

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 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов»
 Отделение школы (НОЦ) нефтегазовое дело

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование прочности уплотнительной манжеты устройства перекрытия трубопроводов под давлением при различных режимах эксплуатации

УДК 621.644-762.63

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Чернов Антон Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Саруев Л.А.	Д.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность оценивать эффективность инновационных решений и анализировать возможные технологические риски их реализации.
ПК(У) - 2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль и техническое сопровождение.
ПК(У)-3	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли.
ПК(У)-4	Знание современных САД-САЕ-систем, их функциональные возможности для проектирования геометрических моделей изделий высокой сложности.
ПК(У)-5	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов.
ПК(У)-6	Способность к разработке учебно-методических материалов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования
ПК(У)-7	Способность реализовывать программы профессионального обучения: планировать и проводить учебные занятия, оценивать достижение планируемых результатов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования

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 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов»
 Уровень образования магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.04.2022	1. Обзор литературы	30
25.04.2022	2. Построение модели	30
15.05.2022	3. Проведение исследования	30
01.06.2022	4. Устранение недочетов	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Саруев Л.А.	Д.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Манабаев К.К.	К.ф.-М.Н.		

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 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов»
 Отделение школы (НОЦ) нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Чернову Антону Сергеевичу

Тема работы:

Исследование прочности уплотнительной манжеты устройства перекрытия трубопроводов под давлением при различных режимах эксплуатации

Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022, 39-38/с
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования: манжетное уплотнение закупорочной головки перекрывающего устройства.</p> <p>Объект относится к резинотехническим материалам повышенной опасности, требующих повышенного контроля при эксплуатации.</p>
---	--

<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. Литературный обзор 2. Построение модели манжеты 3. Исследование прочностных характеристик манжет при различных режимах эксплуатации. 4. Определение безопасных диапазонов эксплуатации 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Модель манжеты в ПО Ansys</p>

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Шарф Ирина Валенрьевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Сечин Андрей Александрович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Литературный обзор</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.02.2022</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Профессор ОНД</p>	<p>Саруев Л.А.</p>	<p>Д.Т.Н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2БМ05</p>	<p>Чернов Антон Сергеевич</p>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Чернов Антон Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение ремонта трубопровода с применением технологии врезки и перекрытия трубопровода под давлением
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е2; Сборник Е22; Сборник Е11
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности ремонта трубопровода с применением «стоп-систем»
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении локального ремонта трубопровода
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности применения технологии врезки и перекрытия трубопровода под давлением

Перечень графического материала

Таблицы:

1. Затраты на проведение строительно-монтажных работ при замене без остановки и с остановкой перекачки
2. Затраты на приобретение и амортизацию оборудования при ремонте без остановки и с остановкой перекачки
3. Расчет фонда оплаты труда и отчислений во внебюджетные фонды
4. Сравнительный анализ затрат на проведение ремонтных работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Чернов Антон Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ05		ФИО Чернов Антон Сергеевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Исследование прочности уплотнительной манжеты устройства перекрытия трубопроводов под давлением при различных режимах эксплуатации	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> технология ремонта магистрального трубопровода под давлением. <i>Область применения:</i> объекты трубопроводного транспорта нефти и газа. <i>Рабочая зона:</i> <u>полевые условия</u> <i>Климатическая зона:</i> умеренно холодная и холодная. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны</i> бульдозер, автокран, трубоискатель, дробеструйная установка, электростанция, машинка для врезки, передвижная ремонтная мастерская, компрессор, вахтовая машина, трал. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> планирование территории, приварка фитингов, врезка в трубопровод, ремонт аварийного участка.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 25.02.2022) 2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" от 15 декабря 2020 года N 534 3. ГОСТ Р 58362-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов 4. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ" от 15 декабря 2020 года N 528 6. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997г. с изменениями от 11.06.2021

<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы: 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе 2. Загазованность рабочей зоны 3. Повышенный уровень шума 4. Повышенный уровень вибрации</p> <p>Опасные факторы: 1. Пожаровзрывоопасность 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 3. Поражение электрическим током</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), защитные наушники, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p> <p>Расчет: расчет устройства защитного заземления.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: отходы производства. Воздействие на литосферу: утечка вредных веществ в почву, нарушение правил утилизации отходов производства. Воздействие на гидросферу: попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы. Воздействие на атмосферу: выбросы вредных паров веществ.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Природные катастрофы (наводнения, экстремально пониженные температуры, метель); Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Техногенные аварии (аварии с выбросом химически опасных веществ, разгерметизация линейной части нефтепровода, возгорание горюче-смазочных веществ) Наиболее типичная ЧС: разгерметизация трубопровода с возгоранием или без возгорания.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 01.02.2022</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Чернов Антон Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 с., 25 рис., 18 табл., 41 литературный источник, 1 приложение.

Ключевые слова: стоп-система, stopple, перекрытие трубопровода, ремонт трубопровода, ремонт под давлением, манжета, уплотнение, прочностные характеристики, разрушающее напряжение, коэффициент запаса прочности.

Цель работы – повышение надежности работы устройств перекрытия трубопровода под давлением путем указания безопасных диапазонов работы критического элемента с учетом снижения физико-механических характеристик материалов.

Область применения: нефтегазовая промышленность.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1. Механизмы для перекрытия трубопроводов	15
1.1. Оборудование для выполнения врезок и перекрытия сечения трубопроводов под давлением от компании Ravetti.	19
1.2. Оборудование и материалы, необходимые для врезки и перекрытия по технологии T.D. Williamson	23
1.3 Система STOPPLE Train	29
1.4 Технология врезки и перекрытия трубопроводов с помощью стоп-систем STOPPLE	30
2. Уязвимые места системы.....	34
2.1. Показатели надежности элементов	34
2.2. «Критический» элемент системы.....	35
2.3. Манжеты.....	36
2.3.1. NBR	37
2.3.2 Фторкаучуки	41
2.3.3. Неопрен	42
3. Построение модели, расчетная оценка режимов эксплуатации	44
3.1 Метод конечных элементов	44
3.2 Построение модели	46
3.3. Расчетная оценка материалов	49
3.4. Результаты расчетов	51
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	57
4.1 Затраты на проведение ремонта	57
4.2 Расчет затрат на врезку тройника без остановки перекачки по технологии TD Williamson.....	58
4.3 Затраты на приобретение оборудования и расходных материалов	59
4.4 Амортизационные отчисления	60
4.5 Расчет затрат на оплату труда	61
4.6 Расчет страховых взносов	62
4.7 Расчет затрат на ремонт с остановкой перекачки транспортируемого продукта.....	63
4.8 Сравнительный анализ затрат на проведение ремонтных работ	65
5 Социальная ответственность	67
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	67
5.2 Производственная безопасность	68

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов	70
5.4 Экологическая безопасность	78
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
Список литературы:	85
Приложение А	90

ВВЕДЕНИЕ

Протяженность магистральных трубопроводов России составляет 227 тыс. км, в том числе газопроводных магистралей - 157 тыс. км.

По системе магистрального транспорта перемещается 100 % добываемого газа, 99% добываемой нефти, более 50% производимой продукции нефтепереработки. В общем объеме транспортной работы (грузооборота) доля газа составляет 55,4%, нефти - 40,3%, нефтепродуктов - 4,3%.

Экспорт газа, нефти и нефтепродуктов в основном осуществляется трубопроводным транспортом, в том числе через морские терминалы.

Российские трубопроводные системы наиболее активно развивались в 60-80-е годы. В настоящее время 37% трубопроводов эксплуатируется более 20 лет, что требует повышенного внимания к их эксплуатационной надежности и технической безопасности [1].

За многие годы эксплуатации накопились многочисленные дефекты, представляющие широкий спектр повреждений в виде коррозионных, стресс-коррозионных концентраторов, вмятин, гофров, сквозных питтингов, трещин и т.д. Все это требует особенного внимания и ремонта. В качестве инструментов последнего на службу эксплуатационных служб приходят современные ремонтные технологии. Одной из таких является технология врезки и перекрытия без снижения давления.

Однако, в данной технологии есть слабые места. Одно из них – уплотнительная манжета, служащая для герметизации полости трубы. Они относятся к резинотехническим материалам, которые должны быть с одной стороны мягкими для обеспечения герметизации, с другой стороны прочными, поскольку работают при высоких давлениях.

Предметом исследования являются манжетные уплотнения. для герметизации трубного пространства во время перекрытия полости трубы пробкой.

Актуальность данной работы заключается в том, что Российские компании нуждаются в правильно подобранных и надежных уплотнительных манжет для данного типа устройств, так как поставки импортных манжет очень долгая и дорогостоящая процедура. Импортозамещение включает в себя подбор армирования полимеров и испытания полимеров от разных производителей. Данный процесс требует внимания и прилежания, так как элемент – критический.

Существует несколько стандартных и каталожных уплотнений, однако, диапазоны рабочих температур и давлений в паспорте не соответствуют действительности. Это, в свою очередь, требует проведения уточненных расчетов. Основной причиной выхода подобных уплотнений из строя является ухудшение прочностных характеристик под действием агрессивной среды, температуры и давления. Рассмотрен вариант действия на уплотнение наружного давления. Данный вариант является наиболее важным, поскольку рабочие давления составляют более десяти атмосфер, и уплотнение выступает как элемент надежности машины.

Важность данного исследования состоит в том, что исследование воздействия на уплотнительные манжеты может привести к использованию подходящих для этого материалов, а также повышению надежности и срока службы данного элемента.

Основные постулаты:

1. Манжеты нуждаются в частой замене, но поставки оригинальных манжет затруднены/невозможны.
2. Можно подобрать/изготовить аналоги, но для этого нужно корректно спрогнозировать поведение этих аналогов в работе.
3. В паспорте манжеты часто указывается максимальное рабочее давление и максимальная рабочая температура, однако умалчивается, что эти значения получены по отдельности т.е. максимальное рабочее давление квалифицировано при нормальной температуре, а максимальная температура квалифицирована при низком давлении. Практика эксплуатации показала, что

при одновременном нагреве и действии максимального рабочего давления возникают отказы – разрушения манжет.

Отсюда возникает необходимость расчетным путем определять безопасные условия работы манжет с учетом зависимости их механических характеристик от температуры.

Целью работы является повышение надежности работы устройств перекрытия трубопровода под давлением путем указания безопасных диапазонов работы критического элемента с учетом снижения физико-механических характеристик материалов.

В связи с целью были поставлены следующие **задачи**:

- на основе обзора научно-технической литературы определить перечень материалов, применимых для изготовления манжет и зависимость их механических характеристик от температуры;
- построить конечно-элементную модель манжеты для оценки ее напряженно-деформированного состояния в различных режимах эксплуатации;
- указать безопасные комбинации температуры и давления для анализируемой манжеты путем серии вычислительных экспериментов.

1. Механизмы для перекрытия трубопроводов

Ремонтные работы, выполняемые на действующих трубопроводах, проводятся с целью устранения дефектов, модернизации, замены поврежденных участков трубопровода, замены арматуры и любого другого оборудования, установленного на трубопроводе.

Большая часть ремонтных работ трубопровода осуществляется заменой дефектного участка трубы, либо заменой соединительных деталей. Для безопасного производства работ необходимо остановить процесс перекачки транспортируемой среды. При использовании традиционных методов ремонта, требующих временной остановки перекачки, в большинстве случаев необходимо отключение большого участка трубопровода, давление в котором должно быть снижено, а транспортируемый продукт откачан, только в этом случае может быть гарантирована безопасность при проведении сварочных работ.

Однако не всегда можно заменить дефектный участок сразу, так как в зимнее время перекачку в трубопроводе останавливать ни в коем случае нельзя, даже если есть обводная линия. Так как это приведет к замерзанию продукции трубопровода, а стравить такие объемы продукта попросту некуда или не всегда есть такая возможность.

Аварийный ремонт, производимый с помощью наложения заплаток, прижимных элементов, хомутов, заглушек (чопиков), относится к экстренным методам, может применяться как временные меры.

В индустрии трубопроводного транспорта иногда возникает необходимость изолировать секцию трубопровода без остановки перекачки продукта, поставляемого потребителю, независимо от того является ли потребитель крупным производителем, или частным домовладельцем. Такая же необходимость может возникнуть на нефтеперерабатывающем или на нефтехимическом заводе, где снижение давления является нежелательным.

Технология врезки и байпасирования под давлением относится к безостановочным методам. Такой подход обеспечивает оперативное

изолирование поврежденного участка трубы. При этом в остальных частях линейного транспортного канала сохраняются рабочие параметры.

Оборудование для перекрытия сечения трубопроводов STOPPLE, разработанное компанией Т.Д. Вильямсон, предназначено для этих целей.

Механизмы для перекрытия сечения трубопроводов STOPPLE, служат в качестве временных задвижек, которые устанавливаются в любом месте трубопровода. Они используются для изоляции секции трубопровода для ремонтных работ или присоединений новых линий без остановки перекачки продукта в трубопроводе [1].

В настоящее время существуют две, хорошо зарекомендованные себя, технологии, позволяющие выполнять работы по ремонту, реконструкции, замене и подключению новых трубопроводов без прекращения транспортировки продукта: технология компании T. D. Williamson (США, Бельгия); технология Ravetti (Италия). Обе технологии подходят для работы в стесненных условиях, что очень удобно при ремонтных работах в котловане при условии подземной прокладки трубопровода, а также обладают рядом преимуществ и недостатков.

Эта технология позволяет проводить замену дефектных участков трубопроводов, ремонт или установку задвижек, запорной арматуры и другие виды реконструкции трубопровода без прекращения поставки продукта и без снижения давления [3]. Технологии перекрытия, разработанные этими компаниями, подходят для работы в стесненных условиях, что очень удобно при ремонтных работах в котловане при условии подземной прокладки трубопровода, а также обладают рядом отличительных особенностей.

Технологические возможности оборудования компании T.D.Williamson позволяют производить вырезку отверстия диаметром от 15 до 1420 мм, производить перекрытие трубопровода с диаметром от 15 до 2400 мм, с давлением в трубопроводе до 11,8 МПа [4].

Компания Ravetti так же занимается разработкой технологий и соответствующего оборудования для выполнения врезок и перекрытия сечения трубопроводов под давлением [5]. Технологические возможности оборудования

компании Ravetti позволяют производить вырезку отверстия диаметром от 12 до 900 мм, производить перекрытие трубопровода с диаметром от 15 до 900 мм, с давлением в трубопроводе до 8,0 МПа [6].

Технология компании T. D. Williamson предусматривает перекрытие трубопровода для ремонта с помощью оборудования «STOPPLE» по следующим этапам: монтаж четырёх разрезных тройников на магистральную часть трубопровода; установка временных «SANDWICH» задвижек на тройники; монтаж сверлильной установки; сверление отверстия в трубопроводе через задвижку и переходное устройство при помощи фрезы с центрирующим сверлом; удаление фрезы с вырезанным купоном и закрытие «SANDWICH» задвижки; сверление отверстий на остальных трёх тройниках; монтаж байпаса и его заполнение транспортируемой средой; перекрытие участка трубопровода с помощью запорных головок механизма «STOPPLE» и стравливание давления в этом участке.

Технология компании Ravetti предусматривает перекрытие трубопровода для ремонта с помощью оборудования «СТОП-СИСТЕМА» по следующим этапам: приварка двух разрезных тройников (фитингов) на участок трубопровода с последующей установкой на них сендвич-клапанов; установка на сендвич-клапан машины для врезки с последующей врезкой под давлением в действующий трубопровод; изымание через сендвич-клапан вырезанной части трубопровода и его закрытие; установка просмотрового устройства для зачистки внутренней поверхности трубы от отложений; установка стоп-системы Ravetti на сендвич-клапан для перекрытия трубопровода и транспортировки среды по байпасной линии, которая ,в свою очередь, устанавливается на самую стоп-систему Ravetti.

Рассматривая данные технологии врезки в целом, следует выделить следующие достоинства: снижение трудозатрат в результате отсутствия необходимости работ по отключению и повторному пуску потребителей, что сводит газоопасные работы к минимуму; возможность проведения контроля качества заменённого участка трубопровода после завершения сварочных работ

до подключения к действующему трубопроводу; значительное сокращение выбросов газа в атмосферу при работе с газопроводом; значительное сокращение временных затрат, например, по технологии Ravetti перекрытие участка трубопровода с условным диаметром 500 мм занимает около суток, когда время работ с отключением потребителей занимает больше 10 дней.

В ходе сравнения этапов врезки по технологиям двух компаний стоит отметить преимущество технологии от компании Ravetti, которое заключается в уменьшении трудоёмкости работы по перекрытию трубопровода по сравнению с технологией от компании T. D. Williamson, а именно, в количестве привариваемых тройников на трубопровод для последующего его перекрытия. По технологии компании T. D. Williamson производится приварка четырёх фитингов, на два из которых устанавливается байпасная линия, а на два остальных устанавливаются устройства STOPPLE.

Что касается технологии Ravetti, то в данной технологии необходимо лишь два привариваемых фитинга, на которые устанавливаются «Стоп-системы», содержащие в своей конструкции клапаны байпаса, что предусматривает установку байпасной линии непосредственно на самой «Стоп-системе». Следовательно, технология врезки от компании Ravetti позволяет значительно сократить время на работы по перекрытию трубопровода, а также снизить количество используемого оборудования.

Сравнение технических возможностей оборудования по врезке и перекрытию трубопровода обеих компаний представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические параметры T. D. Williamson, Ravetti

Технические параметры	T. D. Williamson	Ravetti
Диаметр перекрываемых трубопроводов	от 15 мм до 1420 мм	от 12 мм до 900 мм
Давление среды в трубопроводе во время перекрытия	до 11,8 МПа	До 8 МПа
Максимальная рабочая температура продукта при стандартных уплотнениях	до 82 °С	до 130 °С

Исходя из технических возможностей оборудования двух компаний, технология компании T. D. Williamson для врезки и перекрытия трубопровода является более универсальной и позволяет работать с трубопроводами значительно большего диаметра и давлением среды в них, по сравнению с оборудованием от компании Ravetti, но когда ремонтные работы приходится на трубопровод, технические параметры которого позволяют применять обе технологии, тогда рациональным выбором будет являться технология врезки и перекрытия трубопровода от компании Ravetti, что позволит сократить финансовые затраты, время проведения работ по перекрытию трубопровода, а также количество необходимого оборудования [11].

Рассматривая данные технологии врезки в целом, следует выделить следующие достоинства: снижение трудозатрат в результате отсутствия необходимости работ по отключению и повторному пуску потребителей, что сводит газоопасные работы к минимуму; возможность проведения контроля качества заменённого участка трубопровода после завершения сварочных работ до подключения к действующему трубопроводу; значительное сокращение выбросов газа в атмосферу при работе с газопроводом; значительное сокращение временных затрат на производство ремонтных работ [4].

1.1. Оборудование для выполнения врезок и перекрытия сечения трубопроводов под давлением от компании Ravetti.

Стоп-системы используются для перекрытия трубопроводов от 2" до 20" под давлением (25 бар) и установки байпасной линии, чтобы проводить ремонтные работы без остановки перекачки продукта потребителю.

Во время проведения работ по перекрытию потока и установке байпасных линий, основная проблема – это, как правило, небольшие пропуски транспортируемого продукта (газ, нефть, химия), которые вызваны погрешностью внутренних диаметров и продольными сварочными швами.

Для решения этой проблемы используется «СТОП-СИСТЕМА», которая позволяет работать в широком диапазоне несоответствия внутренних диаметров.

Трапециевидное секционное резиновое кольцо временного перекрывающего устройства может расширяться и сжиматься вдоль внутренних стенок трубы, обеспечивая большую площадь соприкосновения и гарантированное перекрытие потока в заданном участке трубопровода.

За счет установленного на корпусе «СТОП-СИСТЕМЫ» шарового клапана, который нужен для выравнивания давления, происходит установка байпасной линии, если труба перекрывается с двух сторон.

Особенности данной системы:

- надежность работы при рабочем давлении до 25 бар и рабочей температуры до 140 С° перекачиваемых газовых и жидких сред;
- высокая применяемость при работе с плохим качеством трубопроводов (сварные швы, грязь и др.);
- данная система может быть использована в любом необходимом положении (горизонтально или вертикально);
- возможность установки байпасной линии, без надобности отключения потребителей и остановки подачи транспортируемой среды.

