузка от свободного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом.

$$, \text{ Н/м} \quad (3.12) \quad q_{тр} = q_M + q_{из} + q_{пр}$$

$$1416,2 + 29,2 + 0,92 = 1446,3 \text{ Н/м}, \quad q_{тр} =$$

$$, \text{ Н/м} \quad (3.13) \quad q_M = n_{с.в.} q_M^H = n_{с.в.} \gamma_M F$$

$$q_M = 1,1 * 67774 * 0,0194 = 1416,2 \text{ Н/м},$$

$$(3.14) \quad q_{из} = n_{с.в.} q_{и.п.}^H = n_{с.в.} \gamma_{и.п.} V_{и.п.}, \text{ Н/м}$$

$$q_{из} = 1,1 * 9310 * 0,00285 = 29,2 \text{ Н/м},$$

$$\text{м} \quad (3.15) \quad q_{пр} = q_{пр}^H n_{с.в.} = 0,95 \rho_H g \frac{\pi D_{BH}^2}{4}, \text{ Н/}$$

					Расчёт пропускной способности газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$q_{\text{пр}} = 0,95 * 0,8 * 9,8 * \frac{3,14 * 0,301^2}{4} = 0,92 \text{ Н/м.}$$

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, Па:

$$p_{\text{гр}} = \frac{2n_{\text{гр}}\gamma_{\text{гр}}D_{\text{н}}\left[\left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{8}\right) + \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2}\right)tg^2\left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right)\right] + q_{\text{гр}}}{\pi D_{\text{н}}}, \text{ Па, (3.16)}$$

$$p_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot 1,2 \cdot 1800 \cdot 0,325 \left[\left(0,8 + \frac{0,325}{8}\right) + \left(h_0 + \frac{0,325}{2}\right)tg^2\left(45^\circ - \frac{20}{2}\right)\right] + 0,92}{3,14 \cdot 0,426} = 19291 \text{ Па.}$$

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, МПа:

$$\tau_{\text{пр}} = p_{\text{гр}}tg\varphi_{\text{гр}} + C_{\text{гр}} \quad (3.17)$$

$$\tau_{\text{пр}} = 0,019 \cdot 0,364 + 0,018 = 0,02502 \text{ МПа.}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, МПа:

$$p_0 = \pi D_{\text{н}}\tau_{\text{пр}}, \quad (3.18)$$

$$p_0 = 3,14 \cdot 0,325 \cdot 0,02502 = 0,03347 \text{ МПа.}$$

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м:

$$q_{\text{ВЕРТ}} = n_{\text{гр}}\gamma_{\text{гр}}D_{\text{н}}\left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi D_{\text{н}}}{8} + q_{\text{гр}}\right), \frac{\text{Н}}{\text{м}} \quad (3.19)$$

$$q_{\text{ВЕРТ}} = 1,2 \cdot 1800 \cdot 0,325 \left(0,8 + \frac{0,325}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,325}{8}\right) + 1466,3 = 12100 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Вывод:

- по $N_{\text{кр},1}$ – условие общей устойчивости выполняется;
- по $N_{\text{кр},2}$ – условие общей устойчивости выполняется;
- по $N_{\text{кр},3}$ – условие общей устойчивости выполняется;
- условие общей устойчивости в продольном направлении выполняется.

					Расчёт пропускной способности газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

3.2. Проверка прочности газопровода

В таблице 7 приведены исходные данные для проверки прочности газопровода 325x12 мм.

Таблица 7 – Исходные данные

Сталь	13ХФА	
Диаметр трубы	0,325	м
Рабочее давление	8	МПа
$\sigma_{вр} (R_1^H)$ – нормативное сопротивление растяжению металла труб	510	МПа
$\sigma_T (R_2^H)$ – нормативный предел текучести	372	МПа
n – коэффициент надежности по нагрузке	1,1	
m – коэффициент условий работы трубопровода	0,75	
k_1 – коэффициент надежности по материалу	1,4	
k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода	1	
α – коэффициент линейного расширения стали	0,000012	
E – модуль упругости	206000	МПа
μ – коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона).	0,3	
Δt – перепад температур при замыкании трубопровода в холодное время года;	60	град
δ_n – номинальная толщина стенки трубопровода	0,012	

Проверка производится в соответствии с п.8.24. СП86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы» и ГОСТ32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» на выполнение условия:

$$|\text{пр.NI}| \leq 2 \cdot R_1, \quad (3.20)$$

где пр.NI – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий;

$$, \quad (3.21) \sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n}$$

$$\sigma_{прN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 60 + 0,3 \cdot 1,1 \cdot 8,0 \cdot 0,301 \div 2 \cdot 1,5 = -113,5 \text{ МПа},$$

					Расчёт пропускной способности газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

где $\alpha = 1,2 \times 10^{-5}$ – коэффициент линейного расширения (для стали);

R_1 – расчётное сопротивление растяжению (сжатию) по временному сопротивлению:

$$(3.22) R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} = \frac{510 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1} = 273,2 \text{ МПа}$$

где k_1, k_H – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа.

$$(3.23) \sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 8 \cdot 10^6 \cdot 0,301}{2 \cdot 12} = 116,2 \text{ МПа},$$

$$(3.24) \Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}$$

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{105,6}{510}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{105,6}{510} = 0,717$$

Ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{прN} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{прN} < 0$)

$$\Psi_2 \cdot R_1 = 0,717 \cdot 273,2 = 195,9 \text{ МПа} \quad (3.25)$$

$$|-113,5| \leq 195,9$$

Вывод: условие по предотвращению недопустимых пластических деформаций трубопровода выполняется.

