

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода методом замены катушки»
УДК <u>622.692.4.053-049.32</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Петухов Данил Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Наталья Алексеевна	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник Олег Владимирович	К.П.Н, доцент		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Петухову Данилу Александровичу

Тема работы:

«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода методом замены катушки»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Ремонтируемый участок магистрального трубопровода «Александровское – Анжеро-Судженск».
Организация производства работ при прокладке трубопровода виды ремонта магистрального трубопровода и их специфика, капитальный ремонт магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).

Исследование организации производства работ при прокладке трубопровода, изучение видов ремонта магистрального трубопровода и их специфику, оценка технического состояния трубопровода при выборе способа капитального ремонта, а также исследование работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки.

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

Таблицы:

- 1) Максимально допустимая длина подкопанного участка трубопровода;*
- 2) Технологии освобождения трубопроводов от нефти/нефтепродуктов;*
- 3) Матрица SWOT;*
- 4) Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации;*
- 5) Рабочая группа проекта;*
- 6) Календарный план проекта;*
- 7) Календарный план-график проведения работ по теме;*
- 8) Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки;*
- 9) Потребность оборудования необходимого для ремонта композитной муфтой;*
- 10) Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки;*
- 11) Расчет амортизационных отчислений для ремонта композитной муфтой;*
- 12) Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки по данным за 2018 год;*
- 13) Фонд оплаты труда рабочих для композитной муфты по данным за 2018 год;*
- 14) Статья материалов врезки катушки по данным за 2018 год;*
- 15) Статья материалов для композитной муфты по данным за 2018 год;*
- 16) Смета затрат на устранение дефектов участка нефтепровода;*
- 17) Техничко-экономические показатели вариантов ремонта;*
- 18) Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода;*
- 19) Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука;*
- 20) Условия, при которых запрещаются работы на открытом воздухе;*
- 21) Вредные воздействия на окружающую среду и*

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Петухову Данилу Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов		ТХНГ
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на выполнение работ по ремонту нефтепровода методом врезки катушки и ремонтом с применением муфтовой технологии, согласно применяемым техникам и технологиям</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ВСН 467-85 «Производственные нормы расхода материалов в строительстве» Единые нормы амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016); Приказ Минтруда России от 30.12.2016 № 851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ Федеральный закон от 19 декабря 2016 года N 438-ФЗ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, инженерных решений (ИР)</i>	<i>Оценка перспективности и материальных затрат на проведение работ по ремонту нефтепровода методом врезки катушки и ремонтом с применением муфтовой технологии,</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Планирование и формирование бюджета в зависимости от сложности ремонта трубопровода</i>
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Определение затрат на проведение ремонтов</i>
4. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Определение капиталовложений ремонт трубопровода врезкой катушки</i>

5. Оценка ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Расчёт ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности производства работ по ремонту трубопровода врезкой катушки и с применением муфты

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Таблицы:

- Матрица SWOT
- Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации
- Рабочая группа проекта
- Календарный план проекта
- Календарный план-график проведения работ по теме.
- Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки
- Потребность оборудования необходимого для ремонта композитной муфтой
- Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки
- Расчет амортизационных отчислений для ремонта композитной муфтой
- Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки по данным за 2018 год
- Фонд оплаты труда рабочих для композитной муфты по данным за 2018 год
- Статья материалов врезки катушки по данным за 2018 год
- Статья материалов для композитной муфты по данным за 2018 год
- Смета затрат на устранение дефектов участка нефтепровода
- Техничко-экономические показатели вариантов ремонта

2. Рисунки:

- Техничко-экономические показатели вариантов ремонта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Петухов Данил Александрович		

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

Задание на выполнение ВКР

Лист

6

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Петухову Данилу Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов		Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

В данной работе рассматривается капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода. Сам трубопровод проложен подземно.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

*1. Производственная безопасность
1.1. Анализ выявленных вредных факторов и мероприятий по их устранению.*

*Вредные факторы:
1. Превышение уровня шума.
2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.
3. Отклонение показателей климата.*

1.2. Анализ выявленных опасных факторов и мероприятий по их устранению.

*Опасные факторы:
1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные);
2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке;
3. Электрический ток
4. Пожаро- и взрывоопасность*

2. Экологическая безопасность:

*Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при капитальном ремонте нефтепровода:
- Потери растительного слоя при прокладке временных дорог
- Потери растительного слоя при разработке котлована
- Потери растительного слоя при складировании материалов.
- Загрязнение болотных почв и близлежащих водоемов
Природоохранные мероприятия.
Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах*

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

*Чрезвычайные ситуации на насосной станции могут возникнуть по различным причинам, например:
- паводковые наводнения;*

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Задание на выполнение ВКР

Лист

7

	<ul style="list-style-type: none"> - лесные пожары; - террористические акты; - по причинам техногенного характера (аварии).
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>Правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:</p> <p>1. ГОСТ 12.1.029-80 «ССБТ Средства и методы защиты от шума Классификация»;</p> <p>2. РД 13.100.00-КТН-225-06 «Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте». – Введ. 09.06.2006 г. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2000;</p> <p>3. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;</p> <p>4. ГОСТ 61140-2012 «Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования»;</p> <p>5. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1); и т.д.</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Петухов Данил Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 127 с., 9 рис., 23 табл., 23 источников, 0 прил.

Ключевые слова: нефтепровод, дефект, вырезка, герметизация, сварка, РНУ

Объектом исследования является (ются) вырезка катушки

Цель работы - рассмотрение метода замены катушки при капитальном ремонте магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск».

В процессе исследования проводились: Проведены гидравлические расчеты. Рассмотрены вопросы о технологии и порядке работ при вырезке катушки. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, остановка перекачки нефти, откачка нефти, вырезка катушки, герметизация полости труб, сварочно-монтажные работы стального трубопровода и.т.д.

					<i>Реферат</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Обозначения и сокращения

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ВДД – внутритрубная диагностика;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

КМТ – композитно-муфтовая технология;

НД – нормативный документ;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОСТ – организация системы «Транснефть»;

Реестр ТУ и ПМИ – Реестр технических условий, программ и методик приемосдаточных испытаний на основные виды продукции, закупаемой организациями системы «Транснефть»;

Росприроднадзор – Федеральная служба по надзору в сфере природопользования;

Ростехнадзор – Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору;

СМР – строительно-монтажные работы;

ТУ – технические условия;

D_N – номинальный наружный диаметр трубы, мм;

d – минимальный измеренный наружный диаметр трубы, мм;

$d_{\text{патр}}$ – номинальный наружный диаметр патрубка, мм;

H_b – глубина вмятины, мм;

H_r – глубина гофра, мм;

H_d – допустимая глубина вмятины или сумма выступа и глубины гофра при ремонте по композитно-муфтовой технологии, мм;

t – номинальная толщина стенки трубы, мм;

$t_{\text{патр}}$ – номинальная толщина стенки патрубка, мм.

ВВК – вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры, подключение участков нефтепроводов, приварка эллиптических заглушек;

ВИК – визуальный и измерительный контроль;

ГВС – газо-воздушная смесь;

ГРК – герметизатор резинокордный;

					Обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

МРТ – машина для резки труб;

ПЗУ – оболочка резинокордная

ПМТ – полевой магистральный трубопровод;

ПНУ – передвижная насосная установка;

ППР – проект производства работ;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

					<i>Обозначения и сокращения</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

вантуз: Устройство, предназначенное для откачки/закачки/впуска/выпуска в трубопровод продукта при выполнении плановых и аварийных работ.

вырезка: Метод ремонта, заключающийся в удалении из трубопровода секции или участка секции с дефектом и замене катушкой.

захлест: Соединение двух участков трубопровода в месте технологического разрыва трубопровода кольцевым(и) стыком(ами), выполняемое без использования соединительных деталей трубопровода.

капитальный ремонт: Ремонт, характеризующийся комплексом технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учетом требований действующих нормативных документов.

катушка: Отрезок трубы, подготавливаемый для вварки в трубопровод, длиной не менее одного диаметра, изготовленный из трубы того же диаметра, номинальной толщины стенки и аналогичного класса прочности, а также имеющий торцы, обработанные механическим способом или путем газовой резки с последующей обработкой металлорежущим инструментом.

магистральный нефтепровод: Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленной нефти/нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода

муфта: Ремонтная конструкция, изготавливаемая в заводских условиях, состоящая из стальной оболочки, привариваемой на трубопровод по

					<i>Термины и определения</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

специальной технологии.

ремонтный котлован: Подготовленное на вскрытом участке трубопровода место производства ремонтных работ при врезке вантуза, вырезке и врезке катушки, выполнения захлеста, монтажа ремонтной конструкции.

Герметизатор: устройство, предназначенное для временного перекрытия внутренней полости нефтепровода, опорожняемого от нефти, с целью предотвращения выхода горючих газов, нефти и ее паров при плановых, внеплановых (в т. ч. аварийно-восстановительных) работ, выполняемых методом «замены катушки» на ЛЧ МН.

Наряд_допуск: задание на производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и лиц, ответственных за безопасное выполнение работы.

					<i>Термины и определения</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

ВВЕДЕНИЕ	15
1.ХАРАКТЕРИСТИКА РЕМОНТИРУЕМОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА	19
2.ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА.....	21
2.1 Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части	21
2.2 Планирование мероприятий технического обслуживания и ремонта	35
3. МЕТОДЫ РЕМОНТА СЕКЦИЙ, СОДЕРЖАЩИХ ДЕФЕКТЫ, И ОТДЕЛЬНЫХ ДЕФЕКТОВ	38
4. ТЕХНОЛОГИЯ И ПОРЯДОК РАБОТ ПРИ ВЫРЕЗКЕ КАТУШКИ	43
4.1 Разработка и обустройство ремонтного котлована	46
4.1.2 Засыпка ремонтного котлована и земляного амбара.....	54
4.1.3 выполнение мероприятий по защите кабелей связи.....	58
4.2 Работы по снятию изоляции	58
4.3 Врезка вантуза в нефтепровод	59
4.4Остановка перекачки нефти по трубопроводам и отключение участка магистрального трубопровода.....	61
4.5 Откачка нефти из отключенного участка	63
4.6 Вырезка катушки.....	65
4.6.1 Вырезка катушки с применением машин для резки труб	67
4.6.2 Вырезка катушки с применением энергии взрыва	71
4.7.Порядок демонтажа вырезаемых катушек	72
4.8 Работы по герметизации нефтепровода.....	74
4.8.1Перекрытие трубопровода с применением глины.....	76
4.9 Подготовка к сварочно-монтажным работам.....	78
4.10.Стыковка (подгонка) катушек/захлестов, установка и монтаж запорной арматуры и соединительных деталей.....	79
4.11Размагничивание стыкуемых труб перед сваркой	83
4.12 Требования к технологии сварки и сварщикам	85
4.13 Контроль качества сварных соединений	86
4.14 Изоляция врезанной катушки	89
4.15 Обратная засыпка котлована.....	91
5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	93
6.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ...	97
7.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
Список использованных источников.....	126

					<i>Оглавление</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

ВВЕДЕНИЕ

В решении экономических и социальных задач трубопроводный транспорт приобрел важное народнохозяйственное значение. Объем транспортируемой по трубопроводам нефти составляет 93 % от общего объема транспортировки.

Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам вызывает необходимость в обеспечении надежной работы трубопроводных систем.

Отказы на магистральных трубопроводах наносят не только большой экономический ущерб из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут сопровождаться загрязнением окружающей среды, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами.

При транспортировке больших объемов нефти, высоких давлениях необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов и предупреждение отказов, аварий. Естественное старение магистральных нефтепроводов и в связи с этим значительное повышение требований к их экологической безопасности – характерные особенности условий работы трубопроводного транспорта нефти. Эти моменты и определяют основные направления совершенствования системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в отрасли. В компании «Транснефть» к этим направлениям относят следующие:

1) оснащение специализированных аварийно-восстановительных пунктов современным оборудованием и техническими средствами для ликвидации аварий и устранения дефектов нефтепроводов, в том числе на подводных переходах;

2) внедрение систем мониторинга технического состояния магистральных нефтепроводов и их объектов;

3) развитие системы и технологий планирования ремонта и предотвращения отказов магистральных нефтепроводов, в основе которых

					<i>Введение</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

лежит оценка степени опасности выявленных дефектов, их ранжирование и устранение в первую очередь наиболее опасных;

4) развитие информационных технологий комплексного анализа технического состояния магистральных нефтепроводов и их объектов на основе сопоставления данных внутритрубной инспекции, данных о состоянии электрохимической защиты от коррозии, данных о русловых процессах на подводных переходах, данных об отказах, авариях и ситуационных измерениях в зоне трассы трубопроводов;

5) создание надежных машин и механизмов для выборочного и капитального ремонта магистральных нефтепроводов, позволяющих производить ремонт с заменой изоляции и устранением дефектов. В состав этих комплексов входят землеройная техника, подкапывающие, очистные, праймирующие и изоляционные машины нового поколения.

6) создание стационарных и мобильных рубежей задержания и улавливания нефти на основе применения современных боновых загораждений и высокоэффективных систем сбора нефти с поверхности воды.

Качество выполнения ремонтных работ во многом определяется совершенством применяемых машин и механизмов, качественной организацией операционного контроля на всех этапах ремонта и, наконец, грамотным выполнением требований технологии ремонта.

При обнаружении дефектов появляется необходимость в обосновании тех или иных способов восстановления работоспособности нефтепровода (капитальный ремонт нефтепровода или выборочный ремонт дефектов, подлежащие немедленному устранению, расположены на значительном удалении друг от друга).

Объект исследования – капитальный ремонт магистрального нефтепровода.

Предмет исследования – капитальный ремонт магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск» методом замена катушки.

					<i>Введение</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Цель данной работы – анализ технологии производства работ методом замены катушки при капитальном ремонте магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск».

Для достижения этой цели были поставлены следующие задачи:

1. Дать характеристику нефтепровода «А-А-С» в историческом аспекте.
2. Рассмотреть технологию производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода по нормативным документам.
3. Исследовать технологию и порядок работ при вырезке катушки.
4. Произвести гидравлический расчет трубопровода.

В качестве источников для написания данной дипломной работы были использованы

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты (утвержденные Минтруда России 25.12.1997 № 66), Межотраслевые правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (утвержденные Минздравсоцразвития России 01.06.2009 № 290н), Федеральный закон от 22.07.2008 ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации 25.04.2012 № 390), РД – 23.040.00 КТН – 064 18 Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных нефтепроводов. Организация и выполнение работ.

Методы исследования, использованные в работе:

1. Метод анализа и синтеза - процессы мысленного разложения целого на составные части и воссоединение целого из частей.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

2. Классификация объектов исследования – разделение целого понятия на составные части на основе какого-либо признака.

3. Формально-юридический метод - исследование и толкование нормативного материала, текстов источников права.

Данные источники и методы, на наш взгляд, достаточны для решения поставленных задач.

Теоретической значимостью данной работы является ее комплексный характер, так был проведен анализ современного нормативно-технического законодательства в сфере производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода, а также сделана попытка выявить основные особенности технологии и порядка работ при вырезке катушки.

Практическая значимость состоит в том, что данная исследовательская работа написана с применением опыта производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода.

Структура работы обусловлена предметом, целью и задачами исследования. Работа состоит из введения, шести глав, заключения, списка источников и литературы, а также приложений.

Введение раскрывает актуальность, определяет степень научной разработки темы, объект, предмет, цель, задачи и методы исследования, раскрывает теоретическую и практическую значимость работы.

В первой главе дается характеристика нефтепровода «А-А-С». Во второй главе рассматривается технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода. Третья глава посвящена классификации дефектов. В четвертой главе рассматривается технология и порядок работ при вырезке катушки. В пятой главе приводятся результаты гидравлического расчета трубопровода. В шестой главе называются меры промышленной безопасности при вырезке катушки

В заключении подводятся итоги исследования, формируются окончательные выводы по рассматриваемой теме.

1.ХАРАКТЕРИСТИКА РЕМОНТИРУЕМОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА



Рис 1. Схема МН А-А-С

ПАО «Транснефть - Центральная Сибирь» создано в 1972 году в целях обеспечения строительства нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск и подготовки квалифицированных кадров для его эксплуатации. Стройку века завершили в рекордно короткие сроки, а протяженность трассы (818 км) и диаметр труб (1220 мм) были уникальными для своего времени. [1]

Сегодня ПАО «Транснефть – Центральная Сибирь» обслуживает три нефтетранспортные магистрали Западной Сибири: Александровское – Анжеро-Судженск (818 км), Игольско-Таловое – Парабель (397 км), Самотлор – Александровское (участок длиной 23 км). Общая протяженность эксплуатируемых нефтепроводов в трассовом исполнении – 1239 км, в однопунктном исчислении – 1394,41 км. Предприятие осуществляет перекачку нефти, поступающей с Нижневартовского, Самотлорского, Стрежевского месторождений, а также Васюганской группы месторождений.

Современную структуру акционерного общества наряду с аппаратом управления составляют

					<i>Характеристика ремонтируемого участка магистрального трубопровода</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		<i>Петухов</i>			<i>Основная часть</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		<i>Антропова</i>					19	127
Руководи-		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 3-2Б4А		

три районных нефтепроводных управления: РНУ «Стрежевой» (создано в апреле 1971 года), РНУ «Парабель» (создано в мае 1972 года), Томское нефтепроводное управление (создано в апреле 2001 года), в составе которых 5 НПС – «Александровская», «Раскино», «Парабель», «Молчаново», «Орловка» и 3 резервуарных парка, общая вместимость которых по строительному номиналу – 480 тысяч кубометров (в том числе НПС «Александровская» – 280 тыс. м3, НПС «Раскино» – 40 тыс. м3, НПС «Парабель» – 160 тыс. м3);

база производственно-технического обеспечения и комплектации оборудованием (БПТОиКО);

дочернее предприятие ЗАО «ТОМЗЭЛ», выпускающее электроприводы и другие высокоточные электронно-механические изделия для нужд ОАО «АК «Транснефть» .

