

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Анализ и выбор современных ремонтных конструкции при ремонте магистральных нефтепроводов »

УДК 621.51 – 662.692.4.004

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б11	Давыденко А.М.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Помощник зав. каф. по менеджменту качества	Антропова Н. А.	к.т.н, доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.т.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Томск – 2016г.

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



Институт природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 210301 «Нефтегазовое дело» профиль  
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов  
переработки»  
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Рудаченко А.В.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б14	Давыденко Артему Михайловичу

Тема работы:

«Анализ и выбор современных ремонтных конструкции при ремонте магистральных нефтепроводов »	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2401/с от 29.03.2016г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

09.06.2016г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Магистральный нефтепровод ██████████ проектная производительность 8,1 млрд. м <sup>3</sup> /год, рабочее давление 5,39 Мпа, непрерывного режима работы
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ и выбор ремонтных конструкций ; мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части ; расчет линейной части магистрального газопровода; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность; заключение по работе
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Белозерцева Ольга Викторовна
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Реферат	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	29.03.2016г.
---	--------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Наталья Алексеевна	к.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б11	Давыденко Артем Михайлович		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО  
ПРОГРАММЕ

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94с.,20 рис., 7табл., 41 источников.

Перечень ключевых слов: магистральный нефтепровод, дефект, ремонт, конструкция, муфта, манжета, прочность, расчёт, технология производственная безопасность.

Объектом исследования являются основные виды муфт, применяемые в настоящее время для ремонта магистральных нефтепроводов.

Цель данной работы: анализ и выбор современных ремонтных конструкций при ремонте магистрального нефтепровода.

Рассмотрены: виды технического обслуживания и ремонта, виды ремонтируемых дефектов, методы ремонта дефектных участков нефтепровода, конструкции муфт, применяемых для ремонта магистральных нефтепроводов, анализ и выбор ремонтных конструкций.

В настоящей работе рассмотрены виды повреждений магистральных нефтепроводов. Представлена технология постоянного и временного ремонта дефектных участков с использованием современных видов муфт, произведен расчет утечки объема нефти и расчет толщины стенки трубопровода. Рассмотрены методы и средства производственной безопасности и охраны окружающей среды при проведении ремонтных работ.

## **Abstract**

Final qualifying work of 102 pages, 20 figures, 7 tables, 41 sources.

List of key words: trunk pipeline, defect, repair, construction, the sleeve cuff, strength, calculation, manufacturing safety technology.

Object of research are the main types of couplings, currently used for the repair of trunk pipelines.

The purpose of work is to consider the issues of repair of trunk pipelines with different designs of couplings.

Considered: types of maintenance and repair, the repaired defect types, methods of repair of defective sections of the pipeline, the coupling structure used for the repair of trunk pipelines, analysis and selection of repair designs.

In this paper the types of injuries of trunk oil pipelines. The technology of permanent and temporary repair of defective areas using modern types of couplings, calculated the amount of oil leakage and calculation of pipe wall thickness. The methods and occupational safety and environmental safety facilities during the repair work.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

1. РД – 23.040.00 – КТН – 090 – 07.
2. РД 39-30-499-80. “ Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов”.
3. РД 75.180.00 – КТН – 164 – 06. “Технология проведения работ по композитно – муфтовому ремонту магистральных трубопроводов”.
4. РД 75.180.00 – КТН – 165 – 06. “Методика на проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно – муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики”.
5. РД 153 - 39.4 - 130-2002. “Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов ”.
6. РД 153 - 39.4 - 130-2002. “ Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов ”.
7. РД 39-0147103-330-86. “ Инструкция по приварке заплат и муфт на стенки труб нефтепроводов под давлением перекачиваемой нефти до 2,0 МПа”.
8. РД 153-39.4-086-07. “ Технология ремонта дефектов действующих магистральных нефтепроводов ”.
9. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
10. РД -23.04.00-КТН-090-07. “ Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов”.
11. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы
12. СНиП II-12-77. Защита от шума
13. СНиП 23-01-99\* Строительная климатология
14. СНиП 23-03-2003 Защита от шума



15. РД – 23.040.00 – КТН – 090 – 07. “Классификация дефектов и методов ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов”.

16.ГОСТ 12.1.010 – 76. Взрывобезопасность. Общие требования.

17.ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.

18.ГОСТ 12.1.019 – 79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

19.ГОСТ 12.1.003 – 83. Шум. Общие требования безопасности.

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

21.ГОСТ 12.1.005 – 88. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

22.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность.

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

23.ГОСТ 12.1.004 – 91. Пожарная безопасность. Общие требования.

24.ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;

25. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;

26. ГОСТ 17.5.3.04-83 Рекультивация нефтезагрязненных земель.

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Текущий ремонт: комплекс мероприятий по восстановлению исправности и работоспособности, исправного и работоспособного состояния магистрального трубопровода;

Капитальный ремонт: ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного (или близкого к полному) восстановлению ресурса трубопровода;

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. МЕРОПРИЯТИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ .....	12
1.1 Планирование мероприятий технического обслуживания и ремонта .....	19
1.2 Выполнение мероприятий ТОР .....	26
2. КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕФЕКТОВ.....	28
2.1 Дефекты геометрии трубы .....	28
2.2.Дефекты в стенке трубы .....	30
2.3 Дефекты сварного шва.....	31
2.4. Дефекты нефтепровода .....	32
3. МЕТОДЫ РЕМОНТА ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДА .....	<b>Ошибка!</b>
	<b>Закладка не определена.</b>
4.ПРИМЕНЯЕМЫЕ РЕМОНТНЫЕ КОНСТРУКЦИИ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4.1 Конструкции сварных ремонтных муфт.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4.2 Свертная ремонтная муфта .....	43
4.3 Металло-стеклопластиковые муфты .....	45
4.4 Усиливающая Композиционная Муфта Трубопровода.....	51
4.5Муфта подводная стальная стягивающая .....	52
4.4 Термоусаживаемые муфты .....	54
4.5 Ремонтная манжета Clock Spring.....	57
5. АНАЛИЗ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ .....	59

5.1 Классификация ремонтных конструкций применяемых для ремонта магистрального нефтепровода					Анализ и выбор современных ремонтных конструкций при ремонте магистральных нефтепроводов			59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	5.2 Назначение ремонтных конструкций .....				Лист	Лист	Листов	
Руковод.	Антропова					10		
Консульт.					ТПУ гр.3-2Б11			
Зав. Каф.	Рудаченко							

6. РАСЧЕТ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА .....	65
6.1 Расчет объема утечки .....	65
6.2 Расчет толщины стенки трубопровода .....	69
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	69
7.1 Затраты на материалы .....	70
7.2 Затраты на топливо .....	71
7.3 Затраты на оплату труда .....	72
7.4 Отчисления на соц. нужды .....	73
7.5 Амортизация .....	75
7.6 Командировочные расходы .....	77
7.7. Накладные расходы .....	78
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	80
8.1 Производственная безопасность .....	82
8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснования по их устранени .....	84
8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснования .....	85
8.2. Экологическая безопасность .....	92
8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	97
Список литературы .....	98

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая промышленность – базовые отрасли Российской экономики. Ритмичность и стабильность их работы определяет успешность деятельности многих других отраслей промышленности. Очень важным звеном между производителем и потребителем в нефтяной отрасли является трубопроводный транспорт, надёжность работы которого и будет определять стабильность поставок нефти и газа. Системы магистральных нефтепроводов как объект управления предназначены для перекачки больших объемов нефти от поставщиков к многочисленным потребителям, находящимся как внутри, так и за рубежами страны. Управление процессами перекачки для таких систем подчинено жесткому требованию, а именно, управление должно обеспечивать выполнение планов сдачи нефти по всем потребителям системы [11].

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой отрасли промышленности чрезвычайно высока. Он является основным и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. Магистральные трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, в тоже время позволяют разгрузить железнодорожный транспорт для перевозок других важных для народного хозяйства грузов.

Трубопроводный транспорт нефти имеет ряд преимуществ по сравнению с водным и железнодорожным транспортом: минимальная дальность транспортировки, ритмичность работы поставщиков и потребителей, наименьшие потери нефти, наибольшая автоматизация технологических процессов [1,7].

					<i>Анализ и выбор современных ремонтных конструкции при ремонте магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Давыденко</i>				<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова</i>						12	
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2Б11</b>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Рудаченко</i>							

На современном этапе при проектировании систем трубопроводного транспорта нефти необходимо обеспечивать техническую осуществимость в сочетании с передовыми технологиями, экологическую безопасность и экономическую эффективность, а также высокую надежность при эксплуатации, что требует, в свою очередь, высококвалифицированных специалистов в области проектирования, сооружения и эксплуатации магистральных нефтепроводов и хранилищ.

Современное состояние системы магистральных нефтепроводов по мере увеличения продолжительности эксплуатации под влиянием процессов старения, накопления повреждений в металле труб нефтепровода, ухудшается. Циклические воздействия внутреннего давления вызывают накопление усталостных повреждений в зонах дефектов, допущенных при изготовлении труб и проведении строительно-монтажных работ [4].

Цель данной работы: анализ и выбор современных ремонтных конструкций при ремонте магистрального нефтепровода.

Задачи исследования:

1. Характеристика мероприятий технического обслуживания и ремонта.
2. Классификация дефектов линейной части.
3. Методы ремонта дефектных участков.
4. Характеристика ремонтных конструкций.
5. Анализ и выбор ремонтных конструкций.
6. Рассчитать толщину стенки трубы и объем утечки нефти при аварии (разливе).
7. Привести расчеты затрат на ремонтные работы.
8. Рассмотреть требования производственной безопасности при выполнении ремонтных работ.

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

## 1. МЕРОПРИЯТИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ

В соответствии со спецификой обслуживания объектов линейной части магистральных нефтепроводов устанавливаются следующие мероприятия технического обслуживания и ремонта [2] :

- техническое обслуживание нефтепровода;
- текущий ремонт нефтепровода;
- капитальный ремонт нефтепровода.

### 1.1. Техническое обслуживание нефтепровода.

Техническое обслуживание нефтепровода - комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности нефтепровода. Для объектов линейной части выполняются следующие работы:

Охранная зона нефтепровода:

- технический осмотр нефтепровода (осмотр и выявление возможных утечек нефти по выходу на поверхность, заявление и предотвращение производства посторонних работ и нахождения посторонней техники и сооружений в охранной зоне, контроль правильности и мер безопасности при производстве в соответствии с согласованием УМН и РНУ различных работ вблизи трубопровода, наблюдение за изменением условий эксплуатации трубопровода, связанных с оголениями, размывами, оползнями, ростом растительности и оврагов [16];

- отвод ливневых коммуникаций и паводковых вод с целью предупреждения размывов трубопровода;

- поправка или установка временных указателей в опасных зонах.

Трубопровод:

- контроль давления в нефтепроводе по показаниям приборов;

					<i>Анализ и выбор современных ремонтных конструкции при ремонте магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Давыденко</i>			<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова</i>					14	
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2Б11</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко</i>						

- осмотр на герметичность незаглубленных участков трубопровода, мест выхода из земли, трубопроводных узлов, сварных и фланцевых соединений на камерах пуска, пропуска и приема скребка, запорной арматуры, воздушных переходов - через реки, ручьи, овраги;

- устранение незначительных размывов, оголений трубопровода;

- контроль и стравливание давления из тупиковых участков трубопровода - камер пуска, пропуска и приема скребка, отключенных ниток подводных переходов.

Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы):

- внешний осмотр с целью выявления утечек нефти, утечек масла через неплотности редуктора, нарушение герметичности кабеля и электродвигателя, наличие смазки в редукторе и ванне конечных выключателей, мелких неисправностей и поломок, наличия колпаков для защиты штока задвижки от пыли, грязи, осадков, наличия четких надписей стрелок и обозначений;

- устранение всех недостатков, выявленных при внешнем осмотре;

- удаление грязи, льда, воды, ржавчины, подтеков нефти и масла с наружных поверхностей задвижек, обратных клапанов, площадок обслуживания

- подтяжка сальника;

- техобслуживание электродвигателей (осуществляется в соответствии с инструкцией по монтажу, уходу и эксплуатации).

Переходы:

а) подводные

- осмотр береговых и пойменных участков переходов трубопроводов через реки, а также русловой части переходов через ручьи, реки, овраги, не требующие водолазного осмотра с целью выявления утечек нефти, наличия оголенных участков нефтепровода, их протяженности, наличия подмывов трубы, состояния дна [11,16];

- проверка состояния откосов и укрепление берегов, нагорных

водоотводных канав, водопропускных лотков и труб через трубопроводы;

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

- исправление незначительных дефектов, устранение размывов и оголений трубопровода, поправка откосов и укрепления берегов, надписей на предупредительных плакатах;

- осмотр и проверка исправности предупредительных плакатов, сигнальных устройств на переходах трубопроводов через судоходные реки;

- замена аккумуляторных батарей;

б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи

- осмотр общего состояния наземных и воздушных переходов, трубопровода, береговых и промежуточных опор, их осадки, мачт, тросов, вантов, берегов в полосе переходов, берего-укрепительных сооружений, водоотливных канав, мест выхода трубопровода из земли, предупредительных плакатов, креплений трубопроводов к опорам, земляных насыпей;

- исправление незначительных дефектов в береговых укреплениях, откосах, поправка надписей на предупредительных плакатах и указателях;

в) пересечения с железными и автомобильными дорогами;

- осмотр пересечения нефтепроводом железных и шоссейных дорог, проверка смотровых и отводных колодцев, отводных канав с целью выявления утечек нефти, нарушений земляного покрова, опасных для трубопровода проседаний грунта на переходах;

Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру:

- осмотр колодца, проверка состояния стен, перекрытия, запорных устройств, площадок обслуживания ходовых лестниц и скоб, состояние водонепроницаемого уплотнения в месте прохода трубопровода через стену в патрубке, отмостков вокруг колодца, опорных фундаментов под задвижкой;

- осмотр общего состояния ограждения, проверка исправности столбов, сетки, запорных устройств, площадок обслуживания, лестниц;

- очистка колодца от мусора, грязи, удаление снега с перекрытия зимой;

- поправка нумерации колодцев, ограждений, предупредительных надписей на них;

- устранение неисправностей.

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



Защитные противопожарные сооружения [23]:

- осмотр состояния земляных валов, отводных канав, обвалований амбаров, водопропускных лотков, труб, их входных и выходных оголовков, переливных устройств;

- проверка исправности, ревизия и смазка перепускных устройств

- исправление незначительных дефектов, устранение размывов, валов, обвалований;

- спуск воды из амбаров с сохранением необходимой водяной подушки

Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок:

- осмотр труб, запорной арматуры, монтажных заготовок соединительных деталей с целью проверки комплексности, состояния консервации и правильности хранения. Осмотр стеллажей для хранения труб, проверка наличия приспособлений для предотвращения от раскатывания труб, заглушек на торцах, табличек, подъездов к местам хранения;

- устранение выявленных недостатков;

- удаление высокой растительности летом, расчистка снега зимой;

- восстановление заводских клейм и подписей

Километровые знаки, указатели:

- осмотр километровых знаков, указателей, установленных в местах размещения на трубопроводе отводов, пересечений с другими коммуникациями углов поворотов;

- исправление повреждений и надписей.

Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты:

- осмотр состояния дорог и проездов, мостов и земляных дамб через ручьи, овраги, переезды через нефтепровод;

- выправка указателей на переездах через нефтепроводы, поправка надписей на предупредительных плакатах, указателях;

- устранение выявленных неисправностей

Дома обходчиков:

- определение неисправностей и повреждений, которые требуют текущего и

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

капитального ремонта

## 1.2. Текущий ремонт

Текущий ремонт - ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности. Перечень работ по текущему ремонту сооружений линейной части [2];

Охранная зона нефтепровода:

- очистка от сорной травянистой и древесной растительности;
- ликвидация образовавшихся размывов путем подсыпки земли с образованием валика над нефтепроводом;
- Расстановка на трассе в местах, заливаемых паводковыми водами и наибольших снежных заносов, вех для обозначения трассы.

Трубопровод:

- определение состояния противокоррозионной изоляции трубопровода выполнением электрометрических измерений потенциала «труба-земля»;
- определение и уточнение шурфованием планового и высотного положения трубопровода в местах пересечения с другими коммуникациями, угловых поворотов, отводов, перемычек; выявление мест мелкого (непроектного) заглубления трубопровода, обозначение этих мест указательными и предупредительными знаками;
- покраска трубопроводных узлов на камерах пуска, пропуска и приема скребка, воздушных переходов через реки, ручьи и овраги;
- исправление противокоррозионной изоляции в местах выхода трубопровода из земли;
- очистка внутренней полости нефтепровода от парафина и грязи;
- производство врезок в трубопровод вантузов, дренажных устройств, отводов, перемычек [11].

Запорная арматура:

а) задвижки линейные и вантузы

- внешний осмотр;
- вскрытие при необходимости задвижки, очистка ее от грязи и промывка; -

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

устранение мелких повреждений уплотняющих поверхностей и других неисправностей деталей задвижки;

- прогонка гайки на всю длину шпинделя;
- набивка сальника
- проверка задвижки на полное закрытие и открытие
- проверка работы деталей закрепления и подшипников;
- ревизия редуктора, замена смазки на летнюю (зимнюю), замена негодных подшипников и других деталей;

- проверка состояния подвижных частей механизма переключения путем перевода его из положения электрического управления на ручное и обратно;

- проверка на срабатывание конечных выключателей и их регулировка;
- покраска наружных поверхностей задвижки, возобновление нумерации и указателей вращения, исправление противокоррозионной изоляции в местах выхода задвижки из земли;

б) обратные клапаны

- очистка; окраска
- подтяжка фланцевых соединений и сальников;
- регулировка амортизатора
- замена изношенных деталей

Переходы:

а) подводные

- засыпка оголенных участков трубопроводов на откосах берегов, созданные на опасных по размыву берегах рек и оврагов запаса камня, щебня, песка, хвороста, кольев, кулей с песком;

- водолазное обследование переходов с промером глубины дна в створе перехода в соответствии с требованиями Инструкции по контролю за строительством, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефте- и продуктопроводов;

- определение состояния противокоррозионной изоляции и деревянной футеровки, глубины залегания нефтепровода;

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

- ликвидация размывов, оголений трубопровода подсыпкой грунтом без подвоза его со стороны; планировка откосов берегов, исправление укреплений берегов на переходах;

- ремонт сигнальных устройств на переходах через судоходные реки (выправка, замена неисправных столбов, дополнение недостающих знаков, окраска их в установленные цвета);

- ремонт, окраска предупредительных плакатов, указателей, возобновление надписей на них [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**];

б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи

- очистка от снега водоотводных канав, создание опасных по размыву берегах рек, оврагов запаса камня, песка, хвороста;

- ликвидация размывов, планировка откосов берегов, исправление береговых укреплений, очистка от ила и наносов водоводных канав, ремонт береговых и промежуточных опор, исправление крепления трубопровода к ним;

- нивелировка трубопровода и техническое освидетельствование строительных конструкций и траверс;

- покраска незаглубленных участков трубопровода, опор, мачт, тросов, вантов и других металлоконструкций; исправление противокоррозионной изоляции на трубопроводе в местах выхода его из земли;

- установка прокладок между осевыми опорами и нефтепроводом;

- ремонт, окраска предупредительных плакатов, указателей, возобновление надписей на них [2];

в) наземные переходы

- наращивание насыпи над трубопроводом, устранение размывов, укрепление ее откосов;

- укрепление оголовков водопропускных труб, очистка от ила, наносов, засорений;

г) пересечения с железными и автомобильными дорогами

- подсыпка щебня, шлака, грунта в местах образования ям, углублений под нефтепроводом, расчистка кюветов вдоль дорог;

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- подбивка водонепроницаемого уплотнения межтрубного пространства на конце защитного кожуха;

- заделка дефектов кирпичной кладки стен, перекладка горловины смотровых и отводных колодцев, очистка, укрепление отводных каналов;

- выправка, замена наружных оградительных столбиков на пересечениях, их окраска. Возобновление надписей на предупредительных плакатах.

Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру:

- ремонт ограждения;

- ремонт крыш, люков (входов), запорных устройств, вентиляционных труб с применением электросварки;

- заделка отдельных мест наружной кладки стен, трещин в штукатурке;

- подбивка водонепроницаемого уплотнения межтрубного пространства в месте прохода трубопровода через стену в патронах;

- ремонт ходовых скоб, лестниц, настилов площадок обслуживания;

- выправка (новая кладка, заливка) осевших или нарушенных опор, фундаментов под арматурой, установка прокладки между опорой и арматурой;

- планировка вокруг колодцев, ремонт, устройство отмошков;

- выправка покосившихся, замена нарушенных железобетонных столбов; поправка сетчатого ограждения; запорных устройств, лестниц и площадок обслуживания подваркой электросваркой; планировка внутри и вокруг ограждения, засыпка образовавшихся ям и углублений грунтом [4];

- побелка, покраска колодцев, металлических киосков, ограждений, восстановление нумерации, предупредительных плакатов и указателей на них;

Защитные противопожарные сооружения:

- нивелировка котлованов, защитных насыпей и рвов;

- очистка от ила, наносов отводных канав, водопропускных лотков, труб;

- исправление водопропускных лотков, труб, входных и выходных оголовков на них, каменных или бетонных уступов, гасителей скорости потока ВОДЫ;

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- устранение отдельных размывов, оползней, переездов через защитные валики, обвалований амбаров;

- укрепление в отдельных местах откосов, защитных валиков, отводных канав, обвалований амбаров, посевом трав или другим способом;

- чистка, ремонт водоприемных решеток, затворов (хлопушек, водосливных стенок), сливных труб, задвижек донных водоспусков, переливных устройств амбаров. Покраска металлоконструкций [16].

Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок:

- все обновление консервации аварийного запаса труб, арматуры, монтажных заготовок, соединительных деталей путем покрытия их грунтовкой (праймером), окраской, смазкой; установка на торцах инвентарных заглушек;

- ремонт, покраска стеллажей для хранения аварийного запаса;

- удаление высокой растительности, кустарников под трубами, вокруг стеллажей; исправление подъездов к стеллажам путем засыпки ям, выбоин грунта, песком, щебнем;

- восстановление надписей на указательных таблицах.

Километровые знаки, указатели:

- выправка, замена нарушенных или пришедших а негодность столбиков, километровых знаков, указателей мест размещения на нефтепроводе отводов, перемычек, угловых поворотов; выправление отмоствок вокруг них;

- покраска столбов, возобновление надписей и знаков на указателях **[Ошибка! Источник ссылки не найден.]**;

Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты, переезды через нефтепроводы:

- ремонт проезжей части грунтовых дорог и проездов вдоль нефтепровода, переездов через нефтепровод путем подсыпки ям, выбоин грунтом, щебнем, шлаком и планировкой;

- ремонт проезжих и переходных мостов, земляных дамб через овраги, балки, ручьи, водопропускных труб и их оголовков;

- выправка, замена нарушенных оградительных столбов на переходах через нефтепровод. Возобновление их окраски, надписей на предупредительных

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

плакатах, указателях.

Дома обходчиков:

- очистка, побелка и покраска здания снаружи и внутри;
- малый ремонт фундамента здания;
- устранение мелких повреждений стен и перегородок здания (расшивка трещин, заделка стыков, замена отдельных кирпичей и т.д.);
- ремонт отдельных мест кровли;
- мелкий ремонт окон и дверей;
- утепление промерзающих узлов, цоколя, стен;
- проверка и ремонт системы отопления;
- ремонт хозяйственных строений и элементов благоустройства дворовой территории [16];

### 1.3. Капитальный ремонт

Капитальный ремонт нефтепровода – самый большой по объему и содержанию вид ремонта, который производится при достижении предельных величин износа в линейных сооружениях и связан с разборкой, восстановлением и заменой изношенных или неисправных составных частей сооружений. К этому виду ремонта относятся: замена дефектных участков нефтепровода и антикоррозионной изоляции, запорной арматуры; устранение дефектов труб нефтепровода; прокладка нового дюкера; берего- и дноукрепительные работы на водных переходах; сооружение защитных кожухов на пересечении с железными и шоссейными дорогами; ремонт и восстановление защитных противопожарных сооружений, земляных дамб на переходах через овраги; ремонт блок-постов и т. п. Перечень работ по капитальному ремонту объектов линейной части: полный объем текущего ремонта, кроме того[4]:

Охранная зона нефтепровода;

- укрепление оврагов, растущих в сторону нефтепровода, путем планировки откосов и выполнения работ капитального характера, таких как: мощение, каменная набивка в плетневых клетках, облицовка их железобетонными плитами с заделкой стыков, устройство железобетонных лотков, каменных или бетонных

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

уступов – гасителей скорости потока;

- устройство дополнительной насыпи над нефтепроводом на участках с несоответствующей проекту глубиной залегания трубопровода;

- ремонт оградительных и других устройств по технике безопасности и противопожарной безопасности;

- снос строений в охранной зоне

Нефтепровод:

- капитальный линейной части нефтепровода

Запорная арматура:

а) задвижки

на трассе:

- замена дефектной на исправную;

в мастерских БПО:

- внешний осмотр;

- разборка, очистка, промывка задвижки;

- ликвидация забоин, раковин и шабрение клина по плите с двух сторон при глубине забоин до 0,3 мм;

- ликвидация забоин, раковин и шабрение двух уплотняющих поверхностей гнезда по клину;

- удаление следов после резца с притиркой стеклом или наждачным порошком, замена втулки;

- прогонка гайки на всю длину шпинделя;

- замена червячной гайки на задвижке;

- сборка задвижки;

- замена маховика на задвижке;

- набивка сальника;

- ремонт редуктора, замена подшипников и других неисправных деталей.

- замена смазки;

- проверка задвижки на полное закрытие и полное открытие;

- проверка герметичности затвора наливом керосина на закрытый клин

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



задвижки;

- опрессовка задвижки с одной стороны и устранение мелких дефектов;
- опрессовка корпуса задвижки;
- покраска задвижки;
- врезка задвижки;
- установка электрических приводов на задвижках [4];

б) обратные клапаны

на трассе:

- замена дефектного на исправный;
- разборка клапана, очистка и промывка всех деталей;

в мастерских БПО:

- проточка и притирка золотника (захлопки) и кольца (седла) или их замена;
- ремонт подвески захопки, смена прокладки под крышкой;
- сборка и опрессовка клапана;
- покраска наружных поверхностей.

Переходы

а) подводные

- устранение провисаний трубопровода на подводной части перехода, размыв грунта под ним путем дополнительного заглубления, подсыпки или укладки под трубопровод мешков с пескоцементной смесью и устройством банкета из камня над трубопроводом [2];

- ремонт небольших очагов коррозии трубы наложением разъемных муфт;

- ремонт повреждений противокоррозионной изоляции при помощи специальных паст и лент, восстановление футеровки, засыпка отремонтированных участков с устройством банкета;

- ремонт или сооружение новых береговых укреплений путем планировки откосов и мощением их камнем, каменной отсыпкой в плетневых клетках, укладки железобетонных плит, забивки свай и т.п.;

- устройство водоотводных канав, глиняных перемычек и т.п.;

- ремонт или сооружение новых укреплений дна оврагов с протоком воды

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

через нефтепровод, засыпанный грунтом и каменной наброской, каменным мощением, укладкой железобетонных плит, устройством водопрпускных лотков и труб; заделка их оголовков в бетон или каменную кладку; устройство на водотоках бетонных или каменных уступов - гасителей скорости потока воды;

- установка створных знаков, размыв траншеи в русле, земляные работы на береговых участках; протаскивание нового дюкера и укладка его в траншею, замыв траншеи в русле, засыпка на береговых участках; огневые работы, связанные с подключением дюкера в нефтепровод, берегоукрепительные работы;

- отключение замененного дюкера, опорожнение его от нефти и демонтаж;

- ремонт сигнальных устройств на переходах через судоходные реки с заменой столбов, знаков, створных огней, аккумуляторных батарей и электропроводки. Замена предупредительных плакатов и указателей [2,7];

б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи:

- ремонт береговых и промежуточных опор, ледорезов, мачт, укрепление берегов выполнением земляных, монтажно-сварочных работ, замена тросов, вантов;

в) наземные через ручьи, овраги:

- уширение, наращивание насыпи с устройством при необходимости проезда по ней, устранение размывов, сползания ее откосов, ремонт или сооружение новых водопрпускных труб, бетонных оголовков на них, укрепление при необходимости насыпи посевом трав, мощение и т.п.;

г) пересечения с железнодорожными и шоссейными дорогами

- ремонт отводных и смотровых колодцев;

- замена оградительных столбиков, предупредительных плакатов и установка их там, где они отсутствуют.

Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру:

- ремонт колодцев с выполнением земляных, строительных и монтажно-сварочных работ;

- ремонт ограждений с заменой столбов, металлической сетки и других деталей с выполнением земляных, монтажно-сварочных работ; сооружение

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

ограждений там, где они отсутствуют, покраска всего ограждения, замена предупредительных плакатов и указателей или возобновление надписей на них;

- сооружение на вантузах железобетонных колодцев, металлических кожухов, с устройством сетчатого ограждения вокруг них при их отсутствии;

- покраска металлических элементов, установка предупредительных плакатов, указателей.

Защитные противопожарные сооружения:

- полное углубление отводных канав, наращивание и уширение защитных валов, обвалований амбаров, восстановление или реконструкция водопропускных лотков, труб, входных и выходных оголовков на них бетонных уступов – гасителей скорости потока воды;

- укрепление откосов защитных валиков, отводных канав, обвалований амбаров посевом трав, мощением, бетонированием;

- оборудование амбаров устройством для спуска воды там, где они отсутствуют; сооружение новых защитных валиков, отводных канав и амбаров в местах, где трасса нефтепровода проходит на отметках выше населенных пунктов, предприятий, рек, водоемов [11].

Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок:

- ремонт или сооружение новых стеллажей, навесов и других устройств для хранения аварийного запаса с выполнением земляных, строительно-монтажных, сварочных, малярных работ;

- ремонт подъездов, площадок на месте хранения аварийного запаса путем засыпки ям и выбоин, планировки, покрытия их щебеночным слоем, железобетонными плитами, асфальтобетоном.

Километровые знаки, указатели:

- установка столбиков (деревянных, металлических, железобетонных) под километровые знаки, указателей размещения на нефтепроводе отводов, перемычек, угловых поворотов;

- замена пришедших в негодность столбиков с покраской и устройством отмостков вокруг них;

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- замена километровых знаков, указателей новыми [3].

Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты, переезды через нефтепроводы:

- ремонт вдольтрассовых дорог путем выведения земляной насыпи и устройства кюветов вдоль их подсыпки щебеночного слоя;

- ремонт мостов, земляных дамб через ручьи, овраги с водопропускными трубами с выполнением земляных, строительно-монтажных, сварочных работ;

- засыпка ям, выбоин на проезжей части переезда через нефтепровод грунтом, планировка грунта и укладка железобетонных плит на проезжей части; установка оградительных столбиков, предупредительных плакатов, указателей.

Дома обходчиков:

- восстановление и замена отдельных элементов и частей здания (фундамента, стен, перекрытий кровли, перегородок и т.д.);

- ремонт сантехнического оборудования;

- ремонт хозяйственных строений и элементов благоустройства дворовой территории;

- комплексное восстановление здания [4].

#### 1.4. Выполнение мероприятий ТОР

Выполнение мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту подготавливается в организационном и техническом отношениях.

Организация выполнения ТОР включает в себя:

- предварительную подготовку персонала (правила, приемы и навыки работы, выполнение требований по технике безопасности и т.п.);

- обеспечение персонала необходимой руководящей технической документацией (инструкции по выполнению работ, чертежи, схемы и т.д.);

- оформление необходимой допускающей (разрешающей), проездной и т.п. документации [6].

Техническая подготовка нефтепровода заключается:

- в обеспечении необходимой специальной техникой, запасными частями к оборудованию, материалами, инструментом и приспособлениями;

- в укомплектовании средствами по технике безопасности, охране труда.

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

Все работы по ТОР должны выполняться строго в соответствии с руководящей и технической документацией. Отступления в исключительных случаях возможны только с разрешения главного инженера РУМН и УМН.

При проведении текущего ремонта выполняются также все операции технического обслуживания, а при капитальном ремонте - полный объем работ текущего ремонта [16].

За качество и соответствие работ ТОР документации отвечает ответственный исполнитель по каждому мероприятию, начальник АВП, ОАВП, БПО.

Контроль за техническим обслуживанием и ремонтом, состоянием и функционированием объектов линейной части возлагается на руководство ЛПДС, РУМН, СУПЛАВ и УМН.

					<i>Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

## 2. КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕФЕКТОВ

Дефект магистрального нефтепровода - это несоответствие нормативам: в стенке трубы, в сварном шве трубы, геометрических параметров трубы, а также соединительные детали, не соответствующие техническим требованиям [15].

Нормативы, требования на изготовление - это действующие на момент утверждения настоящего РД СНиП, ВСН, ТУ, регламенты ОАО «АК «Транснефть» и др. документы.

Дефекты подразделяются на *дефекты, подлежащие ремонту (ДПР)*, из которых по степени опасности выделяются *дефекты первоочередного ремонта (ПОР)*.

Дефектами, подлежащими ремонту, являются дефекты труб, соединительные детали, установленные на магистральных и технологических нефтепроводах, параметры которых не соответствуют требованиям СНиП, ГОСТ, ВСН, и других нормативных документов.

Дефектами первоочередного ремонта являются дефекты, представляющие повышенную опасность для целостности нефтепровода при его эксплуатации и подлежащие ремонту в первую очередь для восстановления несущей способности трубы [24].

Комбинированными дефектами являются комбинации из приведенных выше дефектов. К таким дефектам относятся

- вмятины и гофры в сочетании с риской, потерей металла, расслоением или трещиной,
- овальность в сочетании с вмятиной, гофром,
- вмятины и гофры, примыкающие или находящиеся на сварном шве,
- аномалии сварных швов в сочетании с коррозионной потерей металла;

					<i>Анализ и выбор современных ремонтных конструкций при ремонте магистрального нефтепровода</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Давыденко</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова</i>				30	
<i>Консульт.</i>					<i>Классификация дефектов</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко</i>			<b>ТПУ гр.3-2Б11</b>		

- расслоение, примыкающее к дефектному сварному шву

Дефект считается примыкающим к сварному шву, если минимальное расстояние от границы дефекта до границы сварного шва не превышает 4-х толщин стенки трубы в районе дефекта [15].

## 2.1 Дефекты геометрии трубы

Дефекты геометрии трубы нефтепровода - это дефекты, связанные с изменением формы трубы. К дефектам геометрии относятся:

" Вмятины " - уменьшение проходного сечения трубы длиной не более 1,5 номинального диаметра трубы, возникшее в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода.

" Гофры " - чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода.

Вмятины, гофры глубиной от 1% до 3,5% от номинального диаметра по данным ВИП включаются в состав дефектов ПОР, и по результатам ДДК определяются параметры и наличие в них дополнительных дефектов и уточняется очередность и метод их ремонта

" Овальность трубы " - дефект геометрии длиной 1,5 номинального диаметра трубы и более, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях Овальность определяется как разность между значением номинального наружного диаметра  $D_n$  и значением минимального измеренного наружного диаметра трубы  $d$  [15].

Схемы измерения величины минимального диаметра трубы  $d$  для дефектов "овальность" и "овальность в сочетании с вмятиной":

1) Величина минимального наружного диаметра трубы  $d$  измеряется микрометром гладким в соответствии с "Регламентом и методикой проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных и технологических нефтепроводов"

					<i>Классификация дефектов</i>	<i>Лист</i>
						31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

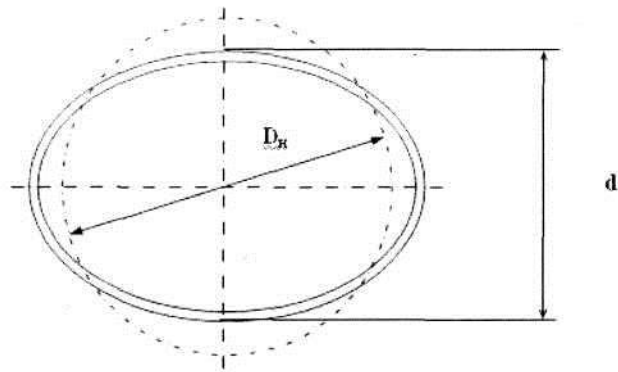


Рис. 2.1- Схема измерения параметров дефекта "овальность". Фактический центр овальности может быть смещен от центра трубы с номинальным диаметром.

Измерение параметров комбинированного дефекта "овальность в сочетании с вмятиной" производится при расположении вмятины на расстоянии равном радиусу трубы в обе стороны от верхней или нижней образующей трубы [24].