Для определения прочности и устойчивости подземных промысловых трубопроводов выполнен расчет в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования» и СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы», который подтверждает устойчивость трубопроводов при действии положительного температурного перепада, внутреннего давления в трубопроводах и в случае пластической связи трубопроводов с грунтом.

					<i>Расчёт пропускной способности газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Графическая часть SWOT-анализ

SWOT анализ (*перевод с англ. swotanalysis*) — один из самых эффективных инструментов в стратегическом менеджменте. Сущность свот анализа заключается в анализе внутренних и внешних факторов компании, оценке рисков и конкурентоспособности товара в отрасли.

Результаты первого этапа SWOT-анализа:

1. Сильные стороны проекта:

- Увеличение срока службы запорной арматуры;
- Повышение безопасности работ;
- Автоматизация переключений;
- Регулировка потока;
- Уменьшение затрат на ремонт оборудования.

2. Слабые стороны проекта:

- Удаленность от поставщика оборудования;
- Дополнительные затраты на подключение и оборудование;
- Долгая окупаемость.

3. Возможности:

- Повышение безопасности объекта за счет модернизации;
- Сокращение расходов на ремонт;
- Уменьшение времени нахождения работников на объекте.

4. Угрозы проекта:

- Закупка более низкокачественного оборудования;
- Экономическая ситуация в стране.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

					<i>Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Хромов В.А.</i>			Финансовый менеджмент	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					56	85
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 8, таблице 9, таблице 10, таблице 11.

Таблица 8 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Возможность и проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	-	+
	B2	+	+	0	-	+
	B3	+	+	+	-	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1C2C3C5, B2C1C2C5, B4C1C2C3C5.

Таблица 9 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	+	-
	B2	+	+	-
	B3	-	+	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B3Сл2, B2Сл1Сл2, B1Сл2.

Таблица 10 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	-	+	0	+
	У2	-	-	-	-	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У2С1С5, У2С5.

Таблица 11 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	+
	У2	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и слабые стороны проекта: У1Сл1Сл2Сл3.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 12).

Таблица 12 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно исследовательского проекта: Сл1. Увеличение срока службы запорной арматуры Сл2. Повышение безопасности работ Сл3. Автоматизация переключений Сл4. Регулировка потока Сл5. Уменьшение затрат на ремонт оборудования</p>	<p>Слабые стороны научно исследовательского проекта: Сл1. Удаленность от поставщика оборудования Сл2. Дополнительные затраты на подключение и оборудование Сл3. Долгая окупаемость</p>
<p>Возможности: В1. Повышение безопасности работы объекта за счет модернизации В2. Сокращение расходов на ремонт В3 Уменьшение времени нахождения работников на объекте</p>	<p>Безопасность работы объекта за счет автоматизации –Увеличение межремонтного периода за счет установки соответствующего оборудования Удаленное управление объектом (операторная)</p>	<p>Правильная логистика, доставка оборудования в сезон перевозок Повременная оплата труда обслуживающего персонала - Компенсируется увеличением безопасности объекта, увеличением межремонтного периода</p>
<p>Угрозы: У1. Закупка более низкого качества оборудования У2. Экономическая ситуация в стране</p>	<p>Уменьшение бюджета проекта за счет выполнения работ собственными силами Экономия на износе оборудования - Поиск поставщиков с более низкими ценами</p>	<p>Поиск заинтересованных руководителей предприятия Тендерные закупки</p>

4.1.1. Организационная структура проекта

В обязательном порядке, при написании научной работы, необходимо решить, кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определяя роль каждого участника, его функции и трудозатраты в проекте. Информация об организационной структуре представлена в таблице 13.

Таблица 13 Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте (функции)	Трудозатраты, дни
1	Шадрина Анастасия Викторовна, руководитель проекта	Координирует деятельность студента	20
2	Хромов Владимир Анатольевич, НИ ТПУ, гр. 3-2Б5Д, студент	Выполняет основную работу по проекту	146
ИТОГО:			166

4.1.2. Планирование управления научно – техническим проектом

В рамках планирования научного проекта был построен календарный график проекта в виде таблицы 14 и календарный план-график в виде таблицы 15

Таблица 14 Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность - ность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Введение	5	15.04.2019	20.04.2019	Хромов В.А
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	3	21.04.2019	24.04.2019	Хромов В.А Шадрина А.В
3	Экспериментальная часть	22	25.04.2019	16.05.2019	Хромов В.А
4	Результаты и обсуждения	15	17.05.2019	31.05.2019	Хромов В.А Шадрина А.В
5	Оформление пояснительной записки	12	01.06.2019	12.06.2019	Хромов В.А
Итого:		57			

Таблица 15 Календарный план-график проведения работ по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ																
			апрель			май			июнь										
			1	2	3	1	2	3	1	2	3								
Введение	Студент	5		5															
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Студент Руководитель	3		3															
Экспериментальная часть	Студент	22						22											

Продолжение таблицы 15

Результаты и обсуждения	Студент	20						20			
	Руководитель							20			
Оформление пояснительной записки	Студент	8							8		

4.2. Расчет бюджета эксплуатационных затрат на модернизацию КППСОД и замену запорной арматуры

В данном разделе проекта рассматривается проведение работ по монтажу узла запорной арматуры с регулирующим клапаном на камере приема СОД, на основе современных технологических решений.