Трасса нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» проходит по участкам с разнообразнейшей аэрогидрографией в сложных природно-климатических условиях. Район прохождения трассы нефтепровода характеризуется резко континентальным климатом с продолжительной холодной зимой и коротким, но тёплым летом. Минимальная температура воздуха в январе достигает -49°C , а максимальная в июле $+37^{\circ}\text{C}$. Продолжительность периода с положительной температурой составляет 160-180 дней в году. Среднегодовая температура на северном участке трассы нефтепровода $-3,3^{\circ}\text{C}$, на южных участках $+0,4^{\circ}\text{C}$. Максимальное промерзание низких болот достигает 100 см, минимальное 20-3

					<i>Характеристика ремонтируемого участка магистрального нефтепровода</i>	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

2.1 Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части

В соответствии со спецификой объектов линейной части магистральных нефтепроводов РД 39-30-499-80 устанавливаются следующие мероприятия технического обслуживания и ремонта (ТОР):

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

Техническое обслуживание - комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности объекта (изделия). Для объектов линейной части выполняются следующие работы:

Охранная зона нефтепровода:

- технический осмотр (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;
- отвод ливневых и паводковых вод с целью предупреждения размывов трубопровода;
- поправка или установка временных указателей в опасных зонах.

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		<i>Петухов</i>			<i>Основная часть</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		<i>Антропова</i>					21	127
Руководи-		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 3-2Б4А		

Трубопровод:

- контроль давления в нефтепроводе по показаниям приборов;
- 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;

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		22

- проверка состояния откосов и укрепление берегов, нагорных водоотводных канав, водопропускных лотков и труб через трубопроводы;

- 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, берегоукрепительных 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

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		23

надписей на них;

- устранение неисправностей.

Защитные противопожарные сооружения:

- 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

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		24

Дома обходчиков:

- определение неисправностей и повреждений, которые требуют текущего и капитального ремонта

Текущий ремонт - ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности. Перечень работ по текущему ремонту сооружений линейной части:

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.

Запорная арматура:

а) задвижки линейные и вантузы

- внешний осмотр;

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		25

- вскрытие при необходимости задвижки, очистка ее от грязи и промывка; - 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, созданных 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 нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;

- определение состояния противокоррозионной изоляции и деревянной

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		26

футеровки, глубины залегания нефтепровода;

- 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;

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;

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

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		27

под нефтепроводом, расчистка кюветов вдоль дорог;

- 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 отмостков;

- 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;

- побелка, покраска колодцев, 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

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		28

ВОДЫ;

- 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.

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 грунтом, песком, щебнем;

- восстановление надписей на указательных таблицах.

Километровые знаки, указатели:

- выправка, замена нарушенных или пришедших в 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

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

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		29

предупредительных 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

Капитальный ремонт – наибольший 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:

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 уступов – гасителей скорости потока;

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		30

- 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

Трубопровод:

- капитальный ремонт собственно трубопровода производится в соответствии с «Правилами капитального ремонта подземных трубопроводов» РД 39-30-297-79.

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;

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		31

- проверка задвижки на полное закрытие и полное открытие;
- проверка герметичности затвора наливом керосина на закрытый клин задвижки;

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

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 захлопки, 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;

- 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

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		32

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 dna оврагов с протоком воды через нефтепровод, засыпанный грунтом и каменной наброской, каменным мощением, укладкой железобетонных плит, устройством водопропускных 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, замык 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;

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 водопропускных 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;

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		33

- 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 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.

Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок:

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

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

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		34

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;
- замена километровых знаков, указателей новыми.

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.[3]

2.2 Планирование мероприятий технического обслуживания и ремонта

Планирование мероприятий технического обслуживания и ремонта (ТОР) производится, с целью определения времени простоя трубопровода в ремонте, необходимых объемов финансирования, потребности в затратах труда,

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		35

механизмах, материалах и оборудовании, а также для координации своевременного решения вопросов с посторонними организациями.

Объемы и сроки должны быть привязаны к конкретным объектам и участкам трубопровода и отражены в планах-графиках

План-график ТОР объектов линейной части разрабатывается отделами эксплуатации (производственно-техническими отделами) районных нефтепроводных управлений (РНУ), утверждается главным инженером РНУ и согласовывается с отделом эксплуатации УМН.

В УМН, имеющих СУПЛАВы, планы-графики ТОР разрабатываются СУПЛАВАми и утверждаются главными инженерами УМН.

Утвержденный план-график доводится до исполнителей к началу планируемого года.

План-график ТОР объектов линейной части магистральных нефтепроводов составляется на основании:

- содержания работ;
- периодичности работ;
- данных технических осмотров;
- результатов электрометрических измерений;
- статистических данных о повреждениях нефтепроводов.

На основании плана-графика исполнители (АВП, БПО) составляют для каждого мероприятия (технического обслуживания, текущего ремонта, капитального ремонта) подробный перечень работ, подлежащих выполнению в предстоящий месяц.

На работы, связанные с необходимостью остановки трубопровода, составляется подробный план производства работ (ППР) с обоснованием планируемого времени остановки, расчетом потребного количества специальной техники, персонала и т. п. ППР утверждается главным инженером и увязывается по срокам с диспетчерским управлением. На основании ППР специальным распоряжением сообщается исполнителям время остановки трубопровода.

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		36

На основании конкретного плана перекачка и возможности остановки трубопровода в запланированное время и других причин в планах по ремонту возможны корректировки намеченных на год мероприятий как по объему, так и по срокам выполнения.

При организации технического обслуживания и ремонта линейной части магистральных нефтепроводов следует руководствоваться:

- Правилами технической эксплуатации магистральных нефтепроводов (РД 39-30-114-78),
- Строительными нормами и правилами Госстроя СССР (СНиП II-45-75; III-1-76; III-A-11-70; III-3-76; III-Д-10-72; СН 452-73),
- Правилами по технике безопасности и промсанитарии при эксплуатации магистральных нефтепроводов,
- Типовой инструкцией о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных объектах нефтяной промышленности,
- Едиными правилами безопасности при взрывных работах,
- "Положением о проведении планово-предупредительного ремонта сооружений общепроизводственного назначения".

					<i>Технология производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

3. МЕТОДЫ РЕМОНТА СЕКЦИЙ, СОДЕРЖАЩИХ ДЕФЕКТЫ, И ОТДЕЛЬНЫХ ДЕФЕКТОВ

Неразрешенные методы ремонта

Запрещается установка на секциях трубопроводов заплат всех видов, накладных деталей и других, не разрешенных документом ремонтных конструкций.

Разрешенные методы ремонта

Для ремонта дефектных секций и отдельных дефектов действующих магистральных трубопроводов могут применяться следующие методы ремонта:

- шлифовка;
- заварка;
- установка ремонтной конструкции;
- вырезка.

К конструкциям для постоянного ремонта относятся композитная муфта, обжимная приварная муфта, галтельная муфта, удлиненная галтельная муфта, патрубок с эллиптическим днищем (допустимый диаметр которого определяется по РД-23.040.00-КТН-386-09), муфтовый тройник, разрезной тройник, герметизирующий чоп.

Одиночные сквозные отверстия диаметром до 40 мм (в том числе после устранения патрубков) устраняются установкой чопов и обваркой .

Сварные присоединения, патрубки, не соответствующие требованиям НД, устраняются с помощью патрубка с усиливающей накладкой и усиливающей муфтой по технологии КМТ (П1П7), муфтовых тройников (П8, П8ВД), разрезных тройников (П9, П9ВД), устанавливаемых по РД-23.040.00-КТН-386-09 и РД-75.180.00-КТН-274-10

					<i>Методы ремонта секций, содержащих дефекты и отдельных дефектов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		<i>Петухов</i>			Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		<i>Антропова</i>					38	127
Руководи-		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 3-2Б4А		

При назначении методов ремонта дефектов и дефектных секций должны выполняться следующие требования.

Дефектная секция должна быть отремонтирована шлифовкой, заваркой, установкой ремонтных конструкций. Размеры муфт определяются из условия исключения их вырезки на срок не менее 6 лет, но не более срока эксплуатации трубопровода. Если на секции уже установлена муфта, размеры устанавливаемой муфты определяются из условия исключения их вырезки на срок не менее 2 лет.

Ремонт методом вырезки выполняется, если при установке ремонтных конструкций не соблюдаются требования для осуществления шлифовки, заварки, установки ремонтных конструкций или при наличии на дефектной секции конструктивных и соединительных деталей и приварных элементов, которые препятствуют установке ремонтной конструкции.

При невозможности проведения ремонта дефекта, дефектной секции методом вырезки в сроки, не превышающие предельные сроки эксплуатации, указанные в отчете по ВТД, ремонт проводится методом установки ремонтной конструкции на ограниченный срок.

Не допускается установка более двух муфт (тройников) на секцию за исключением случая установки двух муфт на сварные стыки секции и муфты (тройника) по телу трубы. Устранение ранее установленных муфт (тройников), не отвечающих данным условиям, проводится методом вырезки.

В пределах дефектной секции не допускается ремонт методами вырезки и установки муфты (тройника) одновременно. При этом назначается общий метод ремонта – вырезка.

Расстояние L между ближайшими торцами муфт (тройников) не должно быть менее D_N , для муфт П1 между торцами минимальное расстояние должно быть не менее 150 мм.

Расстояние L между ближайшими краями вырезов, между торцом муфты (тройника) и ближайшим краем вырезки не должно быть менее D_N . При

					Методы ремонта секций, содержащих дефекты и отдельных дефектов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

невыполнении данных условий назначается общий метод ремонта – вырезка. Длина вырезаемой катушки должна быть не менее D_N .

Не допускается установка технологических колец муфты на кольцевые сварные швы трубопровода, гофры. Для установки муфты дефекты, попадающие (полностью или частично) под технологические кольца муфты и допускающие ремонт шлифовкой или заваркой, должны быть отремонтированы указанными методами ремонта.

Расстояние L_1 от торца технологического кольца муфты до края не отремонтированного дефекта вне муфты должно быть не менее $4 \cdot t$.

Расстояние L_2 от торца технологического кольца муфты до кольцевого сварного шва вне муфты должно быть не менее $4 \cdot t$.

Для приварных муфт (тройников) расстояние L_3 от шва приварки муфты к трубе до кольцевого сварного шва должно быть не менее 100 мм.

Для приварных муфт (тройников) расстояние L_4 от шва приварки муфты (тройника) к трубе до края дефекта вне муфты (тройника), отремонтированного заваркой, должно быть не менее 100 мм. Для установки муфты (тройника) дефекты, попадающие (полностью или частично) в зону шва и на расстояние менее 100 мм от шва приварки муфты (тройника) к трубе и допускающие ремонт шлифовкой, должны быть отремонтированы указанным методом ремонта.

Расстояние L_5 от шва приварки муфты к трубе до края дефекта, ремонтируемого приварной муфтой, должно быть не менее 100 мм.

Для муфты П1, П1ВД величина перекрытия L_6 места ремонтируемого дефекта должна быть не менее $1,65 \cdot D_N$ для дефекта кольцевого сварного шва, дефекта ориентированного в окружном направлении, продольной трещины и внутренней коррозии. Для других типов дефектов, ремонтируемых муфтами П1, П1ВД, величина L_6 должна быть не менее $0,5 \cdot D_N$.

Расстояние от сварных швов приварки элементов ремонтных конструкций к трубе до сварных швов соединений и патрубков должно

					Методы ремонта секций, содержащих дефекты и отдельных дефектов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

быть не менее 100 мм, за исключением швов приварки патрубка П7 при ремонте несанкционированной врезки, которое должно быть $4 \cdot t$ и более.

Методы постоянного ремонта секций, содержащих дефекты, с учетом требований и ограничений по установке ремонтных конструкций, установлены документацией.

Конструкции временного ремонта применяются на ограниченный период времени, установка их в плановом порядке запрещается. К конструкциям для временного ремонта относятся ранее установленные необходимая приварная муфта (В1), муфта с коническими переходами (В2).

Дефекты в сочетании с приваренными к трубе кольцами, оставшимися после демонтажа элементов необходимых приварных муфт или муфт с коническими переходами, ранее приваренными обжимными муфтами, а также вварные и накладные заплаты, могут быть отремонтированы с помощью композитных муфт, устанавливаемых по КМТ.

Для дефекта в поперечном сварном шве, расположенного на расстоянии менее $10 D_N$ от границ гофра (кроме гофров на гнутых отводах), при угловом положении центра дефекта шва относительно центра гофра в диапазоне от 120° до 240° , применяется вырезка стыка и гофра, как постоянный метод ремонта. В случае если глубина гофра не более толщины стенки трубы и не более 10 мм, ремонт дефекта шва и ремонт гофра проводится без учета их взаимного расположения.

В случае если гофр находится на гнутом отводе, предельный срок эксплуатации для дефекта шва определяется по РД-23.040.00-КТН-115-11 без учета наличия гофра.

Все ремонтные конструкции должны иметь документацию, подтверждающую их соответствие требованиям ТУ на изготовление, технологии сварочно-монтажных работ и заключения по результатам дефектоскопического контроля сварных швов.

					<i>Методы ремонта секций, содержащих дефекты и отдельных дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

При выборочном ремонте и капитальном ремонте стенки трубы с заменой антикоррозионного покрытия должен проводиться ДДК всех дефектов на участке ремонта.

Ремонт секции с дефектами должен быть выполнен с учетом взаимного расположения всех имеющихся дефектов, подлежащих ремонту. К дефектным секциям, ремонтируемым только вырезкой, относятся секции с коррозионным повреждением и секции, на которых установлено более двух муфт (тройников), за исключением случая установки двух муфт на сварные стыки секции и муфты (тройника) по телу трубы.[2]

					<i>Методы ремонта секций, содержащих дефекты и отдельных дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

4. ТЕХНОЛОГИЯ И ПОРЯДОК РАБОТ ПРИ ВЫРЕЗКЕ КАТУШКИ

Разработка проектной и рабочей документации на комплекс работ по ВВК должна проводиться в соответствии с учетом требований, а также в действующих нормативных документах ПАО «Транснефть», определяющих безопасное производство, порядок и организацию ремонтных работ на ЛЧ МТ и технологических трубопроводах.

Все катушки, врезаемые в трубопровод, материалы, оборудование, приспособления и оснастка, применяемые при проведении подготовительных и основных работ, должны быть рассчитаны на рабочее давление и изготовлены в соответствии с требованиями нормативных документов, ТУ изготовителя продукции, внесенной в Реестр ОВП, а также должны пройти входной контроль на месте производства работ. Входной контроль проводят по технологическим картам. Результаты вносят в журнал входного контроля.

Работы по ВВК должны выполняться по ППР, разработанному на основании рабочей документации, требований настоящего документа и утвержденному главным инженером ОСТ, а также по технологическим картам на выполняемые виды работ, в следующей последовательности:

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Петухов				Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова						43	127
Руководи-	Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б4А		

подготовительные работы:

- 1) промывка и проверка герметичности задвижек;
- 2) отвод земли под ремонтные котлованы, полевой городок, трассы временных коммуникаций;
- 3) согласование схем расположения технических средств и временных сооружений в техническом коридоре;
- 4) разработка схем подъездных путей для движения транспорта;
- 5) согласование схем расположения технических средств и временных сооружений в техническом коридоре;
- 6) разбивка трассы трубопровода, обозначение вешками всех коммуникаций, следующих в одном техническом коридоре и пересекающих МТ в зоне производства работ;
- 7) обустройство временных переездов, полевого городка;
- 8) земляные работы;
- 9) проведение дополнительного дефектоскопического контроля в местах сверловки технологических отверстий и врезки вантузных тройников на наличие дефектов металла (внутренняя и внешняя коррозия, расслоение металла и т. д.);
- 10) врезка вантузов или установка вантузных задвижек и извлечение герметизирующих пробок;
- 11) промывка и проверка герметичности затвора запорной арматуры;

основные работы:

- 1) остановка перекачки нефти/нефтепродукта по трубопроводам путем отключения насосных агрегатов НПС и перекрытия участка производства работ задвижками. При выполнении ремонтных работ без остановки перекачки, если возможна перекачка по резервной

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нитке ППМТ или лупингу, ремонтируемый участок МТ отключают закрытием задвижек, установленных на ЛЧ МТ;

2) при необходимости, остановка приема нефти от нефтедобывающих компаний (нефтепродуктов от нефтезаводов);

3) проверка наличия видимого разрыва электрических цепей на задвижках, отсекающих участок МТ, на котором проводят работы;

4) освобождение от нефти/нефтепродукта ремонтируемого участка трубопровода;

5) сверление контрольных отверстий для контроля уровня нефти/нефтепродукта;

6) вырезка деталей или заменяемого участка безогневым методом или с применением энергии взрыва, демонтаж вырезаемой катушки;

7) подготовка (зачистка) ремонтных котлованов;

8) сверление отверстий для контроля давления в трубопроводе;

9) зачистка внутренней полости трубы и ремонтного котлована, сверление технологических отверстий для установки герметизаторов и герметизация внутренней полости трубопровода;

10) сверление отверстий для контроля ГВС в участке трубопровода;

11) сварочно-монтажные работы по врезке новой катушки (детали) или подключению участка трубопровода методом захлеста и контроль качества сварных соединений;

12) нанесение изоляционного покрытия на сварные стыки;

13) заварка контрольных и технологических отверстий с контролем качества сварных соединений;

14) открытие задвижек, выпуск ГВС и заполнение трубопровода нефтью/нефтепродуктом;

15) вывод участка МТ на режим работы обеспечивается включением на НПС насосных агрегатов в последовательности,

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

определяемой картой технологических режимов заполнения для достижения требуемой пропускной способности;

16) контроль герметичности мест заварки контрольных и технологических отверстий;

17) нанесение изоляционного покрытия на места заварки контрольных и технологических отверстий

завершающие работы:

1) обратная закачка нефти/нефтепродукта из мобильных емкостей для хранения нефти/нефтепродуктов в трубопровод при их использовании;

2) ликвидация временных вантузов с помощью приспособлений для герметизации патрубков или установка герметизирующих пробок и демонтаж вантузных задвижек;

3) восстановление изоляционного покрытия участка МТ в местах ликвидации временных вантузов;

4) обратная засыпка участка МТ и выполнение рекультивации;

5) демонтаж временных переездов и полевого городка.[4]

4.1 Разработка и обустройство ремонтного котлована

Производство земляных работ по вскрытию трубопровода должно выполняться по наряд-допускам и требованиям, указанным в ППР.