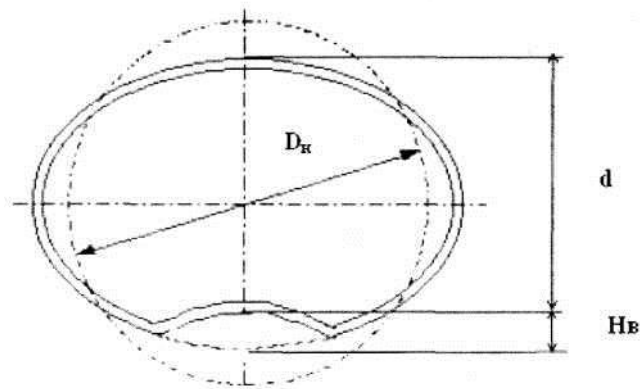


Рис. 2.2 - Схема измерения параметров комбинированного дефекта "овальность в сочетании с вмятиной"

## 2.2. Дефекты в стенке трубы

К ним относятся:

" Потеря металла " - изменение толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического или коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления.

Дефекты сплошной коррозии длиной и шириной 100 мм и более включаются в состав дефектов ДПР независимо от глубины дефекта. При их расположении на участках трубопроводов, находящихся на расстоянии не более

					Классификация дефектов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



3-х км от электрифицированных железных дорог, данные дефекты классифицируются как дефекты ПОР [15].

Точечные коррозионные дефекты (внешние потери металла), объединенные при интерпретации по результатам внутритрубной диагностики в единый дефект с размерами 100x100 мм и более включаются в состав дефектов ДПР. При их расположении на участках трубопроводов, находящихся на расстоянии не более 3-х км от электрифицированных железных дорог, данные дефекты классифицируются как дефекты ПОР.

Трубная секция, содержащая совокупность дефектов ДПР с общей площадью всех потерь металла 15% и более от площади наружной поверхности секции, классифицируется как секция, подлежащая ремонту и может быть отремонтирована только заменой всей секции.

" Риска " (царапина, задир) - дефект поверхности трубы в виде углубления с уменьшением толщины стенки трубы, образованный перемещающимся по поверхности трубы твердым телом.

" Расслоение " - внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлении, разделяющее металл стенки трубы на слои. Расслоение - внутренний дефект металла трубы технологического происхождения.

" Расслоение с выходом на поверхность " (закат, плена прокатная) - расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы.

" Расслоение в околошовной зоне " - расслоение, примыкающее к сварному шву (расстояние от сварного шва до края расслоения меньше 4-х толщин стенки трубы).

" Трещина " - дефект в виде разрыва металла стенки "трубы [1**Ошибка!** Источник ссылки не найден.].

### 2.3. Дефекты сварного шва

Дефекты сварного шва - это дефекты в самом сварном шве или в околошовной зоне, типы и параметры которых установлены нормативными документами.

					Классификация дефектов	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К дефектам сварного шва относятся:

*Трещина, непровар, несплавление* - дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, классифицируются как " несплошности плоскостного типа " поперечного/продольного/спирального сварного шва.

*Поры, шлаковые включения, наружные дефекты (утяжина, подрез, превышение проплава, наплывы, чешуйчатость,* отклонения размеров шва от требований нормативных документов) классифицируются как " аномалии " поперечного/продольного/спирального сварного шва.

*Смещение кромок* - несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных (свариваемых) труб (для поперечного сварного шва) или листов (для спиральных и продольных швов) в стыковых сварных соединениях, классифицируется как " смещение " поперечного/продольного/спирального сварного шва [1**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

#### 2.4. Дефекты нефтепровода

К дефектам нефтепровода относятся недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, не соответствующие требованиям нормативных документов:

- тройники;
- плоские и другие заглушки и днища;
- сварные секторные отводы;
- переходники;
- патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам;
- заплаты вварные и накладные всех видов и размеров;
- накладные элементы из труб ("корыта"), приваренные на трубы и другие конструктивные элементы, не разрешенные настоящим РД или другими нормативными документами.

Приварные элементы (вантузы, сигнализаторы пропуска средств очистки и диагностики, катодные выводы, отборы давления, «чопики» и др.), не

					Классификация дефектов	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

соответствующие требованиям нормативных документов, на линейной части МП, нефтепроводах НПС и нефтебаз классифицируются как дефекты ПОР [1 **Ошибка!** **Источник ссылки не найден.**].

### 3. МЕТОДЫ РЕМОНТА ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДА

Запрещается установка на нефтепроводах заплат всех видов, накладных элементов и других, не разрешенных настоящим, конструктивных элементов. Все ранее установленные на нефтепроводах заплаты и накладные элементы должны быть заменены постоянными методами ремонта[2].

Разрешенные методы ремонта.

Для ремонта дефектов магистральных и технологических нефтепроводов могут применяться следующие методы ремонта:

- Шлифовка;
- Заварка;
- Вырезка дефекта (замена «катушки» или замена участка);
- Установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки).

Методы ремонта нефтепроводов подразделяются на методы *постоянного ремонта* и методы *временного ремонта* .

К методам *постоянного ремонта* относятся методы, восстанавливающие несущую способность дефектного участка нефтепровода до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

К методам и конструкциям для *постоянного ремонта* (для типов дефектов, ремонт которых разрешен данным методом в соответствии с таблицами 3.1 и 3.2) относятся шлифовка, заварка, вырезка, композитная муфта, обжимная приварная муфта, галтельная муфта, удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр, патрубков с эллиптическим днищем.

Конструкции *временного ремонта* применяются на ограниченный период времени, установка их в плановом порядке запрещается. К конструкциям для

временного ремонта				относятся к конструкциям для				Анализы и выбор современных ремонтных конструкций при ремонте магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	№	Подпись	Дата						
Разраб.		Давыденко									
Руковод.		Антропова									
Консульт.											
Зав.	Каф.	Рудаченко									
						Методы ремонта дефектных участков нефтепроводов			Лит.Ли		
									ЛистЛи		
									ЛистовЛист		
									35		
									<b>ТПУ гр.3-2Б11</b>		

Муфты этих типов разрешается применять для аварийного ремонта с последующей заменой в течение одного календарного

месяца и для ремонта гофр на срок не более одного года с обязательной последующей заменой на постоянные методы ремонта

Дефекты в сочетании с приваренными к трубе кольцами, оставшимися после демонтажа элементов необжимных приварных муфт или муфт с коническими переходами, а также вварные и накладные заплаты, могут быть отремонтированы с помощью композитных муфт.

Методы ремонта дефектов различных типов:

В таблицах 3.1 и 3.2 приведены разрешенные методы постоянного ремонта дефектов нефтепроводов с учетом параметров дефекта и несущей способности ремонтной конструкции [19,20].

Таблица 3.1 - Методы ремонта дефектов линейной части МН

Тип дефекта и его расположение	Метод ремонта
Вмятина без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам	Вырезка
	Композитная муфта
	Обжимная приварная муфта
Гофры без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам	Вырезка
	Композитная муфта
	Удлиненная галтельная муфта
Вмятина, примыкающая к сварному шву или расположенная на сварном шве	Вырезка
	Композитная муфта
	Галтельная муфта
Гофры, примыкающие к сварному шву или расположенная на сварном шве	Вырезка
	Композитная муфта

	Удлиненная галтельная муфта
Овальность, овальность в сочетании с вмятиной	Вырезка

Продолжение таблицы - 3.1

Тип дефекта и его расположение	Метод ремонта
Овальность в сочетании с гофром на прямошовной. бесшовной или спиральношовной трубе	Вырезка
Овальность в сочетании с вмятиной, примыкающей к сварному шву или расположенной на сварном шве на прямошовной бесшовной или спиральношовной трубы.	Вырезка
Потери металла, риски, царапины, и задиры на внешней поверхности трубы	Вырезка
	Композитная муфта
	Обжимная приварная муфта
Потери металла, риски, царапины, и задиры на внешней поверхности тела трубы	Галтельная муфта
	Заварка
	Шлифовка
Потери металла и риски на внутренней поверхности трубы	Вырезка
	Композитная муфта
	Обжимная приварная муфта
	Галтельная муфта
	Заварка
	Шлифовка
Секции под нежащие ремонту	Вырезка
Трещины по телу трубы	Вырезка
	Композитная муфта

	Обжимная приварная муфта
	Шлифовка

Продолжение таблицы - 3.1

Тип дефекта и его расположение	Метод ремонта
Трещины в продольном сварном шве	Вырезка
	Композитная муфта
Трещины в спиральном сварном шве	Вырезка
	Композитная муфта
	Галтельная муфта
Расслоение	Вырезка
	Композитная муфта
	Обжимная приварная муфта
Расслоение в околошовной зоне	Вырезка
	Композитная муфта
Расслоения с выходом на поверхность	Вырезка
	Композитная муфта
	Обжимная приварная муфта
	Шлифовка
Аномалия, несплошность плоскостного типа, смещение поперечного сварного шва	Вырезка
	Композитная муфта
	Галтельная муфта
	Заварка
Аномалия, несплошность плоскостного типа, смещение поперечного сварного шва	Заварка
	Шлифовка
Разнотолщинность в поперечном сварном шве	Вырезка
	Композитная муфта

	Галтельная муфта
--	------------------

Таблица 3.2 - Методы ремонта дефектов недопустимых конструктивных элементов и ремонтных конструкций.

Параметры недопустимых конструктивных элементов и ремонтных конструкций	Метод ремонта
Недопустимые конструктивные элементы: тройники полевого изготовления, сварные секторные отводы, переходники, косые стыки, сегментные кривые вставки, отводы полевого изготовления, технологические отверстия, врезки, заплаты всех видов и размеров, накладные элементы ("корыта"), патрубки, плоские заглушки и днища, патрубки с арматурой, "чопики" (металлические пробки) с параметрами, не соответствующими требованиям РД 153-39.4-114-01 . Нерегламентированные ремонтные конструкции.	Вырезка
Заплаты накладные и вварные с любыми параметрами, технологические кольца от ранее установленных муфт, "чопики" (металлические пробки) с параметрами, не соответствующими требованиям РД 153-39.4-114-01 и выступающие внутрь трубы не более чем на 5мм.	Композитная муфта
Технологические отверстия, врезки, "чопики" (металлические пробки) с параметрами, не соответствующими требованиям РД 153-39.4-114-01 и выступающие внутрь трубы не более чем на 5мм.	Патрубок с эллиптическим днищем
Заплаты вварные с длиной по оси трубы не более $D_H$	Обжимная приварная муфта
Патрубки с эллиптическим днищем и без усиливающей	Установка

накладки	усиливающей накладки
----------	-------------------------

#### 4. ПРИМЕНЯЕМЫЕ РЕМОНТНЫЕ КОНСТРУКЦИИ

##### 4.1 Конструкции сварных ремонтных муфт

Сварные ремонтные муфты в основном предназначены для разгрузки дефектного участка нефтепровода. Кроме того, они могут выполнять функции герметизации дефектного участка в случае появления сквозного дефекта на трубопроводе. На сварных ремонтных муфтах полностью исключены угловые швы, ориентированные вдоль трубы. Кольцевые угловые швы значительно менее опасны для трубопровода, поскольку нагрузки на них в два раза меньше, чем на продольных швах. Поэтому все сварные швы в продольном направлении выполняются в стыковом варианте. По общему виду и схеме работы труба с ремонтной муфтой представляет собой трубу в трубе. Как правило, сварная муфта собирается из двух половин - полумуфт (полуцилиндров), которые в процессе ремонта устанавливаются на дефектном участке трубопровода и привариваются друг к другу продольным стыковым швом. Полумуфты могут быть изготовлены как из труб такого же, или большего диаметра, или из проката (листов). Длина одной секции, как правило, находится в диапазоне от D до 3D. При большей длине муфты затрудняется подгонка стыков и обжатие к трубе. Толщина стенки муфты и ее элементов находится в диапазоне от 0,9h до 1,2h. В последнее время для изготовления ремонтных муфт стали применяться демонтированные трубы после их обследования и выдачи соответствующего заключения о возможности их повторного использования [17].

Для ремонта дефектов трубопроводов применяются 8 типов муфт

					<i>Анализ и выбор современных ремонтных конструкций при ремонте магистральных нефтепроводов</i>		
Тип П2. 1021.25.022.00.00.000 со - муфта обжимная приварная с технологическими кольцами [39];							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Давыденко				40	
Руковод.	Антропова				<b>ТПУ гр.3-2Б11</b>		
Консульт.							
Зав. Каф.	Рудаченко						
Применяемые ремонтные конструкции							



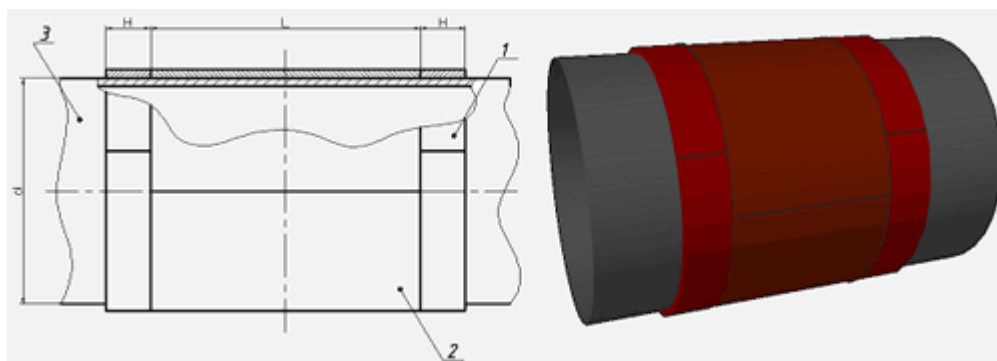


Рис. 4.1 - Муфта обжимная приварная с технологическими кольцами

Муфта обжимная приварная с технологическими кольцами П2 применяется при ремонте несквозных дефектов стенки нефтепровода, а именно, дефектов сварного шва, стенки трубопровода, коррозионных дефектов.

Конструкция муфты и способ её применения:

Состоит из двух полуобечаяек (1) и четырех технологических полуколец (2)

Способ применения: полуобечайки муфты свариваются между собой, технологические кольца и обечайка муфты привариваются к стенке трубопровода.

Тип ПЗ. 1021.25.023.00.00.000 сб - муфта галтельная для ремонта сварных кольцевых швов [39];

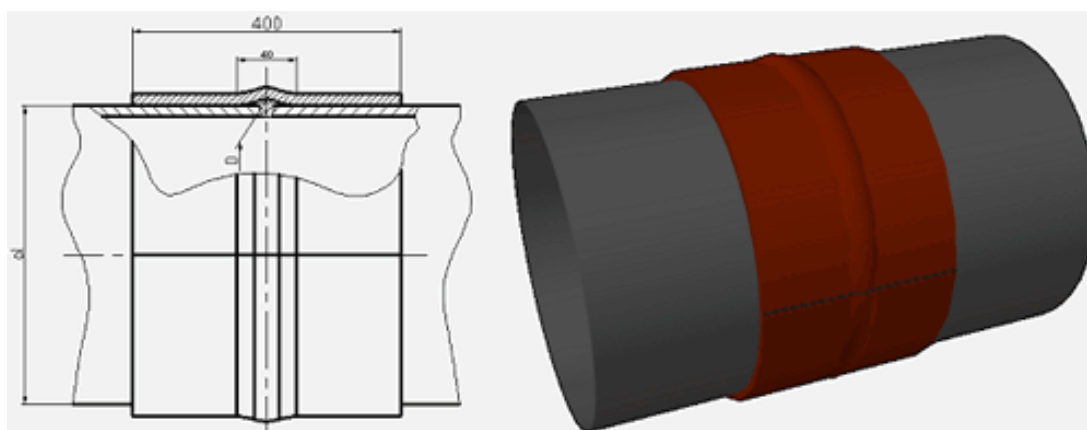


Рис. 4.2 - Галтельная муфта

Область применения: Галтельная муфта ПЗ применяется исключительно при ремонте дефектов сварных кольцевых швов.

Конструкция муфты и способ её применения:

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Состоит из двух полуобечаяек, имеющих полость (галтель).

Способ применения: Полуобечайки муфты свариваются между собой продольными швами, для предотвращения сплавления со стенкой трубопровода, муфты комплектуются подкладочными пластинами (4 шт.).

Тип П4. 1021.25.024.00.00.000 сб - муфта галтельная с короткой полостью для ремонта сварных кольцевых швов с заполнением антикоррозионной жидкостью [39];

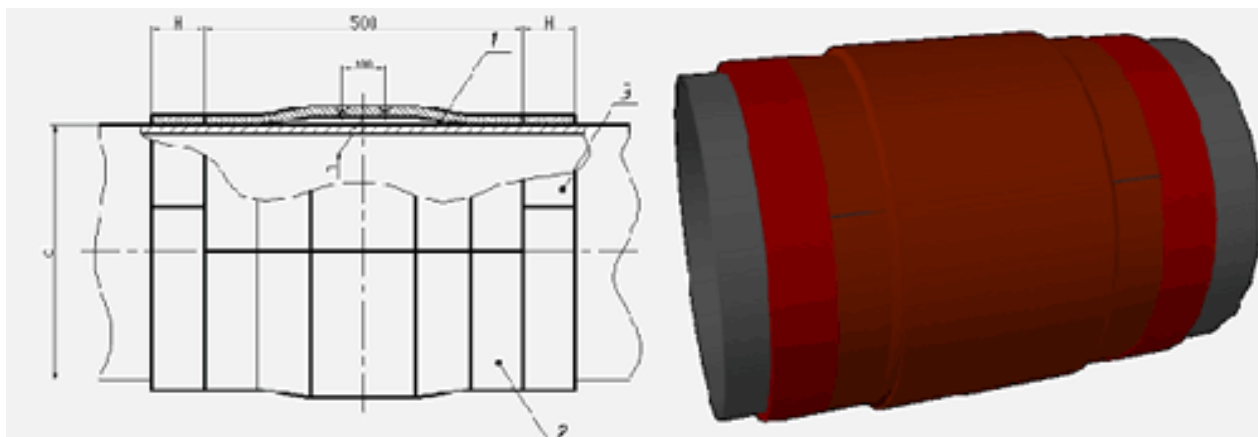


Рис. 4.3 - Муфта галтельная с короткой полостью.

Область применения: Галтельная муфта П4 применяется при ремонте дефектов сварных кольцевых швов и дефектов околошовной зоны, в том числе коррозионных.