Эксплуатационные затраты на монтаж узла запорно – регулирующей арматуры состоят из следующих элементов:

- 1) затраты на материалы;
- 2) затраты на оплату труда;
- 3) отчисления на соц. нужды;
- 4) амортизация;
- 5) прочие затраты;

Работы ведутся Каргасокском районе Томской области.

Стоимость материалов и оборудования взяты по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей за 2019 год.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для монтажа приведены в таблице 16 (транспортные расходы составляют 2%, строительно-монтажные 5% от стоимости оборудования). У обоих видов клапана стоимость будет равна, так как монтаж идентичен в обоих случаях.

Таблица 16 - Потребность оборудования необходимого для проведения работ

Наименование	Марка	Кол	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа руб.	Полная стоимость, руб.
Сварочная машина	DENYO DCW-480ESW	1	1190000	1190000	23800	59500	1273000
Передвижная азотная установка	Камаз 43118	1	3800000	3800000	76000	190000	4066000
Паровая установка ППУ	Камаз 43118	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Передвижная мастерская с манипулятором	Камаз 43118	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Ручная шлифовальная машина	Bosch	2	19500	19500	390	975	20865
Итого:		6					10602865

Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в таблицу 17.

Таблица 17 Расчет амортизационных отчислений для монтажа

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Сварочная машина	DENYO DCW-480ESW	1	1273000	20	254600
Передвижная азотная установка	Камаз 43118	1	4066000	20	813200
Паровая установка ППУ	Камаз 43118	1	2996000	20	599200
Передвижная мастерская с манипулятором	Камаз 43118	1	2247000	20	449400

Продолжение таблицы 17

Ручная шлифовальная машина	Bosch	2	20865	10	2086,5
Итого		6	10602865		2118486,5

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \times C \times K,$$

где D продолжительность периода, дни;

C время смены, часы;

K количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \times M_{об},$$

где A_{год} амортизационные отчисления за год, руб.;

M_{год} машино-часы отработанные оборудованием за год;

M_{об} машино-часы отработанные оборудованием за время ремонта.

Для врезки катушки:

$$M_{об} = 1 \times 11,20 \times 6 = 67,2 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 365 \times 11,20 \times 6 = 24528 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \times M_{об}$$

$$A_{об} = \frac{2118486,5}{24528} \times 67,2 = 5804,1.$$

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 18.

Таблица 18 Фонд оплаты труда рабочих для монтажа узла регулирования за 2019 год

Профессия	Разряд	Кол.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер ЛЭС	6	1	50,76	1624,32	50	812,16	2436,48	487,30	2339,02	5262,8
Водитель азотной установки	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,1
Машинист азотной установки	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Водитель Передвижной мастерской	5	1	42,76	1368,32	50	684,16	2052,48	410,50	1970,38	4433,36
Слесарь КИПиА	4	1	41,22	1319,04	50	659,52	1978,56	395,71	1899,42	4273,69
Трубопроводчик линейный	5	2	42,76	2736,64	50	1368,32	3420,8	684,16	3283,97	7388,93
Электрогазосварщик	6	1	44,32	2836,48	50	1418,32	3545,6	709,12	3403,78	7658,5
Дефектоскопист	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,1
Итого:		8								42802,6

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды ЕСН, который составляет 27,1%.

ЕСН для проведения монтажно-сварочных работ = 42802,6 x 27,1/100 = 11128,7руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов.

Таблица 19 – Стоимость материалов 2019 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма,руб.
Клапан запорно - регулирующий	1	545000	545000
Кран шаровый Ду150, Dn100	2	240000	480000
Кран шаровый Ду300, Dn100	1	868400	868400

Продолжение таблицы 19

Краска, кг	2	470	940
Труба 159*9 09Г2С, изолированная, м	1	2370	2370
Тройник 159*9 09Г2С, шт	1	3700	3700
Электроды сварочные ЛВ-52У,уп	1	1800	1800
Дизтопливо, кг	300	38,6	11580
Итого:			1045390
Транспортные расходы, 5%			52269,5
Итого с учетом транспортных расходов			1097659,5

Кран шаровый Ду300, не включен в итоговый результат таблицы так он пригодится для конечных расчетов.

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Таблица 20 Смета затрат на проведение модернизации

№	Наименование статей	Врезка катушки
		тыс. руб.
1	Материальные	1097,66
2	Оплата труда	42,81
3	Социальные отчисления	11,13
4	Амортизация	5,81
5	Прочие затраты	463
	Всего затрат	1560,66

Итог: Затраты на проведение модернизации = 1560,66 тыс. руб.