Разработка ремонтного котлована должна осуществляться экскаватором.

Для предотвращения повреждения трубопровода ковшом экскаватора минимальное расстояние между образующей трубопровода и ковшом должно быть:

- не менее 0,5 м на начальном этапе разработки ремонтного котлована;

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- не менее 0,2 м при достижении глубины не менее 0,5 м от нижней образующей трубы до дна ремонтного котлована.

Разработку оставшегося грунта следует проводить вручную, не допуская ударов по трубе.

Требования к определению местоположения ремонтируемого участка трубопровода.

Перед началом работ необходимо:

- определить на местности местоположение ремонтируемого участка трубопровода;

- определить ось трубопровода и измерить глубину его заложения;

- обозначить временными опознавательными знаками ось трубопровода с указанием глубины заложения;

- обозначить границы ремонтного котлована, котлованов для сверления контрольных отверстий и зоны производства работ.

Определение местоположения ремонтируемого участка трубопровода необходимо выполнить в следующей последовательности:

- на ЛЧ МТ выполнить привязку двух ближайших маркерных пунктов, указанных в сертификате по техническому отчету о ВТД;

- для технологических трубопроводов выполнить привязку от запорно-регулирующей арматуры либо от механо-технологического оборудования НПС;

- измерить расстояния от каждого маркерного пункта до места ремонтируемого участка трубопровода. Определить ось трубопровода от маркерных пунктов либо от запорно-регулирующей арматуры, механо-технологического оборудования НПС с помощью трассоискателя. Местоположение ремонтируемого участка трубопровода обозначить временными опознавательными знаками;

- с помощью трассоискателя определить ось трубопровода и измерить глубину его заложения (толщину слоя грунта над верхней образующей

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопровода). Измерения в месте проведения работ выполнять через каждые 2 м.

До начала земляных работ ОСТ должны определить наличие на участке работ приварных соединений, которые должны быть вскрыты вручную.

Размеры ремонтного котлована должны обеспечивать проведение работ по врезке деталей.

Длину ремонтного котлована по дну L , м, определяют по формуле

$$L = \ell + 2,$$

где ℓ – длина заменяемого участка трубопровода, м, при этом расстояние от конца заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована должно быть не менее 1 м.

Ширину ремонтного котлована определяют из условия обеспечения расстояния между трубой и стенками ремонтного котлована по дну не менее 1,2 м, по верху – не менее 1,5 м.

Длина откапываемого/незасыпанного участка МТ в зависимости от диаметра МТ, минимально допустимого радиуса упругого изгиба и величины несоосности стыкуемых концов МТ при выполнении технологического захлеста.

При выполнении захлеста концы ремонтируемого участка трубопровода должны вскрывать из расчета обеспечения возможности перемещения трубопровода. Значения длины раскрываемого участка МТ в зависимости от величины необходимого смещения концов захлеста и расстановки трубоккладчиков.

Для обеспечения соосности в горизонтальной плоскости вскрытие трубопровода проводят с верхней и боковой стороны до нижней образующей. Ширина вскрытия должна обеспечивать перемещение трубопровода для ликвидации несоосности и выполнения захлеста.

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При разработке ремонтного котлована трубопровод вскрывают сверху на глубину не менее 0,6 м от нижней образующей трубы до дна ремонтного котлована. Длину ремонтного котлована определяют длиной вырезаемой катушки, длиной участка снятия и нанесения изоляции и должна быть не менее 2,5 м по дну ремонтного котлована. Максимально допустимая длина подкопанного участка трубопровода в зависимости от диаметра трубопровода приведена в таблице 1.

При разработке ремонтного котлована для выполнения сверления технологических отверстий трубопровод вскрывают сверху на глубину на менее половины от верхней образующей трубопровода. Длину ремонтного котлована определяют количеством технологических отверстий, но не менее 2 м по дну котлована.[2]

При врезке вантуза ширину ремонтного котлована определяют из условия монтажа на трубопроводе муфтового тройника, задвижки и размещения в котловане устройства холодной врезки.

Таблица 1 – Максимально допустимая длина подкопанного участка трубопровода в зависимости от диаметра трубопровода

№ п/п	Наружный диаметр трубопровода на участке прямой врезки трубопровода, мм	Максимально допустимая длина подкопанного участка, м
1	2	3
1	До 530 включ.	7
2	От 630 до 720	10
3	820	12
4	1020; 1067	13
5	1220	14

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается. При разработке ремонтного котлована должна быть обеспечена крутизна откосов. Расчет крутизны откоса ремонтного котлована приведен на рисунке 2. Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована. Перед

началом производства работ в ремонтном котловане следует провести контроль крутизны откосов с применением рулетки.

Отвал грунта, извлеченного из ремонтного котлована, для предотвращения падения кусков грунта в ремонтный котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от края ремонтного котлована.

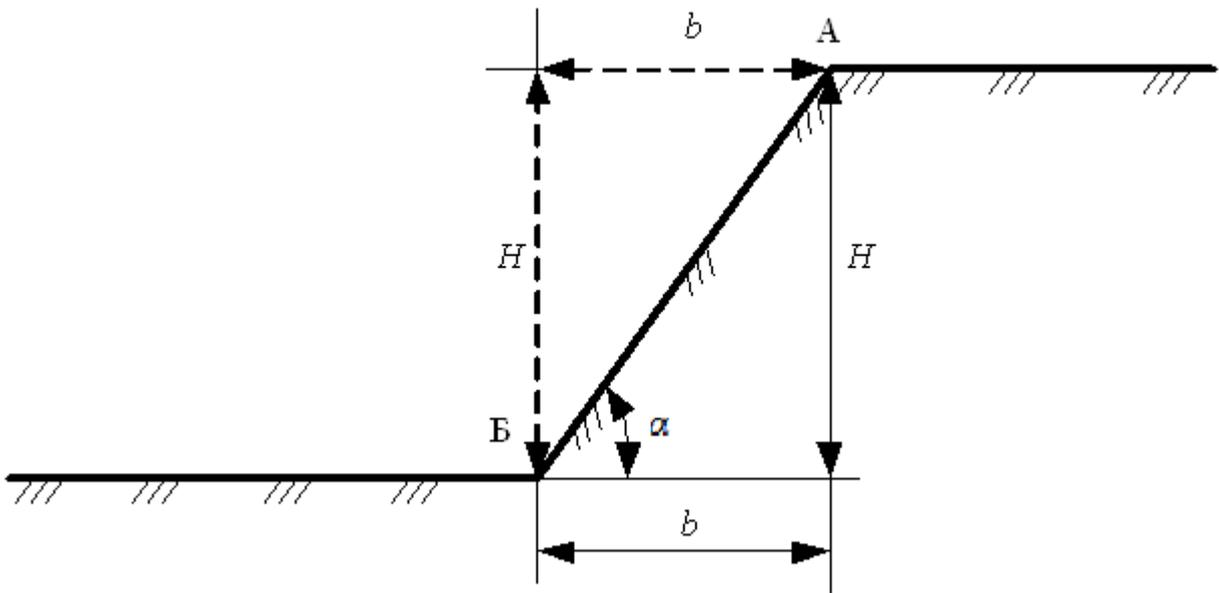
Валуны, камни и прочие негабаритные включения (более 2/3 ширины ковша экскаватора прямого копания) должны быть или разрушены, или удалены за пределы рабочей площадки.

Контроль за состоянием откосов и грунта на бровке ремонтного котлована должен вестись постоянно.

Запрещается выполнение работ по разработке (засыпке) котлована механизированным способом при нахождении в нем людей.

Данное требование должно быть внесено в ППР и указано в нарядах-допусках.

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



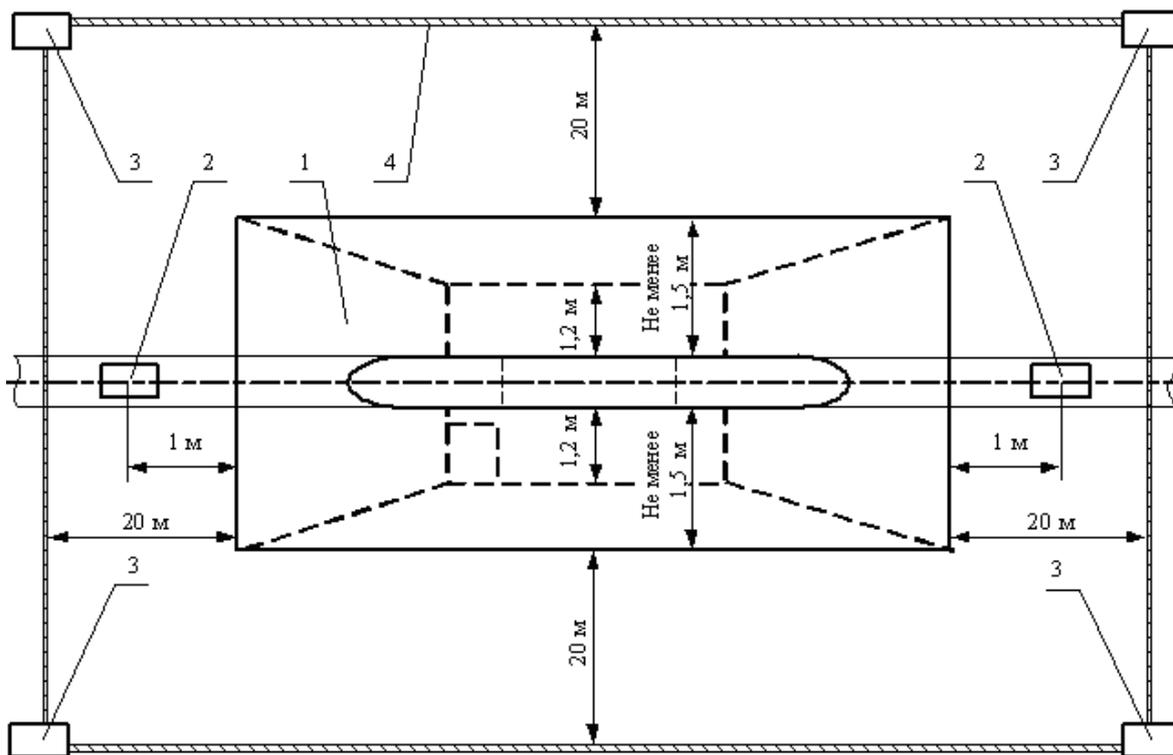
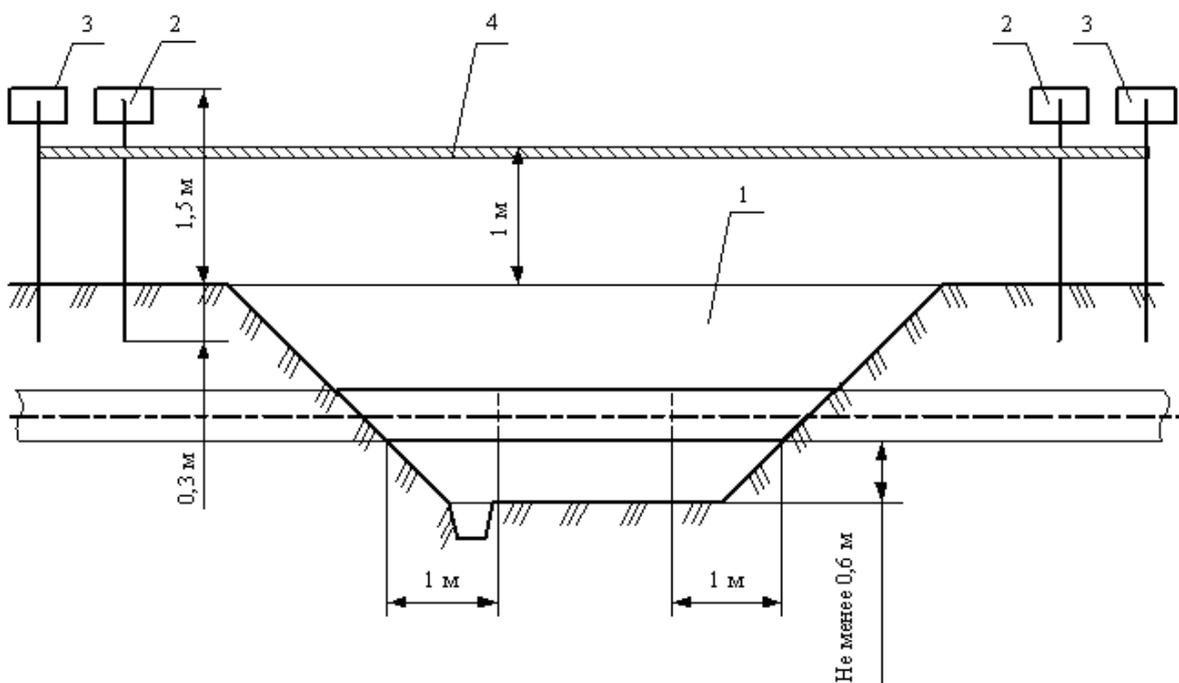
точка А – бровка ремонтного котлована; точка Б – край основания; α – угол откоса стенки ремонтного котлована; H – глубина ремонтного котлована; b – расстояние по горизонтали от края основания ремонтного котлована до бровки ремонтного котлована

Рисунок 2 – Расчет крутизны откоса ремонтного котлована

Для возможности спуска и выхода работающих ремонтный котлован должен оснащаться инвентарными приставными лестницами шириной не менее 0,75 м и длиной не менее 1,25 от глубины ремонтного котлована, из расчета по две лестницы на каждую сторону торца ремонтного котлован

Таблица 2– Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована

№ п/п	Вид грунта	Минимальное расстояние по горизонтали от края основания ремонтного котлована до бровки котлована b , м																				
		Угол откоса при H до 1,5 м			Глубина ремонтного котлована H , м			Угол откоса при H от 1,5 до 3,0 м			Глубина ремонтного котлована H , м			Угол откоса при H от 3,0 до 5,0 м			Глубина ремонтного котлована H , м					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Насыпной	56°	0,51	0,67	0,84	45°	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	38°	3,84	4,16	4,48	4,8	5,12	5,44	5,76	6,08	6,40
2	Песчаные и гравийные	63°	0,38	0,51	0,64	45°	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	45°	3,00	3,25	3,50	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00
3	Супесь	76°	0,19	0,25	0,31	56°	1,01	1,18	1,35	1,52	1,69	1,85	50°	2,52	2,73	2,94	3,15	3,36	3,57	3,78	3,99	4,20
4	Суглинок	76°	0,19	0,25	0,31	63°	0,76	0,89	1,02	1,15	1,27	1,40	53°	2,26	2,45	2,64	2,83	3,01	3,20	3,39	3,58	3,77
5	Глина	76°	0,19	0,25	0,31	76°	0,37	0,44	0,50	0,56	0,62	0,69	63°	1,53	1,66	1,78	1,91	2,04	2,17	2,29	2,42	2,55



1 – рабочий котлован; 2 – временный опознавательный знак с указанием наименования МТ и фактической глубины его заложения; 3 – предупреждающий знак «Огнеопасно, проход, проезд и въезд запрещен»; 4 – ограждение котлована

Рисунок 3 – Схема обозначения ремонтного котлована

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Разработку ремонтных котлованов в скальных и мерзлых грунтах с применением ударных приспособлений следует осуществлять в соответствии с

РД-13.110.00-КТН-031-18.

При разработке ремонтного котлована на косогорах с поперечным уклоном более 8° и продольным уклоном более 15° устойчивость экскаватора должна быть обеспечена устройством полок или анкерровкой экскаватора. Метод закрепления должен быть выполнен в соответствии с проектной документацией.

В скальных грунтах на продольных уклонах более 10° перед началом работ необходимо проверить устойчивость экскаваторов на скольжение.

На уклонах более 22° для обеспечения устойчивости одноковшовых экскаваторов (при обратной лопате) их работа допускается только сверху вниз по склону.[2]

4.1.2 Засыпка ремонтного котлована и земляного амбара

После завершения ремонтных работ и восстановления устройств ЭХЗ проводят процесс восстановления земель, который включает:

- засыпку ремонтного котлована минеральным грунтом;
- рекультивацию земель (технический и биологический этапы).

Производство земляных работ по засыпке трубопровода должно выполняться по наряд-допускам в соответствии с требованиями, указанными в ППР.