Конструкция муфты и способ её применения:

Состоит из двух полуобечаяек (1 и 2), имеющих широкую полость (галтель) и технологических колец (3). Верхняя полуобечайка (1) имеет два отверстия для заполнения полости антикоррозионной жидкостью.

Способ применения: Полуобечайки муфты свариваются между собой продольными швами, для предотвращения продольного сплавления со стенкой трубопровода, муфты комплектуются подкладочными пластинами (4 шт.), технологические кольца и обечайка муфты привариваются кольцевыми швами к стенке трубопровода [17,18].

Тип П5. 1021.25.025.00.00.000 сб — муфта сварная галтельная с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов [39];

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

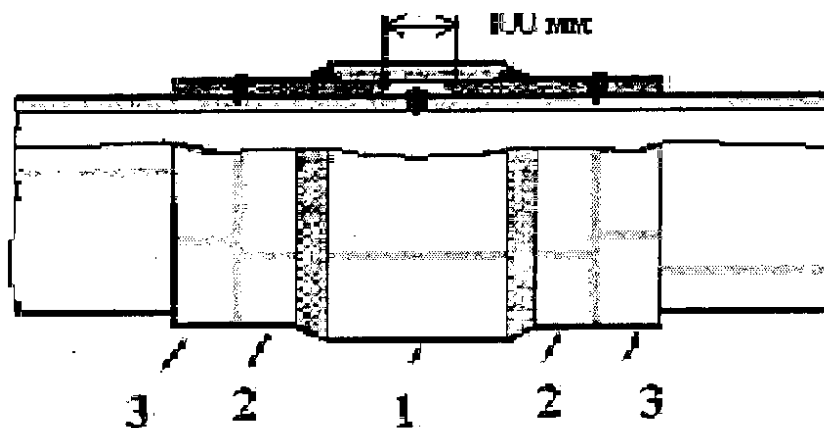
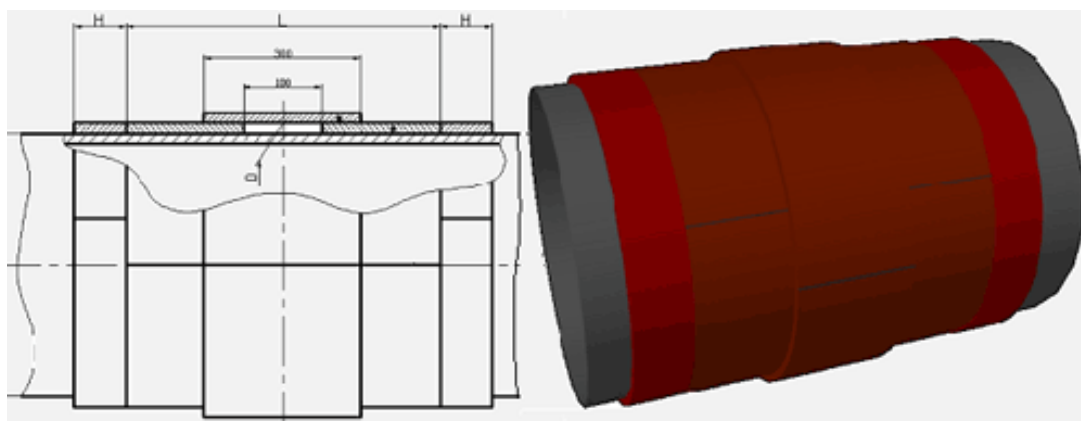


Рис. 4.4 - Муфта сварная галтельная с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов

- (тип П5):
- 1 – центральное кольцо;
  - 2 - боковые кольца;
  - 3 – технологические кольца.

Муфта предназначена для ремонта кольцевых швов на действующих магистральных нефтепроводах диаметром 430-1220 мм, с номинальной толщиной стенки 7-18 мм, работающих под давлением до 7 МПа (70 кгс/см.кв).

Тип П5У. 1021.25.072.00.00.000 сб — муфта удлиненная сварная галтельная с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов и дефектов в стенке трубы [39];



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Рис. 4.5 - муфта удлиненная сварная галтельная с технологическими кольцами

Область применения: Муфта П5У; применяется при ремонте дефектов сварных кольцевых швов, околошовной зоны и несквозных дефектов стенки трубопровода.

Конструкция муфты и способ её применения:

Состоит из шести полуобечаяек, образующих полость и четырех технологических полуколец.

Способ применения: Полуобечайки муфты свариваются между собой продольными швами, для предотвращения сплавления со стенкой трубопровода, муфты комплектуются подкладочными пластинами (4 шт.), технологические кольца и обечайка муфты привариваются кольцевыми швами к стенке трубопровода[18].

Тип П6. 1021.25.026.00.00.000 сб — муфта удлиненная галтельная для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью [39].

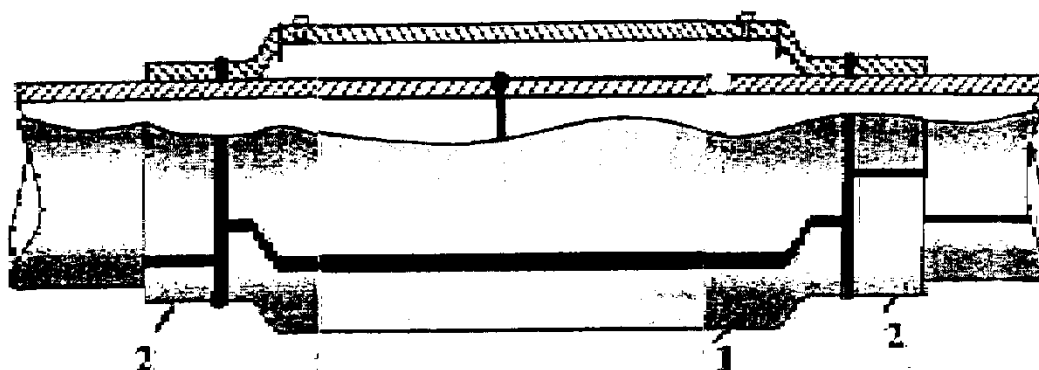


Рис. 4.6 - Муфта удлиненная галтельная для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью (тип П6).

1 – центральное кольцо;

2 – технологические кольца.

Тип В1. 1021.25.028.00.00.000 сб - приварная необжимная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью;

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

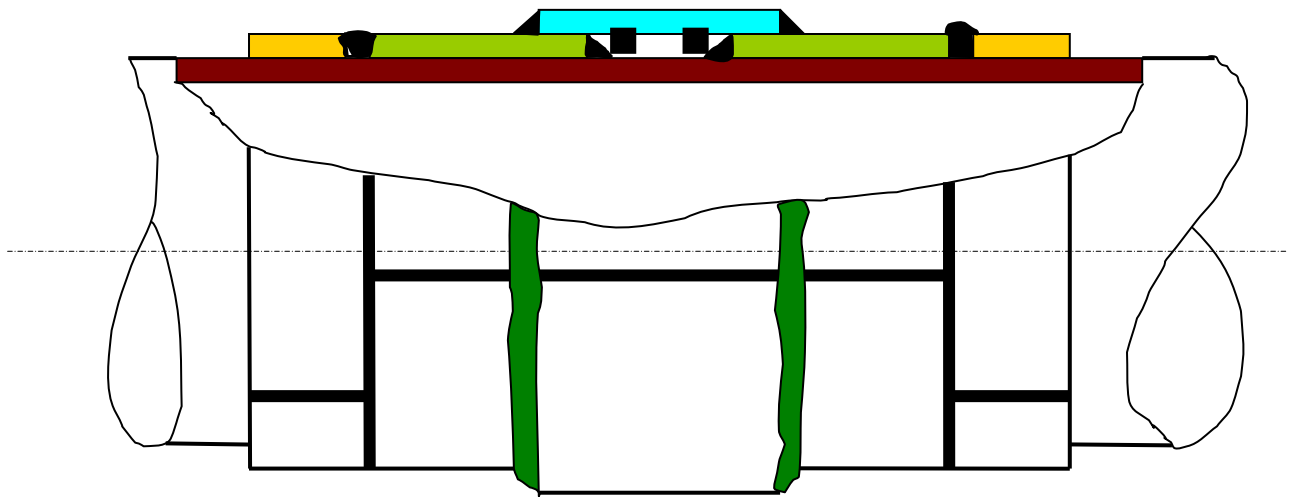


Рис. 4.7 - Приварная необходимая муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью для временной установки (тип В1):

1 – центральное кольцо; 2 – боковые кольца; 3 – технологические кольца.

Тип В2. 1021.25.029.00.00.000 сб - приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью.

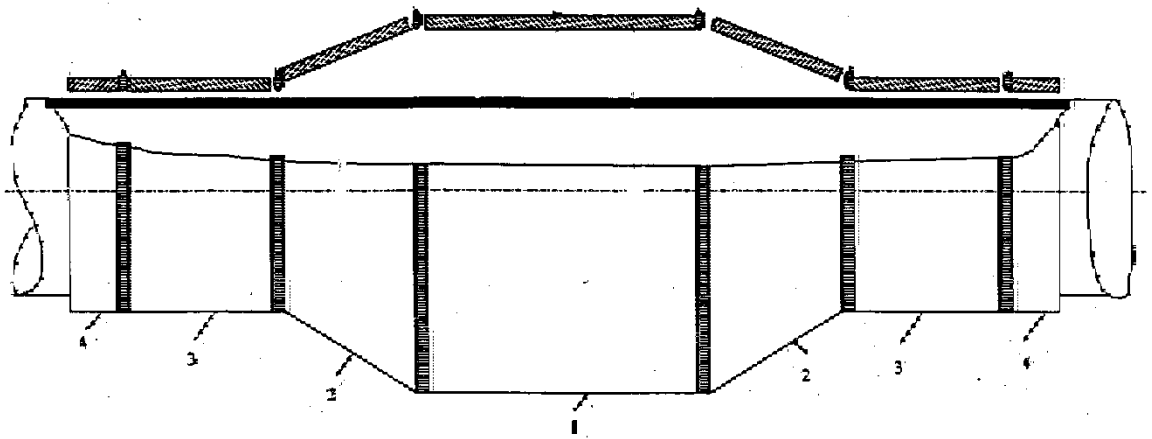


Рис 4.8 - Муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью для временной установки (Тип В2).

1 – центральное кольцо; 2 – конические кольца;

3 – боковые цилиндрические кольца;

4 – технологические кольца.

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Детали сварных муфт изготавливаются в соответствии с техническими условиями ТУ 1469-001-01297858-01 “Приварные муфты и патрубки для ремонта действующих магистральных нефтепроводов” [39].

#### 4.2. Свертная ремонтная муфта



Рис 4.9 - Конструкция свёртной ремонтной муфты

Свертная муфта получила широкое применение при ремонте промышленных магистральных газо- и нефтепроводов всех категорий давлений и температур транспортируемой среды, а также в трубопроводах водо-

паро-и теплоснабжения и нефтехимической промышленности. Части муфты соединяются между собой болтами, таким образом, чтобы корпус в собранном

виде успешно выдерживал высокое внутреннее давление на поврежденном участке

. Герметичность конструкции обеспечивается прокладками из эластомера, полностью соответствующего химическому составу, давлению и температуре самого высокого качества, выбранного в соответствии с характеристиками и транспортируемой среды. После завершения ремонта муфта может быть обварена по месту установки, что усилит зону поврежденного участка. Монтажные и сварочные работы могут проводиться без отключения трубопровода [39].

Конструкция ремонтных муфт разработаны с учетом самых современных технологий и материалов, что позволяет оптимизировать не только рекомендации по их использованию, но существенно снижает их стоимость из-за уменьшения веса, упрочнения конструкции муфт, исключая их деформацию.

#### 4.3. Металло-стеклопластиковые муфты

Развитие ремонтных технологий привело к созданию конструкций муфт на основе стеклопластиков, исключая сварочные работы в процессе монтажа муфт. Конструкционная прочность такой муфты может превосходить прочность лучших трубных сталей. Кроме того, стеклопластик обладает рядом других важных свойств: меньшим удельным весом, чем у стали (в четыре раза), высокой стойкостью в условиях подземной прокладки. Эффективность муфты возрастает с увеличением усилий натяжения её на дефектном участке трубопровода. Оптимальное использование резервов прочности стеклопластикового полотна муфты при её монтаже на трубопроводе может быть достигнуто путем включения в силовую цепь муфты узла затяжки, выполненного из прочной стали [40].

Совместные исследования специалистов ООО «Севергазпром», ЗАО «Новые технологии», института «Севернипигаз» привели к созданию ряда эффективных ремонтных стеклопластиковых муфт типа РСМ, объединяющих достоинства существующих муфт. Новые муфты отличаются повышенной прочностью и сравнительно небольшой массой, что имеет немаловажное значение при монтаже муфт в трассовых условиях, так как позволяет обходиться без

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тяжёлых подъемных механизмов. К настоящему времени разработаны муфты для труб диаметром 530, 720, 1020, 1220, 1420 мм.

Созданные образцы РСМ объединяют следующие сходные элементы: силовая схема создания усилий натяга на дефектном участке трубопровода, наличие в конструкции стеклопластикового полотна и узла затяжки, выполненного из стальных деталей, а также принцип взаимодействия узла затяжки с концевыми участками полотна, исключающий проявление изгибающих моментов во всех деталях муфты. Различие образцов РСМ заключается в технологии изготовления полотна муфты и в конструктивном исполнении узла затяжки. Эти различия отвечают задачам, которые выполняют муфты и определяются диаметром труб. Для муфт, устанавливаемых на трубы диаметром  $DN < 720$  мм, технология изготовления полотна основана на пропитке тканевой основы из стекломатериалов эпоксидным связующим. Прочность полотна достигает 200 МПа, что вполне достаточно для усиления дефектных участков и обеспечения герметичности сквозных дефектов на газоконденсатопроводах. На трубах диаметром  $DN < 720$  мм используются одноразъемные муфты с одним узлом затяжки (рис. 4.10).

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



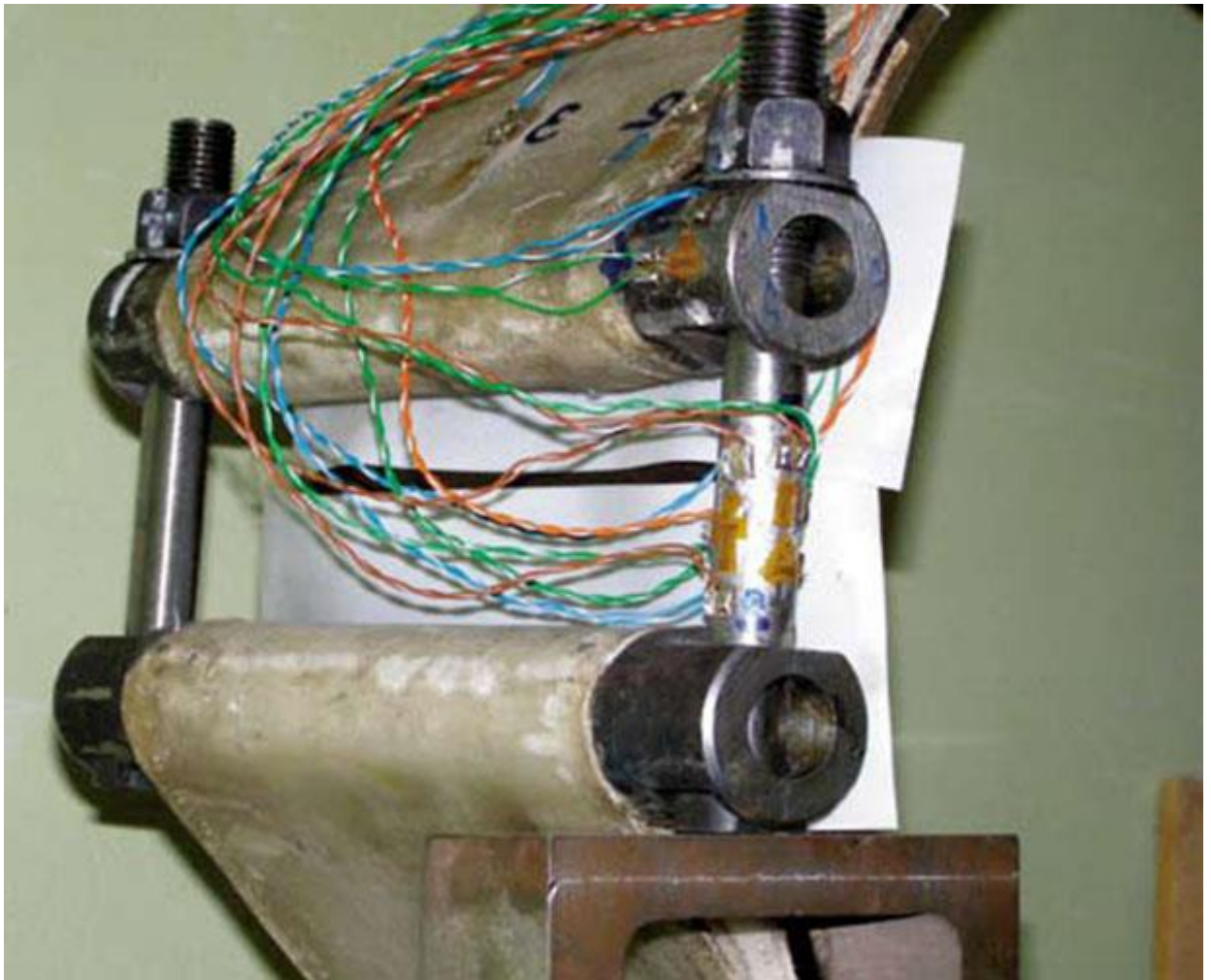


Рисунок 4.10 - Общий вид узла затяжки муфты РСМ-530

Муфты, устанавливаемые на трубы диаметром  $DN > 720$  мм, изготавливаются по специальной технологии. Полотно муфты образуется путем однонаправленной намотки стеклошнура на шаблон в растянутом состоянии с последующей пропиткой эпоксидным связующим. Прочность полотна превышает при разрыве 800 МПа. Конструкция муфты содержит два разъема и соответственно два узла затяжки. В каждом узле имеется несколько болтов (3-4 ед.), снабженных правой и левой резьбой. Технология и конструкция двухразъемных муфт защищены двумя патентами на изобретения, описаны в стандарте предприятия ООО «Севергазпром». Кроме того, разработаны технические условия по РСМ для диаметров труб 530-1420 мм [40].