Промышленная эксплуатация камеры приема 30 лет, с 2011г. по 2041г. после чего будет проводиться испытание и проверка на дальнейшую эксплуатацию. За период с 2011 года по 2019 год, из-за неправильной эксплуатации было заменено 4 шаровых крана Ду150 и один кран Ду300. Затраты на замену 2 шаровых кранов вместе со стоимостью работ исходя из расчетов, приведенных выше составляют.

$$1560660 - 545000 = 1015660 \text{ рублей}$$

где 545000 рублей составляет стоимость клапана запорно-регулирующего

устанавливаемого для модернизации.

Стоимость замены 4 шаровых кранов с периодичностью 1 раз в 4 года составит:

$$1015660 \cdot 2 = 2031320 \text{ рублей.}$$

Замена шарового крана Ду300 с работой составит 1 раз в 8 лет:

$$1015660 - 480000 + 868400 = 1404060 \text{ рублей.}$$

Соответственно за период 8 лет затраты на замену запорной арматуры составили:

$$1404060 + 2031320 = 3435380 \text{ рублей.}$$

На момент предложения модернизации камеры приема СОД, срок промышленной эксплуатации составляет 22 года и за этот промежуток времени мы получаем два полных периода замены арматуры если проведение модернизации будет отклонено соответственно затраты за этот период составят минимум 6870760 рублей без учета предстоящей инфляции, при стоимости модернизации 1560660 рублей.

Вывод: В данном проекте рассматривается расчет затрат на модернизацию камеры приема СОД газопровода СОНМ – МГКМ.

Были подсчитаны расходы на материалы ГСМ, оплату труда, амортизация и прочие затраты, расчет примерных убытков без проведения модернизации который может измениться как в меньшую сторону так в большую. Общий объем всех затрат составил 1560660 рублей.

Что касается рентабельности то тут не может быть и речи о убыточности данного проекта, так как КПП СОД неотъемлемая часть межпромыслового газопровода, и занимает одну из самых главных позиций в безотказной работе газопровода.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

5. Социальная ответственность

Право на охрану труда и здоровья закреплено в Конституции Российской Федерации в качестве одного из основных прав граждан. Отсюда вытекает и право работника на здоровые и безопасные условия труда, которое отдельно закреплено в Конституции РФ. Основным законодательным актом, посвященным охране труда, является принятый в декабре 2001 года Трудовой кодекс Российской Федерации.

В Трудовом кодексе поясняется, что охрана труда – это система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Существенное место среди правил и норм занимает система стандартов безопасности труда (ССБТ). ССБТ представляет собой комплекс взаимосвязанных стандартов, направленных на обеспечение безопасности труда.

На сегодняшний день, ССБТ — комплекс взаимосвязанных стандартов, содержащих требования, нормы и правила, направленные на обеспечение безопасности, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда, кроме вопросов, регулируемых трудовым законодательством.

В соответствии с темой выпускной квалификационной работы «Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода ГКМ Томской области» рассматривается рабочее место трубопроводчика линейного, расположенное в полевых условиях, в пределах газопровода.

Рабочее место в административном отношении находится в Томском районе Томской области. Климат на данной территории резко-континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым

					<i>Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Хромов В.А.</i>				Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						66	85
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками. Для указанного участка характерны резкие перепады температуры воздуха, особенно в переходные сезоны.

5.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

5.1.1 Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе

Параметры микроклимата оказывают непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность в полевых условиях [14].

Резкие колебания температуры неблагоприятно влияют на организм человека.

Неблагоприятные метеорологические условия приводят к быстрой утомляемости, повышают заболеваемость и снижают производительность труда.

Профилактика перегревания и его последствий осуществляется разными способами. При высокой температуре организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

Также необходимо иметь индивидуальную фляжку с питьевой водой и полевую аптечку с необходимыми для этих случаев медикаментами.

В зимнее время температура воздуха понижается до -30°C , при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости. Профилактика охлаждения и переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются при следующих погодных условиях, указанных в таблице 16 [14]:

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

Таблица 21 – Погодные условия, ограничивающие работы на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.1.2 Повреждения в результате контакта с насекомыми

Профилактика клещевого энцефалита имеет особое значение в полевых условиях, особенно на территории Томской области. Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки. Также при проведении маршрутов в местах распространения энцефалитных клещей необходимо плотно застегнуть противоэнцефалитную одежду и 3-4 раза в день осматривать одежду и тело [14].

5.1.3 Шум

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, возникающих при механических колебаниях в упругой среде (твердой, жидкой или газообразной). Воздействие шума влияет на остроту зрения и слуха, повышает кровяное давление, приводит к утомлению, в результате чего ослабляется внимание. Частое воздействие шума может послужить причиной развития профессиональных заболеваний [15].

На рабочем месте линейного трубопроводчика источником шума является стравливание газа из полости трубопровода при проведении ремонтных работ, а так же зачистка сварных швов УШМ. Допустимые нормы приведены в таблице 17 [16]:

Таблица 22 – Допустимые нормы шума для выполнения работ, с повышенными требованиями к процессам наблюдения [16]

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотам, Гц									Уровни звука, дБ
Гц 31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
дБ 103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Для того чтобы уменьшить влияние шума на работоспособность и организм человека проводят следующие основные мероприятия [16]:

- звукопоглощение и звукоизоляция;
- установка глушителей шума;
- рациональное размещение оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, “беруши”).