Засыпку выполняют бульдозером или экскаватором. Ремонтный котлован должен быть засыпан после вывода МТ на технологический режим работы в соответствии с утвержденным технологическим режимом работы и после получения положительного заключения контроля качества защитного покрытия, проведенного согласно требованиям раздела 17. При проведении работ в зимнее время расчистку ремонтного котлована от снега до верхней образующей трубопровода, а также приварных элементов (вантузов, отборов давления, бобышек) должна осуществляться вручную, не допуская

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

механических повреждений трубопровода. При продолжении расчистки ремонтного котлована от снега с применением землеройной техники, необходимо соблюдать расстояние не менее 0,5 м от ковша экскаватора до стенки трубы и выступающих приварных элементов. Запрещается выполнение работ по засыпке котлована при нахождении в нем людей.

Запрещается использование плодородного слоя почвы для засыпки ремонтного котлована после окончания работ.

Перед засыпкой ремонтного котлована в скальных, щебенистых, а также сухих комковатых и мерзлых грунтах необходимо выполнить подсыпку под и над трубопроводом мягким грунтом или гравием фракцией от 20 до 50 мм толщиной не менее 20 см, произвести подбивку и трамбовку грунта.

Окончательную засыпку ремонтируемого участка трубопровода проводят грунтом из отвала. Засыпка трубопровода с учетом рекультивации грунта должна быть выполнена с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать ремонтный котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону от его границ.

Ремонтные котлованы в местах пересечений с подземными коммуникациями должны засыпаться слоями не более 0,1 м с тщательным ручным трамбованием.

Засыпку земляных сооружений проводят рыхлым грунтом с послойным уплотнением.

Засыпку амбара проводят после откачки, уборки нефти/нефтепродукта из амбара и удаления загрязненного нефтью/нефтепродуктом грунта. Указанные работы должны проводиться по отдельным нарядам-допускам с обязательным анализом ГВС в местах проведения работ с применением автотракторной техники и других агрегатов и механизмов. Выхлопные трубы автотракторной техники должны быть оборудованы искрогасителями.

Засыпку амбара проводят минеральным грунтом из обвалования.

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Запрещается использование плодородного слоя почвы для устройства обвалований амбара и засыпки амбара.

На участок земли, подлежащий рекультивации, по окончании ремонтных работ следует нанести и спланировать плодородный слой грунта.

После засыпки ремонтного котлована и рекультивации отведенную площадь земли предъявляют землепользователю. Приемку-передачу рекультивированных земель осуществляют в месячный срок после завершения работ по рекультивации земель. Акт приемки-сдачи рекультивированных земель подписывают не позднее срока, указанного в документах по отводу земли.

Работы по рекультивации земель, нарушенных в результате выполнения аварийно-восстановительных работ, и передача рекультивированных земель землепользователям должны проводиться согласно требованиям РД-13.020.40-КТН-208-14.

При проведении земляных работ запрещается:

а) проводить работы без оформления разрешительных документов в соответствии с требованиями нормативных документов, указанных в 6.1.1 и разделе 19;

б) начинать и проводить работы без наличия устойчивой двухсторонней связи с оператором технологического объекта и диспетчером РДП филиала ОСТ и диспетчером ТДП ОСТ;

в) начинать и проводить земляные работы в отсутствие лица, ответственного за производство работ;

г) начинать и проводить работы в отсутствие на месте производства работ лица, ответственного за контроль при производстве работ, в соответствии с требованиями ОР-13.100.00-КТН-030-12;

д) проводить работы по доработке (засыпке) котлована механизированным способом при нахождении в нем людей;

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

е) находиться людям ближе 5 м от зоны максимального движения ковша работающего экскаватора;

ж) проводить работы при отсутствии ограждений и знаков безопасности, в ночное время – световых сигналов в местах перехода людей и проезда транспортных средств;

и) проезд техники по бровке котлована, траншеи;

к) выдвигать нож отвала бульдозера за бровку откоса;

л) приближаться гусеницами бульдозера к бровке свежей насыпи ближе 1,5 м;

м) применять ударный инструмент (кирки, ломы, пневмоинструмент) при обнаружении в местах разработки котлована, траншеи электрокабелей, газопроводов, МТ;

н) удерживать клинья руками при разработке мерзлого грунта кувалдами;

п) сооружать из песка обвалование или стенки при подготовке специальных земляных амбаров для задержания или временного хранения нефти/нефтепродукта;

р) находиться работникам на движущихся частях гусеничной техники, в том числе в момент ее остановки.[2]

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

4.1.3 выполнение мероприятий по защите кабелей связи

Все работы в охранной зоне кабелей связи должны выполняться в соответствии с правилами ОР-33.040.00-КТН-204-12 (для кабелей производственно-технологической связи ПАО «Транснефть») и ТУ, выданными организациями, эксплуатирующими кабельные линии связи на каждое конкретное место производства работ.

Мероприятия по подготовке к производству работ в охранных зонах линий и сооружений производственно-технологической сети связи АО «Связьтранснефть» проводят в соответствии с требованиями ОР-13.100.00-КТН-030-12.

При производстве работ в охранных зонах инженерных коммуникаций сторонних организаций уточнение и обозначение временными опознавательными знаками осей их прохождения, фактических глубин заложения и оборудованных через них переездов осуществляют до начала работ подрядной организацией совместно с организациями, эксплуатирующими данные коммуникации, в порядке, установленном в ОР-13.100.00-КТН-030-12.[7]

4.2 Работы по снятию изоляции

Очистка наружной поверхности трубопровода проводится с целью удаления остатков грунта на теле трубы после разработки ремонтного котлована одноковшовым экскаватором. Нефтепровод очищается ручным инструментом (лопаты, скребки, топоры) до металлического блеска зачистка проводится шлифовальной машинкой.

Снятие изоляции вручную скребками организовывается бригадой работников не более двух человек под наблюдением страхующих лиц. При выполнении работ должен быть организован контроль воздушной среды на загазованность с отметкой в приложении к наряду-допуску. Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ, но

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

не реже чем через один час работы, а также по первому требованию работающих.

Перед монтажом и сваркой тройников, вантузов и патрубков работами необходимо удалить изоляционное покрытие на расстоянии до 100 мм от внешних сварных швов усиливающей накладки, поверхность трубы нефтепровода очистить от грязи, ржавчины и окалины.

Освобожденный от изоляции участок трубы должен быть подвергнут обработке до металлического блеска. Изоляционное покрытие должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 600 мм. Поверхность нефтепровода в местах резки должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики. Для вырезки дефектного участка используют машинки для безогневой резки труб (МРТ). [2]

4.3 Врезка вантуза в нефтепровод

Вантуз— это приспособление, предназначенное для подсоединения насосных агрегатов при освобождении ремонтируемого участка трубопровода от нефти/нефтепродукта и обратной закачки в трубопровод после ремонта, а также впуска воздуха при опорожнении и выпуска ГВС при заполнении МТ. Вантузы для откачки нефти/нефтепродукта из ремонтируемого участка трубопровода устанавливают на вырезаемой (удаляемой) катушке или применяют проектные в более низких точках трассы по геодезическим отметкам в соответствии с принятой технологией освобождения МТ от нефти/нефтепродукта. Схема монтажа вантузов на трубопроводе на вырезаемой (удаляемой) катушке приведена на рисунке 4.

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

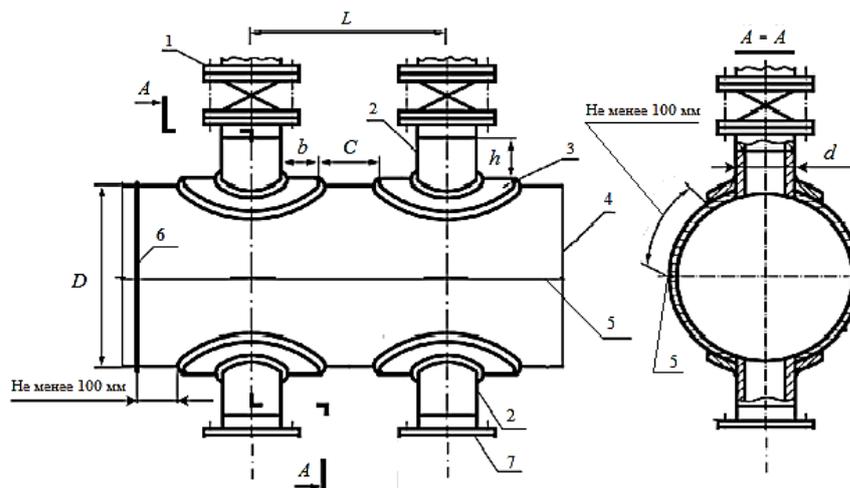


Рисунок 4 – Схема монтажа вантузов на трубопроводе на вырезаемой (удаляемой) катушке

1 – вантузная задвижка; 2 – патрубок; 3 – усиливающая накладка; 4 – трубопровод; 5 – продольный сварной шов; 6 – поперечный сварной шов; 7 – фланец; L – расстояние между вантузами; b – ширина усиливающей накладки; d – диаметр вантуза (патрубка); D – диаметр трубопровода; h – высота патрубка вантуза; C – минимальное расстояние между усиливающими накладками

Допускается врезка вантуза в вырезаемую катушку в нижнюю образующую трубопровода, но при этом запрещается прорезка отверстий для откачки нефти/нефтепродукта с нижней образующей до остановки МТ и максимальном давлении в трубопроводе после остановки более 2,0 МПа. При разработке котлована в месте приварки вантуза в нижнюю образующую трубопровода необходимо предусмотреть свободный доступ работников к применяемым устройствам для прорезки и откачки нефти/нефтепродукта с нижней образующей с учетом его монтажа[9]. Все смонтированные вантузы на катушке для откачки нефти/нефтепродукта должны быть вырезаны только вместе с катушкой.

Постоянные вантузы должны устанавливаться с применением муфтовых, разрезных, штампосварных тройников или неразрезных вантузных тройников, а после, с момента установки на трубопровод, должны подвергаться наружному диагностированию методами неразрушающего контроля.

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

В конструкциях вантузов должны применять задвижки, имеющие одну сторону под приварку, другую – фланцевую.

Место врезки должно удовлетворять следующим требованиям:

- расстояние от кольцевого стыкового шва основной трубы до кольцевого углового шва узла врезки разрезного тройника должно быть не менее 500 мм;
- для вантуза, устанавливаемого на вырезаемой (удаляемой) катушке, расстояние между внешним сварным швом усиливающей накладки и поперечным сварным швом на МТ должно быть не менее 100 мм. Расстояние между внешним сварным швом усиливающей накладки и продольным либо спиральным швом на трубе должно быть не менее 100 мм;
- расстояние от запорной арматуры должно быть не менее 3,0 м.

Перед установкой вантуза необходимо удалить изоляционное покрытие на расстоянии до 100мм от внешних сварных швов разрезного тройника (усиливающей накладки), поверхность трубопровода очистить от грязи, ржавчины и окалины. Освобожденный от изоляции участок трубопровода должен быть подвергнут обработке до металлического блеска. Очистку металлической поверхности трубы осуществляют механическим способом (шлифовальной машинкой с металлической щеткой) или вручную с помощью металлических щеток[2].

4.4 Остановка перекачки нефти по трубопроводам и отключение участка магистрального трубопровода

Остановку перекачки нефти/нефтепродуктов по трубопроводам осуществляют путем остановки насосных агрегатов на НПС в порядке и последовательности, определенных инструкцией ОСТ о порядке пуска и остановки МТ, утвержденной главным инженером ОСТ. Остановку перекачки нефти/нефтепродуктов по трубопроводам и процедура отключения ремонтируемого участка проводят под руководством

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

управляющего диспетчера ОСТ в соответствии с требованиями ОР-03.100.50-КТН-221-14.

Остановка перекачки нефти/нефтепродукта по участку МТ для выполнения ремонтных работ должна проводиться на основании разрешения ПАО «Транснефть» на остановку перекачки нефти/нефтепродуктов по трубопроводам. Заявку для получения разрешения на остановку оформляет ОСТ в соответствии с ОР-75.200.00-КТН-085-13.

Остановку перекачки нефти/нефтепродукта по трубопроводам должны проводить после завершения подготовительных мероприятий перед началом ремонтных работ, предусмотренных ППР, и осуществлять ТДП ОСТ по согласованию с ЦДП.

Лица, ответственные за выполнение технологических переключений при производстве ремонтных работ на ЛЧ МТ или НПС, назначают приказом по РНУ. Ответственный за закрытие задвижек проверяет полноту закрытия всех задвижек (с ручным приводом, с электроприводом, с местным управлением, с телемеханическим управлением) и по результатам проверки представляет сообщение (телефонограммой) диспетчеру РДП о закрытии задвижек с указанием их номеров.

После закрытия задвижек электропитание должно быть отключено, созданы видимые разрывы путем отсоединения кабеля от силового автомата и вывешены плакаты «Не включать – работают люди!». Кроме того, должны быть приняты меры, исключающие несанкционированное открытие задвижек в ручном режиме (снятие штурвалов или блокировка их вращения, вывешивание плакатов – «Не включать – работают люди!»).

Приказом по ОСТ должны быть назначены ответственные лица по проверке наличия видимого разрыва электрических цепей на отсекающих задвижках, из числа ответственных за организацию и безопасное производство работ. После остановки участка МТ назначенные лица должны в течение 2 ч с момента завершения технологических переключений и до начала работ лично проверить наличие видимого разрыва электрических цепей на

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

задвижках, отсекающих участок МТ, на котором проводят работы. О проведенной проверке сообщают телефонограммой диспетчеру РДП.

В период проведения и по окончании работ по освобождению от нефти/нефтепродукта отключенного участка МТ должен быть организован контроль утечек задвижек, отсекающих участок МТ, на котором проводят работы. Для контроля утечек следует использовать акустический течеискатель. При выявлении негерметичности задвижки должны быть выполнены мероприятия по отводу утечек и исключению попадания нефти/нефтепродукта к месту производства работ.

При проведении работ на участке МТ, освобожденном от нефти/нефтепродуктов с применением ИГС, участок МТ должен отсекается не менее чем двумя задвижками с каждой стороны, установленными последовательно. Давление ИГС между отсекающими задвижками 2 и 3 должно быть снижено до атмосферного.[4]

4.5 Откачка нефти из отключенного участка

Освобождение ремонтируемого участка трубопровода от нефти/нефтепродукта проводится после остановки перекачки нефти/нефтепродукта или без остановки перекачки нефти/нефтепродукта при возможности переключения на резервную нитку ППМТ или лупинг, и закрытия задвижек, отсекающих ремонтируемый участок трубопровода.

Как правило, опорожнение ремонтируемого участка нефтепровода от нефти/нефтепродуктов должно выполняться по следующим схемам:

- а) в резервуары НПС;
- б) в МТ, проходящий в одном техническом коридоре при параллельном следовании или взаимном пересечении, лупинг, резервную нитку (далее – в параллельный МТ);
- в) в мобильные емкости для хранения нефти/нефтепродуктов или автоцистерны.

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сами технологии освобождения трубопроводов от нефти/нефтепродуктов приведены в таблице 2.

Таблица 3 – Технологии освобождения трубопроводов от нефти/нефтепродуктов

№ п/п	Технология	Прием нефти/нефтепродуктов			Создание дополнительного подпора подачи ИГС
		в РП НПС	в параллельный трубопровод	в мобильную (передвижную) емкость	
1	2	3	4	5	6
1	Самотеком	+	+	+	+
2	Откачка насосными агрегатами НПС	+	+	-	+
3	Откачка ПНУ/МОНА за запорную арматуру	+	-	-	+
4	Откачка ПНУ/МОНА за перевальную точку	+	-	-	+
5	Откачка ПНУ/МОНА по ВПТ	+	+	+	+
6	Вытеснение с подачей ИГС	-	+	+	-
7	Вытеснение с подачей ИГС за запорную арматуру	+	+	+	-
8	Вытеснение с подачей ИГС за перевальную точку	+	+	+	-
9	Вытеснение с подачей ИГС с откачкой ПНУ/МОНА за запорную арматуру	+	-	-	-
10	Вытеснение с подачей ИГС с откачкой ПНУ/МОНА за перевальную точку	+	-	-	-
11	Вытеснение с подачей ИГС с откачкой ПНУ/МОНА по ВПТ	+	+	+	-
12	Откачка вакуумными нефтесборщиками	+	+	+	-

Выбор технологии опорожнения ремонтируемого участка от нефти/нефтепродукта определяется полным освобождением внутренней полости трубопровода от нефти/нефтепродукта до нижней образующей трубы на расстоянии от места производства ремонтных работ не менее 40 м.

Для контроля за объемом откачанной нефти/нефтепродукта и учета работы насосных установок ответственный за проведение работ ведет журнал регистрации объемов откаченной нефти/нефтепродукта и журнал учета работы насосных установок[2].

4.6 Вырезка катушки

Вырезка катушки, запорной арматуры (задвижек, запорных клапанов и т. д.) и соединительных деталей (далее – катушка) должна производиться одним из методов:

- безогневым методом
- с применением энергии взрыва

Оборудование для вырезки катушки должно выбираться с учетом обеспечения безопасности выполнения работ, наличия свободного пространства и толщины стенки вырезаемой трубы.

В стесненных условиях рекомендуется применение ручных труборезов и труборезов токарного типа.

На трубах толщиной стенки более 15 мм, для последующей подготовки кромок, в соответствии с требованиями РД-25.160.00-КТН-037-14 рекомендуется применение труборезов токарного типа.

Производство работ по вырезке катушки должно выполняться по наряд-допускам и в соответствии с требованиями, указанными в ППР или проекте производства взрывных работ, инструкции по эксплуатации МРТ или руководстве по эксплуатации УКЗ.