Наиболее широко проведены исследования РСМ, установленных на трубопровод диаметром 1220 мм (РСМ - 1220). В течение 2003-2005 г. выполнены заводские, полигонные, а также натурные испытания, которые подтвердили

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

большие потенциальные возможности РСМ для ремонта дефектных участков газопроводов. Высокая прочность полотна муфты позволила создать момент затяжки болтовых соединений на уровне 600 Нм и поднять прочность отремонтированного участка с трещиноподобным дефектом на 40% по предельному давлению и на 68-71% в режиме рабочего давления газа (5,4 МПа). Положительные результаты исследований и опытной апробации муфты РСМ-1220 инициировали развертывание работ по созданию муфт для трубопроводов диаметром 530, 1020, 720, 1420 мм.

На конденсатопроводах диаметром 530 мм одной из проблем является ремонт сквозных дефектов с минимальными затратами времени для устранения течи продукта. Для этой цели разработана муфта РСМ - 530, отличающаяся быстротой установки, которая обеспечивается за счет конструктивных особенностей узла затяжки - муфта имеет один разъем, стягиваемый всего двумя болтами.

Проведенные лабораторные исследования и полигонные испытания подтвердили эффективность этой муфты как герметизирующего устройства при давлениях продукта до 4,0 МПа. Выявленные конструктивные недостатки узла затяжки были усовершенствованы и испытаны в лабораторных условиях. В результате создания момента затяжки на уровне 270 Нм получено значение контактного давления, равного 2,5 МПа, что позволяет эффективно ремонтировать с помощью этой муфты опасные трещиноподобные дефекты [40].

Наиболее целесообразна установка муфт в комплекте с заделкой дефектов быстротвердеющими компаундами. Конструкция узла затяжки РСМ - 530 защищена патентом на полезную модель. Для расширения области применения двухразъемных муфт РСМ с однонаправленной намоткой были организованы и проведены стендовые и полигонные испытания труб диаметром 1020 и 1420 мм, рассчитанные на рабочее давление 7,4 МПа. Результаты этих испытаний лягут в основу нового стандарта ОАО «Газпром» по стеклопластиковым муфтам с болтовой затяжкой, создание которого будет завершено в 2007 г. Для стендовых испытаний муфт РСМ - 1020 была подготовлена труба диаметром 1020мм и

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

толщиной стенки 14 мм длиной 6 м с искусственными дефектами, перекрытыми двумя муфтами, установленными на специальный упрочняющий компаунд. Испытания проводили в ЦАГИ (г. Жуковский).



Рисунок 4.11 - Стеклопластиковая муфта РСМ-1220 в момент установки на трубу диаметром 1220 мм

Основное отличие этих испытаний от выполненных ранее - циклический режим изменения давления количеством 11,5 тысячи циклов в диапазоне 0-7,4 МПа с целью определения ресурса дефектной трубы, усиленной муфтами РСМ. Конструкция выдержала назначенный режим переменной нагрузки, ресурс конструкции в 5-6 раз превысил расчетное количество циклов до разрушения трубы. Муфты обеспечили целостность трубной плети с глубокими дефектами и сохранили свои конструктивные параметры [40].

Параллельно на базе управления аварийно-восстановительных работ ООО «Севергазпром» в г. Ухте были проведены испытания трубной плети диаметром 1420 мм и толщиной стенки 17 мм с двумя муфтами РСМ - 1420, установленными на искусственные дефекты одинаковой длины (205-215 мм), глубиной 9-12 мм,

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

различной ширины - 3, 10, 20 мм. Каждая муфта перекрывала по три дефекта в верхней части трубы. Режимы нагрузки: ступенчатый подъем давления до 8,5 МПа, циклическое изменение давления в диапазоне 0-7,4 МПа (200ц) и разрушающий подъем давления.

Параметры напряженно-деформированного состояния трубы с муфтами определяли на базе данных электрической тензометрии, выполненной специалистами инженерно-технического центра ООО «Севергазпром». Одним из важных показателей эффективности муфт является отношение предельного разрушающего давления в трубе с муфтами к расчетному давлению разрушения трубы без муфт.

В режиме эксплуатационного давления  $P=7,4$  МПа получен коэффициент снижения кольцевых напряжений в трубе, равный 1,71 по центру ширины муфты. Циклическое нагружение давлением привело к незначительному изменению контрольных значений деформаций трубы и стеклопластика. Сопоставление данных по первому и 201-му циклам показало, что значения деформаций металла трубы увеличились на 0,3 %, стеклопластика - на 3,7 %. Моменты затяжки болтов снизились в среднем на 15,7 %, что вызвано скорее всего не остаточными деформациями конструкции, а перераспределением сил сцепления муфт с трубой при циклическом воздействии давления среды.

В процессе разрушающего подъема давления до значения 134 кгс/см<sup>2</sup> произошел разрыв стенки трубы под муфтой по самому глубокому дефекту (12,2 мм), причем муфта обеспечила повышение прочности дефектного металла трубы на 43,7%.

Значительное упрочнение трубы получено за счет увеличения диаметра болтов от 24 мм до 27 мм и толщины полотна муфты от 7,2 мм до 12,0 (по сравнению с муфтой РСМ - 1220).

Таким образом, разработанные стеклопластиковые муфты с болтовой затяжкой обеспечивают достаточно высокий уровень защиты трещиноподобных дефектов в режимах эксплуатационной, предельной и циклической нагрузок [40].

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
						52
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

#### 4.4 Усиливающая Композиционная Муфта Трубопровода

Предлагаем вашему вниманию Усиливающую Композиционную Муфту Трубопровода, сокращенно УКМТ. Муфта УКМТ предназначена для ремонта наружных и внутренних дефектов трубопроводов с потерей металла до 100 % на рабочих давлениях до 60 атм. и дефектов с потерей металла до 80 % на рабочих давлениях до 80 атм. без остановки прокачки продукта.

Принцип работы УКМТ - это усиление дефектного участка трубопровода путем монтажа на него стеклопластиковой муфты, состоящей из двух половин, с близкими к стали физическими свойствами, достигнутыми за счет создания предварительного напряжения ремонтной конструкции при помощи тарированного стягивания болтовых соединений до момента ( $\sim 700$  Нм), обеспечивающего уравнивание коэффициентов линейного удлинения трубы и ремонтной конструкции, а также компенсацию внутреннего давления в трубопроводе контактным давлением снаружи. УКМТ монтируется при рабочем давлении и гарантированно обеспечивает герметичность трубопровода.

Согласно Заклчению экспертизы промышленной безопасности № ТУ-АС-001/424-08 от 11 января 2008 года, выданного ВНИИСЕРТИФИКАЦИЯ, УКМТ относится к обжимным муфтам и ремонт с их применением является постоянным методом ремонта, не требующим в дальнейшем вырезки этого участка с варкой катушки, либо проведения других дополнительных мероприятий. Усиливающая композиционная муфта трубопровода сертифицирована в Системе Сертификации ГОСТ Р ГОССТАНДАРТА России на соответствие требованиям нормативных документов (Сертификат соответствия № РОСС RU.НО 04.Н00379, срок действия от 22.02.2008 до 22.02.2011) [38].

Промышленные испытания УКМТ проводились на полигоне ВНИИСТ на различных типах дефектов. Так, например, сквозной дефект длиной 50 мм и шириной 4 мм, отремонтированный данной муфтой, выдержал давление 163 атм. По результатам испытаний Федеральной Службой по экологическому, технологическому и атомному надзору 14 апреля 2008 года было выдано Разрешение

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

№ РРС 00-28999 на применение УКМТ в нефтяной и газовой промышленности России, срок действия до 14.04.2013г. Муфта УКМТ отличается от всех существующих на сегодняшний день ремонтных муфт простотой монтажа и, как следствие, высокой скоростью проведения ремонта. На трубопроводах диаметром от 219 мм до 530 мм без учета времени на земляные работы ремонт занимает 20 - 30 минут. Кроме того, УКМТ легко устанавливается под водой. Это очень актуально для ремонта трубопроводов на подводных переходах. Применяемый при установке УКМТ клей полимеризуется при влажности до 100 % и температуре стенки трубы от плюс 80оС до минус 7оС, что позволяет устанавливать данные муфты без создания каких-либо дополнительных условий в зоне ремонта. После проведения ремонта технологические пазухи и отверстия заполняются специальным материалом, который входит в комплект поставки, таким образом, муфта УКМТ становится монолитной стеклопластиковой конструкцией, армированной закладными деталями из нержавеющей стали. Муфты УКМТ изготавливаются в цеховых условиях. При производстве осуществляется стопроцентный контроль качества с проведением испытания каждой муфты на максимальную нагрузку. Результаты испытаний заносятся в Паспорт изделия. К каждой партии муфт прикладывается подробная Инструкция по применению. В комплект поставки УКМТ входит магнитный маркер, позволяющий регистрировать отремонтированный участок внутритрубным инспекционным снарядом и электромагнитный маркер для обнаружения муфты с поверхности земли без раскопки. Таким образом, УКМТ одновременно является ремонтной конструкцией, маркерным пунктом и жестким репером, не подверженным внешним влияниям, на весь срок службы трубопровода [38].

#### 4.5. Муфта подводная стальная стягивающая

В 2004 году специалистами ООО «Подводсервис» разработана «Муфта подводная стальная стягивающаяся» (МПСС), в конструкции которой учтены недостатки и преимущества известных образцов. Конструкция муфты позволяет обеспечить быстрый монтаж на трубе, избегая длительной точной подгонки и

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

центровки. Состав, заполняющий межтрубное пространство, заменен с эпоксидного на полимерный, имеющий лучшие эксплуатационные характеристики. Кроме того, конструкция муфты позволяет перед заполнением межтрубного пространства удалить воду из межтрубного пространства и увеличить адгезию между заполняющим материалом, корпусом муфты и стенкой трубы на 25%. Результаты испытаний муфты подводной стальной стягивающейся подтвердили, что ее применение позволит обеспечить высокий уровень прочности ремонтируемого участка, долговечность и сокращение времени ремонта. Муфта МПСС устанавливается на глубинах до 50 м по специальной технологии на подводных переходах магистральных трубопроводов со следующими технологическими характеристиками:

- наружный диаметр ремонтируемого трубопровода от 325 до 1420 мм;
- рабочее давление - до 7,5 МПа при использовании муфты МПСС с заполнением портландцементом марки «Макфлоу» 62,5 ТУ5732-002-40129229-02;
- режим работы – стационарный или циклический (с количеством циклов изменения давления в трубопроводе от атмосферного до рабочего до 360 циклов/год). Муфта МПСС состоит из двух полумуфт, шарнирно соединенных между собой, которые стягиваются с помощью шпилек вокруг ремонтируемого участка магистрального трубопровода. Продольные и поперечные фланцы герметизируют резиновыми прокладками. Межтрубное пространство заполняется композитным составом или расширяющимся цементным раствором [39].

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



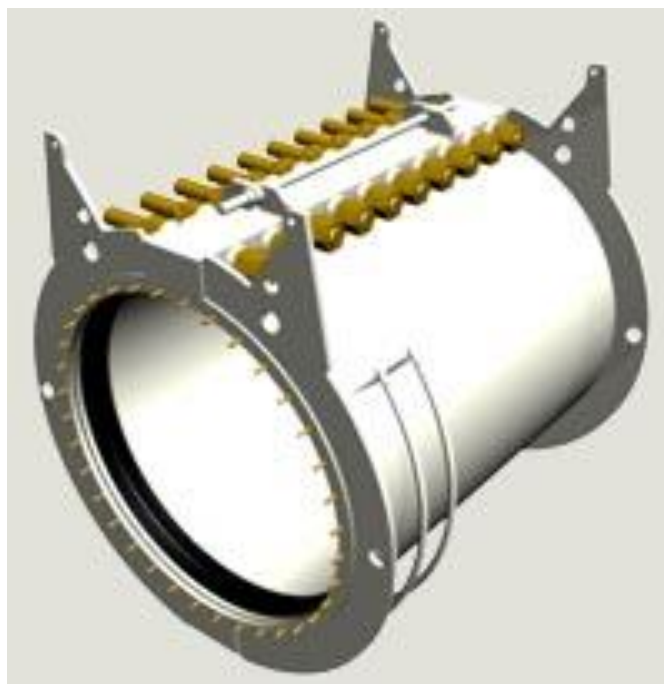


Рис. 4.12 - рисунок муфты подводной стальной стягивающей

#### 4.4. Термоусаживаемые муфты

Термоусаживаемые муфты обладают существенными технико-эксплуатационными преимуществами:

- эксплуатационная надежность,
- высокое качество современных термоусаживаемых материалов,
- простота монтажа,
- надежная герметичность получаемых на основе данной технологии монтажа стыковых соединений,
- отличные диэлектрические свойства комплекта стыка,
- химическая и термическая стойкость материала,
- длительный срок хранения и эксплуатации термоусаживаемой муфты.

Наиболее технологичным и долговечным комплектом стыков является комплект стыка муфтового (термоусаживаемые муфты). Изоляция стыков (заливка стыков) осуществляется при помощи следующих материалов: муфта термоусадочная длиной 450 и 650 мм, компоненты пенополиуретана, термоапликатор 40x2,5 мм, пробка коническая полиэтиленовая, гильзы медные луженые для монтажа проводов системы одк трубопроводных систем в ппу изоляции [38].



Процесс производства муфты термоусадочной основан на технологии «поперечной сшивки» полимеров с пластической памятью формы. Данный процесс представляет из себя образование дополнительных химических связей между прилегающими друг к другу молекулами в цепочке полимера. Подобные изменения в структуре полимера достигаются несколькими основными способами: под воздействием высокочастотного облучения электронами, гамма-излучением, пироксидным или силановым методами. Все эти методы обеспечивают связывание отдельных линейных молекул полимера в прочную «поперечно сшитую» трехмерную сетевую структуру. Новая структура полимера позволяет нагревать его выше температуры плавления, но он при этом не теряет своей исходной формы, не расплавляется, а приобретает каучукоподобную консистенцию. В таком положении полимер подвергают растяжению и после остывания он сохраняет новую форму. При повторном нагреве полимер (муфта) возвращается к первичным размерам до растяжки. В этом заключается процесс термоусадки муфты.

Изготавливаются термоусаживаемые муфты из полиэтилена низкого давления марки 273-79 высшего сорта по ГОСТ 16338-85.

Предназначен для изоляции сварных соединений после сварки труб и фасонных изделий трубопровода. Является самым качественным покрытием сварного стыка по отношению к заливочным и скорлуповым стыкам.

Качественный монтаж термоусаживаемой муфты достигается путем применения для крепления муфты к полиэтиленовой оболочке трубы ппу аппликатора. Аппликатор предназначен для заполнения околошовных зон сварных стыков труб при нанесении заводского покрытия на основе пенополиуретана (для трубопроводов тепловых сетей и труб гвс) и на основе экструдированного полиэтилена или термоусаживающейся ленты (для трубопроводов вус изоляции для нефтегазовых трубопроводов, водопроводов) при изоляции сварных стыков трубопроводов в трассовых условиях, а также для ремонта повреждений заводских покрытий труб [38].

Аппликаторы выпускаются следующих типов:

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- А – для заполнения околошовных зон при заводском или базовом нанесении покрытий на основе экструдированного полиэтилена или термоусаживающихся лент,
- Б – для заполнения околошовных зон при изоляции кольцевых сварных стыков труб в трассовых условиях,
- В – для ремонта повреждений заводского полиэтиленового покрытия.

Толщина аппликатора типа А равняется 1,5 мм.

Проникновение влаги является одной из проблем для трубопроводов. Коррозия сварных швов и проникновение влаги под заводскую изоляцию могут быть предотвращены использованием термоусаживаемых муфт (манжет).

Одним из видов надежной защиты сварного шва стальной трубы нефтегазопроводов являются термоусадочные муфты (манжеты) торговой марки Canusa. Муфта (манжета) Canusatube состоит из прочной основы (радиационно сшитый полиолефин), которая изнутри покрыта адгезивом. Муфты термоусадочные Canusatube производятся черного цвета для надземных трубопроводов и желтого для подземных и подводных. Муфты (манжеты) Canusatube желтого цвета имеют встроенный обратимый термоиндикатор, который придает муфте оранжевый цвет при достижении нужной температуры нагрева. Этот термоиндикатор представляет собой не просто нанесенный сверху слой, а компонент, специально введенный в состав основы и позволяющий определить температуру нагрева с довольно высокой прочностью.

После нагрева муфта термоусадочная Canusatube обжимает сварной шов, при этом вжимая адгезив в неровности поверхности стальной трубы, тем самым формируя отличную изоляцию. Муфты данного вида производятся диаметром от 55 до 315 мм. Легкость установки данной муфты делает ее превосходным выбором для изоляции труб малого диаметра [38].

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Рис. 4.12 - Схема термоусаживаемой муфты

#### 4.5. Ремонтная манжета Clock Spring

Манжета для надежного исключения вероятности аварии совсем не обязательно заменять поврежденный участок трубопровода на новый.

Менее затратная и менее трудоёмкая технология ремонта участка с образовавшимся дефектом с помощью композитных манжет Clock Spring позволяет предотвратить развитие дефекта, перераспределить возникающие здесь напряжения, исключить избыточные деформации стенки трубопровода и сохранить тем самым его эксплуатационные характеристики.

И опять же именно такой технологией, — позволяющей надёжно устранить потенциальный источник аварии и гарантирующей безотказную эксплуатацию отремонтированного участка на протяжении всего цикла жизни трубопровода, — является ремонт с использованием манжет Clock Spring.

Манжета представляет собой полосу высокопрочного композитного материала на основе однонаправленного специального стекловолокна с матричной памятью свёртывания. В рабочем положении она похожа на свёрнутую часовую пружину (clock spring — часовая пружина) [41].

Перед началом установки манжеты все дефекты на поверхности трубы заделываются передающей нагрузку мастикой с высоким сопротивлением сжатию. Затем на ремонтируемый участок трубы наматывают композитную манжету, промазывая каждый виток полосы слоем быстросохнущего прочного адгезива.

После установки манжеты труба и три указанных компонента (полоса композита, мастика и адгезив) образуют единую систему с жёсткостью.