5.1.4 Вибрация

Вибрацию вызывают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе различных машин и механизмов. Вибрация по способу передачи на тело человека делится на локальную (действие на отдельные части) и на общую (действие на все тело) [17].

Вибрация оказывает воздействие и способствует нарушению сердечной деятельности, а также нервной системы; приводит к спазмам сосудов, изменениям в суставах и вестибулярном аппарате. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [18].

Источниками возникновения вибрации на указанном месте являются: угловая шлифовальная машинка, отбойные молотки. Предельно допустимые значения локальной вибрации приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Предельно допустимые значения локальной вибрации [18]

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	* Предельно допустимые значения по осям X_L, Y_L, Z_L			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с · 10 ⁻²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109
Корректированные и эквивалентные корректированные значения, и их уровни	2,0	126	2,0	112

* Работа в условиях воздействия вибрации с уровнями, превышающими настоящие санитарные нормы более чем на 12 дБ (в 4 раза), по интегральной оценке, или в какой-либо активной полосе, не допускается.

Для уменьшения вибрации при ее распространении используются нижеперечисленные методы:

- использование виброгасящих фундаментов при установке оборудования поражающего вибрацию;
- установка виброизоляции;
- средства индивидуальной защиты.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха [19].

5.1.5 Вредные вещества

При проведении ремонтных работ на газопроводе возможна утечка вредных веществ в рабочую зону. К таким веществам относятся метанол, природный газ, фтористые соединения, окиси углерода, кальция, магния, углекислый газ. Источником выделения вредных веществ таких как природный газ и метанол, является преднамеренная или аварийная разгерметизация трубопровода, источник выделения углекислого газа, фтористых соединений и различных окисей – проведение сварочных работ.

Метанол (метиловый спирт) – CH_3OH , одноатомный спирт, ядовитая жидкость, имеющая бесцветную окраску[20].

Природный газ – полезное ископаемое, представляющее собой газообразное вещество, не имеющее запаха[21].

Фтористые соединения[22] в составе сварочного аэрозоля включают в себя фтористый водород, а также четырёхфтористый кремний.

Четырёхфтористый кремний (тетрафторид кремния) - неорганическое соединение кремния и фтора, бесцветный газ, легко гидролизуется водой, растворяется в органических растворителях [23]. Тетрафторид кремния относится ко 2 классу опасности, оказывает сильно раздражающее действие на организм человека.

Углекислый газ - бесцветный газ, без запаха, со слегка кисловатым вкусом. Углекислый газ нетоксичен, но по воздействию его повышенных концентраций в воздухе на живые организмы его относят к удушающим газам[24].

Чтобы избежать описанного неблагоприятного воздействия производственных факторов, характерных для электросварки, необходимо не допускать попадание в органы дыхания сварочного аэрозоля.

Также при пропуске газа между стенкой трубы и герметизирующим устройством и/или появлении в воздухе рабочей зоны паров газа, огневые работы должны быть немедленно прекращены, механизмы заглушены,

электроустановки обесточены, остановлены все работы, а работающие выведены из опасной зоны.

Для защиты органов дыхания, работающих внутри полости газопровода и в колодце должны применяться шланговые противогазы. Использование фильтрующих противогазов запрещается. Срок одновременного пребывания, работающего в шланговом противогазе, определяют наряд-допуском, но не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин

5.1.6 Электромагнитное излучение

Электромагнитное излучение оказывает воздействие на состояние и здоровье человека.

Источником электромагнитного излучения на рабочем месте линейного трубопроводчика является аппарат для нахождения местоположения трубопроводов под землёй – трассоискатель «RIDGID».

Максимально допустимые значения ЭПМ приведены в таблице 19 [25], где $E_{пд}$ и $H_{пд}$ – предельно допустимые значения напряженности электрического, В/м, и магнитного, А/м, поля; $ЭН_{E_{пд}}$ и $ЭН_{H_{пд}}$ – предельно допустимое значение энергетической нагрузки в течение рабочего дня, $(В/м)^2 \times ч$ и $(А/м)^2 \times ч$.

Таблица 24 – Предельно допустимые значения ЭПМ

Параметр	Предельные значения в диапазонах частот, МГц		
	от 0,06 до 3	св. 3 до 30	св. 30 до 300
$E_{пд}$, В/м	500	300	80
$H_{пд}$, А/м	50	-	-
$ЭН_{E_{пд}}$, $(В/м)^2 \times ч$	20000	7000	800
$ЭН_{H_{пд}}$, $(А/м)^2 \times ч$	200	-	-

Основными методами защиты работников от ЭМП радиочастот являются [25]:

- использование оптимальных режимов работы технологических установок и оборудования;
- уменьшение времени нахождения работников вблизи источников ЭМП или удаление источников от работающего персонала;
- использование средств личной защиты: одежда, очки.