Создавая упрощенный дизайн и компактность оборудования RAVETTI, учитывалось небольшое пространство, которое доступно оператору при монтаже-демонтаже. Благодаря этому, для выполнения работ по перекрытию трубопроводов с помощью «СТОП-СИСТЕМЫ», требуется минимальное количество людей и времени.

Элементы «СТОП-СИСТЕМЫ»:

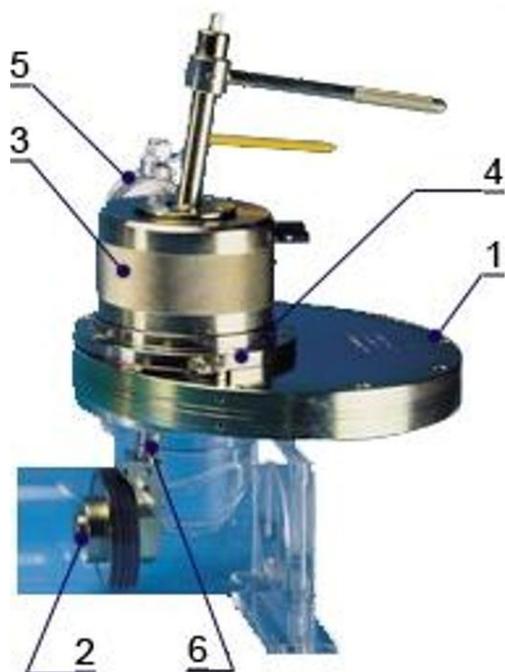


Рисунок 1 – Элементы «СТОП-СИСТЕМЫ»

1. Сэндвич-клапан
2. Головка «Стоп-системы» (с расширяющейся резиновой прокладкой);
3. Стакан;
4. Переходной фланец;
5. Клапан байпаса;
6. Стержень, соединяющий головку «Стоп-системы» с внешней ручкой.

**Стоп-система
в сжатом состоянии**



**Стоп-система
в разжатом состоянии**



Рисунок 2 – Состояния «СТОП-СИСТЕМЫ»

Преимущества по сравнению с альтернативами:

1. Максимальная безопасность

Это основная особенность, которая учитывалась при разработке «СТОП-СИСТЕМЫ». Во время работы на трубопроводах самая основная проблема – это, как правило, небольшие утечки газа.

Они могут быть вызваны:

- большой погрешностью внутренних диаметров;
- продольными дефектами при сварке;
- заусенцами, трудно поддающимися удалению.

Система позволяет работать при широком диапазоне погрешностей любого номинального диаметра, поскольку трапециевидное секционное резиновое кольцо может расширяться и сжиматься вдоль внутренних стенок трубы, широкая площадь соприкосновения устраняет возможность утечки.

2. Подача не прерывается

Если труба перекрывается в двух местах, давление может поддерживаться на одном уровне, благодаря «СТОП-СИСТЕМЕ», которая

позволяет подключать трубу байпаса к шаровому клапану, установленному в корпус «СТОП-СИСТЕМЫ».

1.2. Оборудование и материалы, необходимые для врезки и перекрытия по технологии T.D. Williamson

Устройство STOPPLE. Механизм для закупорки STOPPLE предназначен для временной изоляции секции трубопровода при проведении ремонтных работ или присоединении новых линий без остановки перекачки транспортируемого продукта в трубопроводе. Процесс изоляции секции трубопровода происходит путём введения STOPPLE-головки для закупорки через два заранее прорезанных в трубопроводе отверстия.

Механизм STOPPLE состоит из трёх основных частей:

- гидравлический цилиндр, который служит для спуска и подъема запорной головки в трубопровод и приводится в действие с помощью силового блока машины для врезок;
- корпус-адаптер гидроцилиндра, предназначенный для установки гидроцилиндра на задвижку типа SANDWICH и одновременно являющийся корпусом, в который убирается запорная STOPPLE-головка. Имеет сбросной кран и штуцер для линии выравнивания давления;
- закупорочная головка, которая устанавливается в трубу через задвижку типа SANDWICH и служит в качестве временного запорного устройства для герметичного перекрытия сечения трубопровода [6].



Рисунок 3 – Механизм STOPPLE

Фитинги STOPPLE – это разъемные тройники с полноразмерным отводом для использования с механизмами для перекрытия сечения трубопроводов. Фитинги с отводами уменьшенного диаметра с фланцами LOCK-O-RING применяются для установки временного байпаса.

Фитинги STOPPLE для врезки разработаны для присоединения новых линий к существующим магистралям. При их производстве проводится контроль

эквивалента углерода с тем, чтобы он соответствовал эквиваленту углерода трубопровода, на котором будет проведена приварка фитинга.

Резьбовые фитинги THREAD-O-RING используются для сброса и выравнивания давления в трубопроводе при применении механизма для перекрытия трубопроводов STOPPLE. Кроме того, фитинги этого типа могут быть установлены при монтаже новых трубопроводов с любой из сторон линейной задвижки для последующего использования при продувке [6].



Рисунок 4 – Фитинги STOPPLE

Фланцы и пробки LOCK-O-RING позволяют демонтировать временные задвижки, используемые для врезки в трубопровод и применения механизмов STOPPLE для перекрытия сечения трубопроводов, а также могут быть использованы для подключения новых линий через постоянные задвижки. В этом случае внутрь фланца устанавливается пробка LOCK-O-RING с решеткой для предотвращения попадания очистных и диагностических поршней внутрь фитинга.

При необходимости, пробки LOCK-ORING (фитингов STOPPLE) могут быть извлечены из фитинга для последующей установки механизмов для перекрытия сечения трубопроводов.



Рисунок 5 – Пробка LOCK-O-RING

Задвижки SANDWICH разработаны для использования совместно с оборудованием для врезок и перекрытия сечения производства компании Т.Д. Вильямсон (машины для врезок, оборудование STOPPLE, фитинги с фланцами LOCK-O-RING). Задвижки SANDWICH имеют небольшую высоту (они плоские), поверхности под прокладки имеют насечки для лучшей герметичности.

Задвижки SANDWICH производства компании Т.Д. Вильямсон имеют небольшое расстояние между фланцами, которое на 75% меньше, чем у стандартных задвижек. Они более просты в установке по сравнению со стандартными задвижками, особенно при работах в ограниченном пространстве.

Задвижки SANDWICH не имеют «верха» и «низа» и могут быть установлены на фитинг любой из сторон. Задвижка может быть установлена как параллельно, так и перпендикулярно трубопроводу в зависимости от котлована. Кроме того, задвижки SANDWICH полнопроходные, оснащены внутренним байпасом для выравнивания давления.

- Условный проход от 50мм (2") до 1200мм (48")
- Давление до 11,8 МПа (120 bar)

- Температура длительной эксплуатации от -60°C до $+80^{\circ}\text{C}$
- Диапазон рабочей температуры от -30°C до $+40^{\circ}\text{C}$
- Тип привода: Ручной или гидропривод

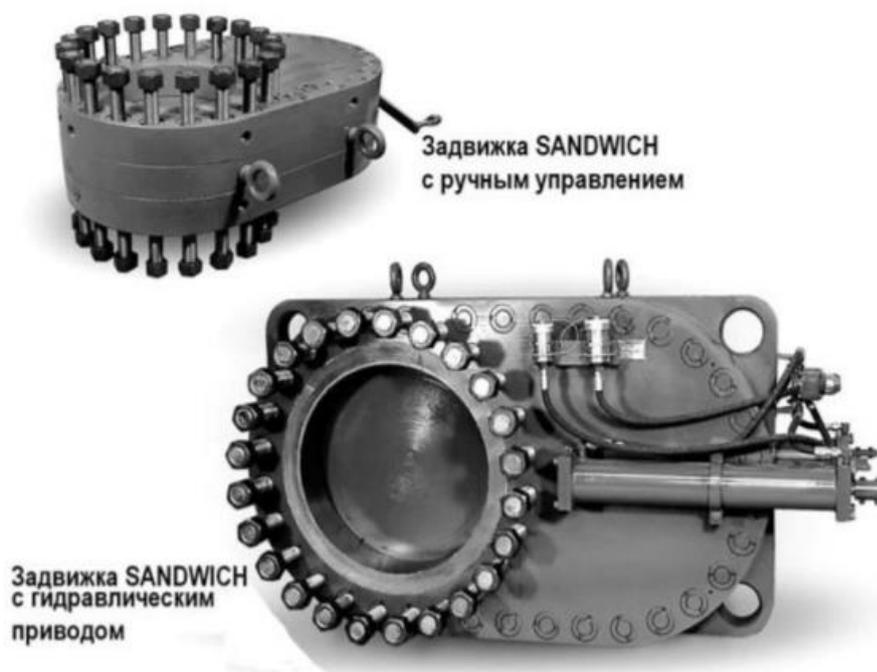


Рисунок 6 – Задвижки SANDWICH с ручным и гидравлическим приводом

Закупорочные головки выполняют роль временной заглушки, отсекающей участок трубопровода и служит для полной остановки потока в трубопроводе.

Посредством гидравлического цилиндра закупорочная головка вводится в полость трубы и перекрывает поток жидкости.

Производится два вида закупорочных головок:

- закупорочная головка шарнирного типа;
- закупорочная головка складывающаяся.

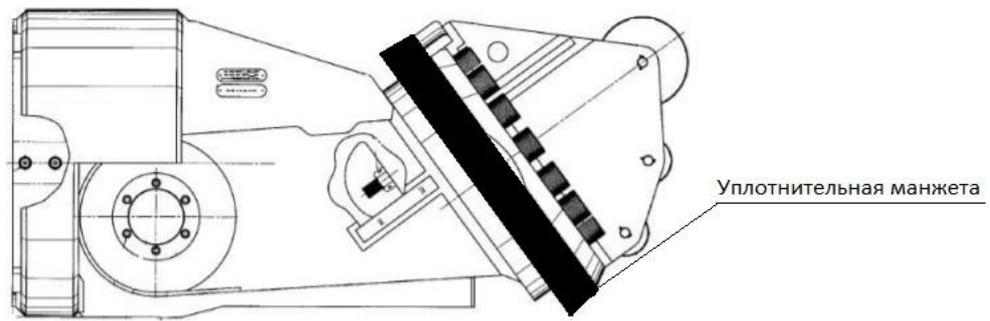


Рисунок 7 – Закупорочная головка с манжетным уплотнением

Манжеты для перекрытия – уплотнительные элементы, устанавливающиеся на закупорочную головку и служат для обеспечения герметизации внутренней полости трубопровода. Подбираются исходя из величины рабочего давления, внутреннего диаметра трубы, температуры и состава рабочей среды в предназначенном для ремонта трубопроводе.

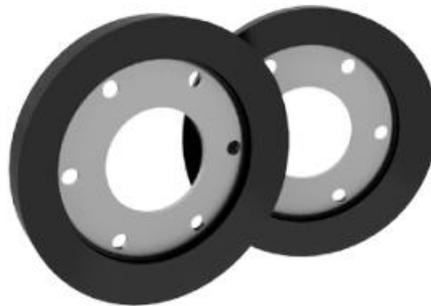


Рисунок 8 – Манжеты

Уплотнительная манжета служит для плотного прилегания закупорочной головки к стенке трубы для полной герметизации полости трубы. Манжета, состоящая из полимерных материалов испытывает большие нагрузки на сжатие, воздействие агрессивной среды, воздействие температуры и давления, что требует высокого контроля за состоянием манжеты и ее свойств при эксплуатации.

1.3 Система STOPPLE Train

Технология перекрытия участка трубопровода с использованием системы STOPPLE Train является усовершенствованной по отношению к технологии перекрытия STOPPLE. Конструктивные особенности оборудования STOPPLE Train позволяют производить двойное перекрытие трубопровода в необходимой точке отсечения и контролировать возможные утечки, тем самым повышая уровень безопасности производства ремонтных работ, а также снижая количество необходимого оборудования и соответственно объём ремонтных работ.

Оборудование STOPPLE Train представляет собой конструкцию из двух независимых, соединённых между собой последовательно, запорных заглушек [7]. Данная система предусмотрена для перекрытия полости действующих трубопроводов с рабочим давлением до 10,2 МПа [7].

После установки этой системы в трубопровод между запорными заглушками образуется область, проходящая через сливное отверстие. Отвод для слива утечек остаётся всё время открытым и контролируется таким образом, что любой продукт, просачивающийся через уплотнение первичной заглушки, может быть удалён из области между двумя запорными заглушками и безопасно откачен в безопасное место (рисунок 9).

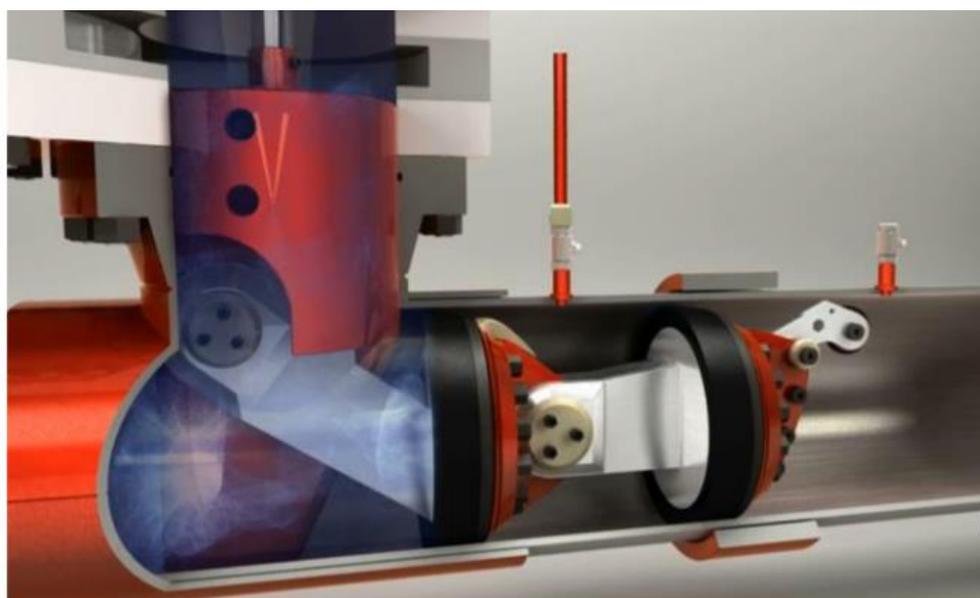


Рисунок 9 – Перекрытие участка трубопровода системой STOPPLE Train

1.4 Технология врезки и перекрытия трубопроводов с помощью стоп-систем STOPPLE

Ремонт происходит с использованием байпасной линии, по которой пускается поток нефтепродуктов, а дефектный участок на основном трубопроводе вырезается.

Таблица 2 – Рабочие параметры проведения ремонтных работ

Номинальный диаметр просверливаемых отверстий	От 12 до 1400 мм
Максимальное рабочее давление	До 11,8 МПа
Допустимая температура окружающей среды:	
При транспортировании, хранении и проведении погрузочно-разгрузочных работ	От -60°C до +80°C
При проведении работ	От -40°C до +50°C
Максимальная температура перекачиваемого продукта	260°C со стандартным уплотнением 370°C со специальным уплотнением
Контрольное давление испытаний при температуре окружающей среды	1,5 кратное рабочее давление

Происходит это в следующей последовательности:

1 этап – Приварка фитингов:

На трубопровод привариваются фитинги STOPPLE для последующего перекрытия сечения трубопровода, фитинги с фланцами LOCK-O-RING для установки байпаса, а также резьбовые фитинги для стравливания давления из отключенного участка и последующего выравнивания давления в трубопроводе.

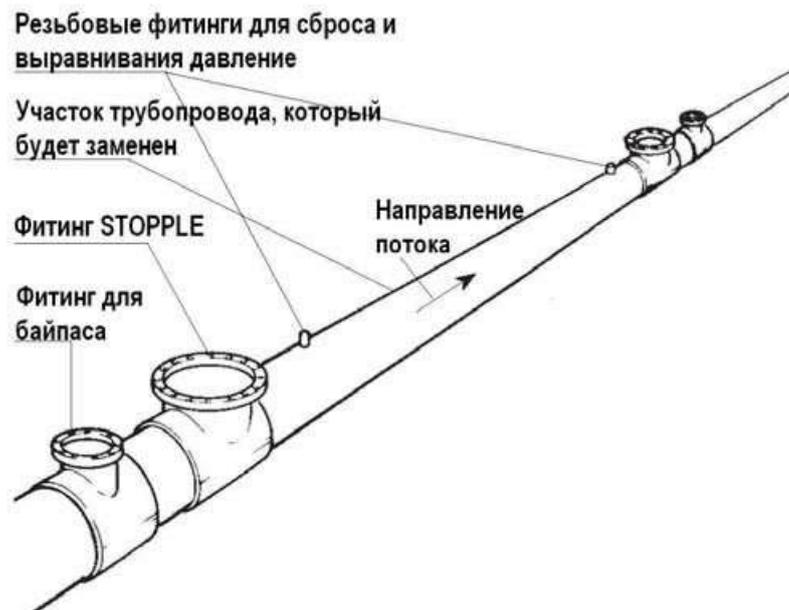


Рисунок 10 – Приварка фитингов

2 этап – Врезка в трубопровод:

На задвижки SANDWICH устанавливаются машины для врезок, производятся врезки в трубопровод. После окончания сверления, шток машины убирается внутрь ее корпуса, задвижки закрываются, машины для врезок демонтируются.

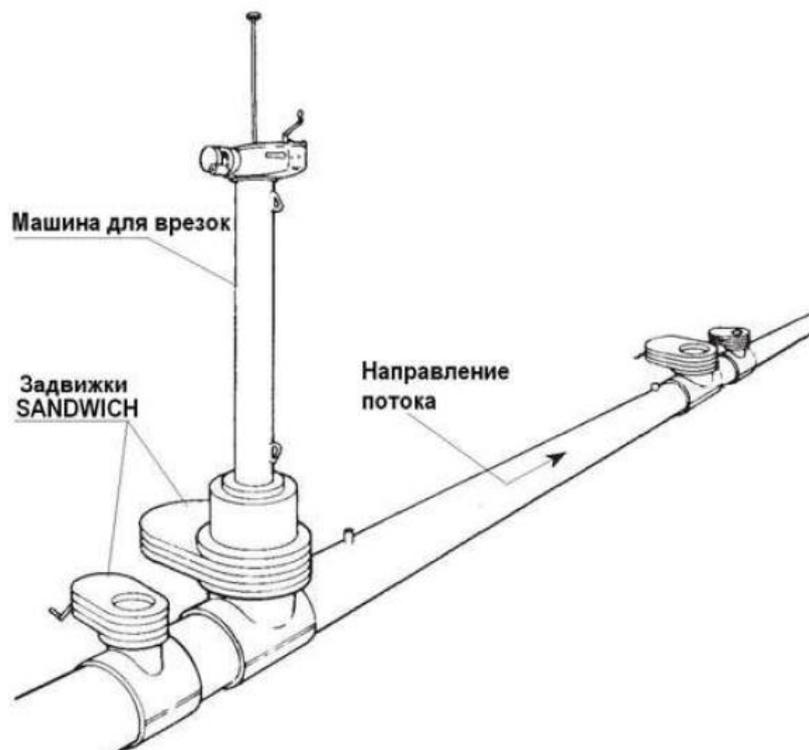


Рисунок 11 – Врезка в трубопровод

3 этап – Перекрытие сечения трубопровода:

Монтируется байпасная линия, открываются ее задвижки. Затем трубопровод перекрывается с помощью механизмов STOPPLE, давление стравливается. После замены участка трубопровода, давление в нем восстанавливается путем перепуска продукта из корпусных адаптеров STOPPLE через резьбовые фитинги.