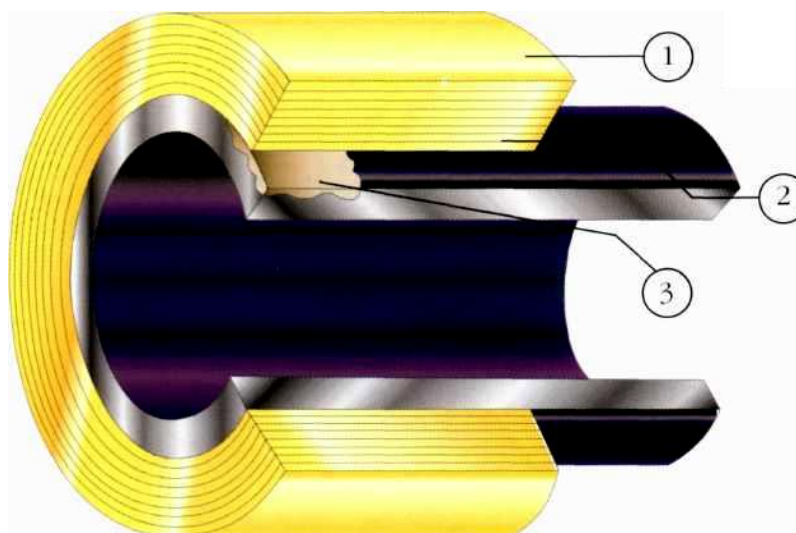


Рис.4.13 - Установка манжеты

Где 1- полоса композитного материала, имеющего высокопрочную однонаправленную структуру;

2- двухкомпонентный высокопрочный адгезив;

3- мастика для передачи нагрузки с высоким сопротивлением сжатию.

Для каждого диаметра трубы выпускаются манжеты, соответствующего размера, и при их изготовлении матричная память программируется так, чтобы манжета после деформации возвращалась в цилиндрическое состояние с диаметром, соответствующим диаметру ремонтируемой трубы. Этим и обеспечивается высокая плотность и равномерность прилегания манжеты к трубе независимо от внутреннего давления трубопровода. Матричная память и строгое соответствие диаметров манжеты и трубы исключают сколько-нибудь существенное давление манжеты на трубу [41].

					<i>Применяемые ремонтные конструкции</i>	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5. АНАЛИЗ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ.

5.1 Классификация ремонтных конструкций, применяемых для ремонта магистральных нефтепроводов.

Муфты подразделяются на обжимные, необжимные, приварные с заполнением антикоррозийной жидкости, приварные и для аварийного (временного) ремонта.

По наличию зазора между трубой и муфтой конструкции делятся на обжимные и необжимные. Обжимные муфты собираются на трубе без зазора. Стяжка полумуфт осуществляется наружным центратором. Тогда как необжимные муфты устанавливаются на трубу с зазором, зависящим от конструкции конкретной муфты. Таким образом, при применении необжимных муфт имеется полость между ремонтной конструкцией и магистральной трубой, в которую заливается антикоррозионная жидкость. Также муфты можно разделить на две разновидности по типу дефектов, для ремонта которых они применяются: муфты для ремонта сквозных дефектов и муфты для ремонта несквозных дефектов. Последние привариваются к трубе угловым швом.

Сварные ремонтные муфты в основном предназначены для разгрузки дефектного участка нефтепровода. Кроме того, они могут выполнять функции герметизации дефектного участка в случае появления сквозного дефекта на трубопроводе. На сварных ремонтных муфтах полностью исключены угловые швы, ориентированные вдоль трубы. Кольцевые угловые швы значительно менее опасны для трубопровода, поскольку нагрузки на них в два раза меньше, чем на продольных швах.

					<i>Анализ и выбор современных ремонтных конструкций при ремонте магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Даевыденко</i>			<i>Анализ ремонтных конструкций</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова</i>					61	
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2Б11</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко</i>						

Таблица 5.1.1 - Виды и классификация ремонтных конструкций.

Ремонтные Конструкции	Для ремонта каких дефектов предназначены	Сложность установки	Временные затраты на установку	Необходимость использования спец. техники	Стоимость муфты руб.	Условия Эксплуатации
Сварные, обжимные ремонтные конструкции						
Тип П2. 1021.25.022.00.00.000 сб - муфта обжимная приварная с технологическими кольцами;	применяется при ремонте несквозных дефектов стенки нефтепровода, а именно, дефектов сварного шва, стенки трубопровода, коррозионных дефектов.	Простая	До 24 час.	Ручная установка	25570	Надземная подземная
Тип ПЗ. 1021.25.023.00.00.000 сб - муфта галтельная;	применяется исключительно при ремонте дефектов сварных кольцевых швов.	Простая	До 24час.	Кран	12510	Надземная подземная
Муфта П5У удлиненная сварная галтельная с технологическими кольцами	применяется при ремонте дефектов сварных кольцевых швов, околошовной зоны и несквозных дефектов стенки трубопровода.	Простая	До 24 час	Ручная установка	48095	Надземная , поземная
Тип П5. 1021.25.025.00.00.000 сб — муфта сварная галтельная с технологическими кольцами;	предназначена для ремонта кольцевых швов на действующих магистральных нефтепроводах диаметром 430-1220 мм, с номинальной толщиной стенки 7-18 мм, работающих под давлением до 7 МПа (70 кгс/см.кв).	Сложная	До 36 час	кран	16220	Надземная , Подземная

## Продолжение таблицы 5.1.1.

Ремонтные конструкции	Для ремонта каких дефектов предназначены	Сложность установки	Временные затраты на установку	Необходимость использования спец. техники	Стоимость муфты руб.	Условия Эксплуатации
Сварные необъемные ремонтные конструкции с заполнением антикоррозионной жидкости						
Тип П4. 1021.25.024.00.00.000 сб - муфта галтельная с короткой полостью;	применяется при ремонте дефектов сварных кольцевых швов и дефектов околшовной зоны, в том числе коррозионных.	Сложная	До 36 час.	Кран	20930	Надземная поземная
Тип П6. 1021.25.026.00.00.000 сб - муфта удлиненная галтельная для ремонта гофр;	применяется для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью.	Сложная	До 36 час.	Кран	45106	Надземная, поземная
Необходимые для аварийного (временного) ремонта						
Тип В1. 1021.25.028.00.00.000 сб - приварная необходимая муфта с технологическими кольцами;	Применяется для временной установки на место повреждения.	Простая	До 24 час.	Ручная установка	Цена договорная	Надземная, поземная
Тип В2. 1021.25.029.00.00.000 сб - приварная муфта с коническими переходами ;	Применяется для временной установки на место повреждения.	Простая	До 24 час.	Ручная установка	Цена договорная	Надземная, поземная

Анализ ремонтных конструкций

Дата

Подпись

№ докум.

Лист

Изм.

## Продолжение таблицы 5.1.1.

Ремонтные конструкции	Для ремонта каких дефектов предназначены	Сложность установки	Временные затраты на установку	Необходимость использования спец. техники	Стоимость муфты руб.	Условия эксплуатации
Обжимные ремонтные конструкции						
Свертная ремонтная муфта	применение при ремонте промышленных и магистральных газо- и нефтепроводов всех категорий давлений и температур транспортируемой среды	Простая	Нет данных	Кран	Цена договорная	Всех категорий эксплуатации
Стеклопластиковая муфта РСМ-1220	Применяется для ремонта наружных дефектов имеющие коррозионные проявления, питинги, язвы, колонии продольных и одиночных трещин, царапины, задиры, забоины, вмятины, плены, закаты на магистральных, распределительных и других трубопроводов.	Простая	До 12час.	Ручная установка	Цена договорная	Надземная, поземная
Усиливающая Композиционная Муфта	предназначена для ремонта наружных и внутренних дефектов трубопроводов с потерей металла до 100 %	Простая	До 12 час.	Ручная установка	8500	Всех категорий эксплуатации
Муфта подводная стальная стягивающая	Предназначена для ремонта подводных переходов	Простая	До 36 час.	Определяется по месту ремонта	Цена договорная	Подводная
Термоусаживаемые муфты	Предназначены для изоляции и заливки стыков	Простая	До 24 час.	Ручная установка	6300	Надземная, поземная
Ремонтная манжета Clock Spring	предназначена для ремонта и эксплуатации в различных условиях	Простая	До 24 час.	Ручная установка	Цена договорная	Надземная, поземная

Анализ ремонтных конструкций

Дата

Подпись

№ докум.

Лист

Изм.



## 5.2 Назначение ремонтных конструкций.

Муфты подразделяются на необжимные, обжимные, галтельные и с коническими переходами.

Муфты типа ПЗ, П4, П5 предназначены для ремонта сварных кольцевых швов.

Муфта типа П5У предназначена для ремонта сварных кольцевых швов и дефектов в стенке трубы, примыкающих к сварным кольцевым швам и расположенных в зоне шириной до 0,75D-100мм в каждую сторону от поперечного шва.

Муфты типа П2, П6 предназначены для ремонта дефектов геометрии, поверхности трубы, недопустимых ремонтных конструкций и основного металла труб.

Муфты типа В1, В2 предназначены для аварийного ремонта с последующей заменой в течение одного календарного месяца и для ремонта гофр на срок не более одного года с обязательной последующей заменой на постоянные методы ремонта.

Муфты (тип П4, П6, В1, В2) изготавливаются с технологическими отверстиями (с резьбой), в которые заливается антикоррозионная жидкость.

В качестве антикоррозионной жидкости используют трансформаторное масло или обезвоженную нефть.

В зазор между муфтой и трубой в одно из отверстий заливается антикоррозионная жидкость до выхода антикоррозионной жидкости из второго отверстия. После заливки жидкости отверстия закрывают винтовыми пробками и обвариваются с помощью ручной дуговой сварки [17].

Свертная муфта получила широкое применение при ремонте промысловых магистральных газо- и нефтепроводов всех категорий давлений и температур транспортируемой среды, а также в трубопроводах водо-, паро и теплоснабжения и нефтехимической промышленности [39].

Металло-стеклопластиковые муфты могут превосходить прочность лучших трубных сталей. Кроме того, стеклопластик обладает рядом других

					<i>Анализ ремонтных конструкций</i>	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

важных свойств: меньшим удельным весом, чем у стали (в четыре раза), высокой стойкостью в условиях подземной прокладки [40].

Принцип работы муфты УКМТ - это усиление дефектного участка трубопровода путем монтажа на него стеклопластиковой муфты, состоящей из двух половин, с близкими к стали физическими свойствами, достигнутыми за счет создания предварительного напряжения ремонтной конструкции при помощи тарированного стягивания болтовых соединений до момента ( $\sim 700$  Нм), обеспечивающего уравнивание коэффициентов линейного удлинения трубы и ремонтной конструкции, а также компенсацию внутреннего давления в трубопроводе контактным давлением снаружи.

Конструкция подводной стальной муфты позволяет обеспечить быстрый монтаж на трубе, избегая длительной точной подгонки и центровки. Состав, заполняющий межтрубное пространство, заменен с эпоксидного на полимерный, имеющий лучшие эксплуатационные характеристики. Кроме того, конструкция муфты позволяет перед заполнением межтрубного пространства удалить воду из межтрубного пространства и увеличить адгезию между заполняющим материалом.

Термоусаживаемые муфты нашли широкое распространение при изоляции поверхности стальных трубопроводов систем теплоснабжения, отопления и горячего водоснабжения (предизолированные трубы в теплоизоляции пенополиуретаном), когда муфта устанавливается на защитную оболочку трубопровода, а также при антикоррозионной защите сварных швов непосредственно стальной трубы нефтегазопроводов [38].

Ремонтная манжета Clock Spring позволяет предотвратить развитие дефекта, перераспределить возникающие здесь напряжения, исключить избыточные деформации стенки трубопровода и сохранить тем самым его эксплуатационные характеристики [41].

					<i>Анализ ремонтных конструкций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

## 6. РАСЧЕТ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ НЕФТЕПРОВОДА

### 6.1 Расчет толщины стенки нефтепровода

Толщину стенки определяю по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} \quad (6.1)$$

При наличие продольных осевых сжимающих напряжений толщина стенки определяется из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot p)}, \quad (6.2)$$

где  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке (согласно [11] принимаю  $n = 1,1$ );

$p$  – рабочее (нормативное) давление, МПа;

$D_H$  – наружный диаметр трубопровода, мм;

$R_1$  – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (6.3)$$

где  $R_1^H$  - нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы;

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода (согласно [11] принимаю  $m = 0,75$ );

					Анализ и выбор современных ремонтных конструкции при ремонте магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Давыденко			Расчет линейной части нефтепровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова					67	
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б11		
Зав. Каф.		Рудаченко						

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу (согласно [11] принимаю  $k_1 = 1,4$ );

$k_H$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода (согласно [11] принимаю  $k_H = 1$ ).

$\Psi_1$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|\sigma_{PP.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{PP.N}|}{R_1}, \quad (6.4)$$

где  $\sigma_{PP.N}$  - продольное осевое сжимающее напряжение, определяемое по формуле:

$$\sigma_{PP.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta_H}, \quad (6.5)$$

где  $\alpha$  - коэффициент линейного расширения металла трубы, град<sup>-1</sup>;

$E$  – модуль Юнга, МПа;

$\Delta t$  – температурный перепад, °С;

$\mu$  – коэффициент Пуассона;

$\sigma_H$  - номинальная толщина стенки, мм;

$D_{BH}$  – внутренний диаметр трубы, мм.

Исходные данные для расчета:

$n = 1,1$ ;  $m = 0,75$ ;  $k_1 = 1,4$ ;  $k_H = 1$ ;  $\mu = 0,3$ ;  $p = 5,6$  МПа;  $D_H = 720$  мм;

$E = 2,1 \times 10^6$  кгс/см<sup>2</sup>;  $\Delta t = 28$  °С;  $\alpha = 0,000012$  град<sup>-1</sup>;  $\sigma_{BP} = 520$  МПа.

$$R_1 = \frac{520 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1} = 278,57 \text{ МПа};$$

					Расчет линейной части нефтепровода	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 720}{2 \cdot (278,57 + 1,1 \cdot 5,6)} \approx 8 \text{ мм};$$

$$\sigma_{\text{пр.н}} = -0,000012 \cdot 2,1 \times 10^6 \cdot 28 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 56 \cdot 704}{2 \cdot 8} = -107,52 \text{ кгс/см}^2.$$

Знак "минус" последнего результата указывает на наличие продольных осевых сжимающих напряжений.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{10,752}{278,57} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{10,752}{278,57} = 0,98;$$

Окончательно толщину стенки принимаю равной:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 720}{2 \cdot (278,57 \cdot 0,98 + 1,1 \cdot 5,6)} = 7,76 \approx 8 \text{ мм}$$

## 6.2 Расчет объема утечки нефти из нефтепровода.

Объем утечки нефти до закрытия задвижек:

$$V_H = Q \cdot t_y, \quad (6.6)$$

где  $t_y$  - время до закрытия задвижек (согласно [25] принимается равным 15 минутам);

$Q$  - объемный расход утечки нефти:

$$Q = \mu \cdot S \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot p_{\text{ср}}}{\rho_H}}, \quad (6.7)$$

где  $\mu$  - коэффициент расхода (с учетом сопротивления грунта принимается равным 0,15);

$S$  – площадь отверстия;

					Расчет линейной части нефтепровода	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$p_{cp}$  - среднее рабочее давление;

$\rho_H$  - плотность нефти.

$$V_H = 0.15 \cdot 0.01 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 3.9 \cdot 10^6 \cdot 0.1}{847}} \cdot 60 \cdot 15 = 40.5557 \text{ м}^3$$

Объем нефти, вытекшей после закрытия задвижек:

$$V_3 = 0.083 \cdot 10^{-6} \cdot \pi \cdot D^2 \cdot L_{II}, \quad (6.8)$$

где  $D$  – диаметр трубопровода;

$L_{II}$  - расстояние между задвижками.

$$V_3 = 0.083 \cdot 10^{-6} \cdot 3.14 \cdot 0.7^2 \cdot 20300 = 0.0026 \text{ м}^3$$

Суммарный объем вытекшей нефти:

$$V_{\Sigma} = V_H + V_3 = 40.5557 + 0.0026 = 40.5583 \text{ м}^3$$

					<i>Расчет линейной части нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б11	Давыденко Артем Михайлович

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Транспорта и хранения нефти и газа</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат (бакалавр)	<b>Направление/специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Определить затраты на выбор метода ремонта и производства работ по устранению дефектов МН</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Постановление Правительства РФ от 12.06.2003 г. №344 (с изм. на 08.01.2009); Приказ Госкомэкологии РФ от 15.02.2000 г. №77; СБЦ на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства;</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>НДС 18%</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Экономическая оценка в период выборочного ремонта МН</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Затраты на материалы Затраты на топливо Затраты на оплату труда Отчисления на соц. нужды Амортизация Командировочные расходы Накладные расходы</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Анализ перспективных методов ремонта и современных технологических решений</i>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б11	Давыденко Артем Михайлович		

## 7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ.

В данном разделе рассматривается технико-экономическое обоснование выбора метода производства работ по устранению дефектов, основанное на сравнительном анализе перспективных методов ремонта и современных технологических решений. Оба метода приемлемы для проведения ремонта, каждый из них имеет ряд своих достоинств и недостатков [10,19].

В данном разделе произведены следующие расчеты:

Расчет эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов с проведением экономического сравнения перспективности выборочного ремонта:

1. по традиционной старой технологии однозначной вырезке вне зависимости от характера дефекта - (СТ).

2. по новой экономически - выгодной технологии установке муфт - (НТ).

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов путем выборочного ремонта - состоят из следующих элементов:

1. затраты на материалы
2. затраты на топливо
3. затраты на оплату труда
4. отчисления на соц. нужды
5. амортизация
6. командировочные расходы
7. накладные расходы

					Анализ и выбор современных ремонтных конструкций при ремонте магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата				
Разраб.		Давыденко А.М.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				ДР	71	
Консульт.		Белозерцева				ТПУ, кафедра ТХНГ		
Зав. каф		Рудаченко А.В.				гр. 3-2Б11		



### 7.1 Расчет затрат по статье «Оплата труда»

Таблица 7.1- Расчет затрат по статье “Оплата труда” на устранение 1 дефекта методом вырезки и установки муфты (тыс.руб.) [10].