Источником ИК – излучения на изучаемом рабочем месте является сварочный агрегат, а также процесс газорезки, проведение которого обуславливает использование высоких температур, приводящих металл к деформации.

Защита работников от вредного воздействия осуществляется за счёт следующих мероприятий [25]:

- автоматизация производства и как следствие дистанционное управление процессом;
- удаление или изоляция источников излучения;

5.2 Анализ опасных факторов

5.2.1 Механические опасности

Источниками механической опасности могут быть любые устройства, машины, механизмы, установки и сооружения, а именно их передвигающиеся или не изолированные подвижные элементы [26].

При работах на газопроводе источниками механической опасности являются:

- разгрузо-погрузочные работы с использованием автокрана;
- вскрытие или засыпка трубопровода с помощью экскаватора;
- использование труборезов, УШМ, сварочных агрегатов, насосных помп, горелок, бензопил, кусторезов;
- траншейные лестницы;
- вспомогательные инструменты.

К средствам защиты от механических опасностей можно отнести:
ограждения источника опасности;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

- звуковую или световую сигнализацию[27];
- предупреждающие знаки и таблички;
- использование средств индивидуальной защиты: защитные очки и маски, каски, термостойкие перчатки, противогазы и респираторы, защитная одежда.

5.2.2 Термические опасности

Опасность, возникающая в результате горения, повышенной температуре поверхности, а так же повышенной температуре вдыхаемых веществ называется термической опасностью [28].

Источником термических опасностей при работе на газопроводе могут служить огневые работы, при которых используется открытый огонь, высокие температуры, приводящие к самовоспламенению рабочего материала, а так же возможно искрообразование.

Для предотвращения возможности возникновения выше указанных опасностей необходимо:

- применять теплоизолирующие термоустойчивые материалы;
- использование средств индивидуальной защиты.

5.2.3 Электробезопасность

При высокотехнологичной оснащённости линейно эксплуатационной службы всё большее число людей контактирует с электрооборудованием, контрольно-измерительными приборами, осветительными устройствами, следовательно, возможность поражения персонала электрическим током повышается, особенно если электротехническое оборудование имеет дефекты или неисправно [29].

Мероприятия по обеспечению безопасности работы с электрооборудованием [30]:

- зануление;
- защитное заземление;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

- малое напряжение в электрических цепях;
- изоляция токоведущих частей;
- защитное отключение;
- использование блокировок и оболочек для исключения возможности прикосновения к токоведущим частям.

Средства защиты от поражения электрическим током разделяются на общетехнические и индивидуальные [30].

Общетехнические средства защиты:

- рабочая или двойная изоляция;
- использование оградительных средств, для недоступности токоведущих частей;
- блокировки безопасности;
- маркировка частей электрооборудования с помощью знаков, разных цветов изоляции, световой сигнализации, надписей;
- надёжная изоляция проводов;

Индивидуальные средства защиты:

- перчатки, ботинки из диэлектрических материалов;
- изолирующие накладки и подставки;
- использование знаков и плакатов безопасности.

5.2.4 Пожар взрывоопасность

В основном пожары на объектах возникают в результате следующих причин:

- не соблюдение мер пожарной безопасности и режима или неосторожное обращение с огнем;
- проектирование и строительство зданий и промышленных площадок не соответствующих пожарной безопасности.

Факторы пожара [30]:

- высокая температура воздуха и низкое содержание кислорода в нём;
- предметы, нагретые до очень высокой температуры;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

- открытый огонь;
- токсичные продукты;
- обрушение и повреждение сооружений.

При проведении любых видов работ на межпромысловом газопроводе возможны все вышеперечисленные причины и источники пожара. Кроме того, газопровод относится к категории А пожаро- и взрывоопасности [6].

Профилактические мероприятия пожаробезопасности:

- правильная эксплуатация и размещение производственного оборудования;
- правильное содержание производственной территории;
- противопожарные инструктажи работников предприятия;
- установка противопожарных преград;
- наличие на производственной площадке эвакуационных путей и выходов;
- установка противопожарной сигнализации, с автоматическими датчиками и кранами способными распылять воду на источник возгорания.

Первичные средства пожаротушения:

- передвижные и ручные огнетушители;
- ящики с песком;
- пожарные краны и рукава;
- кошма (противопожарное полотно);
- противопожарные щиты с набором инвентаря.

Взрыв – быстрое химическое превращение (взрывное горение), сопровождающееся выделением энергии и образованием сжатых газов, способных производить механическую работу [31].

Основным источником возникновения взрыва является разгерметизация газопровода и утечка газа.

В таблице 25 приведены нижние и верхние пределы взрываемости некоторых веществ, составляющих природный газ [31].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Таблица 25 – Взрывоопасные концентрации

Вещество	Пределы взрываемости	
	нижний % по объёму	верхний % по объёму
Метан	5	15
Пропан	2,1	9,5
Водород	4	75
Сероводород	4,3	45,5
Окись углерода	12,5	75
Бутан	1,5	8,5

Для предотвращения возможности возникновения взрыва необходимо:

- уменьшить или исключить наличие веществ, способных образовывать взрывоопасные смеси;
- установить детекторы газа или потока, совмещённые с системой аварийной сигнализации;
- контролировать герметичность установок, трубопроводов и другой технологической аппаратуры;
- соблюдать правила работы со взрывоопасными веществами.