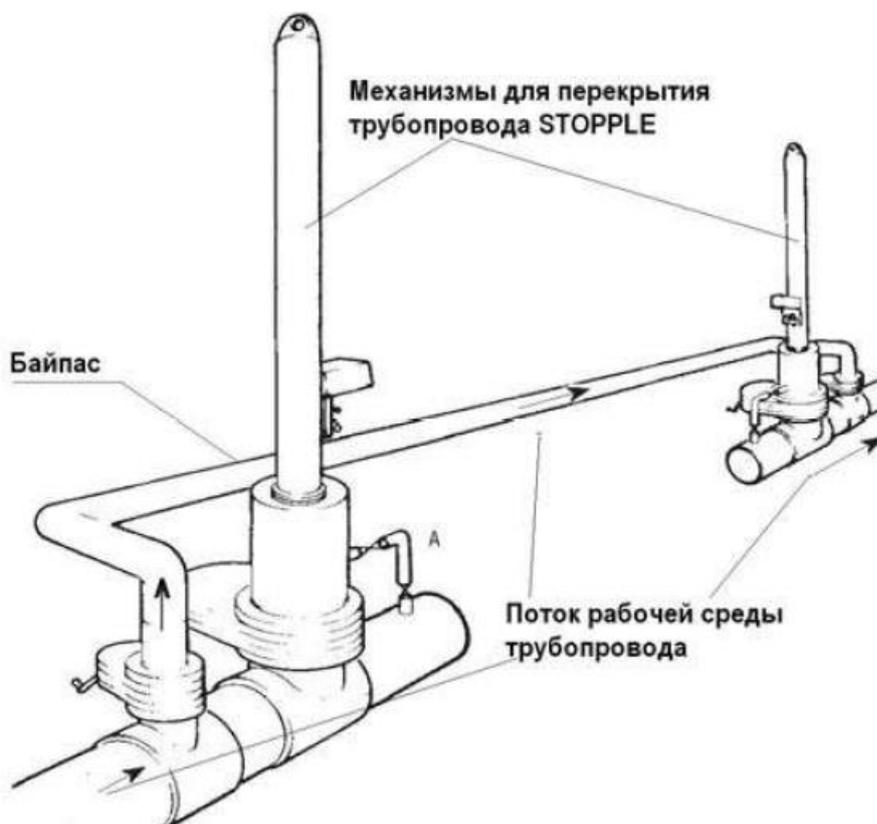


Рисунок 12 – Перекрытие сечения трубопровода

4 этап – Демонтаж задвижек SANDWICH:

На машину для врезок вместо держателя фрезы устанавливается держатель пробки LOCK-O-RING (вместе с пробкой). Пробки устанавливаются во фланцы, задвижки демонтируются, на фитинги устанавливаются глухие фланцы.

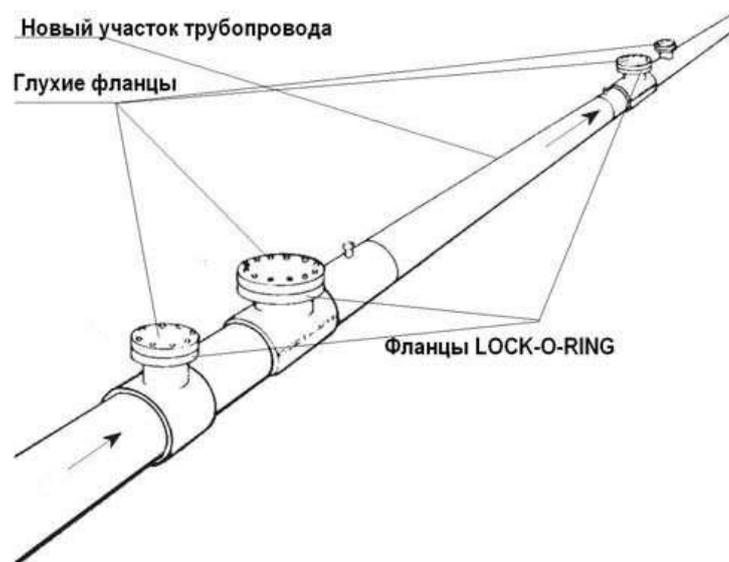


Рисунок 13 – Демонтаж задвижек SANDWICH

2. Уязвимые места системы

2.1. Показатели надежности элементов

Надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции.

Безотказность называют свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени наработки.

Под **долговечностью** понимают способность объекта не достигать в течение достаточно длительного времени предельного состояния, т.е. такого, при котором дальнейшее использование объекта по назначению становится невозможным или нецелесообразным, несмотря на наличие установленной системы технического обслуживания и ремонта. Объект может перейти в предельное состояние, оставаясь работоспособным, если его дальнейшее применение станет недопустимым по требованиям безопасности, экономичности или эффективности.

Безопасность – свойство объекта при изготовлении и эксплуатации и в случае нарушения работоспособного состояния не создавать угрозу для населения и/или для окружающей среды.

Под отказом понимают любое событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта. Отказ может быть полным, когда в результате отказа наступает полное неработоспособное состояние объекта, и частичным, когда наступает частично неработоспособное состояние.

Оценкой показателя надежности является определенное тем или иным способом численное значение показателя.

Показатели надежности оцениваются:

- по статистическим данным об отказах;
- на базе накопленного инженерного опыта (экспертным путем);

- по данным завода-изготовителя и действующих требований к надежности оборудования;
- совместным использованием статистического и экспертного подходов;
- путем наложения плотности распределения нагрузок и плотности распределения предельных напряжений (этот способ принят в теории конструктивной надежности и предназначен для оценки целостности сосудов, находящихся под внутренним давлением).

При прогнозировании показателей надежности следует сочетать ретроспективную информацию с качественными оценками тенденций изменения и инженерным опытом (экспертными методами). При обработке ретроспективной информации следует различать типы оборудования, виды отказов, условия эксплуатации и другие значимые факторы. Обработку информации следует проводить адекватными методами математической статистики, используя современные компьютерные технологии в сочетании с неформальным, эвристическим анализом.

2.2. «Критический» элемент системы

В данной работе не рассматриваются элементы приварных фитингов и иных соединений, которые могут иметь пропуски.

А именно уплотнительная манжета, используемая для герметичного прилегания запорной головки к стенке трубы – является **критически уязвимым элементом данной системы**. Тем более если учесть допустимую ГОСТом овальность труб, а также коррозионно-эрозионные повреждения внутренней стенки труб в процессе эксплуатации.

К резинотехническим изделиям, эксплуатирующимся в нефтегазовой отрасли, предъявляются все более высокие требования к надежности и сохранению герметичности в условиях воздействия высоких давлений и температур. Существует необходимость в уплотнительных элементах,

обладающих стойкостью к термостарению, и сохраняющим высокие физико-механические свойства в агрессивных условиях, а именно при повышенных температурах, давлениях, в средах, содержащих высокие концентрации газов.

Трапецевидное секционное резиновое кольцо временного перекрывающего устройства может расширяться и сжиматься вдоль внутренних стенок трубы, обеспечивая большую площадь соприкосновения и гарантированное перекрытие потока в заданном участке трубопровода.

Паспортные характеристики устройств перекрытия трубопровода указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Паспортные характеристики устройств перекрытия трубопровода

Давление	До 11,8 МПа
Максимальная рабочая температура	82°С

Однако, при воздействии высокой температуры, агрессивной среды и давления на резиновые изделия, их физико-механические свойства уменьшаются.

2.3. Манжеты

Манжета, состоящая из полимерных материалов испытывает большие нагрузки на сжатие, воздействие агрессивной среды, воздействие температуры и давления, что требует высокого контроля за состоянием манжеты и ее свойств при эксплуатации.



Рисунок 14 – Запорная головка с манжетным уплотнением

Запорная головка имеет уплотнительный элемент – манжету. Центральная часть манжеты крепится к корпусу запорной головки, таким образом, рабочей является периферийная часть манжеты.

Основных материалов для манжет три:

1. Нитрил-бутадиеновая резина (NBR), и это 90% манжет
2. Фторкаучуковые полимеры (VITON), и это еще 9% манжет
3. Неопрен, и это 1% манжет.

2.3.1. NBR

NBR (Nitrile Butadiene Rubber) – бутадиен-нитрильный каучук (БНК) Бутадиен-нитрильный каучук - основной продукт для получения резин с высокой стойкостью в среде нефтепродуктов, синтетический полимер, продукт сополимеризации бутадиена с акрилонитрилом (НАК, АСН).

Свойства сополимера зависят от содержания НАК, чем выше содержание нитрила в полимере, тем выше его устойчивость к маслам, но ниже упругость. С увеличением содержания в каучуке звеньев нитрила акриловой кислоты возрастают показатели прочности при растяжении, твердости, износостойкости, стойкость к алифатическим углеводородам и маслам, термостойкость, газонепроницаемость, гистерезисные потери, но снижаются эластичность и морозостойкость резины, уменьшается набухание резины в неполярных и

возрастает набухание в полярных (ацетон, метилэтилкетон) растворителях. Благодаря высокой стойкости к воздействию агрессивных агентов NBR широко применяется при изготовлении различных масло- и бензостойких резиновых технических изделий.

Бутадиен-нитрильные каучук (БНК, NBR) известен также как нитрильный каучук, дивинил-нитрильный каучук, бутадиен-акрилонитрильный каучук, бутакрил, буна-N, отечественная маркировка СКН (синтетический каучук (бутадиен-) нитрильный). Международное обозначение NBR (nitrile-butadienerubber), также используются названия nitrilerubber, acrylonitrilebutadiene rubber, Buna-N, Perbunan и GR-N (Government Rubber-Nitrile).

Основной областью применения каучуков является производство различных маслостойких резиновых технологических изделий – рукавов, прокладок, сальников, бензотары, обкладок различных валков и т.д., применяемых в автомобильной, нефтяной, полиграфической и других отраслях промышленности.

Каучуки используются для изготовления теплостойких резиновых изделий, предназначенных для работы в воде, маслах, растворителях и некоторых других средах при температурах до 150°С. Каучуки находят так же применение в обкладочных кислото- и щелочестойких резинах, особенно если к ним одновременно предъявляются требования стойкости к неполярным углеводородам.

Недостатки материала – несмотря на то, что резинотехнические изделия, изготовленные с добавлением БНК, обладают целым комплексом превосходных показателей (высокой прочностью и пластичностью при растяжении, относительным удлинением, сопротивлением на разрыв и истирание, превосходной масло- и бензостойкостью), имеются у этого материала и некоторые недостатки. Ужесточение условий эксплуатации, связанное с увеличением скоростей механизмов и недостатком охлаждающего масла, приводит к тому, что резиновые элементы могут работать только при температурах до +150 градусов. При повышении рабочей температуры выше

этого значения, происходит структурирование, а затем и разрушение резин, созданных на базе БНК. Другими словами, нагретая резина становится твердой и хрупкой. Воздействие низких температур так же отрицательно сказывается на резиновых изделиях, в производстве которых использовался бутадиен-нитрильный каучук. Оптимальной для них считается рабочая температура не ниже -35°C .

Характеристики NBR/БНК, совместимость со средами.

Наиболее важное свойство резин на основе БНК – стойкость к действию агрессивных сред, в том числе к нефтепродуктам. БНК (NBR) проявляет хорошую устойчивость к воде (в т.ч. горячей), минеральным маслам и пластичным смазкам на их основе, алифатическим углеводородам (пропан, бутан, бензины неэтилированные), хладагентам ("хладоны", "фреоны", холодильные агенты) групп HFA, HFB, HFC, растительным и животным маслам и жирам, дизельному топливу с содержанием ароматических углеводородов не более 40%. При комнатной температуре, БНК устойчив к большому количеству разбавленных кислот (в т.ч. серной и соляной), оснований и солевых растворов (в т.ч. к морской воде). БНК применим для керосина, мазута, глицерина, этиленгликоля, формальдегида и, с точки зрения бензо- и масло- стойкости уступает только кремнийорганическим каучукам.

БНК проявляет среднюю устойчивость к дизельному топливу с содержанием ароматических углеводородов свыше 40%, этилированным бензинам, биологически разлагающимся гидравлическим жидкостям. Силиконовые масла могут вызвать сокращение (сжатие) размеров изделия из БНК. Многие свойства БНК существенно зависят от содержания акрилонитрильных звеньев, например, сополимеры с большим содержанием акрилонитрильных звеньев проявляют большую устойчивость к толуолу и бензолу.

БНК (NBR) применим в широком температурном диапазоне. Общие исполнения имеют рабочий диапазон $-30^{\circ}\text{C} \dots +100^{\circ}\text{C}$. Специальные исполнения

могут иметь низкотемпературный ($-55^{\circ}\text{C} \dots 80^{\circ}\text{C}$) или высокотемпературный диапазон ($-30^{\circ}\text{C} \dots +135^{\circ}\text{C}$).

БНК обладает хорошими механическими свойствами, высокой твердостью и для резиновых эластомеров относительно высокой устойчивостью к истиранию.

Также БНК характеризуется высоким постоянным коэффициентом трения, высокой износостойкостью, в том числе при повышенной температуре, хорошими динамическими свойствами.

Присутствие в макромолекуле каучука полярных нитрильных групп обуславливает низкие электроизоляционные свойства и, соответственно, сравнительно высокую электрическую проводимость резин, резко возрастающую с увеличением содержания акрилонитрильных звеньев. Черный БНК (с содержанием сажи) обладает отличными антистатическими свойствами.

Газо- и водопроницаемость резин из БНК значительно ниже, чем резин из неполярных каучуков (изопреновых, бутадиеновых, бутадиен-стирольных).

Газопроницаемость тем меньше, чем больше содержание в каучуке акрилонитрильных звеньев.

БНК (NBR) хорошо крепится к металлам, и поэтому применяется для изготовления резинометаллических деталей, работающих в топливах и маслах.

БНК неустойчив к действию ароматических углеводородов (толуол, бензол), хлорированных углеводородов (трихлор-, перхлорэтилен), тормозных жидкостей и антифризов на гликолевой основе, хладагентов группы HFD, ацето-, этилового, бутилового и т.д. эфирам. БНК растворяется в кетонах, этилацетате и хлороформе.

К недостаткам БНК относятся низкая устойчивость к светоозонному и другим видам старения. В связи с низкой погодной устойчивостью необходимо соблюдать условия хранения.

При высоких температурах ускоряется старение, за счет чего материал становится твердым и хрупким. В кислородной атмосфере (воздух) это проявляется примерно при 80°C , при перекрытии доступа воздуха процесс

старения значительно замедляется (например, в горячем масле). При изготовлении изделий из БНК сторону, имеющую контакт с воздухом, защищают дополнительным покрытием из другого каучука, более стойкого к воздействию атмосферы.

Диапазон рабочих температур уплотнений из резины NBR: -40°C до $+120^{\circ}\text{C}$, кратковременно до $+130^{\circ}\text{C}$, в специальном исполнении: -55°C до $+150$. При повышенной температуре ускоряется старение, материал твердеет и становится хрупким (при отсутствии кислорода, например, в горячем масле, процесс старения значительно замедляется).

2.3.2 Фторкаучуки

Фторкаучуки (ФК, фторорганические каучуки, фторэластомеры) представляют собой большое семейство синтетических каучуков, получаемых в результате сополимеризации фторсодержащих мономеров. Благодаря содержанию фтора, данные материалы обладают выдающейся термостойкостью, негорючестью и устойчивы к действию многих агрессивных сред. Общими недостатками фторкаучуков являются высокая стоимость и опасность выделения токсичных газов и паров при воздействии сверхвысоких температур. Среди резин ФК занимают такое же место, как самый известный фторполимер, тефлон, среди полимеров.

Фторкаучуки используют для изготовления таких деталей, как сальники, манжеты, герметики, покрытия, виброгасители, виброкомпенсаторы (вибровставки), прокладки, мембраны, заглушки, диафрагмы, термостойкие уплотнительные кольца (O-ring), уплотнения штоков. Фторкаучуки применяются в производстве рукавов, шлангов и трубок для горячих агрессивных жидкостей и газов, изоляций проводов и кабелей, емкостей для хранения горючего, клапанов и других изделий, работающих в контакте с маслами, окислителями и другими агрессивными средами при 200°C и выше.

Устойчив: к горючему, старению, агрессивным химическим соединениям, минеральным маслам и жирам, силиконовым маслам и жирам,

маслам с серой и высоко ароматическим маслам, биологически разлагающимся гидравлическим жидкостям, озону, алифатическим углеводородам (пропан, бутан, бензины), ароматическим углеводородам (бензин, толуол), хлорированным углеводородам, ультрафиолетовому излучению

Не устойчив к: эфирам, тормозным жидкостям на гликолевой основе, органическим кислотам, например октовой и муравьиной, флюсовой кислоте, хлоросульфоновая кислота, кетонам (ацетон, ацетофенон), раскаленному водяному пару, аммиаку, аминам, раскаленный водяной пар, полярным растворителям (ацетон, метилэтилкетон, диоксан)

Диапазон рабочих температур: -20°C до $+200^{\circ}\text{C}$, выдерживает кратковременный нагрев до $+230^{\circ}\text{C}$. Фтористая резина на основе специального морозостойкого каучука Viton может стоять при температуре до -50°C .

При выборе типа FPM необходимо учитывать множество факторов, таких как механические и химические свойства, характеристики рабочих и предельных режимов эксплуатации, требуемая отказоустойчивость, возможность ремонта и замены. В зависимости от всех условий выбирается оптимальный вариант с подходящим балансом стоимости и характеристик.

2.3.3. Неопрен

Неопрен, также называемый полихлоропреновым или хлоропреновым каучуком, — синтетический каучук, полученный путем полимеризации хлоропрена. Неопрен ценится за высокий предел прочности на разрыв, упругость, маслостойкость и огнестойкость, а также за устойчивость к разложению под действием кислорода и озона.

Свойства неопрена

Первоначально неопрен использовался в качестве маслостойкого заменителя натурального каучука. По мере развития и совершенствования технологии производства неопрена, а также выявления новых характеристик возможности его применения заметно расширились.

Термостойкость

По сравнению с натуральным каучуком неопрен лучше сопротивляется газопроницаемости и может работать при температурах до +121 °С. Даже при такой высокой температуре неопрен не разлагается, поэтому он лучше подходит для длительного использования в высокотемпературных условиях, чем натуральный каучук. Когда возникает тепловая деградация, она проявляется не в форме плавления или растяжения, вместо этого происходит отверждение. Кроме того, неопрен отличается огнестойкостью.

Морозостойкость

В дополнение к тому, что этот материал может работать при высокой температуре, неопрен также выдерживает температуру до -45 градусов по Цельсию. Однако при температурах ниже -17 °С неопрен становится более жестким и к тому времени, когда он достигает -45 °С, — нефункциональным для большинства вариантов применения.

Взаимодействие с другими материалами

Неопрен можно механически связать с хлопком и несколькими видами металлов, включая нержавеющую сталь, алюминий, латунь и медь. Помогает в этом процессе основной связующий агент. При добавлении некоторых веществ к неопрену последний может проявлять адгезию к стеклу и акрилу.

Устойчивость к воздействиям окружающей среды

Неопрен имеет низкую скорость окисления, а также высокую устойчивость к воздействию солнца и озона. Это позволяет использовать его в течение длительного времени на открытом воздухе.

Химическая устойчивость

Неопрен имеет хорошую химическую инертность и ценится за его способность противостоять смесям на нефтяной основе, таким как растворители, масла и смазки. Кроме того, он устойчив к метиловым и этиловым спиртам, а также щелочам, минеральным кислотам и некоторым солевым растворам.

3. Построение модели, расчетная оценка режимов эксплуатации

3.1 Метод конечных элементов

Метод конечных элементов (МКЭ) – это метод приближённого численного решения физических задач. В его основе лежат две главные идеи: дискретизация исследуемого объекта на конечное множество элементов и кусочно-элементная аппроксимация исследуемых функций.

Основное отличие МКЭ от классических алгоритмов вариационных принципов и методов невязок заключается в выборе базисных функций. Они берутся в виде кусочно-непрерывных функций, которые обращаются в нуль всюду, кроме ограниченных подобластей, являющихся конечными элементами. Это ведёт к ленточной разреженной структуре матрицы коэффициентов разрешающей системы уравнений.

Использование вариационных принципов и методов взвешенных невязок позволило глубже понять математические основы МКЭ и, в частности, определить условия сходимости этого численного метода к точному решению.