Наименование профессии	Численность чел.		Кол-во час.		Оплата по тарифу тыс. руб.		Оплата с/урочных и выходн. тыс. руб.		Доплаты, на кот. нач. премия тыс. руб.		Премия сумма тыс. руб.		Оплата с/урочных и выходных тыс. руб.		Р.К. всего тыс. руб.		Итого ФОТ тыс. руб.	
	СТ	НТ	СТ	НТ	СТ	НТ	СТ	НТ	СТ	НТ	СТ	НТ	СТ	НТ	СТ	НТ	СТ	НТ
Водитель автомобиля УАЗ	1	1	207	40	12	2,4			2,0	0,4	6,0	1,2			3,0	0,6	20	4
Инженер 1 категории АВП	1	1	207	40	22	4,4	1	0,2				1,8	1,0	0,2	4,0	0,8	24	6,6
Водитель автомобиля	1	1	87	40	5,6	2,8	0,8	0,4	0,8	0,4	3,2	1,6	0,4	0,2	1,6	0,8	10,8	5,4
Трубопроводчик линейный	4	2	87	40	25,6	6,4	0,36	0,8			10,1	2,8	1,6	0,4	5,6	1,4	38,72	10,4
Трубопроводчик линейный	1	1	15	32	1,2	2,4	0,2	0,4			0,6	1,2	0,1	0,2	0,3	0,6	2,1	4,2
Водитель автомобиля ЗИЛ	1	1	15	32	1	2	0,2	0,4	0,06	0,2	0,6	1,2	0,1	0,2	0,3	0,6	2	4
Электрогазосварщик	2	2	15	32	3	6	0,4	0,8			0,14	2,8	0,1	0,4	0,7	1,4	4,2	10
Водитель	1	1	15	32	1,4	2,8	0,2	0,4	0,2	0,4	0,8	1,6	0,1	0,2	0,4	0,8	2,7	5,4
Машинист бульдозера	1	1	207	40	18	3,6	2	0,4			8,0	1,6	1,0	0,2	4,0	0,8	29	5,8
Машинист экскаватора	1	1	87	40	7,2	3,6	0,8	0,4			3,2	1,6	0,2	0,2	1,6	0,8	11,6	5,8
Итого:	15	12			97	36,4	6,52	4,2	2,1	0,14	37,2	17,4	5,1	2,2	22,7	8,6	148,9	61,6

Итого: 3 (СТ) составили 148,92 тыс.руб.; 3 (НТ) составляют 61,6 тыс.руб.;

$$\text{Э (НТ)} = 3(\text{СТ}) - 3(\text{НТ}) = 87,32 \text{ тыс.руб.}$$

В табл. 7.1 время работы увеличено у водителя УАЗ, машиниста бульдозера, инженера 1 кат. ввиду их занятости на устройстве котлована для предварительной раскочки нефтепродукта (в случае вырезки дефектного участка трубы).

Исходя из следующих данных:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист 72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Производительность бульдозера ( $\Pi$ ) = 50 м<sup>3</sup> за 1 час работы; необходимый средний объем котлована ( $V$ ) = 6000 м<sup>3</sup>; время работы составит 120 ч + 87 ч = 207 ч; количество дней ( $D$ ) по 8 ч в день составит 26 дней [10].

Исходные данные для 87 часов:

Раскачка 62 ч (усредненные данные по 10 деф.); вырезка, демонтаж, монтаж, сварка катушки 15 ч; набивка, подбивка тампонов 6 ч; разметка, отрезка трубы для монтажа катушки 4 ч.

## 7.2 Расчет командировочных расходов

Таблица 7.2 - Командировочные расходы, тыс.руб.

№ п/п	Наименование метода ремонта	Количество людей/ дней	Норма 400 р/дн	Сумма командировоч. расходов тыс.руб.
1	Устранение методом муфты	55	800	44
2	Устранение методом вырезки	154	800	123,2

Итого: 3 (СТ) составили 123,2 тыс.руб.; 3 (НТ) составляют 44 тыс.руб.

$$\text{Э (НТ)} = 3(\text{СТ}) - 3(\text{НТ}) = 79,2 \text{ тыс.руб.}$$

### 7.3 Расчет затрат по статье материалы

Таблица 7.3 - Статья материалы в руб. [19].

№ п/п	Наименование материалов	Метод установки муфты			Метод вырезки		
		кол-во	цена	сумма	кол-во	цена	сумма
1	Изоляционная пленка	18 кг	116,2	2092	18 кг	116,2	2092
2	Труба Д=1220	3.2 м	2510	8032	3.2 м	2510	8032
3	Электроды	37 кг	125,8	4654	6.7 кг	125,8	842
4	Праймер	13.5 кг	85,88	1160	13.5 кг	85,88	1160
5	Кислород	45 кг	11,1	500	45 кг	11,1	500
6	Шлифкруги, круги отрезные	14 шт	45,6	638	4.2 шт	45,6	190
7	Прочие (ветошь, литрл, солидол)			324			
8	Изоляционное покры- тие для хранилищ твердых и жидких отходов в котловане				3 шт	952 р.	2856р.
	<b>Итого:</b>			17400 р.			15672 р.

Итого: 3 (СТ) составили 15672 руб.

3 (НТ) составляют 17400 руб.

Э (СТ) = 3(НТ) - 3(СТ) = 1728 руб.

## 7.4 Расчет затрат по статье «Топливо»

Таблица 7.4 - Расчет затрат по статье “Топливо” на устранение 1 дефекта на МН методом установки муфты [19].

№ п/п	Наименование работ	Нормы, расходы
1.	Снятие плодородного слоя бульдозером Т-170	1 час·29 л = 29 л (диз.топ.)
2.	Вскрытие нефтепровода экскаватором ЭО-4224	3 ч·13.6 л = 41 л (д.т.)
3.	Засыпка нефтепровода с подбивкой грунта под нижнюю образующую НП экскаватором ЭО-4224	2 ч·13.6 л = 27 л
4.	Планировка грунта НПС бульдозером Т-170	1 час·29 л = 29 л где: час-работа; л-норма расхода
5.	ЭО-4224-Парабель место дефекта и обратно	440 км·42·1.2·1.1 = 244 л
6.	Т-170 НПС - место дефекта	110 км·42·1.2·1.1 = 61 л
7.	Переезд КС-3574-УРАЛ-5557 к месту деф. и обратно: Парабель – место дефекта	440 км·45 л·1.2 = 238 л (д.т.)
8.	Работа автокрана КС-3574 УРАЛ-5557 (подгонка, монтаж муфты)	16 час·6 = 96 л (д.т.)
9.	Сварочные работы по монтажу муфты СА-Линкольн	16 час·6.5 = 104 л (д.т.)
10.	Доставка жилого вагончика “Кедр” к месту дефекта а/м КАМАЗ-4310 и обратно	22 км·48·1.2·1.1 = 139 л
	<b>Итого дизтопливо:</b> 1008·0.84·34 = 28.8 тыс.руб. Где: 0.84 уд. вес; 34 цена	
11.	Перевозка людей к месту Д на а/м УАЗ-3303 и обратно Парабель-место дефекта	440 км·17.5·1.1 = 85 л (АИ-92)
12.	Доставка сварочного аппарата Линкольн к месту дефекта и обратно на а/м ЗИЛ-131	110 км·41·1.1 = 50 л (АИ-92)
	<b>Итого бензин:</b> 85 л·0.73·29,80 + 50 л·0.73·29,80 = 2,9 тыс.руб.	

Всего расходов по топливу: 31,7 тыс.руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.5 - Расчет затрат по статье “Топливо” на устранение 1 дефекта на МН методом установки катушки [19].

№ п/п	Наименование работ	Нормы, расходы
1.	Снятие плодородного слоя бульдозером Т-170	1 час·29 л = 29 л (диз.топ.)
2.	Вскрытие нефтепровода экскаватором ЭО-4224	3 ч·13.6 л = 41 л (д.т.)
3.	Засыпка нефтепровода с подбивкой грунта под нижнюю образующую НП экскаватором ЭО-4224	2 ч·13.6 л = 27 л
4.	Планировка грунта НПС бульдозером Т-170	1 час·29 л = 29 л где: час-работа; л-норма расхода
5.	Доставка к месту устранения дефекта и обратно КРАЗ-250+трал	440км·49·1.2·1.1 = 284 л
6.	ЭО-4224-Парабель место дефекта и обратно	440 км·42·1.2·1.1 = 244 л
7.	Т-170 НПС - место дефекта	110 км·42·1.2·1.1 = 61 л
8.	Переезд КС-3574-УРАЛ-5557 к месту деф. и обратно: Парабель – место дефекта	440 км·45 л·1.2 = 238 л (д.т.)
9.	Сварочные работы по вырезке дефекта	18час·6,5=117(д.т.)
10.	Работа автокрана КС-3574 УРАЛ-5557 (подгонка, монтаж катушки)	24 час·6 =144 л (д.т.)
11.	Сварочные работы по монтажу катушки	16 час·6.5 = 104 л (д.т.)
12.	Доставка жилого вагончика “Кедр” к месту дефекта а/м КАМАЗ-4310 и обратно	22 км·48·1.2·1.1 =139 л
	<b>Итого дизтопливо:</b> 1353·0.84·34 =38.9.тыс.руб. Где: 0.84 уд. вес; 34 цена	
13.	Перевозка людей к месту Д на а/м УАЗ-3303 и обратно Парабель-место дефекта	440 км·17.5·1.1 = 85 л (АИ-92)
14.	Доставка сварочного аппарата Линкольн к месту дефекта и обратно на а/м ЗИЛ-131	110 км·41·1.1 = 50 л (АИ-92)
	<b>Итого бензин:</b> 85 л·0.73·29,80 + 50 л·0.73·29,80 =2,9 тыс.руб.	

Всего расходов по топливу: 41,8 тыс.руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

В табл. 7.5 приведены значения:

Удельного веса топлива: 0.84 для д.т.; 0.73 для бензина; 34 для д.т.; 29,80 для бензина АИ-92. Коэффициентов: 1.1 – коэф. зимнего расхода топлива; 1.2 – коэф. расхода по трассе Итого: З (СТ) составили 41,8 тыс.руб.

З (НТ) составляют 31,7 тыс.руб.

Э (НТ) = З(СТ) – З(НТ) = 10 тыс.руб.

### 7.5. Расчет затрат на амортизацию

Таблица 7.6 - Расчет затрат по статье “Амортизация” на устранение 1 дефекта методом вырезки и установки муфты

Наименование	Балансовая стоимость	Норма АО, %	Сумма А в год, тыс.руб.	Метод установки муфты/катушки	
				Отраб. маш./дн.	А тыс.руб.
Т-170 бульдозер	432	28,6	62	5/26	1,2/8.0
ЭО-4224	650	22	70	5/11	1,4/4.0
КРАЗ-255	254	20	26	5/26	0.6/2,6
Трал	240	25	30	5/26	0.6/4.0
Автокран УРАЛ-5557 КС 3574	516	20	52	4/2	0.4/0.1
СА “Линкольн”	140	33,4	24	4/2	0.4/0.1
КАМАЗ-4310	308	20	30	2/2	0.26/0.026
Вагончик “Кедр”	162	25	20	5/26	0.4 /2.0
УАЗ-3303	424	22	48	5/26	1/5,2
ЗИЛ-131	150	20	16	4/2	0.2/0.1
ДЭС-30	66	28,6	10	/26	/1
ПНУ 100/200	140	33,4		/8	/0.8
Итого	3484		412		6,4/28,36

Итого: З (СТ) составили 28,36 тыс.руб.; З (НТ) составили 6,4 тыс.руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист 77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\text{Э (НТ)} = 3(\text{СТ}) - 3(\text{НТ}) = 21,96 \text{ тыс.руб.}$$

### 7.6 Заключительный сравнительный анализ по методам выборочного ремонта

Таблица 7.7 - Расчет всех затрат на устранение 1 дефекта на МН в тыс.руб.

№ п/п	Наименование статей	Вырезка катушки	Установка муфты
1	Материалы	15672	17400
2	Топливо	48,1	31,7
3	Оплата труда	148,92	61,6
4	Отчисления на соц.	50	20
5	Амортизация	28,36	6,4
6	Командировочные	123,2	44
	Итого:	554,3	337,6
7	Накладные расходы	61	24
	Всего затрат:	615,3	361,6

Итого: Затраты на устранение дефекта методом вырезки (СТ) = 615,3 тыс.руб. на один дефект.

Затраты на устранение методом установки сварной муфты (НТ) = 361,6 тыс. руб.

Прибыль валовая составит:  $P_B (\text{НТ}) = 253,7$  тыс. руб.

Прибыль чистая составит:  $P_{\text{ч}} = P_B - 20\% = 253,7 - 20\% = 202,96$  тыс.руб.

Практически при равной стоимости ремонтной конструкции и «катушки» такой же длины из изолированной в заводских условиях трубы с толщиной стенки 14-16 мм затраты на основные виды работ, без учета вспомогательных работ по откачке нефти, различаются в несколько раз [19].

Переход к новой стратегии ремонта позволил резко снизить аварийность: по сравнению с 2010 годом количество аварий по АК «Транснефть» было уменьшено в 4.5 раза и с 2015 года стабилизировалось на низком уровне 0.06 аварий на 1000 км/год (3 аварии в год). Таким образом, экономический расчет показал что из представленных видов ремонта на снижение аварийности и снижение затрат на устранение дефектов оказывает влияние выборочный ремонт, с использованием сварных муфт .

## Вывод

Таким образом, экономический расчет показал что из представленных видов ремонта на снижение затрат на устранение дефектов оказывает влияние ремонт, с использованием муфт Clock Spring. Также данный способ ремонта рассчитан на 50 лет, в отличие от конкурирующего, с применением технологии вырезки и установки катушки.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

#### Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б11	Давыденко Атрему Михайловичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Специалист (инженер)	<b>Направление/специальность</b>	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

#### **Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

*1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:*

*Рабочее место находится в районе ██████████ магистрального нефтепровода ██████████. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный. При ремонте магистрального нефтепровода могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия трубопроводного транспорта природного газа. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера*

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

##### **1. Производственная безопасность:**

*1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:*

*Вредные факторы*

- 1. Климатические условия*
- 2. Превышение уровня шума*
- 3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны*
- 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны*
- 5. Повреждение в результате контакта с*

*1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности:*

*Опасные факторы*

- 1. Электрическая дуга и искры при сварке*
- 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов*
- 3. Взрывоопасность и пожароопасность*
- 4. Электрический ток*

<b>2. Экологическая безопасность:</b>	<p>При ремонте магистрального нефтепровода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Ремонт магистральных нефтепроводов сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>- загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>- повреждением почвенно-растительного покрова;</li> <li>- изъятием земель;</li> </ul>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, возникновения взрыва и развития пожара.</p>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</p>

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б11	Давыденко Артем Михайлович		

## 8. СОЦИАЛЬНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

Важнейшей задачей при производстве работ по ремонту магистрального нефтепровода является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

Современное состояние системы магистральных нефтепроводов по мере увеличения продолжительности эксплуатации под влиянием процессов старения, накопления повреждений в металле труб нефтепровода, ухудшается. Циклические воздействия внутреннего давления вызывают накопление усталостных повреждений в зонах дефектов, допущенных при изготовлении труб и проведении строительно-монтажных работ.

В настоящее время срок службы более половины магистральных нефтепроводов превышает 25 лет, поэтому влияние возрастных факторов на надежность нефтепроводов весьма значительно.

					<i>Анализ и выбор современных ремонтных конструкций при ремонте магистральных нефтепроводов</i>			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата				
Разраб.		Давыденко А.М.			<i>Социальная безопасность</i>	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				ДР	82	
Консульт.		Туляев М.В..				ТПУ, кафедра ТХНГ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

## 8.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ линейной части магистрального нефтепровода в таблице 8.1.1

Таблица 8.1.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Земляные работы; Погрузочно-разгрузочные работы; Очистные работы; Сварочно-монтажные работы; Работа с герметиком, композитным составом и растворителем; Изоляционные работы.	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4.Тяжесть и напряженность физического труда.	1.Электрический ток; 2.Пожаро- и взрывоопасность. 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.010–76 [19] ГОСТ 12.1.011–78 [2] ГОСТ 112.1.019–79 [21] ГОСТ 12.1.003–83 [23] ГОСТ 12.1.005–88 [24] ГОСТ 12.1.004–91 [25]

### 8.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтных работ магистрального нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

- Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут

являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия. Источником формирования данного вредного производственного фактора могут рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0<sup>0</sup>С.

В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0<sup>0</sup>С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего[10].

Таблица 8.2 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях

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

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежедневно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С [11].

*- Превышение уровней шума.*

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [26].

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- *борьба с шумом в самом источнике;*
- *борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).*

Средства индивидуальной защиты:

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [27].

*- Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.*

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться нефть, растворитель, герметик и композитный состав.

Растворитель и нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и нефти токсичны и

					Социальная безопасность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам  $300 \text{ мг/м}^3$ , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию, для паров нефти  $2100 \text{ мг/ м}^3$  [28].

При работе с композитным составом, герметиком, растворителем и нефтью необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты: специальный костюм по ТУ 17 – 08 – 114 – 80; резиновые перчатки по ГОСТ 20010 – 74; сапогами по ГОСТ 12.4.137 – 84; респиратор РПГ – 67А по ГОСТ 12.4.004.

#### 8.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтных работ линейной части магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

##### - *Электрический ток.*

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) –  $U$  не более 2,0 В,  $I$  не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) –  $U$  не более 3,0 В,  $I$  не более 0,4 мА;
- постоянный –  $U$  не более 8,0 В,  $I$  не более 1,0 мА.

					Социальная безопасность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний [24].

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- *рода и величины напряжения и тока;*
- *частоты электрического тока;*
- *пути тока через тело человека;*
- *продолжительности воздействия на организм человека;*
- *силы тока;*
- *сопротивления;*
- *условий внешней среды;*
- *подготовки персонала.*

Значение напряжения в электрической цепи должно быть не более 50 мА[29].

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [29].

- *Пожаро– и взрывоопасность.*

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы,

					Социальная безопасность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам  $300 \text{ мг/м}^3$ , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти  $2100 \text{ мг/ м}^3$ .

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе[30].

## 5.2. Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов [32,33].

В настоящее время большинство объектов нефтегазового профиля эксплуатируются более 20 – 25 лет и являются загрязнителями окружающей среды.

Окружающей природной средой является вся совокупность природных элементов и их компонентов в зоне полосы работ по реконструкции подпорной насосной и прилегающих к ней территорий. Целью охраны окружающей среды является исключение или максимальное ограничение вредных воздействий

					Социальная безопасность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ремонта, рациональное использование природных ресурсов, их воспроизводство.

В подземные и поверхностные воды нефть попадает с нефтесодержащими сточными водами, при вымывании их с поверхности земли, в результате аварий и эксплуатации нефтетранспортных средств и систем. Загрязнение воды нефтью затрудняет все виды водопользования. Исследования показывают, что 1 г нефти портит 100 литров воды.