5.3 Охрана окружающей среды

Работоспособность любого предприятия не обходится без образования отходов. Отходы с производства в окружающую среду поступают в виде сбросов в гидросферу, выбросов в атмосферу и в виде мусора или бытовых отходов в литосферу.

Деятельность человека в связи с добычей нефти и газа наносит огромный ущерб природе. Ежедневно сжигается большой объем газа на нефтепромыслах, загрязняя атмосферу. Практически ежедневно в мире происходят порывы промысловых трубопроводов нефти и газа – наиболее распространенный вид загрязнений в нефтегазодобыче, нередко аварии с

нефтеналивными судами, магистральными продуктопроводами. Все это создает большие и малые разливы нефтепродуктов на сухой поверхности, снегу, болотах, водной поверхности, нанося огромный вред животному и растительному миру. Отходы нефтегазовой промышленности особенно опасны для окружающей среды, так как они могут представлять собой токсичные или ядовитые вещества. Поэтому любое предприятие нефтегазовой отрасли проводит анализ влияния его отходов на живой мир, а также осуществляет разработку технологий по снижению или ликвидации отходов производства. Проводятся различные мероприятия - контроль качества воздуха, воды и почвы; внедрение современных технологий, безвредных для природы; применение технологий, позволяющих свести к минимуму количество возможных аварий и максимально быстрого и эффективного устранения их негативных последствий .

В АО «Томскгазпром» самым ответственным образом подходят к вопросам охраны недр и окружающей среды. Предприятие внедряет самые последние достижения современной отечественной и зарубежной науки во все сферы своей деятельности. Лучшим подтверждением этого служит тот факт, что за время, прошедшее с начала промышленной добычи углеводородного сырья, не произошло ни одной крупной аварии при добыче, подготовке и транспортировке газа и конденсата. Но наряду с этим, поле деятельности по совершенствованию систем очистки и утилизации отходов видится еще довольно-таки широким [32].

Основным источником загрязнения окружающей среды, при эксплуатации газопровода, является перекачиваемый продукт.

Загрязнение атмосферы может произойти в результате выброса, утечки газа и опасных веществ либо из-за не герметичности сварных швов трубопровода, аварийного выброса газа, разрыва трубопровода, либо из-за коррозии, следствие которой – значительное уменьшение толщины стенок газопровода. При таком загрязнении возможно превышение предельно

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

допустимой концентрации вредных веществ в воздухе, а также подавление роста растительности [32].

Отрицательное влияние межпромышленного трубопровода на гидросферу возможно при устройстве подводных переходов, при строительстве мостов, сбросе сточных вод, а также использовании подземного водозабора.

Для снижения негативного воздействия на водную среду предусмотрено:

размещение кустовых и промышленных площадок за пределами водоохранных зон водотоков;

- обвалование кустовых площадок высотой не менее 0,5 м и устройство бетонированных оснований технологических площадок с бортиком по периметру и металлическими поддонами под оборудование, предупреждающими утечки токсичных загрязнителей в прилегающие участки;
- прокладка коридоров коммуникаций к объектам промысла с учетом минимального пересечения площади водоохранных зон рек;
- выбор подводных переходов трубопроводов на участках с пологими, не размываемыми берегами, при минимальной ширине заливаемой поймы, с учетом прогнозируемого уровня деформации дна и береговой части с целью предотвращения размыва;
- забор воды для промывки и гидроиспытаний трубопроводов из пересекаемых постоянных водотоков (во время паводков) с очисткой использованной воды в прудках-отстойниках или в передвижных емкостях объемом до 5 м³ (с повторным использованием на нескольких участках), и последующим сбросом в водоемы;
- строительство мостов через водотоки в зимнее время свайно-эстакадного типа, что исключает работы по выемке грунта и взмучиванию вод;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

- применение антикоррозийной изоляции трубопроводов, стопроцентный контроль сварных стыков, планово-предупредительный ремонт оборудования и трубопроводов.

Выполнение вышеуказанных мероприятий по охране водной среды и атмосферы значительно снижает или полностью исключает вредное влияние межпромышленного трубопровода на неё [32].

5.4. Защита в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – явление, при котором нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде, в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на опасном объекте.

В качестве источником ЧС могут выступать и природные явления, и техногенные аварии, так же массовые инфекционные заболевания людей, животных, заражение биосферы в общем [33].

Из-за чрезвычайных ситуаций возникают поражающие факторы. Они проявляются во вредном или смертельном воздействии на объекты хозяйств и живые организмы. Результат данного воздействия - гибель или поражение человека и живых организмов, уменьшение производительности объектов хозяйств.

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например, [33]:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального газопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При разрыве газопровода, газ распространяется и образуется взрывоопасная смесь, которая при различной концентрации может повлиять на величину взрыва (ударной волны) [33].

Для предотвращения взрыва работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию. для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами [33].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Заключение

Газопроводная система Западной Сибири эксплуатируется в сложных условиях: в широком диапазоне температур, болота разного типа. Все эти факторы и другие влияют на систему трубопроводов с отрицательной стороны.