Длина вырезаемой катушки должна превышать длину дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны. При установке герметизатора длину вырезаемой катушки определяют в соответствии с требованиями.

Запрещается проведение работ по вырезке катушки при наличии в трубопроводе избыточного давления ИГС.

Перед установкой МРТ или зарядов на участок трубопровода ремонтный котлован необходимо зачистить от остатков изоляционных материалов и замазученного грунта.

При проведении работ по вырезке катушки с применением МРТ операции проводятся с непрерывным контролем воздушной среды с помощью индивидуальных газоанализаторов-сигнализаторов. Операции по прорезке

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

металла трубы, вбиванию клиньев в надрез, демонтажу МРТ в ремонтном котловане проводят исполнителями работ в шланговом противогазе, если концентрация паров нефти/нефтепродукта в воздухе рабочей зоны составляет:

- для паров нефти, керосина, дизельного топлива – более 300 мг/м³;
- для бензина – более 100 мг/м³.

Газоопасные работы должны быть остановлены, а работники должны покинуть котлован при концентрации паров нефти/нефтепродукта более ПДВК:

- для паров нефти – не более 2100 мг/м³;
- для паров бензина – не более 1630 мг/м³;
- для паров дизельного топлива – не более 3460 мг/м³.

Все исполнители работ по наряд-допуску на огневые и газоопасные работы, должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами. На весь период работы должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания согласно требованиям ОР-13.040.00-КТН-006-12.

Перед вырезкой катушки на МТ должна быть установлена шунтирующая перемычка из медного многожильного кабеля сечением не менее 16 мм². При ремонте МТ на участках с наличием блуждающих токов электрифицированных железных дорог сечение перемычки должно быть рассчитано на максимальный ток дренажа, но не менее 50 мм². Вырезаемую катушку так же шунтируют с трубопроводом. При вырезке соединительного элемента (тройника) между собой шунтируются все подходящие трубопроводы и вырезаемый элемент. Концы шунтирующих перемычек должны иметь медные кабельные наконечники. Крепление шунтирующих перемычек к трубопроводу, гибким стальным лентам (хомутам) должно выполняться с помощью болтового соединения:

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

а) на невырезаемую часть трубопровода – к гибким стальным лентам (хомутам), установленным с натяжкой на очищенную до металлического блеска поверхность трубы;

б) на вырезаемую часть трубопровода – к стальным болтам с резьбой от М12 до М16, приваренным к телу трубы при отсутствии загазованности в ремонтном котловане или к гибким стальным лентам (хомутам), установленным с натяжкой на очищенную до металлического блеска поверхность трубы.

Для выполнения соединения на хомуте должен быть приварен стальной болт с резьбой от М12 до М16.

Длина шунтирующих перемычек должна обеспечивать свободный проход МРТ и демонтаж вырезанной катушки из ремонтного котлована.[2]

4.6.1 Вырезка катушки с применением машин для резки труб

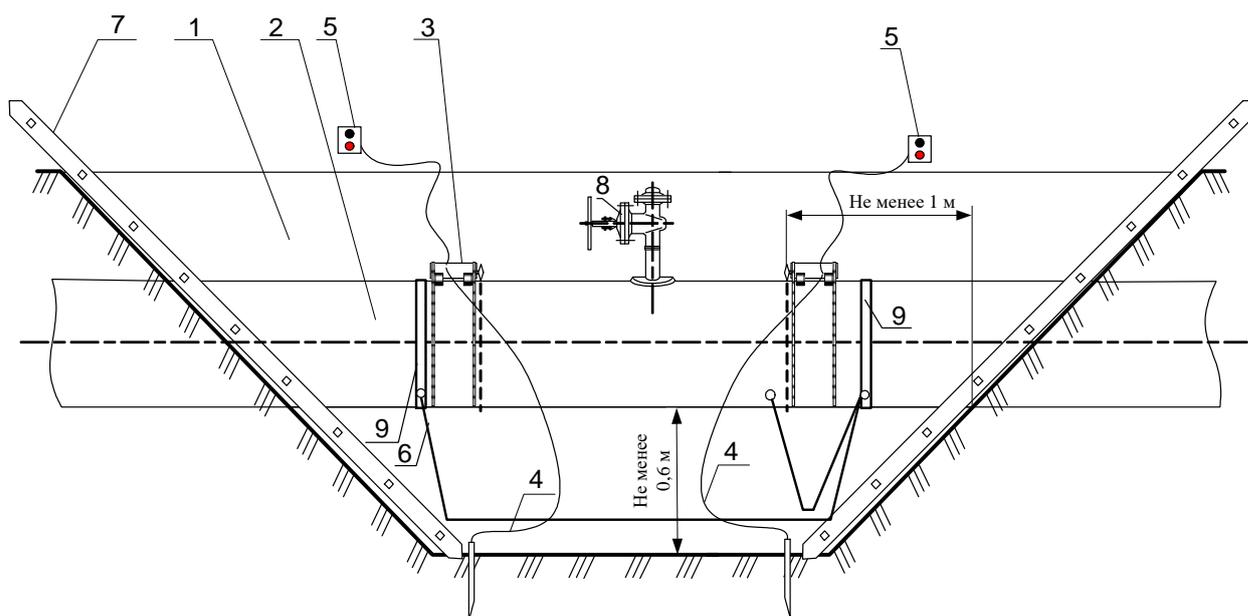
Вырезка катушки должна производиться МРТ с электроприводом (пневмоприводом или гидроприводом) во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин и подачей не более 30 мм/мин. Инструкцию по эксплуатации МРТ разрабатывают на основании руководства по эксплуатации и паспорта изготовителя изделия. Инструкция по эксплуатации МРТ должна включать в себя: требования по транспортировке, монтажу на МТ, подготовке к работе и выполнению резки, демонтажу и хранению. Инструкцию по эксплуатации МРТ утверждает главный инженер ОСТ.

Схема безогневой вырезки катушки приведена на рисунке 5.

Вырезка катушки должна осуществляться одновременно двумя МРТ. МРТ устанавливают на трубе согласно инструкции по эксплуатации МРТ в соответствии со схемами вырезки катушек.

Установка МРТ на вырезаемую катушку при производстве резки запрещается.

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



1 – ремонтный котлован; 2 – трубопровод; 3 – МРТ; 4 – провод заземления МРТ со штырем;

5 – пульт управления МРТ; 6 – шунтирующая перемычка; 7 – приставная лестница;

8 – вантуз; 9 – гибкая стальная лента (хомут)

Рисунок 5 Схема безогневой вырезки катушки

Работы при резке труб должны проводиться в указанной последовательности с соблюдением следующих требований:

а) до начала работ проверить и убедиться в полной комплектности, исправности и работоспособности применяемого оборудования.;

б) разметить место реза и установить МРТ на трубопровод при монтаже удерживать ее грузоподъемным механизмом до тех пор, пока не будут натянуты цепи вокруг тела трубы;

в) выполнить подключение сетевой вилкой пульта управления МРТ к энергоустановке (щиту управления), заземлить МРТ и пульт управления МРТ;

г) проверить силовые кабели на отсутствие внешних повреждений и уложить их на инвентарные стойки;

д) подготовить емкость со смазочно-охлаждающей жидкостью вместимостью не менее 50 л и обеспечить постоянное охлаждение фрезы во время резки; удерживать вырезаемую катушку грузоподъемным механизмом до окончания вырезки и последующего демонтажа;

е) произвести вырезку катушки в соответствии с инструкцией по эксплуатации МРТ, при круговом движении МРТ по внешнему периметру трубопровода не допускать попадания силового и заземляющего кабелей, шунтирующих перемычек в зону работы фрезы. Прокладку силового кабеля от МРТ до пульта управления МРТ выполнить таким образом, чтобы исключить его натяжение на весь период резки и прохождения МРТ по внешнему периметру трубы;

и) с целью исключения защемления режущего диска фрезы при резке труб, вызванного освобождением напряжений в трубе, необходимо вбивать клинья в надрез на расстоянии от 50 до 60 мм от режущего инструмента. Клинья необходимо вбивать на расстоянии от 250 до 300 мм. Клинья должны быть изготовлены из искробезопасного материала. Забивание клиньев производить при остановленной МРТ.

Грузоподъемные работы по монтажу и демонтажу МРТ, поддержке и удалению вырезаемой катушки должны выполняться с помощью грузоподъемных механизмов в соответствии с правилами.

Выполнение операций по монтажу МРТ на трубу и ее демонтажу с трубы должно осуществляться с отключенной от энергоустановки (щита управления) сетевой вилкой пульта управления МРТ.

Работа по вырезке катушки безогневым методом запрещается:

- при неисправной и некомплектной МРТ;

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- расстоянии между стенкой ремонтного котлована и МРТ менее 0,6 м;
- наличии на силовом кабеле внешних повреждений, соединительных муфт, «скруток»;
- отсутствии заземления МРТ, пульта управления МРТ, энергоустановки (щита управления);
- наличии на фрезе выкрошенных зубьев, трещин и зон притуплений;
- с не зафиксированным на фрезе предохранительным кожухом;
- при скорости вращения фрезы более 60 об/мин и подачи более 30 мм/мин;
- без равномерного постоянного охлаждения фрезы;
- без наличия поддонов под местами установки МРТ;
- при недопустимом натяжении питающего кабеля или его попадании под режущий инструмент (фрезу);
- при нахождении людей в ремонтном котловане во время работы МРТ.

После окончания работ по вырезке катушки МРТ демонтируют, ремонтный котлован зачищают от замазученности.[2]

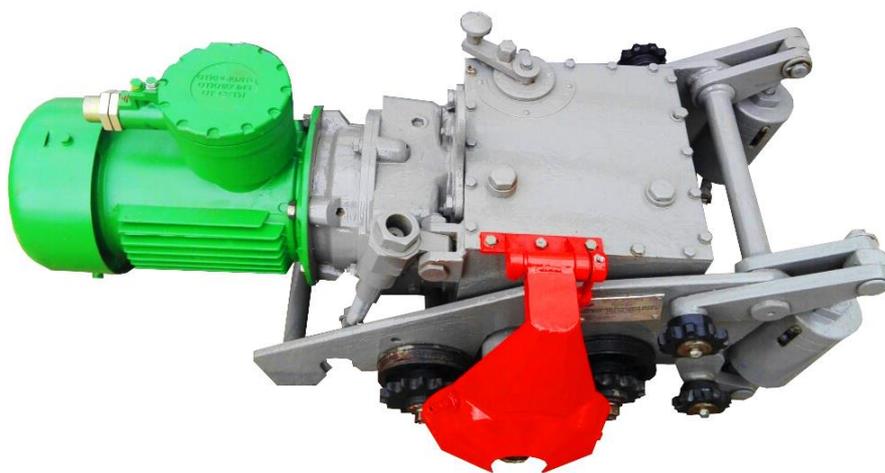


Рисунок 6 МРТ «Волжанка 2»

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

4.6.2 Вырезка катушки с применением энергии взрыва

Вырезка катушки с применением энергии взрыва должна проводиться по проекту производства взрывных работ в соответствии с Федеральными нормами и правилами, действующими инструкциями и положениями о порядке учета, хранения, использования взрывчатых материалов.

Взрывные работы должны выполняться в местах, отвечающих требованиям безопасности при их проведении, и выполняться по проектам производства взрывных работ.

Работы по резке трубопровода выполняет бригада, в состав которой входят ответственный за проведение работ (руководитель взрывными работами) и не менее двух взрывников.

Перед началом взрывных работ отмечаются границы опасной зоны и выставляются посты охраны. Каждый пост находится в поле зрения смежных с ним постов.

Далее взрывникам необходимо принять меры по защите оборудования и сооружений от осколков и воздействия взрывной волны, а затем они могут приступать к выполнению работ, но только после выполнения всех подготовительных операций и получения уведомления о готовности объекта к производству взрывных работ.

При использовании энергии взрыва запрещается:

- применение взрывчатых материалов, не имеющих разрешения Ростехнадзора на применение;
- проведение работ без наличия лицензии Ростехнадзора на деятельность, связанную с обращением взрывчатых материалов промышленного назначения;
- применение непроверенных электродетонаторов, взрывчатых веществ с истекшим гарантийным сроком при отсутствии акта их испытаний;
- применение непроверенных неисправных контрольно-измерительных или взрывных приборов;
- использование для монтажа электровзрывной сети

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

магистрального провода, поврежденного предыдущим взрывом;

- проводить взрывание без проверки сопротивления (проводимости) электровзрывной сети;
- загромождать пути отхода взрывников в укрытие;
- подавать звуковые сигналы без распоряжения ответственного руководителя взрывных работ;
- подавать предупреждающие сигналы голосом;
- выдергивать или тянуть волноводы неэлектрических систем смонтированной взрывной сети;
- держать в руках электродетонаторы при монтаже зарядов;
- если взрыва не произошло, подходить к месту взрыва ранее чем через 15 мин после подачи напряжения;
- допускать взрывников (мастеров-взрывников), не прошедших инструктаж;
- проводить осмотр места взрыва ранее, чем через 10 мин после взрыва;
- допускать людей к местам взрывных работ после взрыва без осмотра и проверки их взрывником на наличие отказов.

4.7.Порядок демонтажа вырезаемых катушек

Демонтаж катушек должен проводиться с применением грузоподъемных механизмов.

При производстве работ по демонтажу вырезаемых катушек на весь период производства работ должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания согласно ОР-13.040.00-КТН-006-12. Контроль воздушной среды должен осуществляться у транспортного средства со стороны места производства работ (точка контроля должна быть наиболее приближена к месту работ).

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Все исполнители работ по наряд-допуску на газоопасные работы должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами.

При достижении концентрации газовой среды уровня ПДВК в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания лицо, ответственное за проведение работ, немедленно прекращает проведение работ по демонтажу катушки с принятием мер по самопроизвольному ее перемещению, технические средства должны быть выключены (отключены), исполнители выведены с места проведения работ. Работы могут быть возобновлены только после устранения причин роста загазованности и принятия мер по снижению уровня ниже ПДК.

Строповку катушек следует выполнять инвентарными стропами в соответствии со схемами строповки, разработанными в ППР и ППР подъемными сооружениями. Схема строповки катушки приведена на рисунке 5.

Строповка тройников должна проводиться в соответствии со схемой строповки, утвержденной главным инженером филиала ОСТ. Способы строповки должны исключать возможность падения или скольжения перемещаемого груза.

Применяемые съемные грузозахватные приспособления должны иметь бирки и паспорта.

В ППР должны быть указаны наименования, грузоподъемность и количество применяемых подъемных сооружений. Приказом определены лица, ответственные за безопасное производство работ с применением подъемных сооружений.

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

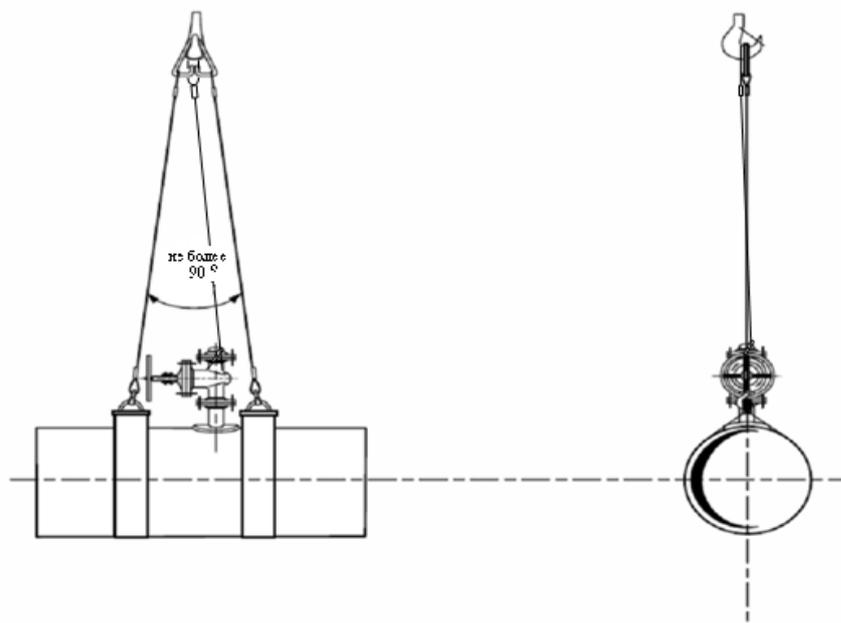


Рисунок 7 – Схема строповки катушки

4.8 Работы по герметизации нефтепровода

Внутренняя полость трубопроводов ЛЧ МТ, технологических трубопроводов НПС для безопасного проведения огневых работ должна перекрываться герметизаторами ГРК, ПЗУ, ГПЭВТ.

Используемые герметизаторы должны иметь комплект необходимой документации:

- паспорт/формуляр;
- руководство по эксплуатации изготовителя;
- сертификат соответствия.

Герметизаторы должны быть оборудованы пневмопроводом, который при установке должен быть выведен через отверстие в стенке трубопровода наружу и соединен с узлом (блоком) контроля давления в герметизаторе.

Запрещается применять герметизаторы, не имеющие указанное оборудование, а также производить накачку и выпуск воздуха из герметизатора через открытый торец трубопровода.

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	<i>Лист</i>
						74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

После окончания сварочных работ и при наличии положительных результатов дефектоскопического контроля сварных стыков воздух из герметизатора должен быть спущен, узел (блок) контроля давления воздуха должен быть демонтирован.

Выпуск воздуха из герметизаторов должен производиться через узел (блок) контроля давления воздуха.