Предельно – допустимым сбросом (ПДС) веществ в водный объект принимается масса вещества в сточных водах, максимально допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени, с целью обеспечения норм качества воды в контрольном створе. [ $PDC = C_{ПДС} \cdot q$ ]

Величины ПДС служат основой для реализации контроля за соблюдением установленных режимов сброса и качества вод в водные объекты и являются основными целевыми показателями для разработки планов и программы водоохранных комплексов[31].

Категория сточных вод: хозяйственно – бытовые и производственные.

Рассмотрим ПДС и состав сточных вод, а также посчитаем годовую оплату ЛПДС «Парабель» за сбросы в сточные воды.

Плату за сбросы в сточные воды по формуле:

$$Плата = (\sum M_i \cdot k_{пл.}) \cdot k_{эк.} \cdot k_{мест} \cdot k_{инф.},$$

где  $k_{пл.}$  – коэффициент платы, за фактический сброс в сточные воды (для данных показателей коэффициенты выбраны в экологическом отделе ОАО «МНЦС» и сведены в табл. 6.5.);

$k_{эк.}$  – коэффициент экологичности,  $k_{э.}=1,04$ ;

$k_{мест}$  – местный коэффициент,  $k_{мест}=2$  (для Томской области);

$k_{инф.}$  – коэффициент инфляции,  $k_{инф.}=0,92$  ( на 2015 г.)

Исходные данные для расчёта платы приведены в таблицах 5.2.3 и 5.2.4.

					Социальная безопасность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В подземные и поверхностные воды нефть попадает с нефтесодержащими сточными водами, при вымывании их с поверхности земли, в результате аварий и эксплуатации нефтетранспортных средств и систем. Загрязнение воды нефтью затрудняет все виды водопользования. Исследования показывают, что 1 г нефти портит 100 литров воды.

Рассмотрим предельно – допустимые сбросы и воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при ремонте магистрального нефтепровода таблице 5.3,5.4

Таблица 8.2.3 - Предельно – допустимые сбросы и состав сточных вод

<i>Показатели состава</i>	<i>Фактическая концентрация в стоках, мг/л</i>	<i>Фактический сброс, <math>M_{факт}</math> т/год</i>	<i>Допустимая концентрация, мг/л</i>	<i>Утвержденный ПДС, <math>M_{утв}</math> т/год</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
<i>Взвешенные вещества</i>	<i>15,5</i>	<i>4423,3</i>	<i>15,5</i>	<i>4423,3</i>
<i>Сухой остаток</i>	<i>1025</i>	<i>292509,3</i>	<i>1025</i>	<i>292509,3</i>
<i>БПК</i>	<i>20,6</i>	<i>5878,7</i>	<i>20,6</i>	<i>5878,7</i>
<i>Азот аммония</i>	<i>7,5</i>	<i>2140,3</i>	<i>0,38</i>	<i>108,45</i>
<i>Азот нитратов</i>	<i>8,1</i>	<i>2311,55</i>	<i>8,1</i>	<i>2311,55</i>
<i>Железо</i>	<i>0,31</i>	<i>88,456</i>	<i>0,25</i>	<i>71,35</i>
<i>Фосфаты</i>	<i>0,38</i>	<i>108,45</i>	<i>0,38</i>	<i>108,45</i>
<i>Хлориды</i>	<i>126</i>	<i>35957,25</i>	<i>126</i>	<i>35957,25</i>
<i>Сульфаты</i>	<i>9,6</i>	<i>2739,6</i>	<i>9,6</i>	<i>2739,6</i>
<i>СПАВ</i>	<i>0,6</i>	<i>171,2</i>	<i>0,53</i>	<i>151,25</i>
<i>Нефтепродукты</i>	<i>0,1</i>	<i>28,55</i>	<i>0,1</i>	<i>28,55</i>
<i>Азот нитратов</i>	<i>0,05</i>	<i>14,27</i>	<i>0,05</i>	<i>14,27</i>

Таблица 5.2.4 - Значение коэффициентов платы за фактический сброс в сточные воды

Показатели состава сточных вод	$K_{нл}$ если $M_{факт} < M_{утв}$	$K_{нл}$ если $M_{факт} > M_{утв}$	$M_i * k_{нл}$ , руб.
1	2	3	4
Взвешенные вещества	5	-	22116,5
Сухой остаток	0,2	-	58501,9
БПК	91	-	534961,7
Азот аммония	689	3445	$7 * 10^6$
Азот нитратов	31	-	71658,1
Железо	55096	275480	8645939,8
Фосфаты	1378	-	149444,1
Хлориды	0,9	-	32361,5
Сульфаты	2,5	-	6849
СПАВ	551,6	2758	55022,1
Нефтепродукты	5510	-	157310,5
Азот нитритов	13775	-	196569,3

Пояснения к таблице 5.4:

$M_i * k_{пл}$ , руб. рассчитывается исходя из условия  $M_{факт} < M_{утв}$ , тогда  $M_i * k_{пл} = M_{утв} * k_{пл}$  (столбец 2) или например, если для азота аммония  $M_{факт} > M_{утв}$ , тогда  $M_i * k_{пл} = M_{утв} * 689 + (M_{факт} - M_{утв}) * 3445 = 7 * 10^6$  руб.

Плата за сбросы в сточные воды в 2015 г. составила:

$$Плата = (16930734,5) * 1,04 * 2 * 1,1 = 38,74 \text{ млн. руб./год}$$

При попадании нефти в водоемы, необходимо ликвидировать ее дальнейшее распространение с помощью боновых заграждений и удалить нефтесборщиками. Собранную нефть размещают в специальных сборных резервуарах для последующей утилизации, исключаяющей вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды. Тонкие слои нефти, оставшиеся на поверхности воды после сбора нефтесборщиками, нефть,

					Социальная безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

оставшаяся в лагунах, рукавах, заливах, убирается сорбентами. Остаточные нефтяные загрязнения, нефть, оставшаяся на плесах, берегах, между растительностью, смываются водой, собираются на поверхности воды между берегом и боновыми ограждениями, затем убирается с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и после пропитывания остаточной нефтью собираются и вывозятся на специальные полигоны, где утилизируются или сжигаются[32].

Нефть, разлившаяся на поверхности льда, должна быть собрана механическим или ручным способом и вывезена в котлованы или ближайшую НПС. Нефть, попавшая под лед, должна быть собрана нефтесборщиками и вывезена для дальнейшей утилизации.

Загрязнение грунтовой среды происходит с момента возникновения утечки до ее устранения. Разлившуюся нефть отводят в естественные понижения местности, защитные амбары, траншеи или сооружают земляные дамбы. Это выполняют наряду с основными работами по ликвидации аварии. В случаях, когда работы по ликвидации аварий выполняются со значительным опозданием, глубина загрязнения в результате инфильтрации нефти существенно возрастает, что вызывает соответственно увеличение объема и стоимости рекультивации[34].

Рекультивация земель – это комплекс работ, направленный на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. Рекультивация проводится с учетом местных природно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения ландшафта, назначения участка грунта и требований нормативной документации РД «Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте МН».

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, а также проведение других работ, создающих

					<i>Социальная безопасность</i>	<i>Лист</i>
						92
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв [34].

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по посеву и уходу за посевами. Сроки технического этапа рекультивации представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.2.5 - Сроки технического этапа рекультивации

<i>Время загрязнения в текущем году</i>	<i>Окончание технического этапа</i>
<i>Зима</i>	<i>Первая весна через осень после загрязнения</i>
<i>Весна</i>	<i>Весна следующего года</i>
<i>Лето</i>	<i>Весна следующего года</i>
<i>Осень</i>	<i>Первая весна через осень после загрязнения</i>

На техническом этапе происходит выветривание нефти, испарение и частичное разрушение легких фракций, фотоокисление нефтяных компонентов на поверхности почвы, восстановление микробиологических сообществ, развитие нефтеокисляющих микроорганизмов, частичное восстановление сообщества почвенных животных.

Биологический этап включает две стадии – пробный посев трав и фитомелиоративный с внесением минеральных удобрений и посевом устойчивых к загрязнению многолетних трав.

Основные мероприятия по снижению воздействия на земельные угодья в период эксплуатации является повышение надежности работы. Для этого рабочим проектом предусмотрено устранение дефектов методом установки муфт типа П<sub>1</sub>. При использовании земельных участков, расположенных в охранной зоне магистрального нефтепровода, необходимо соблюдать “Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов”[20].

Для выполнения ремонтных работ в период капитального ремонта требуется выполнить отчуждение земель в краткосрочную аренду на период работ.

При выполнении капитального ремонта магистрального нефтепровода негативное воздействие произойдет на всей площади краткосрочной аренды земель.

Тип воздействия на земельные угодья – механическое разрушение поверхности, нарушение рельефа местности и загрязнение поверхности отходами.

Источниками воздействия являются:

- *земляные работы;*
- *установка временных отвалов грунта;*
- *устройство переездов и проездов;*
- *передвижение строительной техники;*
- *устройство бытовых помещений;*
- *загрязнение территории отходами производства.*

Воздействие на территорию, условия землепользования и геологическую среду будет допустимым.

Последствиями негативного воздействия на поверхность земли является изменение рельефа.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период капитального ремонта рабочим проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- *рекультивация нарушенных земель;*
- *проезд строительной техники разрешается только в пределах краткосрочной аренды земель, а также по временным подъездам, постоянным проездам и переездам;*
  - *для сохранения направления естественного поверхностного стока воды предусмотрена планировка полосы отвода после окончания работ;*
  - *для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на ближайших к участкам работ АЗС;*
  - *для исключения загрязнения территории отходами производства предусмотрена своевременная уборка мусора и отходов;*

					Социальная безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

- *запрещается использовать неисправные, пожароопасные транспортные и строительные – монтажные средства;*
- *строительные материалы, применяемые при ремонтных работах, должны иметь сертификат качества;*
- *запрещено размещение отвалов грунта за границами полосы отвода.*

При проведении капитального ремонта в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества от работы строительной техники, при проведении сварочных и изоляционных работ, а также возможна утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу[22].

С целью предотвращения негативного воздействия на атмосферу в месте производства работ должен постоянно производиться анализ газовоздушной среды специальными приборами газоанализаторами. Во время проведения ремонтных работ места проведения работ должны быть оснащены автоматическими системами контроля за загрязнением атмосферного воздуха, стационарные источники выброса вредных веществ в воздух оснащены приборами контроля. В случае повышенной концентрации токсичных и вредных веществ в атмосфере, необходимо обнаружить источник выбросов и ликвидировать его[22].

Выброс загрязняющих веществ в атмосферу при работе строительной техники на площадках строительных работ, при сварочных и изоляционных работах составляют всего 68,452 тонны, в том числе при работах на площадках расположенных на территории Томской области 67,943 т.

Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе направлено на восстановление гарантированной работоспособности трубопровода, и следовательно его безаварийной работы.

В процессе эксплуатации магистрального нефтепровода негативное воздействие на окружающую среду не производится.

Процесс капитального ремонта магистрального нефтепровода окажет незначительное негативное воздействие на окружающую среду и будет являться единовременным (краткосрочным).

					Социальная безопасность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



В процессе капитального ремонта образуется 33,938 тонн отходов.

Проектом предусмотрено полное восстановление и благоустройство по снижению негативного воздействия в период капитального ремонта на земельные территории после завершения ремонтных работ, а также разработаны мероприятия по снижению негативного воздействия в период капитального ремонта на земельные ресурсы, атмосферу и водную среду.

### 5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Рассмотрим чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте которые могут возникнуть по различным причинам, например:

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

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Рассмотрим возможные причины аварий :

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

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера[30].

					Социальная безопасность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При взрыве паро – и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом ( $R_1$ ), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

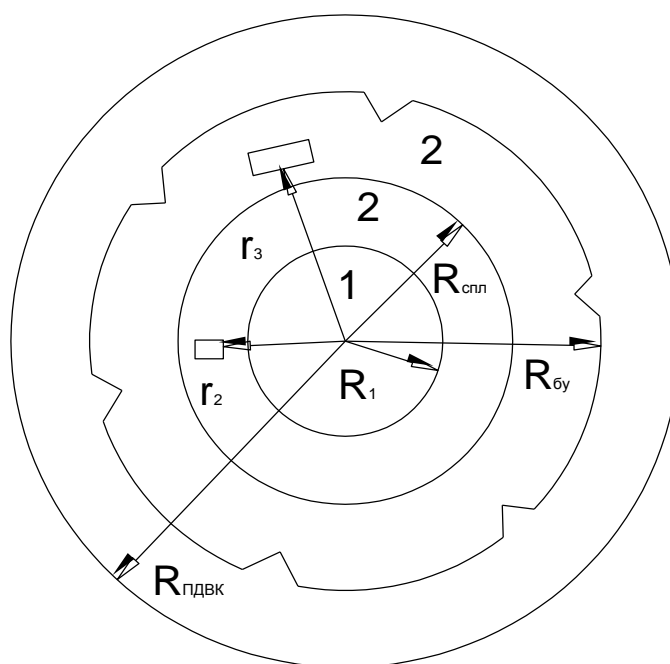
Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q}(м), \quad (1)$$

где  $Q$  – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{спл} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q}(м) \quad (2)$$



*Рис. 5.3.1. Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси*

1 – Зона детонационной волны;

2 – Зона ударной волны;

$R_1$  – радиус зоны детонационной волны (м);

$R_{спл}$  – радиус зоны смертельного поражения людей;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$R_{бу}$  – радиус безопасного удаления,  $\Delta P_{ф} = 5$  (кПа);

$R_{пдвк}$  – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;

$r_2$  и  $r_3$  – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной

- среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;

- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;

- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами[30].

					Социальная безопасность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем дипломном проекте:

При проектировании систем трубопроводного транспорта нефти необходимо обеспечивать техническую осуществимость в сочетании с передовыми технологиями, экологическую безопасность и экономическую эффективность, а также высокую надежность при эксплуатации, что требует, в свою очередь, высококвалифицированных специалистов в области проектирования, сооружения и эксплуатации магистральных нефтепроводов и хранилищ.

Рассмотрены виды дефектов магистральных нефтепроводов. Представлена технология постоянного и временного ремонта дефектных участков с использованием современных видов муфт. Рассмотрены методы ремонта дефектных участков. Показаны эксплуатационные характеристики разных видов муфт, выбор наиболее экономичной и эффективной технологии. Рассмотрены последние разработки конструкций муфт, и выявлена область их применения: свертная муфта, металло-стеклопластиковая муфта, термоусаживаемые муфты, усиливающая композиционная муфта, подводная муфта, ремонтная манжета Clock Spring.

Выводы: дана характеристика мероприятий технического обслуживания и ремонта линейной части, приведена классификация дефектов, рассмотрен анализ и выбор ремонтных конструкций, приведены расчеты толщины стенки трубы и объема утечки нефти при аварии (розливе), приведены затраты на ремонтные работы, рассмотренные требования производственной безопасности при выполнении ремонтных работ.

					<i>Анализ и выбор современных ремонтных конструкции при ремонте магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Давыденко</i>			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова</i>					99	
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко</i>						
						<b>ТПУ гр.3-2Б11</b>		

## Список литературы

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Учебное пособие для ВУЗов. Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов – М.: Недра, 1988. – 54 с.
2. Ремонт магистральных трубопроводов. Учебное пособие для ВУЗов. В.В. Борисов и др. – М.: Недра, 1978. – 198 с.
3. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов/А.П. Гумеров и др. – М.: Недра, 1972. – 85 с.
4. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов/В.А. Березин, К.Е. Ращепкин и др. – М.: Недра, 1978. – 364 с.
5. Прочность и ремонт участков магистральных трубопроводов Западной Сибири. Учебное пособие для ВУЗов. Г.Н. Тимирбулатов – М.: Недра 1978. – 407 с.
6. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов. Учебное пособие для ВУЗов. О.М. Иванцов, А.С. Пащенко, В.М. Степанов – М.: Недра 1982. – 23 с.
7. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для вузов: 1 т. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др./ Под ред. С. М. Вайнштока. – М.: Недра, 2002. – 407 с.
8. 13.Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для вузов: 2 т. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др./ Под ред. С. М. Вайнштока. – М.: Недра, 2004. – 621 с.
9. ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
10. МДС 81-25.2001. Методическими указаниями по определению сметной прибыли в строительстве;

					<i>Анализ и выбор современных ремонтных конструкции при ремонте магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Давыденко</i>				<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова</i>						100	
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2Б11</b>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Рудаченко</i>							

11. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы
12. СНиП II-12-77. Защита от шума
13. СНиП 23-01-99\* Строительная климатология
14. СНиП 23-03-2003 Защита от шума
15. РД – 23.040.00 – КТН – 090 – 07. “Классификация дефектов и методов ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов”.
16. РД 39-30-499-80. “ Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов”.
17. РД 75.180.00 – КТН – 164 – 06. “Технология проведения работ по композитно – муфтовому ремонту магистральных трубопроводов”.
18. РД 75.180.00 – КТН – 165 – 06. “Методика на проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно – муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики”.
19. МДС 81-35.2004. Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации
20. РД 153 - 39.4 - 130-2002. “ Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов ”.
21. РД 39-0147103-330-86. “ Инструкция по приварке заплат и муфт на стенки труб нефтепроводов под давлением перекачиваемой нефти до 2,0 МПа”.
22. РД 153-39.4-086-07. “ Технология ремонта дефектов действующих магистральных нефтепроводов ”.
23. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
24. РД -23.04.00-КТН-090-07. “ Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов”.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

25. РД 153 – 39.4 – 114 – 01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
26. ТД 33.337 – 98. “Технология проведения работ по композитно – муфтовому ремонту магистральных нефтепроводов”.
27. ГОСТ 12.1.010 – 76. Взрывобезопасность. Общие требования.
28. ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.
29. ГОСТ 12.1.019 – 79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
30. ГОСТ 12.1.003 – 83. Шум. Общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
32. ГОСТ 12.1.005 – 88. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
33. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность.  
Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
34. ГОСТ 12.1.004 – 91. Пожарная безопасность. Общие требования.
35. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;
36. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;
37. ГОСТ 17.5.3.04-83 Рекультивация нефтезагрязненных земель.
38. <http://www.pso-ngd.com>
39. <http://proneftegaz.ru>
40. <http://www.remneftegaz.ru>
41. <http://www.belkrafting.com>

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102