Главные достоинства МКЭ:

- 1) исследуемые объекты могут иметь любую форму и различную физическую природу – твёрдые деформируемые тела, жидкости, газы, электромагнитные среды;
- 2) конечные элементы могут иметь различную форму, в частности криволинейную, и различные размеры;
- 3) можно исследовать однородные и неоднородные, изотропные и анизотропные объекты с линейными и нелинейными свойствами;
- 4) можно решать как стационарные, так и нестационарные задачи;
- 5) можно решать контактные задачи;
- 6) можно моделировать любые граничные условия;

7) вычислительный алгоритм, представленный в матричной форме, формально единообразен для различных физических задач и для задач различной размерности, что удобно для компьютерного программирования;

8) на одной и той же сетке конечных элементов можно решать различные физические задачи, что облегчает анализ связанных задач;

9) разрешающая система уравнений имеет экономичную разреженную симметричную ленточную матрицу «жёсткости», что ускоряет вычислительный процесс на ЭВМ;

10) удобно осуществляется иерархическая дискретизация исследуемой области на подобласти с образованием суперэлементов, что позволяет эффективно использовать параллельное решение задачи. Сегодня МКЭ является мощным инструментом инженерного анализа и физических исследований благодаря созданию пакетов компьютерных программ, таких как ANSYS, MSC.NASTRAN, MSC.MARC, COSMOS, ABAQUS, которые не только реализуют вычислительный процесс МКЭ, но и имеют удобный интерфейс для ввода исходных данных, контроля процесса вычислений и обработки результатов расчёта [12].

Одним из самых распространенных комплексов сегодня является программа ANSYS, использующая метод конечных элементов. Многоцелевая направленность программы, независимость от аппаратных средств (от персональных компьютеров до рабочих станций и суперкомпьютеров), средства геометрического моделирования на базе Всплайнов (технология NURBS), полная совместимость с CAD/CAM/CAE системами ведущих производителей и «дружеский» интерфейс привели к тому, что именно ANSYS в настоящее время используется во многих университетах для обучения студентов и выполнения научноисследовательских работ [9].

В любой комплектации, в том числе – в минимальной, программный комплекс позволяет осуществлять подготовку конечно-элементной модели, включая задание свойств материалов, граничных условий, параметров разбиения

на расчетную сетку и т.п., проведение расчета, вывод результатов как в виде таблиц, так и с помощью визуализации.

3.2 Построение модели

Основным элементом, испытывающим высокие нагрузки, технологии перекрытия трубопровода служит запорочная головка, которая, перекрывая сечение трубы, останавливает поток жидкости. Для более плотного прилегания к поверхности трубы на запорной головке присутствует уплотнительная манжета, выполненная из резины. Нередко манжета подвергается различным деформациям.

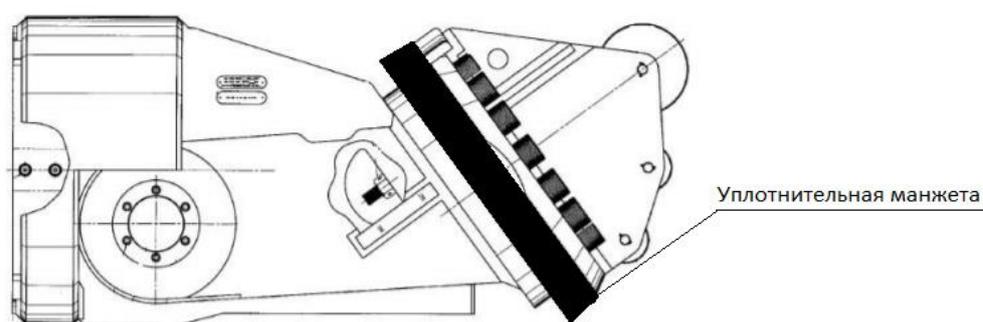
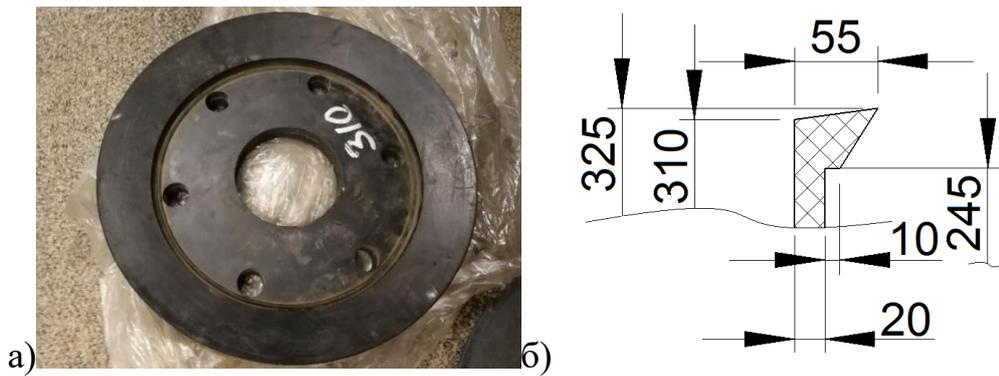


Рисунок 15 – Запорная головка

На рисунке 16 представлены общий вид и основные размеры манжеты. Центральная часть манжеты крепится к корпусу запорной головки, таким образом, рабочей является периферийная часть манжеты.



а – общий вид, б – основные размеры

Рисунок 16 – Внешний вид и основные размеры манжеты

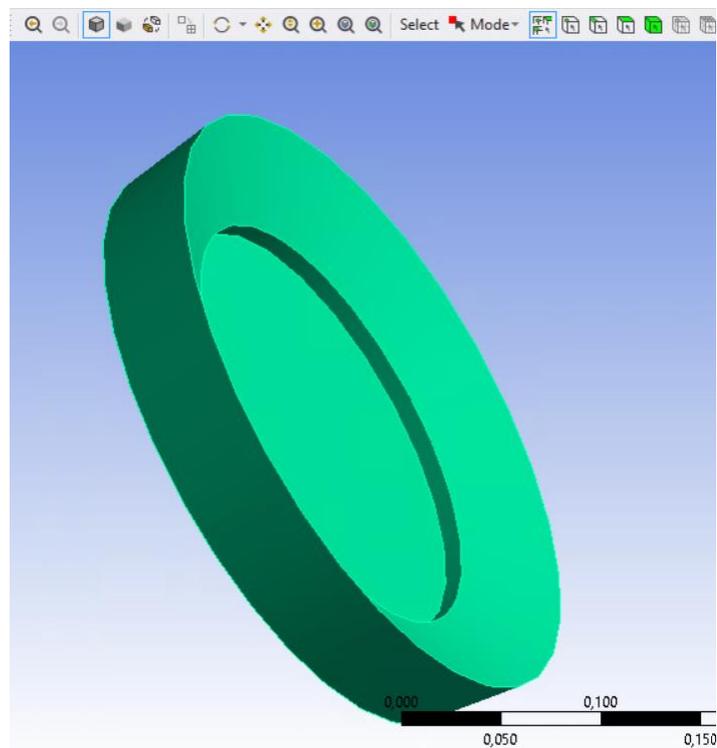


Рисунок 17 – Общий вид манжеты

При создании конечноэлементной модели использованы четырехузловые оболочечные элементы первого порядка. В силу осевой симметрии напряженно-деформированное состояние манжеты является плоским.

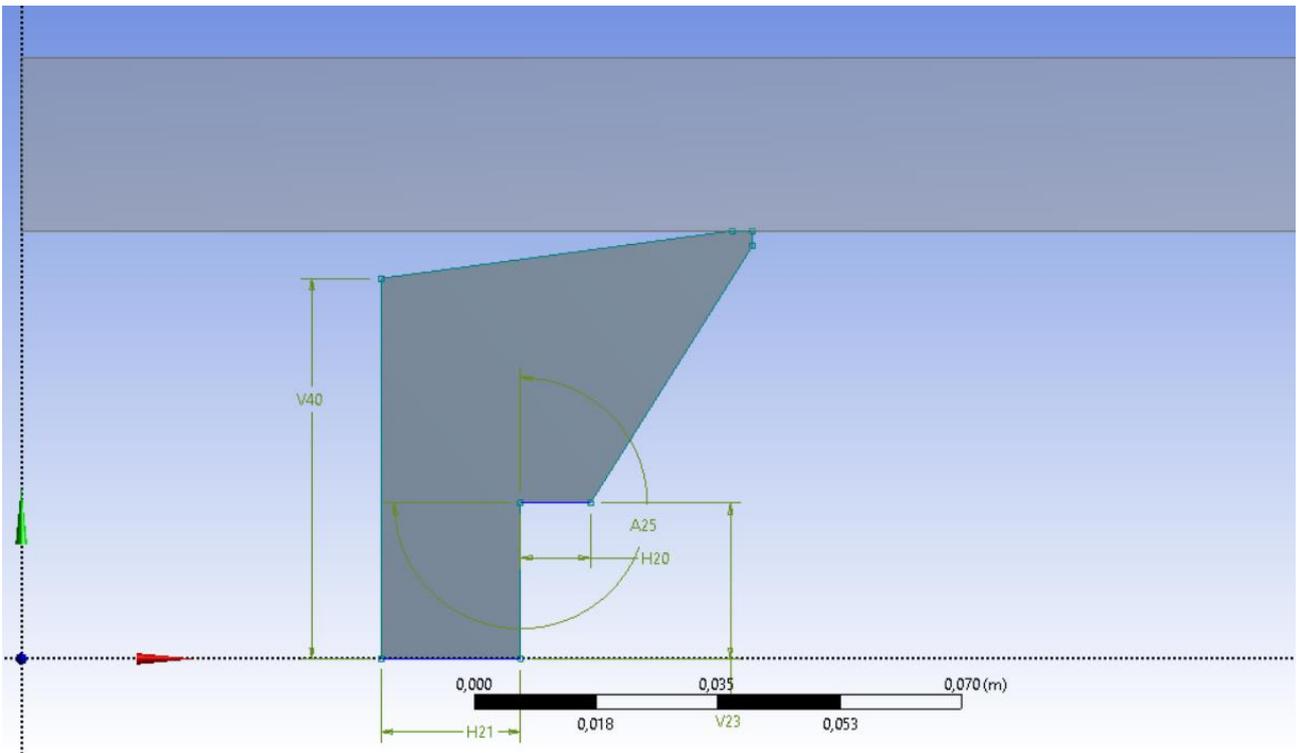


Рисунок 18 – Геометрия сечения трубы и исследуемой манжеты

Для данной модели была построена сетка, определены контактные пары.

Сетка близка руглярная, состоит из четырехузловых четырехугольных элементов, средний размер элемента 2 мм. Общее число элементов нижней части (манжеты) 463, число узлов 511. Внутренний алгоритм ANSYS для проверки качества сетки не выявил элементов с некорректной формой.

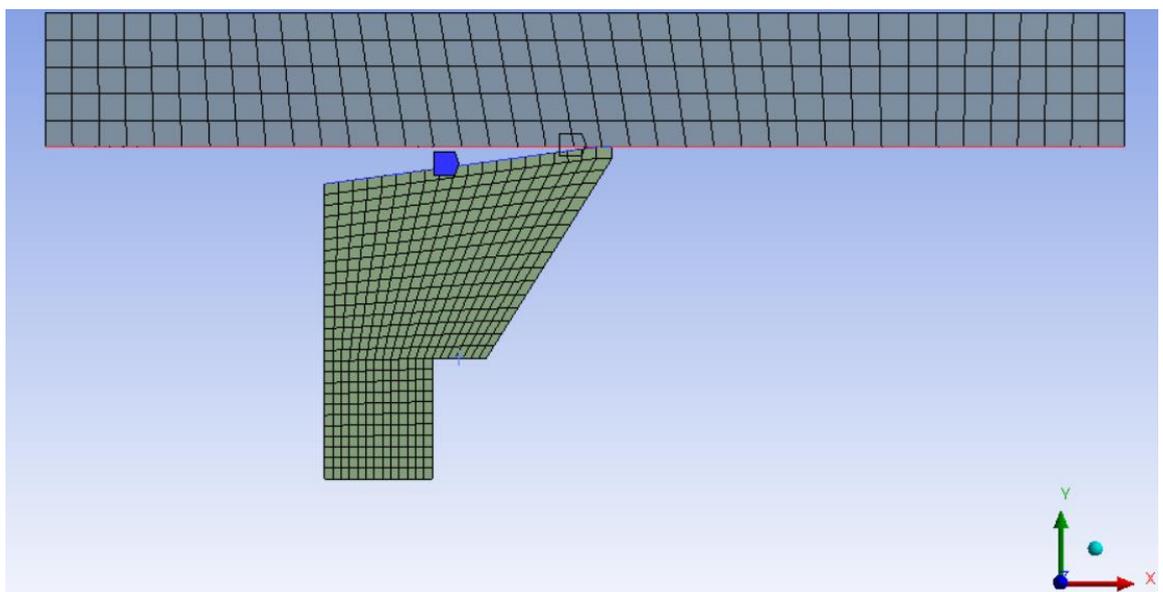


Рисунок 19 – Построение сетки и определение контактных пар

На рисунке 20 приведены заданные аналитические данные. Закрепленные участки контура соответствуют области манжеты, зажатой металлическими элементами конструкции устройства перекрытия трубопровода под давлением.

Указано перемещение сечения плоскости трубы, обеспечивающее поджатие манжеты до внутреннего диаметра трубопровода. На заднюю (правую) часть манжеты действует давление P .

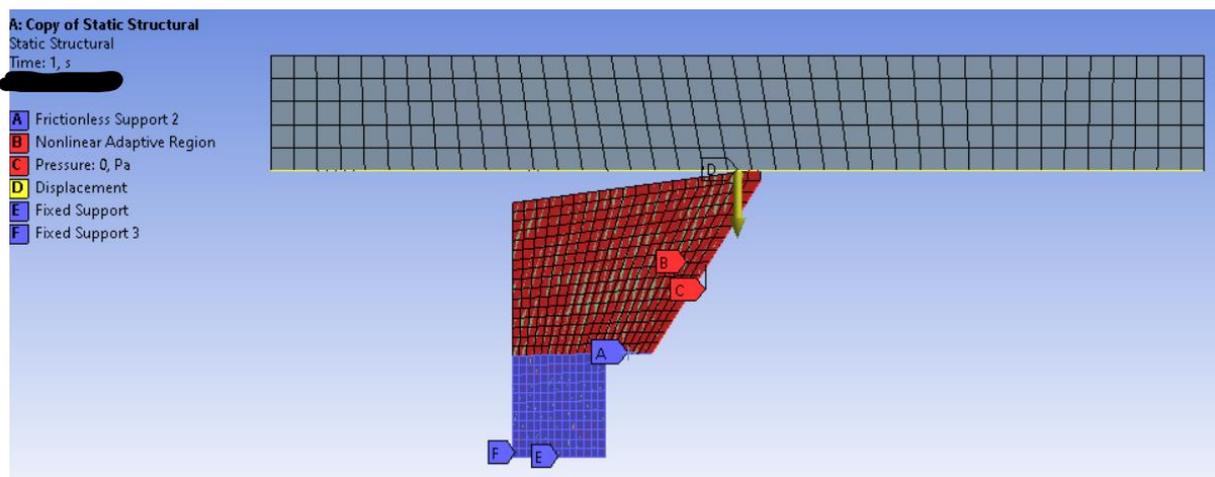


Рисунок 20 – Аналитические данные

3.3. Расчетная оценка материалов

Наиболее популярный материал, используемый для изготовления манжет – это резины на основе бутадиен-нитрильного каучука (БНК).

Модуль упругости материала манжеты определен по спецификации производителя [8] $E = 10,425$ МПа. Ввиду отсутствия данных по другим упругим характеристикам материала манжеты коэффициент Пуассона принят характерным для резин $\nu = 0,49$. Ввиду отсутствия достоверных экспериментальных данных влияние температуры на модуль упругости материала (жесткость манжеты) не учитывалось. Таким образом, материал манжеты при расчетах считался изотропным и линейно упругим. Вместе с тем, при определении запаса прочности учтено снижение прочностных характеристик материала манжеты при повышении температуры.

Задача решалась в два этапа. На первом этапе определялось напряженно-деформированное состояние манжеты при обжатии ее трубой. На втором этапе к обжатой трубой манжете прикладывалось рабочее давление (к правой наклонной границе модели).

В таблице 4 приведены основные параметры расчетной модели.

Таблица 4 – Параметры расчетной модели

Наименование параметра	Значение параметра
Модуль упругости, МПа	10,425
Коэффициент Пуассона	0,49
Диаметр обжимающей трубы, мм	307
Давление, МПа	1 – 7,5
Температура	20 – 110

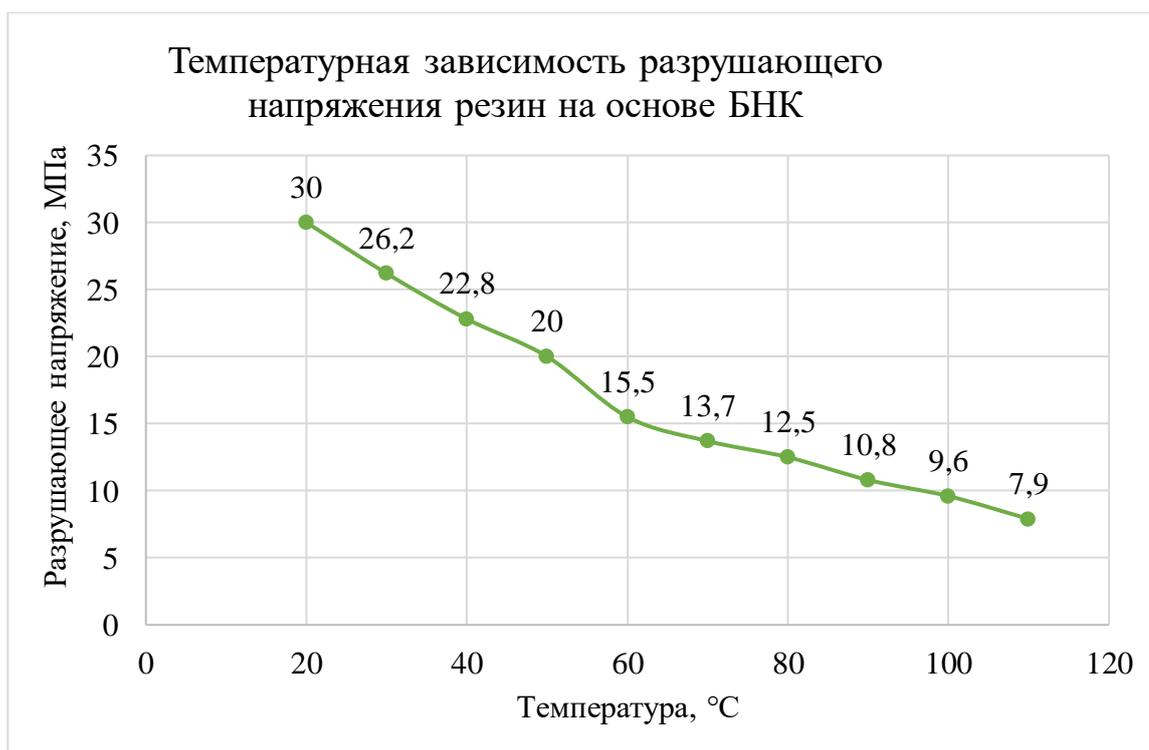


Рисунок 21 – Диаграмма температурной зависимости свойств резин

Основываясь на литературе [13] были определены зависимости модуля упругости и разрушающего напряжения для бутадиен-нитрильных каучуков, в частности для марки каучука СКН-18.

По данной диаграмме можно определить тенденцию снижения механических свойств резины с повышением температуры. Значения механических свойств с шагов 10°C представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Истинная прочность при заданной температуре $\sigma_{\text{вс}}$

Температура	20°C	30°C	40°C	50°C	60°C	70°C	80°C	90°C	100°C	110°C
Разрушающее напряжение, МПа	30	26,2	22,8	20	15,5	13,7	12,5	10,8	9,6	7,9

3.4. Результаты расчетов

На рисунке 22 приведена конечно-элементная сетка модели. Сетка близка к регулярной, состоит из четырехузловых четырехугольных элементов, средний размер элемента 2 мм. Общее число элементов 463, число узлов 511. Внутренний алгоритм ANSYS для проверки качества сетки не выявил элементов с некорректной формой.