Отверстие в трубопроводе для вывода пневмопровода после демонтажа узла (блока) контроля давления воздуха должно быть заглушено в соответствии с требованиями.

В ОСТ должны быть организованы входной контроль и испытания герметизаторов в соответствии с порядком и периодичностью технического обслуживания изделия, приведенными в руководстве по эксплуатации герметизаторов.

Перед применением герметизаторы должны быть проверены на комплектность, наличие маркировки и исправность, а также должны пройти визуальный контроль.

После установки в трубопровод герметизаторы должны быть испытаны на прочность и герметичность в соответствии с руководством по эксплуатации.

Подготовка и установка герметизаторов должна проводиться согласно руководству по эксплуатации на изделие.

Количество одновременно принимаемых герметизаторов должно определяться конструктивными размерами и вместимостью КПП СОД.

Герметизаторы транспортируют по трубопроводу после окончания ремонтных работ потоком перекачиваемой нефти/нефтепродукта до КПП СОД, которые используют для их приема. Чтобы определить местоположение герметизатора при его движении по трубе применяются передатчики для скребка с новыми элементами питания, которые монтируют на сам герметизатор.

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При врезке катушек на месте выполнения работ должно быть не менее двух резервных герметизаторов на каждый диаметр ремонтируемого участка трубопровода.[2]

4.8.1 Перекрытие трубопровода с применением глины

В зависимости от принятой технологии ремонтных работ применяют методы герметизации полости трубопровода:

- с открытого торца трубопровода;
- через патрубки с задвижками.

Установка глиняных тампонов должна проводиться при отсутствии избыточного давления и притока нефти/нефтепродукта в трубопровод, ремонтный котлован должен быть зачищен от остатков нефти/нефтепродукта и места загрязнения засыпаны свежим грунтом.

Длина глиняного тампона для случаев, предусмотренных , должна быть не менее $2D$, где D – наружный диаметр трубопровода, м.

Перед установкой глиняного тампона через открытый торец трубы внутренняя поверхность МТ должна быть очищена от парафиновых отложений и грязи на длину не менее $(2D+1)$ м.

Расстояние от торца трубы до глиняного тампона должно быть не менее 400 мм.

В ЦРС должен быть неснижаемый запас глины для проведения работ на технологических трубопроводах, по объему соответствующий двум тампонам на диаметр, наибольший из эксплуатируемых трубопроводов данного РНУ. Для неснижаемого запаса используют глину, тампонажную глину в полиэтиленовых мешках. Для плановых работ использование неснижаемого запаса глины не допускается.

Запас глины хранят в сухом месте, отапливаемом в период отрицательных температур и доступном для подъезда транспорта для погрузки.

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Применяемая для тампонов глина должна быть однородной по составу, не содержать комьев, песка и посторонних включений в виде корней, травы и верхнего растительного слоя, должна быть пластичной и хорошо смачиваемой.

Герметизация внутренней полости МТ глиняными тампонами должна осуществляться в соответствии с инструкцией, утвержденной главным инженером ОСТ.

Глиняный тампон создают послойной укладкой и уплотнением трамбовками, изготовленными из искробезопасных материалов, длиной не менее $2D$ (по верхней образующей) трубопровода, где D – наружный диаметр трубопровода, м.

После установки глиняного тампона в участок МТ и проветривания ремонтного котлована проводят анализ ГВС. Отбор проб осуществляют внутри загерметизированного МТ со стороны открытого конца на расстоянии не менее 50 мм от торцевой плоскости тампона по всей длине окружности.

После набивки глиняного тампона и обеспечения соосности трубопроводов открытые участки МТ должны быть засыпаны грунтом с целью исключения замерзания глиняных тампонов при отрицательных температурах окружающего воздуха и с целью недопущения повышения давления газа в отключенном участке МТ в теплое время – при температуре свыше $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Данные мероприятия должны быть указаны в ППР.

Во время подгонки катушки должен обеспечиваться постоянный контроль за состоянием глиняного тампона (визуально проверяют его целостность и отсутствие зазора между тампоном и стенкой МТ). Во избежание просадки глиняного тампона не допускаются удары по трубе и вибрационное воздействие от работающих машин и механизмов на участке с тампонами.

Контроль за состоянием воздушной среды должен проводиться через отверстия диаметром 12 мм, просверленные в верхней образующей на расстоянии от 100 до 150 мм от тампона

- при подгонке и сварке корневого шва катушки – каждые 30 мин;

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- при сварке катушки – после прохода каждого слоя шва, но не реже 1 раза в ч;
- после каждого перерыва в работе независимо от времени.

Перед установкой катушки для сварки производят дополнительную трамбовку глиняного тампона. Глиняный тампон не должен иметь трещин, зазоров от стенки трубы, усадку в верхней части[2]

4.9 Подготовка к сварочно-монтажным работам

В процессе подготовки к сварке необходимо:

а) очистить внутреннюю полость труб и деталей трубопроводов от попавшего грунта, снега и т. п. загрязнений, а также механически очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, деталей трубопроводов, патрубков запорной арматуры на ширину не менее 15 мм;

б) осмотреть торцы труб (переходных катушек, переходных колец) и запорной арматуры. Внутренняя поверхность задвижек и обратных клапанов перед началом работ должна быть защищена от попадания грязи, брызг металла, окалины, шлака и других предметов согласно рекомендациям предприятия-изготовителя. Для этой цели могут быть также использованы резиновые коврики, заглушки из дерева и прокладки из несгораемых тканевых, пластиковых материалов;

в) осмотреть поверхности кромок свариваемых элементов. Устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб или переходных колец царапины, риски, задиры глубиной до 5 % от нормативной толщины стенки, но не более минусовых допусков на толщину стенки, оговоренных в соответствующих нормативных документах ОАО «АК«Транснефть» на трубы;

г) удалить усиление наружных заводских продольных и спиральных швов до величины от 0 до 0,5 мм на участке шириной от 10 до 15 мм от торца трубы.

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	<i>Лист</i>
						78
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Первоначальной задачей является подготовка кромок нефтепровода к сварке. Для подготовки кромок применяется машина резки труб «Орбита-Р»

Ввариваемая катушка должна быть изготовлена из труб того же диаметра, толщины стенки и соответствовать классу прочности как минимум одной из соединяемых труб.[5]

4.10.Стыковка (подгонка) катушек/захлестов, установка и монтаж запорной арматуры и соединительных деталей

После вырезки катушки оси соединяемых участков трубопроводов должны быть выставлены в единую продольную линию на расстоянии, позволяющем произвести сборку стыков в соответствии с требованиями РД-25.160.00-КТН-037-14.

Длина раскрываемого участка и размещение трубоукладчиков в зависимости от их грузоподъемности приведены в приложении А с учетом диаметра участка трубопровода, минимального радиуса упругого изгиба и величины несоосности стыкуемых концов труб.

Плоскости торцовых поверхностей стыкуемых труб должны быть перпендикулярны осям этих участков трубопровода и параллельны друг другу. Указанное требование достигается путем вскрытия и освобождения МТ от грунта с последующим их перемещением с целью достижения единой продольно оси стыкуемых труб.

Перемещение участков МТ для достижения их соосности осуществляют трубоукладчиками в соответствии с данными с применением «мягких» полотенец. Мягкое полотенце должно быть расположено на расстоянии не менее 2 м от герметизатора/глиняного тампона с целью недопущения его повреждения при подъеме трубы и иметь соответствующую грузоподъемность. Запрещается подъем МТ с применением стропов-удавок и тросовых полотенец.

При подготовке планируемых ремонтных работ к соединительным деталям и запорной арматуре должны быть, при необходимости, приварены

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

переходные кольца, с подваркой кольцевого стыка изнутри и проведением ВИК, УЗК и РК сварных швов в объеме 100 %.

Подготовку участка трубопровода для врезки проводят в следующей последовательности:

а) удаление дефектного участка трубопровода, запорной арматуры, соединительных деталей (методом безогневой резки или взрыва);

б) герметизация торцов участков трубопроводов герметизаторами/глиняными тампонами;

в) сверление контрольных отверстий для отбора анализа воздуха перед герметизаторами/глиняными тампонами/водяными пробками на расстоянии от 100 до 150 мм от их торцов;

г) сверление отверстий для контроля уровня нефти/нефтепродукта во внутренней полости освобожденного от нефти/нефтепродукта трубопровода и наличия избыточного давления (или вакуума) на расстоянии не менее 40м от установленных герметизаторов с обеих сторон ремонтного котлована;

д) дегазация ремонтного котлована и контроль загазованности воздушной среды;

е) определение соосности стыкуемых участков трубопроводов. Схема измерения соосности труб при врезке приведена на рисунке 13.1. При соосности стыкуемых участков трубопроводов проводят работы по подгонке деталей. При несоосности концов трубопроводов участки трубопроводов дополнительно освобождаются (вскрываются) от грунта экскаватором. Длина вскрываемого участка (участков), с учетом величины перемещения и радиуса упругого изгиба участка трубопровода, приведена в таблице А.1 (приложение А).

Выставленные торцы стыкуемых труб при проведении дальнейших операций должны оставаться неподвижными. Неподвижность концов труб обеспечивают фиксированием положения стрелы трубоукладчика и засыпкой участков трубопроводов грунтом.

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При невозможности центровки труб с требуемой точностью, ремонт данного участка трубопровода производят монтажом гнутых отводов. Величина угла гнутого отвода должна быть определена по результатам геодезической съемки данного участка трубопровода.

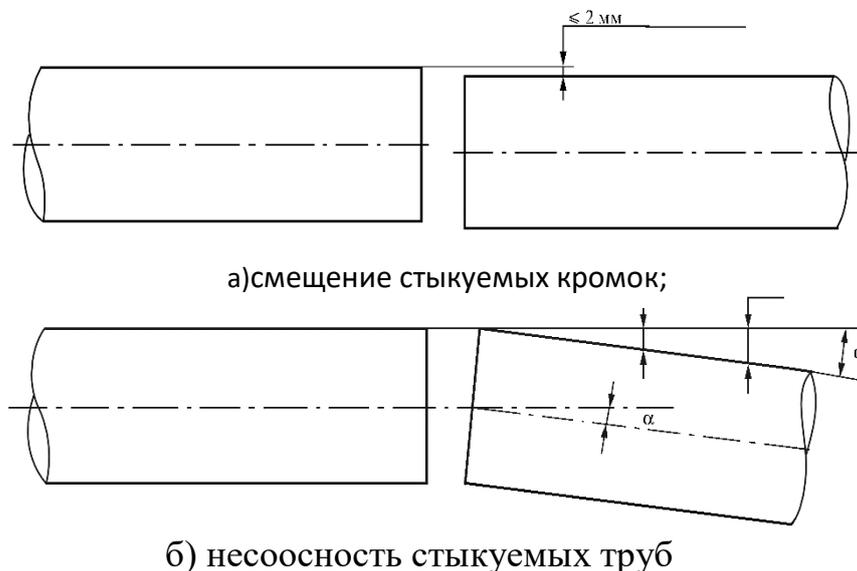


Рисунок 8 – Схема измерения соосности труб при врезке

Деформированные взрывом торцы трубопровода отрезают газовой резкой на расстоянии не менее 100 мм с последующей обработкой специализированными станками. Допускается обработка угловой шлифовальной машинкой со снятием слоя металла с обрезанного торца трубопровода не менее 1 мм и формированием разделки кромок под сварку для труб с толщиной стенки до 17 мм.

Концы труб подвергают УЗК на длине не менее 100 мм по всему периметру на наличие расслоений. Расслоения, выявленные УЗК, удаляют.

Подгонку катушки производят в следующей последовательности:

- производят разметку катушки (переходные кольца – при необходимости) на трубе, длина которой должна соответствовать длине вырезанного участка с учетом припуска на механическую обработку после газовой резки величиной 2 мм. Длина катушки, соединительной детали и запорной арматуры с переходными кольцами, готовой к установке, должна быть меньше длины ремонтного участка на величину от 2 до 3 мм;

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

- разметку линии реза производят мелом или тальком с применением мягких шаблонов либо других специальных приспособлений. Разметка линии реза торцов трубопровода с применением приспособления приведена на рисунке;

- для определения длины монтируемой катушки производят измерение длины заменяемого участка трубопровода в четырех точках по горизонтальной плоскости (расстояния B_1 и B_2 , мм) и вертикальной плоскости (расстояния A_1 и A_2 , мм). Схема измерения длины ремонтного участка трубопровода приведена на рисунке. Разность длин образующих трубопровода ΔA и ΔB рассчитывают по формулам:

$$\Delta A = A_1 - A_2$$

$$\Delta B = B_1 - B_2$$

Разность длин образующих трубопровода ΔA и ΔB должна составлять не более 3 мм. Неперпендикулярность обработанных торцов катушки относительно оси участка трубопровода по образующей трубы не должна превышать 2 мм. Угол между продольными осями стыкуемых элементов должен не превышать 1,5

Центровку катушки с ремонтируемым участком трубопровода выполняют с применением наружных центраторов. Если концы ремонтируемого участка трубопровода и катушки имеют овальность, для сборки должны применять центраторы, предназначенные для исправления овальности (цепные центраторы, центраторы-деовализаторы, подкладные струбины для звеньевых центраторов).

Сборку стыков с различными наружными диаметрами соединяемых элементов рекомендуется производить с использованием цепных центраторов и центраторов-деовализаторов, позволяющих компенсировать разность наружных диаметров с помощью регулировки опорных болтов.

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подготовка и подгонка катушек, соединительных деталей, запорной арматуры выполняется в следующей последовательности:

- при соблюдении требований РД-25.160.00-КТН-037-14 по смещению кромок и разнотолщинности свариваемых элементов, на торец ремонтируемого участка трубопровода установить, зафиксировать и приварить одну сторону ввариваемого элемента (гнутого отвода, перехода, тройника, запорной арматуры);

- при разнице в толщине стенки ремонтируемого участка трубопровода и ввариваемого элемента, превышающей требования, к ввариваемому элементу с обеих сторон приварить переходные кольца (переходные катушки), длина которых на ЛЧ МТ после монтажа должна соответствовать требованиям.

Сборку переходной катушки с ремонтируемым МТ (устранение технологического разрыва) производят с выполнением захлеста или установкой катушки.

При сборке и сварке стыков необходимо руководствоваться требованиями РД-25.160.00-КТН-037-14 и РД-23.040.00-КТН-201-17. [8]

4.11 Размагничивание стыкуемых труб перед сваркой

Остаточную намагниченность труб, свариваемых в процессе ремонта МТ, классифицируют в зависимости от величины напряженности магнитного поля. Остаточная намагниченность может быть:

- слабой – до 20 Гс (2 мТл);
- средней – от 20 до 30 Гс (от 2 до 3 мТл);
- высокой – более 30 Гс (3 мТл).

При средней и высокой остаточной намагниченности труб сварка стыков трубопроводов сопровождается появлением эффекта магнитного дутья. При этом невозможно обеспечить качественную сварку корневого слоя в соответствии с требованиями РД-25.160.00-КТН-037-14.

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Для нейтрализации эффекта магнитного дутья проводят размагничивание свариваемых концов труб.

Применяют следующие методы размагничивания (магнитной компенсации) концов труб:

- размагничивание с помощью магнитного поля, создаваемого постоянным током;
- размагничивание с помощью электромагнитов;
- размагничивание с помощью постоянных магнитов.

Применяют следующие схемы размагничивания (магнитной компенсации) торцов труб:

- размагничивание отдельных труб с применением одного (двух) источников постоянного тока;
- размагничивание концов отдельных труб с применением двух источников постоянного тока;
- размагничивание двух концов отдельных труб с применением одного источника постоянного тока;
- размагничивание двух концов отдельных труб с применением электромагнита;
- размагничивание двух концов или корпуса отдельных труб с применением постоянного магнита.

Для выбора метода и схемы размагничивания необходимо определить величину и направление магнитного поля с помощью измерительных приборов.

Применяют следующие измерительные приборы:

- индикаторы магнитного поля с пределом измерений от 1 до 2000 Тс или 1 до 4000 Гс;
- гауссметр;
- измеритель напряженности магнитного поля с пределом измерений от 0,5 до 1000 мТл.

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Выбор метода и схемы размагничивания корпусов катушек или отдельных труб, торцов катушек и ремонтируемых труб производят по:

- результатам измерения остаточной намагниченности;
- наличию приборов и оснастки для компенсации намагничивания;
- техническим характеристикам сварочного оборудования, используемым для размагничивания.

4.12 Требования к технологии сварки и сварщикам

До начала производства сварочных работ должны быть оформлены следующие документы и проведена их проверка требованиям нормативных документов:

- а) разработаны технологические карты на сварочные работы;
- б) определены виды сварных соединений и проверены сроки действия аттестационных удостоверений сварщиков;
- в) оформлены и выданы сварщикам и газорезчикам необходимые квалификационные и разрешительные документы;
- г) заварены и получены положительные результаты контроля допускных стыков сварщиков;
- д) оформлены допускные листы сварщиков в соответствии с требованиями РД-25.160.00-КТН-037-14;
- е) оформлен список сварщиков.

Сварщики, выполняющие сварочные работы по замене катушки, и специалисты, осуществляющие руководство работами, должны быть аттестованы в соответствии с РД 03-495-02, РД-03.120.10-КТН-007-16 и иметь на руках:

- аттестационное удостоверение сварщика или специалиста сварочного производства соответственно (или копию удостоверения);
- протокол проверки знаний по безопасности, удостоверение о проверке знаний требований охраны труда, пожарной безопасности;
- удостоверение по проверке знаний ПТЭЭП.