Главной задачей на сегодняшний день является добиться экологической безопасности, привести эксплуатацию газопровода и запорной арматуры к длительному сроку службы и надежности в условиях старения, а также не допустить аварии и больших потерь газа.

Техническое решение, предложенное в выпускной квалификационной работе, позволит регулировать поток неподготовленного газа при приеме средств очистки камеры приема Ду300 МНГКМ, увеличит межремонтный срок эксплуатации запорной арматуры камеры приема СОД на весь период промышленной эксплуатации трубопровода и камеры приема, а также обеспечит полную автоматизацию для дистанционного управления линейной запорной арматурой КППСОД.

В процессе выполнения работы были рассмотрены:

- основные характеристики газопровода «СОНМ – МГКМ»;
- основные характеристики камеры приема СОД;
- технология проведения работ по пропуску очистных устройств.

Проведены:

- подбор регулирующей запорной арматуры;
- технологический расчет газопровода;
- анализ опасных и вредных производственных факторов, анализ возможных воздействий на окружающую среду;
- расчет затрат и материалов на различные работы при эксплуатации газопровода.

					<i>Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хромов В.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					82	85
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Список используемых источников

1. Вестник Востокгазпрома [Электронный ресурс]. Режим доступа – URL закрытый.
2. Газпром [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL <https://www.gazprom.ru/about/production/extraction>
3. СП131.13330.2012 «Строительная климатология» Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2).
4. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 томах под общ. редакцией Ю.В. Лисина. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017 г.
5. ГОСТ Р55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».
6. СП284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».
7. Промысловые трубопроводы и оборудование: учебное пособие /Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – М.:Недра, 2004. – 662с.
8. СТО Газпром 2 – 3.5 – 454 – 2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
9. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».
10. ИБ – 40 «Инструкция по очистки внутренней полости промысловых, межпромысловых и магистральных трубопроводов АО «Томскгазпром».
11. Электронный каталог продукции ООО "ЦОДТ "Семигорье" [Электронный ресурс]: Режим доступа URL <https://semigor.ru>
12. Электронный каталог продукции [Электронный ресурс]: Режим доступа URL <http://www.roost.ru/files/katalog.pdf>

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Модернизация камеры приема межпромыслового трубопровода газоконденсатного месторождения Томской области</i>			
Разраб.		Хромов В.А.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					83	85
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

13. Трубопроводный транспорт нефти. Под ред. С.М. Вайнштока. Учебник. - М.: Недра, Т.2 - 2011. – 621 с.
14. Каледина Н.О., Кирин Б.Ф., Ушаков К.З., Сребный М.А. Безопасность жизнедеятельности: учебник для вузов. – Москва: Изд. МГГУ, 2005. – 427с.
15. Санитарные нормы допустимых уровней шума № 3223-85.
16. ГОСТ 12.1.003 – 83* «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».
17. ГОСТ 12.1.012 – 2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».
18. «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». Санитарные нормы 2.2.4/2.1.8.566-96. Минздрав России. Москва 1997.
19. Роздин И. А. Безопасность производства и труда на предприятиях / И.А. Роздин, Е.А. Хабарова, О.Н. Вареник. – М.: Химия, КолосС, 2005. – 254 с.
20. Метанол. [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL <https://ru.wikipedia.org/wiki/Метанол>.
21. Природный газ. [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL https://ru.wikipedia.org/wiki/Природный_газ.
22. Фтористый водород.[Электронный ресурс]. Режим доступа: URL https://umc.kirov.ru/materials/ahov/vodorod_f.htm.
23. Тетрафторид кремния. [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL https://ru.wikipedia.org/wiki/Тетрафторид_кремния.
24. Диоксид углерода. [Электронный ресурс]: Режим доступа URL https://ru.wikipedia.org/wiki/Диоксид_углерода.
25. ГОСТ 12.1.006-84 – «Система стандартов безопасности труда электромагнитных радиочастот».
26. Назаренко О.Б. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. – 87 с.
27. ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения».

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

28. Безопасность жизнедеятельности: Государственные образовательные стандарты. Библиографические источники. Наглядные пособия / Авт. – сост. С. В. Петров. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.
29. Электрический ток. [Электронный ресурс]: Режим доступа URL https://ru.wikipedia.org/wiki/Электрический_ток.
30. Русак О.Н., Малаян К.Р., Занько Н.Г. Безопасность жизнедеятельности – Спб.: Изд-во «Лань», 2001.
31. Пределы взрываемости некоторых газов. [Электронный ресурс]: Режим доступа URL <https://infoks.ru/produkty/tehnicheskaya-ucheba-material/16-svojstva-prirodnikh-gazov>.
32. Проект опытно-промышленной эксплуатации Мыльджинского газоконденсатонефтяного месторождения. – ТомскНИИПИнефть, 1996 г.
33. Технологический регламент по эксплуатации межпромысловых трубопроводов «Томскгазпром».
34. СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
35. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащит зданий и сооружений».
36. Защита трубопроводов от коррозии/ Ф. М. Мустафин, Л. И. Быков, А. Г. Гумеров и др.- Спб.: Недра,2007- 670 с.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85