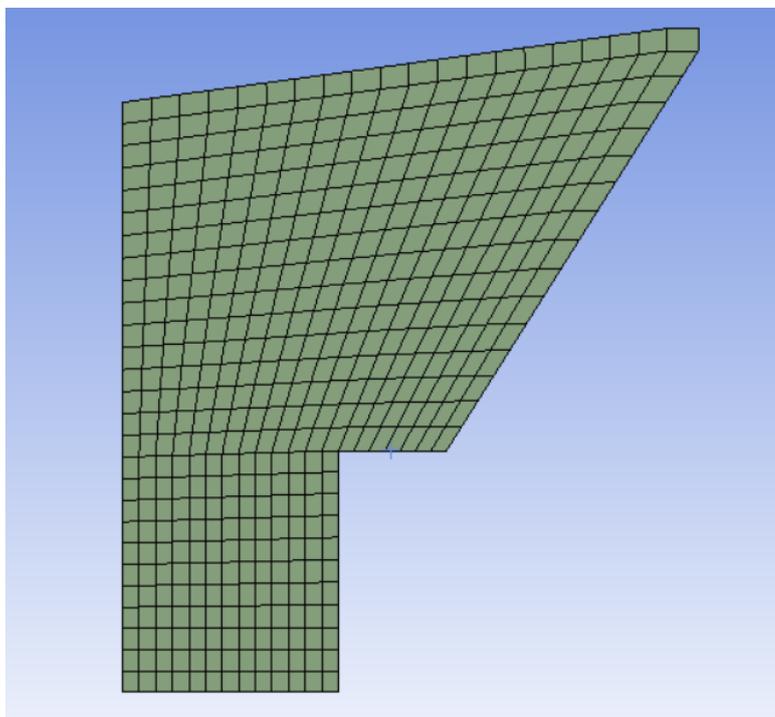
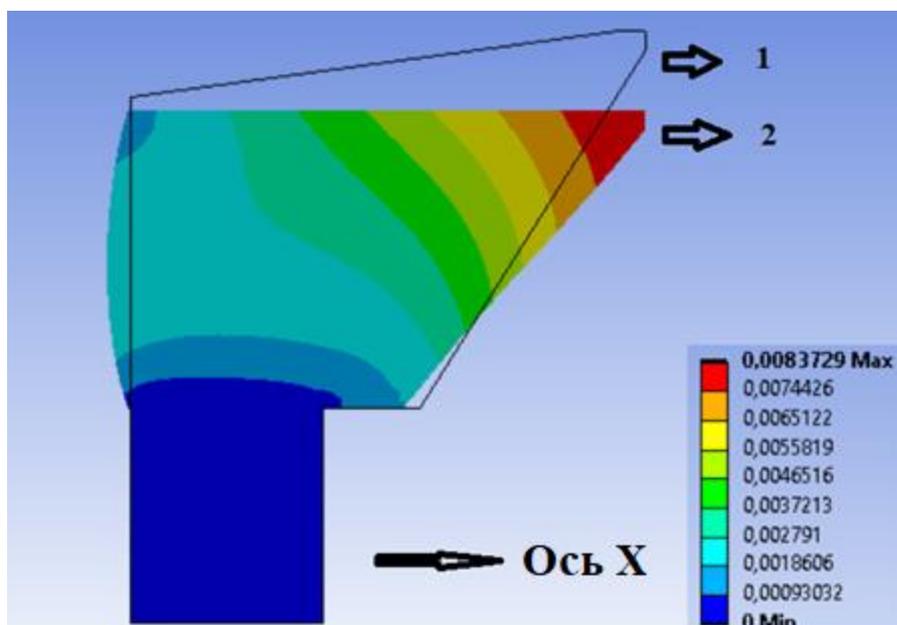


Рисунок 22 – Конечно-элементная модель

Для определения напряженно-деформированного состояния манжеты при обжатии ее трубой, диаметр обжимающей трубы задан 307 мм. На рисунке 23 приведена схема деформирования конечно-элементной модели в случае данного воздействия. Ось x совпадает с осью трубы.



1 – недеформированное состояние, 2 – деформированная геометрия

Рисунок 23 – Схема деформирования конечно-элементной модели манжеты при обжатии трубой (суммарные перемещения, м)

Синим цветом обозначены области с минимальными значениями перемещений, красным – максимальными.

Для оценки влияния рабочего давления на обжатую трубой манжету, к правой наклонной границе модели прикладывалось рабочее давление. На рисунке 24 показано распределение интенсивности напряжений по деформированной модели при приложении нагрузки (давление 1 МПа).

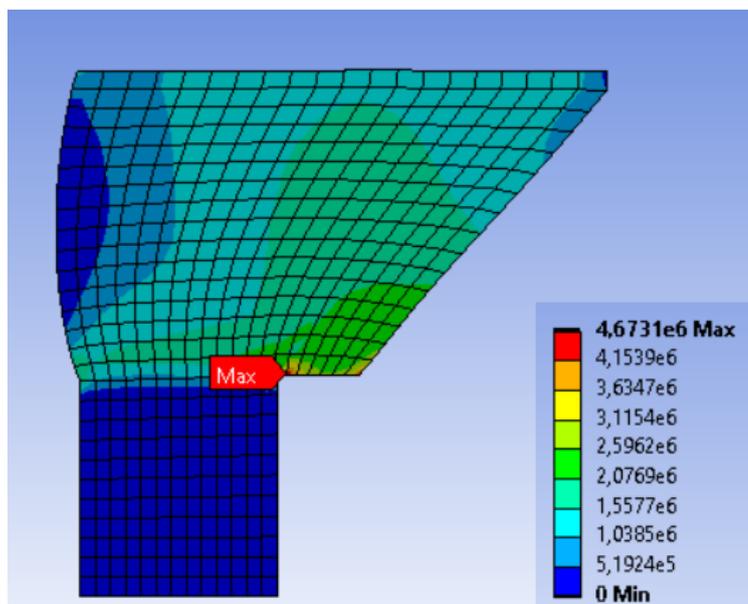


Рисунок 24 – Распределение интенсивности напряжений по сечению манжеты, МПа

Синим цветом обозначены области с минимальными значениями интенсивности напряжений, красным – максимальными.

Напряженно-деформированное состояние модели оценивалось по величине интенсивности напряжений, определяемой как

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{(\sigma_{11} - \sigma_{22})^2 + (\sigma_{22} - \sigma_{33})^2 + (\sigma_{33} - \sigma_{11})^2}{2} + 3(\sigma_{12}^2 + \sigma_{23}^2 + \sigma_{13}^2)} \quad (1)$$

где, σ_i – интенсивность напряжений, $\sigma_{11}, \sigma_{12}, \sigma_{13}, \sigma_{21}, \sigma_{22}, \sigma_{23}, \sigma_{31}, \sigma_{32}, \sigma_{33}$, – компоненты тензора напряжений.

По методике, изложенной в [10], определен минимально необходимый коэффициент запаса прочности k . Указанный коэффициент определен как произведение

$$k = k_1 k_2 k_3 \quad (2)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий неточности в определении нагрузок и погрешности расчета напряженно-деформированного состояния; k_2 – коэффициент, учитывающий отклонения механических характеристик материала изделия от нормативных, вследствие неоднородности, остаточных напряжений, погрешностей технологии изготовления и т.п.; k_3 – коэффициент ответственности изделия. Поскольку конечно-элементное моделирование

относится к способам расчета с повышенной точностью, принято $k_1 = 1$. Для k_2 , k_3 принято $k_2 = 1,3$, $k_3 = 1$ – минимальные рекомендованное [10] значение. Таким образом результирующий минимально необходимый коэффициент запаса прочности $k = 1,3$.

В таблице 6 приведены значения расчетных коэффициентов запаса прочности k_c для манжеты при различных рабочих давлениях и температурах. Расчетный коэффициент запаса прочности определен как отношение истинной прочности при заданной температуре σ_{ve} (таблица 5) к максимальной расчетной интенсивности напряжений

$$k_c = \frac{\sigma_{ve}}{\sigma_{ic}}, \quad (3)$$

Таблица 6 – Коэффициенты запаса прочности при различных температурах

Температура, °С		20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
Рабочее давление, МПа	Максимальная интенсивность расчетных напряжений в манжете σ_{ic} , МПа	Коэффициент запаса k_c									
		1	4,67	6,42	5,61	4,88	4,28	3,32	2,93	2,68	2,31
2	6,43	4,67	4,07	3,55	3,11	2,41	2,13	1,94	1,68	1,49	1,23
3	8,24	3,64	3,18	2,77	2,43	1,88	1,66	1,52	1,31	1,17	0,96
4	10,00	3,00	2,62	2,28	2,00	1,55	1,37	1,25	1,08	0,96	0,79
5	11,80	2,54	2,22	1,93	1,69	1,31	1,16	1,06	0,92	0,81	0,67
6	13,41	2,24	1,95	1,70	1,49	1,16	1,02	0,93	0,81	0,72	0,59
7	15,00	2,00	1,75	1,52	1,33	1,03	0,91	0,83	0,72	0,64	0,53
7,5	15,70	1,91	1,67	1,45	1,27	0,99	0,87	0,80	0,69	0,61	0,50

Как видно из данных таблицы 6 безопасными, то есть при значении коэффициента запаса $\geq 1,3$, можно считать рабочие давления:

- при давлении 1 МПа использование манжеты считается безопасным на всем диапазоне температур;

- при давлении 2 МПа использование манжеты считается безопасным до повышения температуры до 107 °С (рассчитано на основании полученных данных);

- при давлении 3 МПа использование манжеты считается безопасным до повышения температуры до 90 °С;
- при давлении 4 МПа использование манжеты считается безопасным до повышения температуры до 70 °С;
- при давлении 5 МПа использование манжеты считается безопасным до повышения температуры до 60 °С;
- при давлении 6 МПа использование манжеты считается безопасным до повышения температуры до 56 °С (рассчитано на основании полученных данных);
- при давлении 7 МПа использование манжеты считается безопасным до повышения температуры до 50 °С
- при давлении 7,5 МПа использование манжеты считается безопасным до повышения температуры до 48 °С (рассчитано на основании полученных данных).

Для наглядности построим диаграмму по таблице 6.

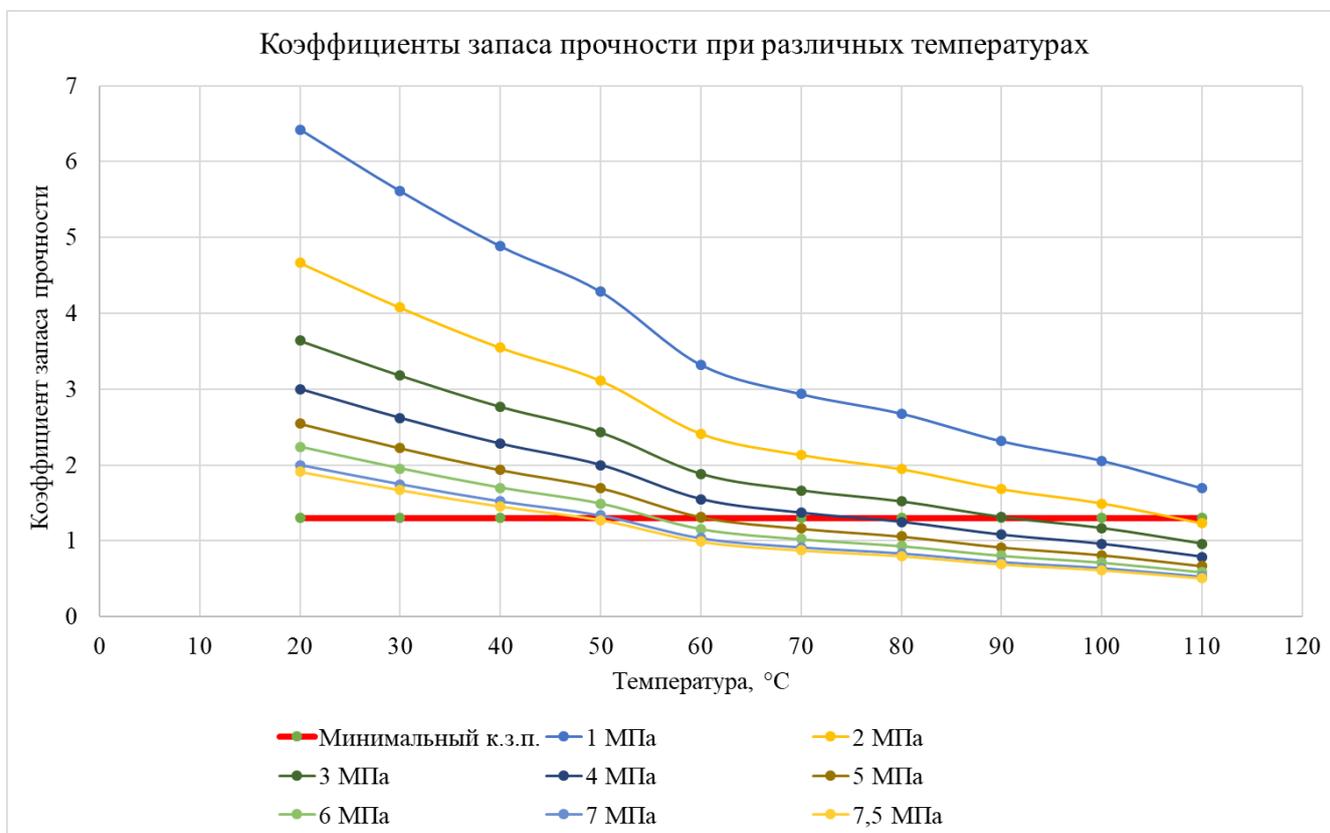


Рисунок 25 – Диаграмма коэффициентов запаса прочности при различных температурах

На диаграмме отмечено минимальное значение коэффициента запаса прочности (красная жирная линия). Ниже данной линии значения перестают удовлетворять требованию $k_c \geq 1,3$, что может повлиять на безопасность использования данных манжет.

Расчетным путем определены следующие рабочие границы безопасной эксплуатации технологии:

- до 7,5 МПа при температуре до 48°C,
- до 5 МПа при температуре до 60°C,
- до 2 МПа при температуре до 107°C.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе проекта произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов магистрального трубопровода с проведением экономического сравнения перспективности ремонта с использованием технологии врезки и перекрытия трубопровода без остановки перекачки продукта.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов состоят из следующих элементов:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- страховые отчисления;
- амортизация;
- прочие затраты.

В ходе работы требуется провести анализ существующих методов врезки тройника 1000x300 в газопровод Ду 1000 под давлением, изучить нормативную документацию, которая определяет требования и нормы врезки и подобрать наиболее подходящую технологию для практического применения.

4.1 Затраты на проведение ремонта

Для определения экономической эффективности ремонта на газопроводе без остановки перекачки газа проведем расчет затрат на его проведение и сравним полученные результаты с затратами на ремонт с остановкой транспортировки продукта. Затраты на проведение мероприятий по замене соединительных деталей на газопроводе связаны с его приобретением и проведением строительно-монтажных работ. Они находятся по формуле (4):

$$K = K_p + K_{об} \quad (4)$$

где K – общие затраты, руб.;

K_p – затраты на проведение строительно-монтажных работ, руб.;

$K_{об}$ – затраты на приобретение оборудования и расходных материалов, руб.

4.2 Расчет затрат на врезку тройника без остановки перекачки по технологии TD Williamson

Затраты на проведение строительно-монтажных работ по врезке тройника сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Затраты на проведение строительно-монтажных работ при замене без остановки перекачки

№ п/п	Наименование объектов, работ и затрат	Сметная стоимость тыс. руб.
1.	Подготовительные работы	
1.1	Земляные работы, планировка площадки	90,842
1.2	Транспортировка оборудования	66,194
1.3	Зачистка изоляции	74,623
1.4	Пескоструйная обработка поверхности трубопровода	56,42
1.5	Предварительный подогрев	32,622
Итого по п.1		320,7
2	Работы по ремонту газопровода	
2.1	Сварочные работы	2675,8
2.2	Монтажные работы	2808,8
2.3	Изоляционные работы	2188,6
Итого по п.2		7673,2
3	Заключительные работы	
3.1	Контроль сварных соединений	540,38
3.2	Земляные работы (засыпка траншеи и т.д.)	100,479
Итого по п.3		640,86
4	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)	350,49
Итого:		8985,25

4.3 Затраты на приобретение оборудования и расходных материалов

Оборудование для проведения ремонта без остановки перекачки является достаточно дорогостоящим. На данный момент оборудование фирмы «TD Williamson» уже закуплено предприятием, поэтому при расчете затрат на проведение одного ремонта стоимость этого оборудования учитываться не должна. Однако при проведении каждого ремонта трубопровода для оборудования TDW требуется комплект расходных материалов. Необходимые материалы и оборудование представлены в таблицах 8, 9.

Таблица 8 – Затраты на приобретение оборудования при ремонте без остановки перекачки

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Стоимость, тыс. руб.
1	Машина ТМ-2460 для вырезания отверстий 760-1520мм.	1	шт.	1200,56
2	Адаптер машины для врезки ТМ-2460	1	шт.	1345,18
3	Ручной сверлильный станок Т101b XL в комплекте со спиральным сверлом, адаптером, держателем заглушки TOR 2”	1	шт.	1245,65
4	Комплект инструмента и принадлежностей Ø40" -фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOR	1	шт.	1321,36
5	Комплект рёбер жёсткости Ø40"	1	шт.	1200,2
6	Заглушка Lock-O-Ring Ø40” в комплекте с решёткой	1	шт.	110,89
7	Глухой фланец фитинга в комплекте с крепежом и прокладкой Ø40"	1	шт.	180,3
8	Задвижка Sandwich 40”	1	шт.	1150,50
9	Гайковерт гидравлический	1	шт.	150,4
Итого:				7905,04

Таблица 9 – Затраты на приобретение расходных материалов при ремонте без остановки перекачки

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Стоимость, тыс. руб.
1	Резьбовой кран Ду50 типа Newman	1	шт.	12,545
2	Патрубок Thread-O-Ring 2" в комплекте с заглушкой и глухимколпаком	1	шт.	40,49
3	Гибкий шланг линии выравнивания давления Ду50 мм (ANSI 600)	1	шт.	90,37
Итого:				143,405

4.4 Амортизационные отчисления

Оборудование фирмы TDWilliamson относится к основным средствам компании со сроком использования более 12 месяцев. В комплект данного оборудования входит машина для врезок T2460, силовая установка TD Williamson. Для этих основных средств рассчитывается сумма амортизационных отчислений за время проведения ремонта. Время проведения работ по врезке тройника на магистральном газопроводе составляет 2 дня (48 часов) или 4 рабочих смены. Средний срок эксплуатации оборудования – 10 лет. Следовательно, годовая норма амортизации составляет 10 % для данного оборудования. Стоимость оборудования TDWilliamson без НДС равна 250 млн. руб. Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом по формуле (5):

$$AO = \frac{C_{oc}}{100} \cdot H_a \quad (5)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основного средства, руб.;

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, %.

Годовая норма амортизационных отчислений вычисляется по формуле (6):

$$H_a = \frac{100}{\text{срок службы}} \quad (6)$$

Амортизационные отчисления за время проведения ремонта вычисляются по формуле (7):

$$AO_{48} = \frac{C_{oc} \cdot N_a}{\frac{100,2}{247}} \quad (7)$$

247 – количество рабочих дней в текущем году.

Расчитанные по формулам (6) и (7) значения сводятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет амортизационных отчислений при ремонте без остановки перекачки

Виды основных средств	Кол-во, шт	Стоимость единиц без НДС, руб.	Срок эксплуатации	Годовая норма амортизации	Сумма АО за 48 часов
Оборудование TDW	1	250000000	10	10	171,500
КАМАЗ 5551	2	460000	8	12,5	789
Автокран «Ивановец» 25т.	1	3500000	10	10	2402
Экскаватор ЭО-4225	1	1050000	12	8,3	600
Компрессор ДЭН-5,5Ш	1	136220	6	16,7	312
Бульдозер Т170	1	1550000	12	8,3	886
Сварочный пост	1	191330	10	10	278
Пожарные машины	2		10	10	2402
Итого:					179219

4.5 Расчет затрат на оплату труда

Для расчета фонда оплаты труда необходимо определиться с персоналом, осуществляющим ремонтные мероприятия. Состав ремонтной бригады при обоих методах ремонта идентичен. Кроме того, ориентировочная продолжительность ремонта в обоих случаях ограничивается 48 часами, т.е. принимаем, что при обоих методах ремонт занимает 48 часов.