					Технология и порядок работ при вырезке катушки	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В ОСТ должна быть организована база данных сварщиков, допущенных к сварке стыков методом захлеста, катушек, стыков запорной арматуры, соединительных деталей, в которой указывают номер удостоверения, вид и дата аттестации, срок следующей аттестации, перерыв в работе по сварке данных стыков, а также дата, места, причины допущенного брака.

Сварщик, допустивший два раза брак в течение отчетного периода (месяц) при сварке данных стыков, приведший к их вырезке, не допускается к данным видам работ и вновь может быть допущен только после переаттестации, в соответствии с требованиями к аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства ПАО «Транснефть».

4.13 Контроль качества сварных соединений

Производство работ по контролю качества сварных соединений должно выполняться по наряд-допускам и требованиям, указанным в ППР и РД-25.160.10-КТН-016-15:

- операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки МТ;
- ВИК и измерением сварных соединений;
- проверкой сварных швов НК (РК, УЗК).

Операционный контроль осуществляет ответственный за проведение сварочных работ совместно со специалистом строительного контроля заказчика. При операционном контроле при сборке под сварку катушки и присоединяемых МТ проверяют:

- соответствие разделки кромок требованиям нормативной документации и операционных технологических карт;
- качество зачистки кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхностей;
- соблюдение допустимой разнотолщинности свариваемых элементов (труб, труб с деталями трубопроводов и труб с арматурой);
- величину смещения стыкуемых кромок;

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	<i>Лист</i>
						86
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- величину технологических зазоров в стыках;
- величину смещения продольных швов на поперечных стыках катушки или захлеста;
- соответствие температуры предварительного подогрева свариваемых кромок установленным требованиям по следующим критериям: температура окружающего воздуха, эквивалент углерода стали, толщина стенки трубы;
- длину и количество прихваток, отсутствие трещин в прихватках;
- величину смещения продольных заводских швов ремонтируемого МТ и катушки.

Качество собранных стыков проверяет лицо, ответственное за проведение сварочных работ на МТ, совместно со специалистом НК и специалистом строительного контроля заказчика. При отсутствии замечаний специалист строительного контроля заказчика выдает разрешение на сварку стыков. Форма разрешения на сварку стыков приведена в приложении П.

При операционном контроле при выполнении сварки проверяют:

- применяемые сварочные материалы и режимы сварки;
- расстановку сварщиков по стыку и поочередность сварки каждого слоя по квадрантам периметра;
- качество формирования швов;
- качество зачистки сварочных слоев от шлака и брызг;
- межслойную температуру;
- скорость ветра;
- наличие инвентарного укрытия места проведения сварочных работ при осадках и ветре.

При операционном контроле все сварные соединения подвергают ВИК. При осмотре сварного соединения проверяют:

- наличие клейм сварщиков;
- отсутствие трещин, недопустимых подрезов, наплывов, наружных дефектов;

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- соответствие геометрических размеров и формы сварного стыка требованиям технических документов;

- отсутствие следов зажигания дуги на теле трубы;

- смещение кромок труб после сварки;

- отсутствие брызг металла в околошовной зоне.

Все кольцевые стыковые сварные соединения, выполненные дуговой сваркой, подлежат ВИК – 100%, УЗК – 100%, РК – 100%.

Продольные стыковые швы ремонтных конструкций, угловые и нахлесточные сварные соединения, выполненные дуговой сваркой, подлежат ВИК – 100%, УЗК – 100%, ПВК – 100%.

При проведении ПВК угловых сварных швов контролируют околошовную зону шириной 50 мм.

Швы обварки чопиков подлежат ВИК и капиллярной дефектоскопии в объеме 100 %.

Сварные соединения считаются годными, если их качество удовлетворяет требованиям РД-25.160.10-КТН-016-15.

Результаты контроля сварочных швов оформляют выдачей заключения на месте производства работ. Продолжительность проверки качества сварных швов и выдачи заключения при замене катушки, запорной арматуры, соединительных деталей трубопроводов приведены в таблице 15.1.

Таблица 4 – Продолжительность проверки качества сварных швов и выдачи заключения при замене катушки, запорной арматуры, соединительных деталей трубопроводов

№ п/п	Наружный диаметр контролируемого МТ, мм	Продолжительность проведения НК и выдачи заключений (на один стык), ч
1	2	3
1	До 373 включ.	1,5

2	426	2,0
3	530	2,5
4	От 630 до 720	3,0
5	820	3,5
6	От 1020 до 1067	4,0
7	1220	4,5

При просвечивании сварных швов персонал должен находиться в безопасном месте (на безопасном расстоянии от места просвечивания или за защитным устройством).

Пульт управления передвижных и переносных аппаратов необходимо размещать на таком расстоянии от рентгеновского излучения, которое обеспечивает безопасные условия труда для персонала (не менее 1,5 м).

При выполнении НК сварных стыков последовательно в одном ремонтном котловане, продолжительность времени проверки качества сварных стыков и выдачи заключений увеличивают на 30 % за каждый дополнительный стык, подлежащий контролю.[5]

4.14 Изоляция врезанной катушки

Изоляцию катушек, мест ремонта МТ, мест заварки стыков следует производить после получения заключения о качестве сварки, оформления разрешения на изоляцию и до заполнения МТ.

Нанесение покрытия должно осуществляться в соответствии с технологической картой, разработанной с учетом требований настоящего документа, производителя (поставщика) материалов и нормативными документами (ВСН 008-88, инструкции и др.).

Изоляцию мест заварки контрольных и технологических отверстий (чоппиков) следует производить после получения заключения о качестве сварки, оформления разрешения на изоляцию, но не менее чем через 12 ч после вывода МТ на рабочий режим.

Изоляция врезанной катушки и мест, очищенных от изоляции, должна осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164, РД 39-00147105-015-98 и ОР-25.220.01-КТН-260-10.

Для изоляции катушек на участках МТ с битумно-мастичным или ленточным покрытиями должны применяться покрытия на основе рулонных битумно-полимерных материалов или комбинированные битумно-полимерные покрытия (конструкции № 13, 18 и 21 по ГОСТ Р 51164).

Нанесение защитного покрытия на врезанную катушку должно осуществляться в следующей последовательности:

- очистка изолируемой поверхности до требуемой степени очистки и шероховатости;
- предварительный нагрев;
- нанесение грунтовки на подготовленную поверхность;
- нанесение изоляционного покрытия механизированным или ручным способом (в том числе с применением средств малой механизации), обеспечивающим проектную толщину покрытия и его сплошность;
- контроль качества нанесенного покрытия.

Изолируемая поверхность должна быть очищена от старого изоляционного покрытия, остатков грунта, продуктов коррозии, задиров, брызг металла, шлака и пыли.

Изолируемая поверхность катушки при нанесении покрытия должна быть сухой, наличие влаги в виде пленки, капель, наледи и инея не допускается.

Контроль качества защитного покрытия оценивают по показателям:

- внешний вид;

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- диэлектрическая сплошность;
- толщина;
- адгезия покрытия к стали и к прилегающему покрытию МТ

(выборочно). По показателям свойств покрытие на отремонтированном участке должно соответствовать требованиям существующих нормативных документов на данный тип покрытия.

При выполнении изоляционных работ постоянно должен проводиться контроль качества применяемых материалов, операционный контроль качества изоляционных работ и контроль качества нанесенного покрытия.

После завершения работ восстановленный участок покрытия не должен иметь гофр, складок, прожогов, мест отслоения заплаты от поверхности МТ. Толщина покрытия на восстановленном участке должна быть не меньше, чем толщина заводского покрытия. При проверке отремонтированного покрытия искровым дефектоскопом диэлектрическая сплошность покрытия должна быть не менее 5 кВ на 1 мм толщины покрытия. Проверку диэлектрической сплошности покрытия с применением искрового дефектоскопа осуществляют группой по ремонту вдольтрассовых ВЛ и средств ЭХЗ.

4.15 Обратная засыпка котлована

После завершения ремонтных работ и восстановления устройств ЭХЗ проводят процесс восстановления земель, который включает:

- засыпку ремонтного котлована минеральным грунтом;
- рекультивацию земель (технический и биологический этапы).

Производство земляных работ по засыпке трубопровода должно выполняться по наряд-допускам в соответствии с требованиями, указанными в ППР.

Засыпку выполняют бульдозером или экскаватором. Ремонтный котлован должен быть засыпан после вывода МТ на технологический режим работы в соответствии с утвержденным технологическим режимом работы и после получения положительного заключения контроля качества защитного покрытия, проведенного согласно требованиям раздела 17. При проведении

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

работ в зимнее время расчистку ремонтного котлована от снега до верхней образующей трубопровода, а также приварных элементов (вантузов, отборов давления, бобышек) должна осуществляться вручную, не допуская механических повреждений трубопровода. При продолжении расчистки ремонтного котлована от снега с применением землеройной техники, необходимо соблюдать расстояние не менее 0,5 м от ковша экскаватора до стенки трубы и выступающих приварных элементов. Запрещается выполнение работ по засыпке котлована при нахождении в нем людей.

Запрещается использование плодородного слоя почвы для засыпки ремонтного котлована после окончания работ.

Перед засыпкой ремонтного котлована в скальных, щебенистых, а также сухих комковатых и мерзлых грунтах необходимо выполнить подсыпку под и над трубопроводом мягким грунтом или гравием фракцией от 20 до 50 мм толщиной не менее 20 см, произвести подбивку и трамбовку грунта.

Окончательную засыпку ремонтируемого участка трубопровода проводят грунтом из отвала. Засыпка трубопровода с учетом рекультивации грунта должна быть выполнена с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать ремонтный котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону от его границ.

На участок земли, подлежащий рекультивации, по окончании ремонтных работ следует нанести и спланировать плодородный слой грунта.

После засыпки ремонтного котлована и рекультивации отведенную площадь земли предъявляют землепользователю. Приемку-передачу рекультивированных земель осуществляют в месячный срок после завершения работ по рекультивации земель. Акт приемки-сдачи рекультивированных земель подписывают не позднее срока, указанного в документах по отводу земли.[2]

					<i>Технология и порядок работ при вырезке катушки</i>	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Гидравлический расчет нефтепровода

Исходные данные для нефтепровода обслуживаемого Парабельским РНУ: на балансе которого находятся ЛАЭС «Каргасок» с 260 по 380 км и ЛАЭС «Парабель» с 380 по 455 км МН «Александровское-Анжеро-Судженск» в одно и двух ниточном исполнении, общей протяженностью 195 км. Введенные в эксплуатацию в 1970 году.

Таблица 5

Данные для гидравлического расчета

Параметры	Данные
D_n – диаметр трубопровода наружный, мм	1220
Q – производительность, млн.т./год	45
L – длина трубопровода, км	195
$\Delta z = z_2 - z_1$ – разность отметок начала и конца	10
ρ – средняя плотность, т/м ³	0,8
P_1 – давление насосной станции, кгс/см ²	45
P_2 – давление в конце участка, кгс/см ²	1,5
δ – толщина стенки, мм	12
Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине заложения трубопровода ν_p , см ² /сек	0,55
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации ϵ , мм	0,2

					<i>Гидравлический расчет трубопровода</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		<i>Петухов</i>			<i>Расчетная часть</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		<i>Антропова</i>					93	127
Руководи-		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 3-2Б4А		

Целью гидравлического расчета является определение потерь напора при перемещении жидкости по трубопроводу.

Секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_z \cdot k_n}{N_z \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (2)$$

где $N_z = 350$ дней - расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом остановки на регламентные работы и ремонт.

k_n - коэффициент неравномерности перекачки, для одноконтурных нефтепроводов, по которым нефть от системы нефтепроводов подается нефтеперерабатывающему заводу, принимается равным 1,07.

$$Q_c = \frac{45000000 \cdot 1,07}{350 \cdot 24 \cdot 0,850 \cdot 3600} = 1,87 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 12 = 1996 \text{ мм} = 1,996 \text{ м}. \quad (3)$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2}, \text{ м/с}. \quad (4)$$

$$V = \frac{4 \cdot 1,87}{3,14 \cdot 1,996^2} = 1,66 \text{ м/с}.$$

					<i>Гидравлический расчет трубопровода</i>	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проверка режима течения

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu}, \quad (5)$$

$$Re = \frac{1,66 \cdot 1,196 \cdot 10^4}{0,55} = 36097$$

$Re > Re_{кр} = 2320$, режим течения нефти турбулентный. Находим Re_I и Re_{II} .

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{e}{d}, \quad (6)$$

где ε - относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2}{1196} = 0,000167224; \quad Re_I = \frac{10}{0,000167224} = 59800;$$

$2320 < Re < Re_I$ – зона гидравлически гладких труб.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется для зоны гидравлически гладких труб по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{36097^{0,25}} = 0,023. \quad (7)$$

Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,023 \cdot 1,66^2}{1,196 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,003. \quad (8)$$

					<i>Гидравлический расчет трубопровода</i>	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{mp} = i \cdot L = 0,003 \cdot 195 \cdot 10^3 = 585 \text{ м.} \quad (9)$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 585 = 11,7 \text{ м.} \quad (10)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 585 + 11,7 + 10 = 606,7 \text{ м.}$$

					<i>Гидравлический расчет трубопровода</i>	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Расчет эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки и композитной муфтой

6.1 Графическая часть

SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды научно-исследовательского проекта, который помогает составить структурированное описание конкретной ситуации, и на основании этого описания можно сделать выводы. То есть это метод первичной оценки текущей ситуации, основанный на рассмотрении её с четырёх сторон: SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 3 – Матрица SWOT

Факторы SWOT	Сильные стороны проекта: 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Простота проектирования 4. Трубопровод пересекает безлюдные территории	Слабые стороны проекта: 1. На всей территории проведения ремонтных работ болотистая местность
Возможности: 1. Использование технологий вырезки/врезки катушки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса	1. Разработка дополнительных мер по предупреждению разгерметизации трубопровода 2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющихся технологий	1. Разработка научного исследования 2. Повышение квалификации кадров у потребителя 3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца
Угрозы: 1. Изменение законодательства	1. Изучение законодательной базы	1. Разработка научного исследования 2. Повышение квалификации кадров у потребителя 3. Изучение законов

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		<i>Петухов</i>			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		<i>Антропова</i>				97	127
Руководи-		<i>Брусник О.В.</i>			ТПУ гр. 3-2Б4А		
					Финансовый менеджмент		

6.1.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Всегда полезно оценить степень готовности научной разработки к коммерциализации. Чтобы это сделать и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения), заполняется специальная табличная форма, которая содержит показатели о степени проработанности научного проекта с позиции коммерциализации и компетенции студента.

Результаты анализа степени готовности научно-исследовательского проекта по 5-балльной шкале приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у студента
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	5
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	5
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	4
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	5	5
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	5
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	4
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3

15	Проработан механизм реализации научного проекта	4	5
	ИТОГО БАЛЛОВ	52	60

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у студента) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 52 балла, что говорит о средней перспективности, а знания студента достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у студента составило 60, что говорит о перспективности выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки и получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов бизнес-плана и поиска команды для коммерциализации научной разработки. Вопросы международного сотрудничества и выход на зарубежный рынок пока не обсуждаются.

6.1.2 Организационная структура проекта

В обязательном порядке, при написании научной работы, необходимо решить, кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определяя роль каждого участника, его функции и трудозатраты в проекте. Информация об организационной структуре представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте (функции)	Трудозатраты, дни
1	Антропова Наталья Алексеевна, НИ ТПУ, к.г-м.н., руководитель проекта	Координирует деятельность студента	20

2	Петухов Данил Александрович, НИ ТПУ, гр. 3-2Б4А, бакалавр	Выполняет основную работу по проекту	146
ИТОГО:			166

6.1.3 Планирование управления научно-техническим проектом

В рамках планирования научного проекта был построен календарный график проекта в виде таблицы 6 и календарный план-график в виде таблицы

Таблица 6 – Календарный план проекта

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

Таблица 7 – Календарный план-график проведения работ по теме.

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

Результаты и обсуждения	Бакалавр	20												
	Руководитель													
Оформление пояснительной записки	Бакалавр	8												

■ Бакалавр – Ру■■водитель

6.2 Расчет бюджета эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки и композитной муфтой

В данном разделе проекта рассматривается проведение работ по устранению дефектов первоочередного ремонта, на основе современных технологических решений. В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов ПОР с проведением экономического сравнения перспективности ремонта врезкой катушки и с применением композитно-муфтовой технологии.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов состоят из следующих элементов:

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

Работы ведутся Колпашевском районе Томской области.

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей за 2018 год.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в таблице 8 и 9 (транспортные расходы составляют 2%, строительно-монтажные 5% от стоимости оборудования).

Таблица 8 – Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	880000	8800000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-1V	1	5500000	5500000	110000	275000	5885000
Продолжение таблицы 8							
Сварочная машина	Llincoln Electric Inverter V3510-PRO	1	465000	465000	9300	23250	497550
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	3800000	3800000	76000	190000	4066000
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Трубоискатель	ТИ-12	1	200000	200000	4000	10000	214000
Ручная шлифовальная машина		1	13000	13000	260	650	13910
Итого:		8					25335460

Таблица 9 – Потребность оборудования необходимого для ремонта композитной муфтой

Наименование	Марка	Кол	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	880000	8800000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-1V	1	5500000	5500000	110000	275000	5885000

Дробеструйная установка	2040 NC	1	600000	600000	12000	30000 6	642000
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	3800000	3800000	76000	190000	4066000
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Продолжение таблицы 9							
Трубоискатель	ТИ-12	1	200000	200000	4000	10000	214000
Компрессор	Compair Holman 51	1	1500000	1500000	30000	75000	1605000
Электростанция		1	55000	1100	2750	1350	58850
Итого:		8					27129850

Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в таблицу 10 и 11.