Так как состав ремонтных бригад одинаков, следовательно, фонд оплаты труда на проведение ремонта не будет отличаться в обоих случаях. Рассчитаем фонд оплаты труда ремонтной бригаде на проведение 48-часового ремонта и сведем значения в таблицу 11.

На предприятии принята пятидневная рабочая неделя с рабочей сменой по 12 часов. Таким образом, ремонт проводится за 4 рабочих смены или 2 полных дня. Учтем, что в текущем году 247 рабочих дня.

Таблица 11 – Расчет ежемесячных затрат на оплату труда

Категория персонала	Кол-во	Оклад, руб.	Районный коэф. 50% от оклада, руб.	Северная надбавка 50% от оклада, руб.	Итого за 48 часов, руб.
Сварщик	4	45000	27000	13500	33231
Крановщик	1	32000	19200	9600	5908
Экскаваторщик	1	35000	21000	10500	6462
Бульдозерист	1	30000	18000	9000	5538
Водитель	2	28000	16800	8400	10338
Слесарь-монтажник	2	30000	18000	9000	11077
Стропальщик	1	27000	16200	8100	4985
Итого: 12 человек					77538

Расчет месячного фонда оплаты труда $\Phi_{от}$ производится по формуле (8):

$$\Phi_{от} = O + СН + РК \quad (8)$$

где O – оклад, руб;

РК – районный коэффициент, руб;

СН – северная надбавка, руб.

4.6 Расчет страховых взносов

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при ремонте магистрального трубопровода представлены в таблице 12.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по прокладке магистральных трубопроводов, линий связи и линий электропередачи (код по ОКВЭД – 45.21.3) [16].

Таким образом страховые отчисления составляют: в фонд социального страхования – 2,9%, фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%, пенсионный фонд РФ – 22%, страхование от несчастных случаев – 0,9%.

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды, который составляет 30% (таблица 12).

Таблица 12 – Значения страховых взносов

Основной фонд оплаты труда	Страховые взносы (30% от ФОТ)	Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,9 % от фонда оплаты труда)
77,538	23,262	0,69784

4.7 Расчет затрат на ремонт с остановкой перекачки транспортируемого продукта

В таблицах 13, 14 и 15 представлены затраты при проведении работ по врезке тройника с остановкой перекачки.

Таблица 13 – Затраты на проведение строительно-монтажных работ при ремонте с остановкой перекачки

№ п/п	Наименование объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.
1.	Подготовительный работы	
1.1	Земляные работы, планировка площадки	80,428
1.2	Транспортировка оборудования	44,419
1.3	Зачистка изоляции	48,236
1.4	Пескоструйная обработка поверхности трубопровода	41,42
1.5	Предварительный подогрев	28,226
Итого по п.1		242,7
2	Работы по ремонту газопровода	

2.1	Сварочные работы	2247,21
2.2	Монтажные работы	2463,76
2.3	Изоляционные работы	1940,61
Итого по п.2		6651,6
3	Заключительные работы	
3.1	Контроль сварочных швов	234,83
3.2	Земляные работы (засыпка траншеи и т.д.)	80,49
Итого по п.3		315,32
4	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)	280,83
Итого:		7490,45

Таблица 14 – Затраты на приобретение оборудования при ремонте с остановкой перекачки

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Стоимость, тыс. руб.
1	Разрезной тройник 3 WAY TEE 1000x300 с фланцем Lock-o-Ring	шт.	1	1750
Итого:				1750

Таблица 15 – Расчет амортизационных отчислений при ремонте с остановкой перекачки

Виды основных средств	Кол-во, шт.	Стоимость единицы без НДС, руб.	Срок эксплуатации	Годовая норма амортизации	Сумма АО за 48 часов
Передвижная компрессорная установка	1	7586610,2	10	10	8917
КАМАЗ 5551	1	389831	8	12,5	1818
Автокран «Ивановец» 25 т.	1	2966102	10	10	5534
Экскаватор ЭО-4225	1	889831	12	8,3	1378
Компрессор ДЭН-5,5Ш	1	115441	6	16,7	360
Бульдозер Т170	1	1313559	12	8,3	2034
Сварочный пост	1	343720	10	10	303

Пожарные машины	2	1483051	10	10	5534
Итого:					25878

4.8 Сравнительный анализ затрат на проведение ремонтных работ

Сведем в таблицу 16 затраты на мероприятия по врезке тройника в газопровод без остановки перекачки и затраты на ремонт с остановкой перекачки транспортируемого продукта. По данным этой таблицы можно сравнить разницу в затратах при проведении врезки тройника двумя способами.

Таблица 16 – Сравнительный анализ затрат на проведение ремонтных работ

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость при ремонте с остановкой перекачки, тыс. руб.	Сметная стоимость при ремонте без остановки перекачки, тыс. руб.
1	Подготовительные работы	242,7	320,7
2	Работы по ремонту газопровода	6651,6	7673,2
3	Заключительные работы	315,32	640,86
4	Прочие работы и затраты	280,83	350,49
5	Амортизационные отчисления	12,1	179,2
6	Фонд оплаты труда	77,5	77,5
7	Страховые взносы	23,4	23,4
8	Приобретение оборудования и расходных материалов	1750	19184,4
9	Накладные расходы (15-20% от суммы 1-8)	1403	4267,5
	Итого:	10756,45	32716,95

Из таблицы 16 видно, что ремонт по технологии TD Williamson обойдется компании на 22 млн. руб. дороже. Средний ремонт продолжается 48 часов, т.е. за двое суток компания понесет убытки от непоставленного потребителю газа порядка 60 миллионов кубометров газа, если для ремонта будет остановлена перекачка. При ремонте без остановки перекачки этих потерь можно избежать, а закупленное оборудование использовать при последующих ремонтах. Таким

образом, экономический эффект от использования технологии TD Williamson является очевидным.

Экономическая эффективность ремонта участка трубопровода с использованием технологии врезки и перекрытия трубопровода без остановки перекачки продукции доказана в расчетах.

Экономическая выгода обусловлена отсутствием простоев перекачки продукции, равным среднему времени ремонта (48 часов.)

Экономическая выгода равна объемам перекачиваемой продукции за данный промежуток времени, для заданных условий – 60 миллионов. Данный факт говорит о том, что данный вид ремонта является эффективным и целесообразным, по сравнению с ремонтом, требующим остановки перекачки, хоть он и дешевле.

5 Социальная ответственность

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

Объектом исследования магистерской диссертации являются технологии ремонта участка трубопровода без снижения давления с применением «стоп-систем».

В магистерской диссертации исследуется прочность уплотнительной манжеты, используемой для герметизации трубопровода. При ремонте магистрального трубопровода планируется территория с помощью специализированной техники, такой как бульдозеры. Производятся различные работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на линейной части нефтепровода в условиях Крайнего Севера или приравненных к нему условиям.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работодатель несет социальную ответственность за работников, выполняющих работу согласно трудовому договору.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [17]: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего

Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней [17].

Рабочей зоной являются полевые условия на линейной части магистрального нефтепровода. Эргономические требования к рабочему месту на рассматриваемых площадках регламентируются системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.2.049-80 [18] при работе с производственным оборудованием и ГОСТ 12.2.033-78 [19] при выполнении работ стоя.

5.2 Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности на человека могут влиять вредные и опасные производственные факторы. К вредным относят факторы, вызывающие заболевания, к опасным – травмы.

В таблице 17 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по ремонту участка нефтепровода. На подготовительном этапе выполняется доставка и подготовка необходимого оборудования и специалистов, разработка траншеи, спускоподъёмные операции, подготовка нефтепровода к ремонтным работам.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [20].

Таблица 17 – Возможные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Подготовительный этап	Ремонт нефтепровода	
1. Повышенный уровень шума;	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [21]
2. Повышенный уровень вибрации;	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [22]
3. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм;	+	-	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [23]
4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [24]
5. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [25]
6. Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [26]
7. Пожаровзрывоопасность	-	+	ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах [27]

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Повышенный уровень шума.

Основным источником шума и вибрации при ремонте нефтепровода являются машины по разработке грунта и крупногабаритная техника: бульдозер, экскаватор, автокран, трубоискатель, дробеструйная установка, компрессор, стягивающее устройство, электростанция, вахтовая машина, трал.

Основными характеристиками шума являются частотный спектр интенсивности звука и звуковое давление.

Уровни звука (шума) и эквивалентные уровни звука при работе, выполняемой с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами, операторской работе по точному графику с инструкцией; диспетчерской работе не должны превышать допустимый уровень в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 (таблица 18).

Таблица 18 – Предельно допустимые уровни звукового давления шума, действующие более 4 часов по СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [21]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией; диспетчерская работа.	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

К индивидуальным мероприятиям для снижения вредного влияния шума согласно [21, 22] можно отнести: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски. Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

К методам и средствам коллективной защиты можно отнести изолированные или встроенные элементы конструкции производственного помещения (экраны, перегородки, кабины и т.п.), поглощающие или ослабляющие звуковое излучение. Кроме того, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум.

2. Повышенный уровень общей вибрации.

Источниками вибрации при ремонте нефтепровода являются крупногабаритная техника и дробеструйная установка для очистки трубопровода.

Длительное воздействие вибрации высоких уровней на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению профессиональной патологии – вибрационной болезни. Одним из основных ее синдромов является вестибулопатия, которая проявляется главным образом вестибуло-вегетативными расстройствами: головокружением, головными болями, гипергидрозом и т. д.

Индивидуальные СИЗ от вибрации согласно [21, 22]: виброизолирующая обувь, подметки и специальные стельки, прокладки и вкладыши, а также специализированные рукавицы и перчатки.

Коллективная защита от вредного воздействия вибрации осуществляется путем установки агрегатов в индивидуальных укрытиях, применением конструктивных мер снижения уровней вибрации, уменьшением времени контакта с вибрирующими поверхностями.

Защита от вибрации также обеспечивается балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов и устройством виброгасящих опор и фундаментов [22].

3. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм.

Перекачиваемая по трубопроводу нефть относится к веществам 3 класса опасности и является легковоспламеняющейся жидкостью, умеренно опасной по степени воздействия на организм, вредная при проглатывании. Вызывает раздражение кожи, повреждения глаз. Может вызвать раздражение верхних дыхательных путей, сонливость и головокружение при однократном воздействии.

Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения:

- предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/ м³;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;
- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м³.

Для индивидуальной защиты необходимо использовать перчатки, средства защиты органов дыхания, очки, халат, защитную обувь.

Для коллективной защиты в помещении должна быть предусмотрена вытяжка или вентиляция. Перед началом работы с вредными химическими реагентами проводится инструктаж.

4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.

Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по ГОСТ 12.1.005-88 в соответствии категорией работ [24].

Согласно ГОСТ 12.1.005-88, рабочее место находится в IV климатическом поясе (регион Б) и по уровню теплозащитных свойств относится к 3 классу защиты.

Для профилактики переохлаждения необходимы индивидуальные средства защиты: теплозащитное белье и одежда с подкладками, перчатки, шапки, теплая обувь.

Коллективными мерами защиты от переохлаждения являются помещения для обогрева и нормирование труда на открытом воздухе.

5. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего.

Работы по ремонту трубопровода связаны с использованием разных машин и агрегатов, поэтому на промысле может возникнуть опасность для человека со стороны движущихся машин и механизмов.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [29], ограждения имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2003-91 [25].

6. Производственные факторы, связанные с электрическим током.

Источниками электрического тока являются используемая крупногабаритная техника, электростанция и компрессор. Конструкция электроустановок должна соответствовать условиям их эксплуатации и обеспечивать защиту персонала от соприкосновения с токоведущими и

движущими частями, а оборудование – от попадания внутрь посторонних твердых тел и воды [26].

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [30]. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц.

Допустимым считается ток, при котором человек может самостоятельно освободиться от электрической цепи: при длительности действия более 10 секунд – 2 мА, при 10 секунд и менее – 6 мА.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П–III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества) и взрывоопасной зоне класса В-Iг (зоны у наружных установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ).

Основными способами защиты от поражения электрическим током являются защитное заземление; зануление; выравнивание потенциалов; малое напряжение; электрическое разделение сетей; защитное отключение; изоляция токоведущих частей; оградительные устройства; предупредительная сигнализация; знаки безопасности; изолирующие защитные и предохранительные приспособления.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 [31].

7. Пожаровзрывоопасность.

Взрывоопасность нефтей и нефтепродуктов характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости. Нижний предел взрываемости – это концентрация паров жидкости в воздухе, ниже которой не происходит вспышки смеси из-за избытка воздуха и недостатка паров при внесении в эту смесь

горящего предмета. Верхний предел взрываемости соответствует такой концентрации паров нефти и нефтепродуктов в воздухе, выше которой смесь не взрывается, а горит. Значения концентрации паров между нижним и верхним пределами взрываемости называют интервалом взрываемости. Для нефтей и нефтепродуктов интервал взрываемости составляет от 2 до 10%.

Пожаровзрывоопасность нефтей и нефтепродуктов характеризуется способностью смесей их паров с воздухом воспламеняться и взрываться. Пожароопасность нефтей и нефтепродуктов определяется величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения.

К газоопасным относятся работы, связанные с внутренним осмотром, чисткой, ремонтом, разгерметизацией технологического оборудования, коммуникаций, установкой и снятием заглушек на оборудовании и трубопроводах, а также работы внутри емкостей (аппараты, сушильные барабаны, печи технологические, сушильные, реакторы, резервуары, цистерны, а также коллекторы, тоннели, колодцы, приямки, траншеи (глубиной от одного метра) и другие аналогичные места), при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону пожаровзрывоопасных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрыв, возгорание, а также работы при недостаточном содержании кислорода (объемная доля ниже двадцати процентов) в рабочей зоне.

При проведении газоопасных работ, при которых возможно выделение взрывоопасных веществ в зоне проведения работ, следует применять:

- переносные светильники во взрывозащищенном исполнении, соответствующие по исполнению категории и группе взрывоопасной смеси;
- средства связи во взрывозащищенном исполнении;
- инструмент из материала, исключающего возможность искрообразования;
- обувь, исключающую возможность искрообразования;

▪ средства индивидуальной защиты органов дыхания (исходя из условий работы).

Устройства для подключения передвижного и переносного электрооборудования должны размещаться вне взрывоопасной зоны [41].

Расчет устройства защитного заземления

Рассчитать сопротивление защитного заземления для переносной электропитающей установки FUBAG WHS 210 DC мощностью 3 кВт, распределяющей энергию напряжением 380/220В. Электропитающая установка размещена на земле. Грунт – суглинок. Климатическая зона – вторая.

В руководстве сказано для заземления использовать медный провод сечением 10 мм², который следует соединить с точкой заземления установки и со штырем заземления из оцинкованной стали, углубленным на 1 метр в землю.

1. Требуемое сопротивление защитного заземления в соответствии с Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 N 6 (ред. от 13.09.2018) «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» [32] не должно превышать:

$$R_z = \frac{250}{I_p} = \frac{250}{200} = 1,25 \text{ Ом} \quad (9)$$

2. Определяем расчетное удельное сопротивление грунта (для суглинка $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, сезонный повышающий коэффициент $k = 1,65$):

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k = 100 \cdot 1,65 = 165 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (10)$$

3. Принимаем сопротивление естественных заземлителей равным $R_e = 5 \text{ Ом}$.

4. Определяем предварительно конфигурацию заземлителя с учетом возможности размещения его на отведенной территории участка. Выбираем контурное размещение заземлителей. Контурный заземлитель размещается по небольшому периметру, длина которого $L_T = 1 \text{ м}$.

5. В качестве искусственных вертикальных заземлителей выбираем медные стержни длиной $L = 1 \text{ м}$, диаметром $d = 6 \text{ мм}$, верхние концы которых

соединяются медной проволокой сечением 10 мм², уложенной в грунт (суглинок), при глубине заложения $t_0=1,0$ м.

6. Определяем сопротивление растеканию тока с одного заземлителя R_1 по соответствующей формуле, приведенной в таблице:

$$R_1 = \frac{\rho_{\text{рас}}}{2\pi L} \cdot \left(\ln \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+L}{4t-L} \right) = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 1} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 1}{0,006} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1 + 1}{4 \cdot 1 - 1} \right) = 159 \text{ Ом} \quad (11)$$

7. Определяем требуемое сопротивление искусственного заземляющего устройства:

$$R_{\text{утр}} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} = \frac{5 \cdot 1,25}{5 - 1,25} = 1,67 \text{ Ом} \quad (12)$$

8. Определим предварительно необходимое количество вертикальных заземлителей n , приняв расстояние между ними:

$$\alpha = 2L = 2 \cdot 1,0 = 2 \text{ м} \quad (13)$$

$$n = \frac{L_{\Gamma}}{\alpha} = \frac{2}{2} = 1 \text{ штука} \quad (14)$$

9. Определяем сопротивление растеканию тока с горизонтального заземлителя по формуле, приведенной в таблице:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{рас}}}{2\pi L_{\Gamma}} \cdot \ln \frac{2L_{\Gamma}^2}{0,5 \cdot b \cdot t_0} = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,0} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1,0^2}{0,5 \cdot 0,0004 \cdot 0,5} = 260 \text{ Ом} \quad (15)$$

10. Коэффициент использования вертикальных и горизонтальных электродов соответственно $\eta_{\text{в}} = 1$ и $\eta_{\Gamma} = 1$.

11. Сопротивление растеканию группового искусственного заземлителя определяем по формуле:

$$R'_{\text{у}} = \frac{R_{\text{в}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{в}} \cdot \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{в}} \cdot n} = \frac{159 \cdot 260}{159 \cdot 1 + 260 \cdot 1 \cdot 1} = 98,66 \text{ Ом} \quad (16)$$

12. Общее сопротивление (действительное) заземляющего устройства:

$$R_{\text{зу}} = \frac{R_e \cdot R'_{\text{у}}}{R_e - R'_{\text{у}}} = \frac{98,66 \cdot 5}{98 - 5} = 5,26 \text{ Ом} \quad (17)$$

$R_{\text{зу}} > R_{\text{тр}}$, заземление выполнено правильно.

5.4 Экологическая безопасность

Для защиты атмосферы, гидросферы и литосферы от негативного антропогенного воздействия используются следующие основные меры.

1. Защита селитебной зоны

Согласно постановлению Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [33] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [34]) – 1000 м.

Источником загрязнения являются бытовые отходы производства. Обязанности и меры стимулирования снижения НВОС:

- Составляется программа производственного экологического контроля (ПЭК);
- Вносится плата за НВОС (за исключением размещения твердых коммунальных отходов);
- Источники НВОС, оснащаются автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов и сбросов загрязняющих веществ, концентрации загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи такой информации в государственный фонд данных государственного экологического мониторинга;
- Разрабатываются нормативы образования отходов и лимиты на их размещение.

2. Защита атмосферы

Атмосферный воздух рабочей зоны должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [35].

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- выполнение герметичных сварных швов;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу

3. Защита гидросферы

При ремонте нефтепровода соблюдаются требования к охране подземных (ГОСТ 17.1.3.06-82. [36]) и поверхностных вод (ГОСТ 17.1.3.13-86 [37]).

Для предупреждения загрязнения гидросферы строго соблюдаются правила утилизации бытовых и химических отходов, осуществляется контроль сточных вод.

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- развитие безотходных и безводных технологий;
- внедрение систем оборотного водоснабжения;

- закачка сточных вод в глубокие водоносные горизонты;
- очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

4. Защита литосферы

Технологическое загрязнение почвы нефтью и нефтепродуктами является крайне опасным явлением, угрожающим флоре, фауне и здоровью населения. Для обеспечения экологической безопасности при ремонте нефтепровода на производстве предусмотрен комплекс мероприятий по охране литосферы [35].

С целью снижения негативного влияния на литосферу отходы производства удаляются, складировуются и утилизируются согласно ГОСТ Р 53692-2009 [38]:

- Сбор и накопление отходов в установленных местах;
- Идентификация отходов (присвоение отходу классификационного номера и кодирование его свойств, состояния в установленном порядке);
- Сортировка путем разделения и/или смешивания отходов, согласно определенным критериям;
- Упаковка и маркировка отходов;
- Транспортирование и складирование отходов;
- Хранение отходов в зависимости от степени их опасности;
- Избавление от отходов производится путем их утилизации и/или удаления.

Каждый этап подлежит обязательной документации.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [39].

В районе проведения работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:

- Природные катастрофы (наводнения, экстремально пониженные температуры, метель);
- Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);
- Техногенные аварии (аварии с выбросом химически опасных веществ, разгерметизация линейной части нефтепровода, возгорание горюче-смазочных веществ)

Наиболее распространенной ЧС при ремонтных работах на нефтепроводе является разливы нефти и нефтепродуктов.

При возникновении аварийных разливов нефти возможны:

- загрязнение почвы на значительной территории;
- воздушная ударная волна при взрыве газовой среды;
- термическое воздействие пожара при возгорании вытекающей из трубопровода нефти;
- загазованность территории.

Оперативные действия при ликвидации аварийных разливов нефти:

- сообщить мастеру участка по обслуживанию нефтепровода (мастеру по добыче нефти и газа) об аварии;
- прекратить транспортировку нефти по трубопроводу;
- вызвать аварийную бригаду;
- вызвать пожарную часть;
- принять меры к недопущению возгорания и растекания нефти;
- обозначить зону загазованности. Выставить в наиболее опасных местах посты для предупреждения проникновения в опасную зону людей, транспортных средств, животных;
- организовать сбор разлившейся нефти до максимально достижимого уровня;

– произвести размещение собранной нефти для последующей утилизации, исключающей вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды;

– произвести завершающие работы по ликвидации последствий разливов нефти, реабилитации загрязненных территорий.

Эти операции проводить в соответствии с проектами (программами) рекультивации земель и восстановления водных объектов. Полученное положительное заключение государственной экологической экспертизы указывает на качество проведенных работ [40].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Любой вид ремонта на магистральном трубопроводе имеет свои особенности, поэтому необходимо правильно подобрать технологию ремонта и рассчитать все экономические и технологические риски.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был рассмотрен и описан техника и технология по врезке и перекрытию трубопровода без остановки перекачки, были выявлены преимущества технологии T.D. Williamson, как экономические, так и технологические и установлены нормы безопасных условий труда.

Проведены расчёты для обоснования ресурсоэффективности предлагаемого варианта проведения работ.

Определен перечень материалов, применимых для изготовления манжет и зависимость их механических характеристик от температуры.

Построена конечно-элементная модель манжеты для оценки ее напряженно-деформированного состояния в различных режимах эксплуатации.

Проведена серия вычислительных экспериментов по результатам которых указать безопасные комбинации температуры и давления для анализируемой манжеты.

Показано, что повышение температуры существенно снижает прочностные характеристики материала манжеты. При повышении температуры до 60°C удлинение соответствует требованиям, однако истинная прочность в 2 раз ниже, она падает с 30 МПа до 15,5 МПа. При температуре выше 110°C механические свойства перестают удовлетворять стандартным значениям применения данной технологии.

Произведена оценка критических режимов работы уплотнительного устройства при давлениях от 1 МПа до 7,5 МПа и температурах от 20 до 110°C, на основе чего определены ограничения условий применения – более жесткие, чем заявлено производителем. Так для трубопроводов диаметром 150-300 мм заявлено рабочее

давление до 6,2 МПа и температура транспортируемой среды до 82 °С [4]. Однако расчетным путем определены следующие рабочие границы безопасной эксплуатации технологии:

- до 7,5 МПа при температуре до 48°С,
- до 5 МПа при температуре до 60°С,
- до 2 МПа при температуре до 107°С.

Результаты проведенного исследования свидетельствуют о недопустимости использования изделия при максимальных значениях температуры и давления одновременно. Таким образом, проведенные исследования позволили определить возможные условия нарушения целостности манжетных уплотнений.

Список литературы:

1. Врезка и перекрытие трубопроводов при строительстве и капитальном ремонте. Neftegaz.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tekhnologii/656740-vrezka-i-perekrytie-truboprovodov-pri-stroitelstve-i-kapitalnom-remonte/> (дата обращения 20.03.2022 г.).
2. Варламов, Д.П. Мониторинг дефектности и прогноз состояния магистральных газопроводов России/ Д.П.Варламов, В.А.Канайкин, А.Ф.Матвиенко, О.И.Стеклов. - Екатеринбург: Уральский центр академического обслуживания, 2012. - 250с.
3. T.D. Williamson Pipeline Performance. About TDW. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tdwilliamson.com/company/about-us> (дата обращения 20.03.2022 г.).
4. Каталог продукции компании T.D. Williamson [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://avroga-arm.ru/data/images/tdwilliamson/HIPRESSURERUS.pdf> (дата обращения 20.03.2022 г.).
5. Компания Ravetti. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.mtools.ru/ravetti> (дата обращения 20.03.2022 г.).
6. Каталог продукции Ravetti. Технология для ремонта нефтепроводов, газопроводов, систем теплоснабжения и водоснабжения под давлением без отключения подачи, за счёт байпасной линии [Электронный ресурс] URL: <http://pteh74.ru/images/catalog/Ravetti/Ravetti2015.pdf> (дата обращения 20.03.2022 г.).
7. T.D. Williamson. STOPPLE® Train Isolation System. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tdwilliamson.com/solutions/hot-tapping-andplugging/isolation/stopple-train> (дата обращения 20.05.2022 г.).
8. Подбор материалов для основных конструктивных элементов агрегатов, систем: Методические указания к лабораторно-практическим

занятиям по курсу: Конструирование и проектирование агрегатов и систем ЛА и ДЛА / Кондрашов Ю.И. – Самара: Самарский Государственный Аэрокосмический Университет имени академика С.П. Королева, 2014. – 35 с.

9. Басов К. А. ANSYS для конструкторов. — М.: ДМК Пресс, 2009. — С. 248.

10. Справочник машиностроителя в 6-ти т. Т. 3 / под. ред. Ачеркана Н. С. – М.: Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1956. – 566 с.

11. Хрящев М.А. Врезка под давлением в магистральный трубопровод. – Т.: «Проблемы геологии и освоения недр», 2018.

12. Метод конечных элементов в механике деформируемого твёрдого тела: Учеб. пособие / В.Г. Фокин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 131 с.

13. Н. Р. Прокопчук, Ж. С. Шашок, А. В. Касперович, В. Ф. Шкодич. Влияние температуры на снижение долговечности эластомерных композиций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-temperature-na-snizhenie-dolgovechnosti-elastomernyh-kompozitsiy/viewer> (дата обращения 20.05.2022 г.).

14. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е2 Земляные работы; Сборник Е22 Сварочные работы; Сборник Е11 Изоляционные работы.

15. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР».

16. Общероссийский классификатор видов экономической деятельности. Код: 45.21.6. Производство общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки.

17. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);

18. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
19. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
20. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
21. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
25. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
27. ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.
28. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
29. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
30. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
31. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

32. Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 N 6 (ред. от 13.09.2018) «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей».

33. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»

34. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» На основании Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, N 14, ст.

35. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 26 июня 2021 года).

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

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

38. ГОСТ Р 53692-2009. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов.

39. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

40. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 №613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

41. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ" от 15 декабря 2020 года N 528.

Приложение А

Literature review

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Чернов Антон Сергеевич		

Руководитель ВКР от школы отделения (НОЦ) (ИШПР, нефтегазовое дело) :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Саруев Л.А.	д.т.н		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеев И.А.	д.ф.н.		

1. Mechanisms for shutting down pipelines

Repair work performed on existing pipelines is carried out with the aim of eliminating defects, modernizing, replacing damaged sections of the pipeline, replacing fittings and any other equipment installed on the pipeline.

Most of the repair work of the pipeline is carried out by replacing the defective section of the pipe, or replacing the connecting parts. For safe work, it is necessary to stop the process of pumping the transported medium. When using traditional repair methods that require a temporary stop of pumping, in most cases it is necessary to disconnect a large section of the pipeline, the pressure in which must be reduced, and the transported product is pumped out, only in this case can safety be guaranteed during welding operations.

However, it is not always possible to replace the defective section immediately, since in winter the pumping in the pipeline cannot be stopped in any case, even if there is a bypass line. Since this will lead to freezing of the pipeline products, and there is simply nowhere to pit such volumes of the product away or there is not always such an opportunity.

Emergency repairs, carried out by applying patches, clamping elements, clamps, plugs (chopiks), refers to emergency methods, can be applied as temporary measures.

In the pipeline industry, it is sometimes necessary to isolate a section of a pipeline without stopping the pumping of the product supplied to the consumer, regardless of whether the consumer is a large producer or a private homeowner. The same need may arise in an oil refinery or petrochemical plant, where pressure reduction is undesirable.

The technology of tapping and bypassing under pressure refers to non-stop methods. This approach provides prompt isolation of the damaged section of the pipe. At the same time, the operating parameters are preserved in the remaining parts of the linear transport channel.

Stoppie pipeline section overlapping equipment developed by T.D. Williamson is designed for this purpose. Mechanisms for overlapping the cross-section of STOPPLE pipelines serve as temporary valves that are installed anywhere in the pipeline. They are used to insulate a section of the pipeline for repair work or to connect new lines without stopping the pumping of the product in the pipeline.

Currently, there are two well-established technologies that allow you to repair, reconstruct, replace and connect new pipelines without stopping the transportation of the product: technology from T. D. Williamson (USA, Belgium); Ravetti technology (Italy). Both technologies are suitable for working in cramped conditions, which is very convenient for repair work in the pit, provided that the pipeline is laid underground, and also have a number of advantages and disadvantages.

This technology makes it possible to replace defective sections of pipelines, repair or install valves, shut-off valves and other types of pipeline reconstruction without stopping the supply of the product and without reducing the pressure. Flooring technologies developed by these companies are suitable for working in cramped conditions, which is very convenient for repair work in the pit, subject to underground laying of the pipeline, and also have a number of distinctive features.

The technological capabilities of T.D. Williamson equipment make it possible to cut holes with a diameter of 15 to 1420 mm, to overlap a pipeline with a diameter of 15 to 2400 mm, with a pipeline pressure of up to 11.8 MPa.

Ravetti is also engaged in the development of technologies and related equipment for the implementation of tie-ins and overlapping of the cross-section of pipelines under pressure. The technological capabilities of the Ravetti equipment make it possible to cut holes with a diameter of 12 to 900 mm, to block a pipeline with a diameter of 15 to 900 mm, with a pressure in the pipeline of up to 8.0 MPa.

T. D. Williamson's technology involves shutting off the pipeline for repair with STOPPLE equipment in the following steps: installation of four split tees on the main part of the pipeline; installation of temporary "SANDWICH" valves on tees; installation of the drilling rig; drilling a hole in the pipeline through a valve and a

transition device using a milling cutter with a centering drill; removal of the cutter with the cut coupon and closing the "SANDWICH" valve; drilling holes on the other three tees; installation of the bypass and its filling with the transported medium; overlapping a section of the pipeline with the help of shut-off heads of the "STOPPLE" mechanism and relieving the pressure in this section.

Ravetti's technology provides for the overlapping of the pipeline for repair with the help of STOP-SYSTEM equipment in the following stages: welding of two split tees (fittings) to the pipeline section with the subsequent installation of sandwich valves on them; installation on the sandwich valve of the machine for tapping with subsequent insertion under pressure into the existing pipeline; removal of the cut part of the pipeline through the sandwich valve and its closure; installation of a viewing device for cleaning the inner surface of the pipe from deposits; Installation of a Ravetti stop system on a sandwich valve to shut down the pipeline and transport the medium along a bypass line, which in turn is installed on the Ravetti stop system itself.

Considering these tie-in technologies as a whole, the following advantages should be highlighted: a reduction in labor costs as a result of the lack of need for work on disconnecting and restarting consumers, which reduces gas-hazardous work to a minimum; the possibility of quality control of the replaced section of the pipeline after the completion of welding work before connecting to the existing pipeline; significant reduction of gas emissions into the atmosphere when working with the gas pipeline; a significant reduction in time costs, for example, according to Ravetti technology, the overlapping of a pipeline section with a conditional diameter of 500 mm takes about a day, when the time of work with disconnection of consumers takes more than 10 days.

In the course of comparing the stages of tie-in using the technologies of the two companies, it is worth noting the advantage of the technology from Ravetti, which is to reduce the complexity of the work on the overlapping of the pipeline compared to the technology from T. D. Williamson, namely, in the number of welded tees on the pipeline for its subsequent overlapping. According to the technology of T. D.

Williamson, four fittings are welded, two of which are equipped with a bypass line, and the other two are equipped with STOPPLE devices.

As for the Ravetti technology, in this technology only two weldable fittings are needed, on which "Stop Systems" are installed, containing bypass valves in their design, which provides for the installation of a bypass line directly on the "Stop System" itself. Consequently, Ravetti's tie-in technology can significantly reduce the time it takes to shut down the pipeline, as well as reduce the amount of equipment used.

A comparison of the technical capabilities of the equipment for tapping and overlapping the pipeline of both companies is presented in Table 1.

Table 1 – Technical capabilities of the equipment Technical parameters of T. D. Williamson, Ravetti

Technical parameters	T. D. Williamson	Ravetti
Diameter of overlapping pipelines	from 15 mm to 1420 mm	from 12 mm to 900 mm
Media pressure in the pipeline during overlapping	up to 11,8 MPa	up to 8 MPa
Maximum product operating temperature at standard seals	up to 82 °C	up to 130 °C

Based on the technical capabilities of the equipment of the two companies, T. D. Williamson's technology for tapping and overlapping the pipeline is more versatile and allows you to work with pipelines of a much larger diameter and medium pressure in them, compared to the equipment from Ravetti, but when the repair work falls on a pipeline whose technical parameters allow the use of both technologies, then the rational choice will be the technology of tapping and overlapping the pipeline from Ravetti, which will reduce financial costs, the time of work on the overlapping of the pipeline, as well as the amount of necessary equipment.

Considering these tie-in technologies as a whole, the following advantages should be highlighted: a reduction in labor costs as a result of the lack of need for work on disconnecting and restarting consumers, which reduces gas-hazardous work to a minimum; the possibility of quality control of the replaced section of the pipeline after

the completion of welding work before connecting to the existing pipeline; significant reduction of gas emissions into the atmosphere when working with the gas pipeline; significant reduction of time spent on repair work.

1.1. Equipment for insertion and overlapping of pipeline sections under pressure from Ravetti.

Stop systems are used to block pipelines from 2" to 20" under pressure (25 bar), and to arrange a bypass to carry out work without disconnecting consumers.

During the work on blocking the flow and arranging bypass joints, the biggest problem is, as a rule, small leaks of the transported product (gas, oil, chemistry) caused by the error of internal diameters and longitudinal welding seams. The solution to this is the "STOP SYSTEM", which allows you to work with a wide range of errors of any nominal diameter. The trapezoidal sectional rubber ring of the temporary overlapping device can expand and contract along the inner walls of the pipe, providing a large contact area and guaranteed overlap of flow in a given section of the pipeline.

Thanks to the ball valve installed in the body of the STOP SYSTEM, which allows the bypass pipe to be connected, the pressure can be maintained at the same level if the pipe overlaps in two places.

Features of stop systems for pipes:

- Reliable operation on networks with a pressure of up to 25 bar and a temperature of up to 140 C ° for oil, gas, water and other gas and liquid media;
- High tolerance to poor quality of pipelines (welds, dirt, etc.);
- "STOP SYSTEM" can be used in any desired position (horizontally or vertically);
- The ability to install a bypass (bypass highway) so as not to disconnect consumers and not to stop the supply of the transported medium.

Creating a simplified design and compactness of RAVETTI equipment, the small space that is available to the operator during installation and dismantling was

taken into account. Due to this, to perform work on the overlapping of pipelines with the help of the "STOP-SYSTEM", a minimum number of people and time are required.

Elements of "STOP SYSTEMS":

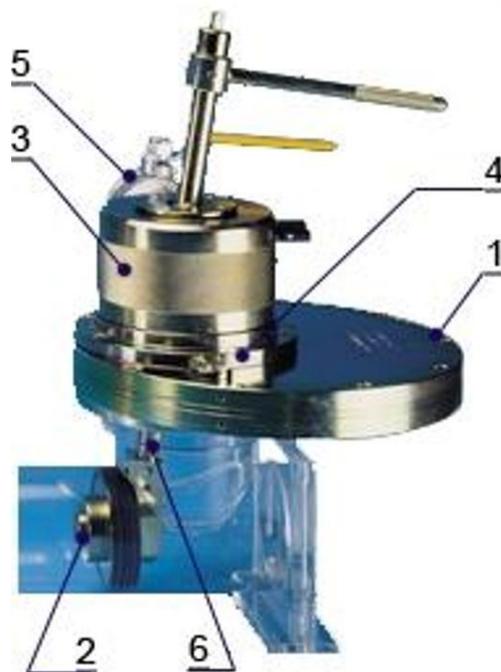


Figure 1 – Elements of "STOP SYSTEMS"

1. Sandwich Valve
2. Stop system head (with expanding rubber gasket);
3. Glass;
4. Transition flange;
5. Bypass valve;
6. Rod connecting the head of the Stop System to the external handle. A rod connecting the head of the Stop System to the external handle.

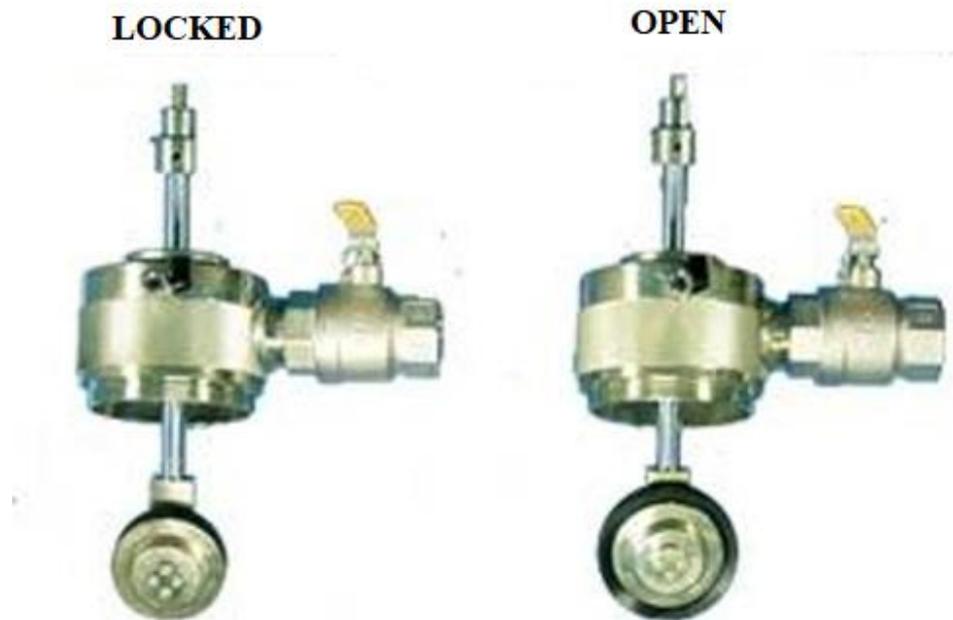


Figure 2 – STOP SYSTEMS States

Advantages over alternatives:

3. Maximum safety

This is the main feature that was taken into account when developing the "STOP SYSTEM". During operation on pipelines, the most basic problem is, as a rule, small gas leaks.

They can be caused by:

- large error of internal diameters;
- longitudinal defects during welding;
- burrs that are difficult to remove.

The system allows you to work with a wide range of errors of any nominal diameter, since the trapezoidal sectional rubber ring can expand and contract along the inner walls of the pipe, a wide contact area eliminates the possibility of leakage.

4. Feeding is not interrupted

If the pipe overlaps in two places, the pressure can be maintained at the same level, thanks to the "STOP SYSTEM", which allows the bypass pipe to be connected to the ball valve installed in the body of the "STOP SYSTEM".

1.2. Equipment and materials required for tapping and overlapping with T.D. Williamson technology

The STOPPLE device. The STOPPLE blocking mechanism is designed to temporarily isolate a section of the pipeline during repair work or the connection of new lines without stopping the pumping of the transported product in the pipeline. The process of isolating a section of the pipeline takes place by introducing a STOPPLE head for blockage through two pre-cut holes in the pipeline.

The STOPPLE mechanism consists of three main parts:

- hydraulic cylinder, which serves to lower and lift the shut-off head into the pipeline and is driven by the power unit of the tie-in machine;
- hydraulic cylinder adapter housing designed for mounting the hydraulic cylinder on a SANDWICH type valve and at the same time being the housing in which the SHUT-off STOPPLE head is retracted. Has a discharge valve and a fitting for the pressure equalization line;
- purchase head, which is installed into the pipe through a SANDWICH type valve and serves as a temporary shut-off device for hermetic overlapping of the pipeline section.

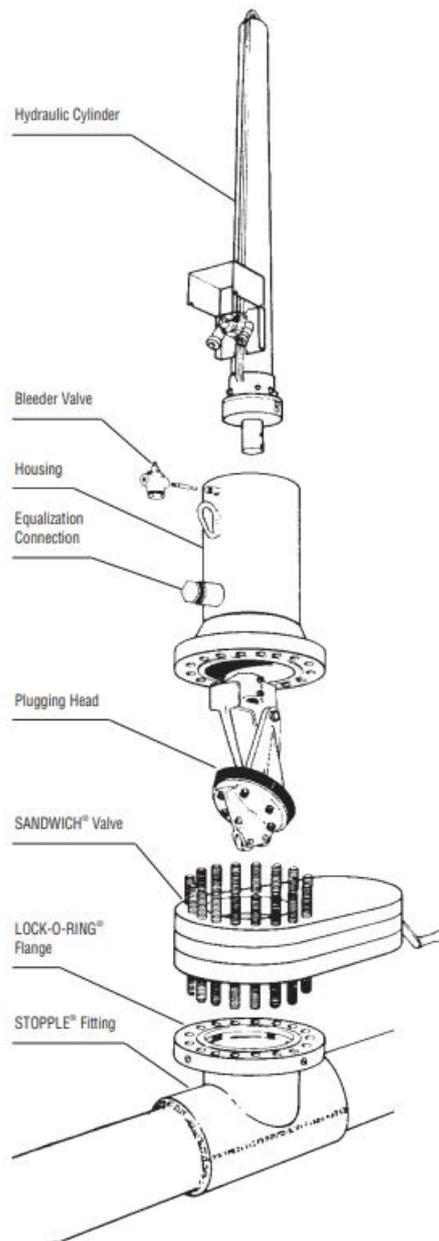


Figure 3 – STOPPLE Mechanism

STOPPLE fittings are split tees with a full-size outlet for use with mechanisms for overlapping the cross-section of pipelines. Fittings with reduced diameter elbows with LOCK-O-RING flanges are used to install a temporary bypass.

STOPPLE tie-in fittings are designed to connect new lines to existing lines. In their production, the carbon equivalent is controlled so that it corresponds to the carbon equivalent of the pipeline on which the fitting will be welded.

THREAD-O-RING threaded fittings are used to relieve and equalize the pressure in the pipeline when applying the STOPPLE pipeline closure mechanism. In

addition, fittings of this type can be installed when installing new pipelines on either side of the linear valve for later use in purging.

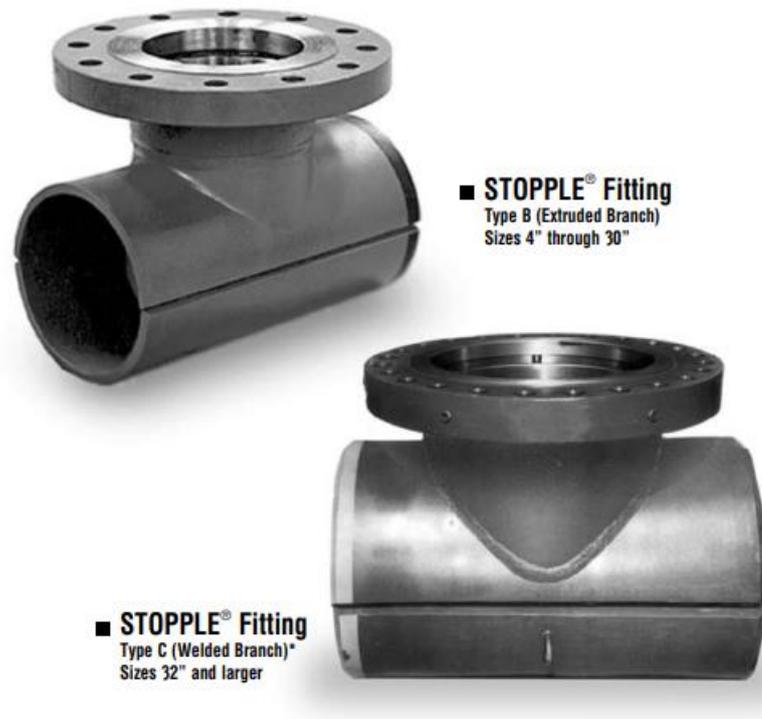


Figure 4 – STOPPLE fittings

LOCK-O-RING flanges and plugs allow the dismantling of temporary valves used for tapping into the pipeline and the use of STOPPLE mechanisms to cut off the cross-section of pipelines, and can also be used to connect new lines via permanent valves. In this case, a LOCK-O-RING stopper with a grille is installed inside the flange to prevent the cleaning and diagnostic pistons from getting inside the fitting.

If necessary, LOCK-ORING plugs (STOPPLE fittings) can be removed from the fitting for the subsequent installation of mechanisms for overlapping the cross-section of pipelines.



Figure 5 – LOCK-O-RING tube

SANDWICH gate valves are designed for use in conjunction with equipment for tie-ins and overlapping the cross-section manufactured by T.D. Williamson (machines for tie-ins, STOPPLE equipment, fittings with lock-O-RING flanges). SANDWICH gate valves have a small height (they are flat), the surfaces under the gaskets have notches for better tightness.

SANDWICH valves manufactured by T.D. Williamson have a small distance between the flanges, which is 75% less than that of standard valves. They are easier to install compared to standard gate valves, especially when working in confined spaces.

SANDWICH gate valves do not have a "top" and "bottom" and can be installed on the fitting of either side. The gate valve can be installed both parallel and perpendicular to the pipeline, depending on the pit. In addition, sandwich gate valves are full-bore, equipped with an internal bypass for pressure equalization.

- Nominal passage from 50mm (2") to 1200mm (48")
- Pressure up to 11.8 MPa (120 bar)
- Long-term operating temperature from -60°C to +80°C
- Operating temperature range from -30°C to +40°C
- Drive type: Manual or hydraulic drive

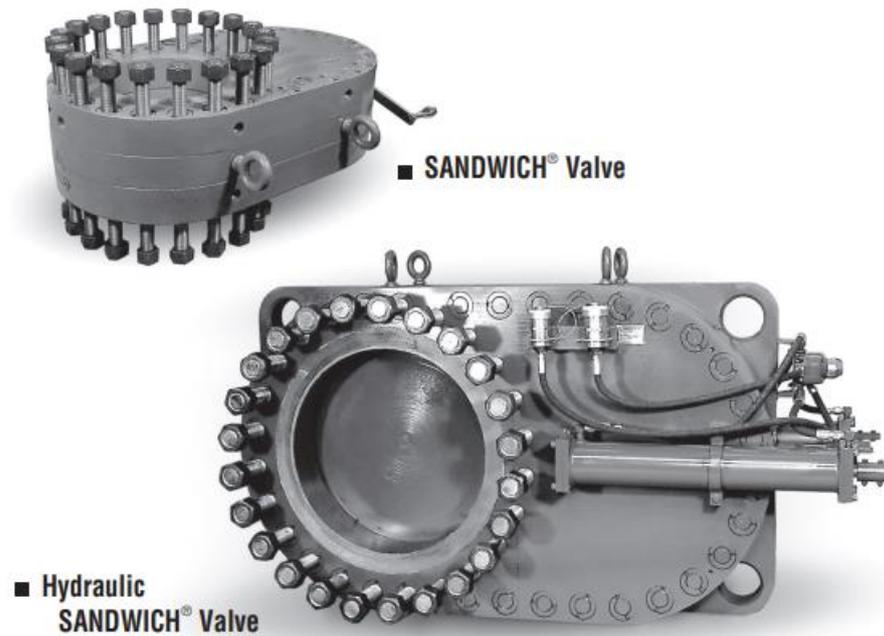


Figure 6 – SANDWICH valves with manual and hydraulic drive

Blockage heads act as a temporary plug that cuts off a section of the pipeline and serves to completely stop the flow in the pipeline.

By means of a hydraulic cylinder, the purchase head is inserted into the pipe cavity and blocks the flow of liquid.

Two types of blockage heads are produced:

- joint-type plugging head;
- folding closure head.
-

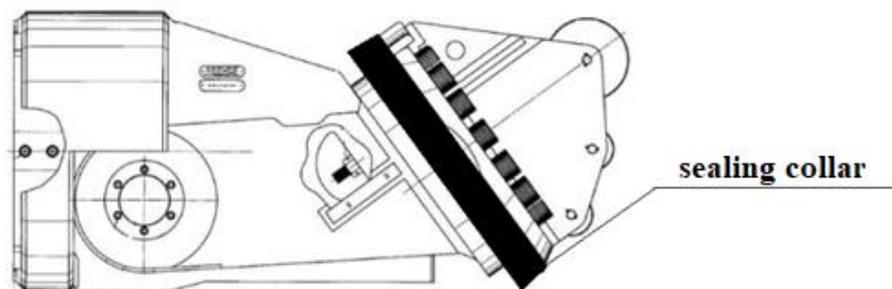


Figure 7 – Purchase head with cuff seal

Overlapping cuffs are sealing elements installed on the blocking head and serve to ensure the sealing of the internal cavity of the pipeline. They are selected based on the value of the working pressure, the internal diameter of the pipe, the temperature and the composition of the working medium in the pipeline intended for repair.

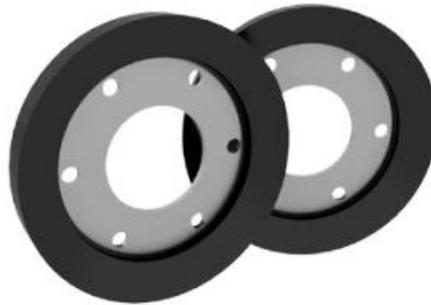


Figure 8 – Cuffs

The sealing sleeve serves to fit the blockage head tightly to the pipe wall for complete sealing of the pipe cavity. A cuff consisting of polymeric materials experiences heavy compressive loads, exposure to an aggressive environment, exposure to temperature and pressure, which requires high monitoring of the condition of the cuff and its properties during operation.

1.3. STOPPLE Train System

The technology of overlapping a section of the pipeline using the STOPPLE Train system is an improvement in relation to the STOPPLE overlapping technology. The design features of the STOPPLE Train equipment make it possible to double overlap the pipeline at the required cut-off point and control possible leaks, thereby increasing the level of safety of repair work, as well as reducing the amount of necessary equipment and, accordingly, the amount of repair work.

StoppLE Train equipment is a construction of two independent, connected in series, shut-off plugs. This system is designed to overlap the cavity of existing pipelines with an operating pressure of up to 10.2 MPa.

After installing this system in the pipeline, an area passing through the drain hole is formed between the shut-off plugs. The drain outlet remains open at all times and is controlled so that any product leaking through the primary plug seal can be removed from the area between the two shut-off plugs and safely pumped out to a safe location (Figure 9).

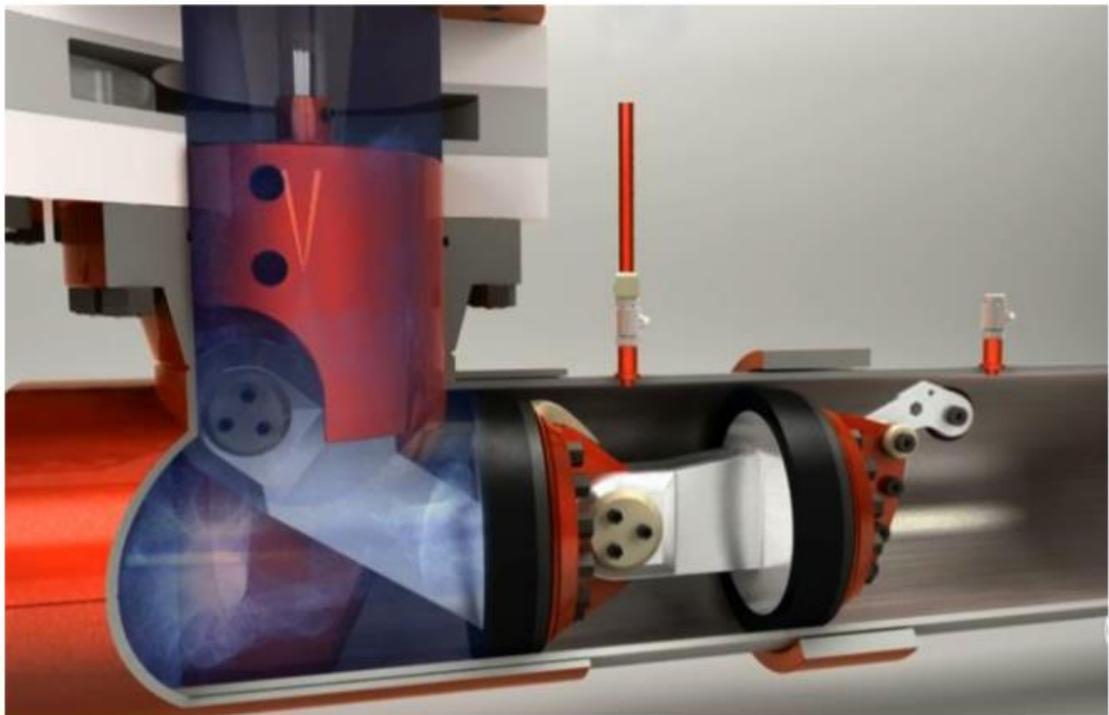


Figure 9 – Overlapping of the pipeline section with the STOPPLE Train system

1.4. Pipeline tapping and overlapping technology with STOPPLE stop systems

Repairs take place using a bypass line, through which the flow of petroleum products is launched, and the defective section on the main pipeline is cut out.

Table 2 – Operating parameters of repair work

Nominal diameter of drilled holes	From 12 to 1400 mm
Maximum operating pressure	Up to 11,8 MPa
Permissible ambient temperature:	
Transportation, storage and loading and unloading	From -60°C to +80°C
During the work	From -40°C to +50°C
Maximum temperature of the pumped product	260°C with standard seal 370°C with special seal
Test control pressure at ambient temperature	1.5 times operating pressure

This happens in the following sequence:

Stage 1 – Weld fittings:

STOPPLE fittings are welded to the pipeline for the subsequent overlap of the pipeline section, lock-O-RING flanges fittings for bypass installation, as well as threaded fittings for relieving pressure from the disconnected section and then equalizing the pressure in the pipeline.

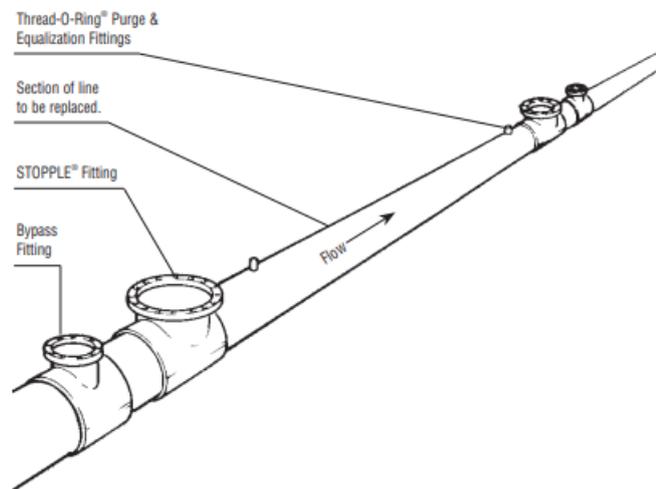


Figure 7 – Weld fittings

Stage 2 – Tapping into the pipeline:

Sandwich gate valves are equipped with machines for tie-ins, cut-ins are made into the pipeline. After drilling is completed, the rod of the machine is removed inside its body, the valves are closed, the machines for tie-ins are dismantled.

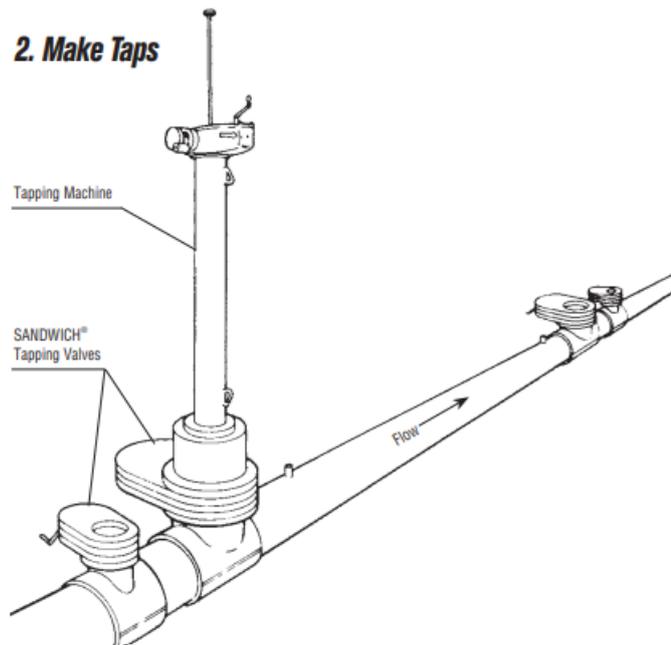


Figure 8 – Tie-in into the pipeline

Stage 3 – Overlapping of the pipeline section:

A bypass line is mounted, its valves are opened. Then the pipeline is closed with the help of STOPPLE mechanisms, the pressure is discharged. After replacing a section of the pipeline, the pressure in it is restored by passing the product from the STOPPLE housing adapters through the threaded fittings.

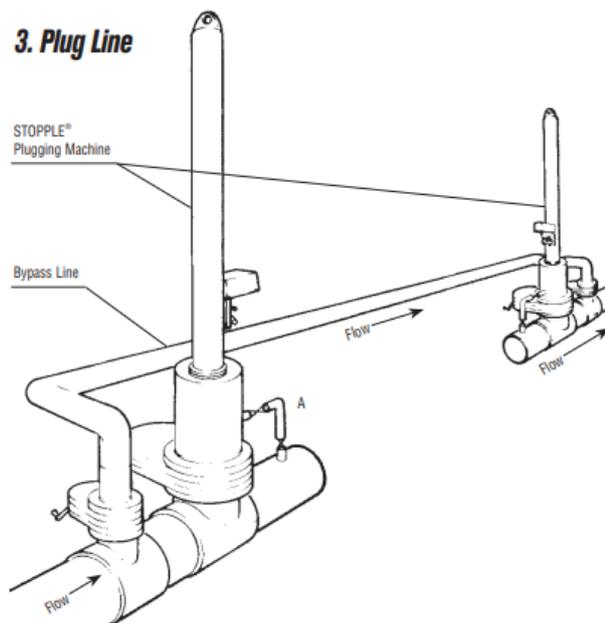


Figure 10 – Overlapping of the pipeline section

Stage 4 – Dismantling of SANDWICH valves:

Instead of the cutter holder, the LOCK-O-RING plug holder (together with the stopper) is installed on the tie-in machine. Plugs are installed in flanges, valves are dismantled, blank flanges are installed on fittings.

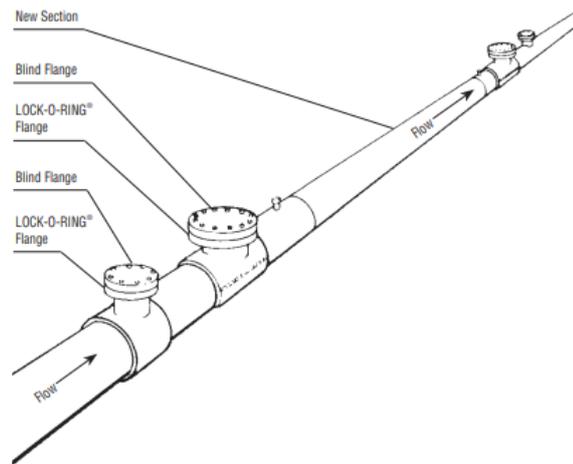


Figure 11 – Dismantling of SANDWICH valves