Таблица 10 – Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-1V	1	5885000	20	1177000
Сварочная машина	Llincoln Electric Invlertec V3510-PRO	1	497550	20	99510
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	4066000	20	813200
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2247000	20	449400
Трубоискатель	ТИ-12	1	214000	10	21400
Ручная шлифовальная машина		1	13910	10	1391
Итого:		8	25335460		5044301

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Таблица 11 – Расчет амортизационных отчислений для ремонта композитной муфтой

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-1V	1	5885000	20	1177000
Дробеструйная установка	2040 NC	1	642000	20	128400
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	4066000	20	813200
Продолжение таблицы 11					
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2247000	20	449400
Трубоискатель	ТИ-12	1	214000	20	42800
Компрессор	Compair Holman 51	1	1605000	10	160500
Электростанция		1	58850	10	5885
Итого:		8	27129850		5259585

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

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

где D – продолжительность периода, дни;

C – время смены, часы;

K – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

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

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

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

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

Для врезки катушки:

$$M_{об} = 2 \times 8 \times 8 = 128 \text{ маш.-час.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 \times 8 \times 8 = 16576 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = \frac{5044301}{16576} \times 128 = 38952,1 \text{ руб.}$$

Для композитной муфты:

$$M_{об} = 3 \times 8 \times 9 = 216 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 \times 8 \times 9 = 18648 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = \frac{5259585}{18648} \times 216 = 60921,8 \text{ руб.}$$

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 12 и 13.

Таблица 12 – Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки по данным за 2018 год

Профессия	Разряд	Кол.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	50,76	1624,32	50	812,16	2436,48	487,30	2339,02	5262,80
Машинист бульдозера	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Машинист экскаватора	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Водитель вахтовой машины	5	1	42,76	1368,32	50	684,16	2052,48	410,50	1970,38	4433,36
Водитель самосвальной машины	4	1	41,22	1319,04	50	659,52	1978,56	395,71	1899,42	4273,69
Электросварщик	6	2	44,32	2836,48	50	1418,32	3545,6	709,12	3403,78	7658,50
Дефектоскопист	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Итого:		8								35413,7

Таблица 13 – Фонд оплаты труда рабочих для композитной муфты по данным за 2018 год

Профессия	Разряд	Кол.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	50,76	1624,32	50	812,16	2436,48	487,30	2339,02	5262,80
Машинист бульдозера	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Машинист экскаватора	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Продолжение таблицы 13										
Водитель вахтовой машины	5	1	42,76	1368,32	50	684,16	2052,48	410,50	1970,38	4433,36
Водитель самосвальной машины	4	1	41,22	1319,04	50	659,52	1978,56	395,71	1899,42	4273,69
Слесарь-ремонтник	5	2	42,76	2736,64	50	1368,32	3420,8	684,16	3283,97	7388,93
Специалист КТМ	4	1	44,32	2836,48	50	1418,32	3545,6	709,12	3403,78	7658,50
Дефектоскопист	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Итого:		8								42802,6

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды ЕСН, который составляет 26%.

ЕСН для врезки катушки = $35413,7 \times 26/100 = 9207,6$ руб.

ЕСН для композитной муфты = $42802,6 \times 26/100 = 11128,7$ руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов.

Таблица 14 – Статья материалы врезки катушки по данным за 2018 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма,руб.
Катушка	1	950000	950000
Изоляционная пленка, кг	60	435	26100

Электроды 3 мм, кг	2,5	225	562,5
Электроды 5 мм, кг	15	195	2925
Праймер, кг	5	237	1185
Круги отрезные, шт.	1	90	90
Круги шлифовальные, шт.	2	90	180
Абразивная дробь, кг	500	60	30000
Итого:			1011042,5
Транспортные расходы, 5%			50552,1
Итого с учетом транспортных расходов			1061594,6

Таблица 15 – Статья материалы для композитной муфты по данным за 2018 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма,руб.
Муфта, кг	3	800000	2000000
Изоляционная пленка, кг	60	435	26100
Праймер, кг	5	237	1185
Композитный состав, л	118,7	528	62673,6
Растворитель, л	30	54	1620
Плита дорожная ПНД-АIV (6*2*0,14), шт.	5	18600	93000
Дизтопливо, кг	2000	27	54000
Итого:			2638578,6
Транспортные расходы, 5%			131928,9
Итого с учетом транспортных расходов			2770507,5

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

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Смета затрат на устранение дефектов участка нефтепровода

№	Наименование статей	Врезка катушки		Композитная муфта	
		тыс. руб.	уд. вес, %	тыс. руб.	уд. вес, %
1	Материальные	1061,6	66,2	2770,5	82,9

2	Оплата труда	35,4	2,2	42,8	1,3
3	ЕСН	9,2	0,6	11,1	0,3
4	Амортизация	39,0	2,4	60,9	1,8
5	Прочие затраты	458,1	28,6	458,1	13,7
	Всего затрат	1603,3	100	3343,4	100

Итог: Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки = 1603,3 тыс. руб.

Затраты на устранение методом композитной муфты = 3343,4 тыс. руб.

Дополнительная прибыль валовая составит:

$$ПВ = 3343,4 - 1603,3 = 1740,1 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль чистая составит:

$$ПЧ = ПВ - 24\% = 1740,1 - 24\% = 1322,5 \text{ тыс.}$$

Технико-экономические показатели представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Технико-экономические показатели вариантов ремонта

Показатели	Ед. изм.	Врезка катушки	Композитная муфта
Продолжительность ремонта	дни	2	3
Численность работников	чел.	8	9
Трудоемкость	чел×час	128	216
Смета затрат, всего:	тыс. руб.	1603,3	3343,4
в том числе			
– материальные затраты	тыс. руб.	1061,6	2770,5
– оплата труда	тыс. руб.	35,4	42,8
– ЕСН	тыс. руб.	9,2	11,1
– амортизация	тыс. руб.	39,0	60,9
– прочие затраты	тыс. руб.	458,1	458,1
Прирост прибыли валовой	тыс. руб.	1740,1	—
Прирост прибыли чистой	тыс. руб.	1322,5	—

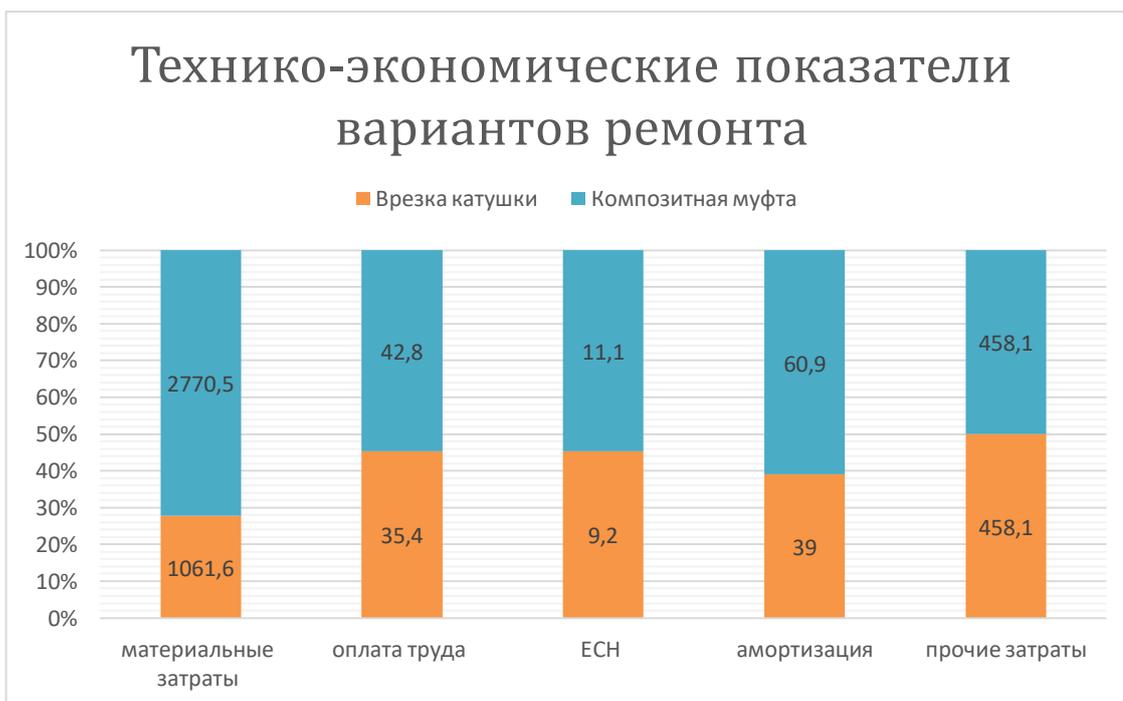


Рисунок 21 – Технико-экономические показатели вариантов ремонта

Таким образом, подводя итоги экономического расчета, делаем вывод, что из представленных видов ремонта более экономически целесообразным является ремонт заменой катушки.

7.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Производство и безопасность работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки в условиях болотистой местности

Объект исследования: Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода, проходящий в болотистой местности. Сам трубопровод проложен подземно. Рабочая зона находится под охраной и имеет ограждения и знаки, обозначающие опасный производственный объект, его схему и название. На рабочую зону допускается только уполномоченный персонал компании.

7.1Производственная безопасность

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки.

Таблица 21 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.)		Нормативные документы
	Опасные	Вредные	
Капитальный ремонт магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки	1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъёмные). 2.Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 3.Электрический ток. 4. Пожаро- и взрывоопасность.	1.Превышение уровня шума. 2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 3.Отклонение показателей климата.	ГОСТ 12.1.005-88 [10] ГОСТ 12.1.007-76[11] ГОСТ 12.4.011-89[12] ГОСТ 12.1.003-2014[13] ГОСТ 12.1.012-90[14] ГОСТ 12.1.004-91*[15] ГОСТ 12.3.009-76*[16]

					Социальная ответственность			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Петухов				Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова						110	127
Руководи-	Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б4А		

Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» [17] и инструкциями заводов-изготовителей, учитывая, что работы проходят в осложненных условиях, а именно, в болотистой местности.

Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

Во время нахождения людей в ремонтном котловане запрещается проводить на бровке работы, связанные с перемещением механизмов. Если в процессе работы в стенках траншеи появились трещины, грозящие обвалом, то рабочие должны незамедлительно покинуть ее, стенку с трещинами следует обрушить, грунт удалить и принять меры против дальнейшего обрушения грунта[9].

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76[16], СНиП III-4-80[17]. Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза.

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Перед началом огневых работ следует измерить концентрацию паров нефти/нефтепродуктов для определения возможности ведения огневых работ.

Допускаются к сварочным работам на нефтепроводе сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки. Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитными щитком, маской, противогазом.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагаться не ближе 20м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

Электрический ток

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер: установка оградительных устройств; изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м; защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов (СНиП 12.1.030-81.ССБТ [18]).

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении передвижное электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения.

Пожаро- и взрывоопасность

В процессе испарения нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС. Таким образом, необходимо убрать источники искрообразования с рабочей зоны.

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами: технологическим, строительными, организационно-техническими. Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы: повышенная температура воздуха или отдельных предметов, открытый огонь и искры, пониженное содержание кислорода в воздухе, взрывы, токсичные продукты сгорания, дым и т.д. Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое.

Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03) [23].

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой). В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь. Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Превышение уровня шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием –кранами-трубоукладчиками, экскаватором, бульдозером, шлифмашинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость. Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-2014 [13].

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-2014) [13] представлены в таблице 19.

Таблица 22 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления (в дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц	Уровни звука и
--	--	----------------

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

	331,5	663	1125	225 0	550 0	110 00	220 00	440 00	880 00	эквивалентные уровни звука, дБ (А)
Рабочие меставодителей и обслуживающего персонала автомобилей	1100	887	779	772	668	665	663	661	559	70
Рабочие меставодителей и обслуживающего персонала автомобилей(пассажиры) легковыхавтомобилей	993	779	770	663	558	555	552	550	449	60
Рабочие меставодителей и обслуживающего персонала тракторов, самоходныхшасси, строительно-дорожных и других аналог.машин	1107	995	887	882	778	775	773	771	669	80

При превышении предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться СИЗ органов слуха: противошумными наушниками, шлемами или противошумными вкладышами.

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.051-87 [19].

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями ГОСТ 12.1.003 [13].

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.). Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [20]. Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию целого комплекса опасных и вредных производственных факторов физической и химической природы: излучение инфракрасных волн, сварочный аэрозоль, искры и брызги расплавленного металла и шлака. Именно эти факторы вызывают профессиональные заболевания и травматические повреждения. Другие вредности: газы, шум, электромагнитные поля, образование аэроионов имеют меньшее значение и обычно не служат причиной профессиональных заболеваний.

Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов, вызывая профессиональное заболевание, называемое пневмокониоз сварщика, частично всасывается в кровь.

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

Также при пропуске нефти/нефтепродукта между стенкой трубы и герметизирующим устройством и/или появлении в воздухе рабочей зоны паров нефти/ нефтепродукта, огневые работы должны быть немедленно прекращены, механизмы заглушены, электроустановки обесточены, остановлены все работы, а работающие выведены из опасной зоны [9].

Для защиты органов дыхания работающих внутри полости МТ и в колодце должны применяться шланговые противогазы. Использование фильтрующих противогазов запрещается. Срок единовременного пребывания работающего в шланговом противогазе определяют наряд-допуском, но не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин[9].

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При ручной и механической газовой резке, ручной сварке, газовой строжке, газовой выплавке пороков металла и при нагреве изделий и ПН газосварщики и газорезчики должны быть обеспечены защитными очками закрытого типа со стеклами марки ТС-2, имеющими плотность светофильтров ГС-3, при использовании горелок (резаков) с расходом ацетилена до 750 л/ч, ГС-7 - до 2500 л/ч и ГС-12 - свыше 2500 л/ч [21].

Спецодежда должна быть безвредной, удобной, не стеснять движения работающего, не вызывать неприятных ощущений, защищать от искр и брызг расплавленного металла, свариваемого изделия, влаги, производственных загрязнений, механических повреждений, отвечать санитарно-гигиеническим требованиям и условиям труда. Выбор спецодежды в зависимости от методов сварки и условий труда должен производиться в соответствии с рекомендациями ГОСТ 12.4.011-89 [12].

При выполнении работ по сварке, наплавке, резке, а также когда температура окружающего воздуха выше 50 С°, спецодежда должна обеспечивать эффективную теплозащиту. Для защиты рук при сварке, наплавке, ПН и резке работники должны обеспечиваться рукавицами, рукавицами с крагами или перчатками, изготовленными из искростойкого материала с низкой электропроводностью. Запрещается использовать рукавицы и спецодежду из синтетических материалов типа лавсан, капрон и т.д. Для защиты ног работники должны обеспечиваться специальной обувью. Применять спецобувь с открытой шнуровкой и металлическими гвоздями не допускается.

Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма (к ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления), а также оказывает

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

существенное влияние на самочувствие, состояние здоровья и работоспособность человека. Наилучшие условия – когда выделение теплоты человеком равняется ее отводу от человека, т. е. при наличии теплового баланса. Такие условия называются комфортными, а параметры микроклимата оптимальными.

Климат данного района Томской области континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -50°C) и коротким тёплым летом (до $+35^{\circ}\text{C}$). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противоэнцефалитный, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни. Зимой, работы на открытом воздухе запрещаются при следующих условиях:

7.2 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального нефтепровода выполнены в соответствии со СНиП III-42-80* [5] и рабочим проектом. При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные каналы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения и дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или восстановить природный.

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.2.1 Оценка воздействия на гидросферу

Помимо того, что болотные массивы представляют собой весьма динамичные образования их возникновение и развитие тесно связаны с окружающей средой, то есть это водные объекты, через которые зачастую и происходит загрязнение окружающей природой среды. Сами болотные массивы выступают в роли запасов ценного сырья биогенного происхождения, которое используется для топлива, удобрений, некоторых строительных материалов, химической переработки и прочее. Поэтому не допускается сливать в болота и прилегающие к ним реки, озера и водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

7.2.2 Оценка воздействия на атмосферу

Основные источники загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте нефти – аварийные выбросы нефти и попутного газа при отказах линейной части магистральных нефтепроводов и выбросы при проведении технологических операций. Отказы нефтепроводов вызываются использованием некондиционных исходных материалов (арматура, сварочная проволока и т.п.), нарушением технологии строительно-монтажных работ, ремонта и эксплуатации, коррозией и т.д.

Отрицательное воздействие загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами. Ввиду этого к наиболее опасным загрязнителям атмосферы относят окись углерода и сернистый ангидрид, образующиеся в результате сгорания природного газа, нефти и нефтепродуктов.

7.2.3 Оценка воздействия на почву

При возникновении аварийной ситуации на магистральном нефтепроводе происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Тип воздействия – механическое разрушение. Источниками воздействия являются: земляные работы при разработке котлованов; создание временных отвалов грунта, при разработке котлована;

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

передвижение техники; загрязнение отходами производства и т.д..

Для снижения воздействия на поверхность земли необходимо выполнить следующие мероприятия: рекультивация нарушенных земель; для исключения разлива горюче-смазочных материалов (ГСМ) заправка техники должна осуществляться только на временной площадке с твердым покрытием; для исключения загрязнения территории отходами производства должно быть предусмотрено своевременная уборка мусора; запрещение использования неисправных пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств и т.д.; При выполнении вышеуказанных мероприятий воздействие на земельные угодья и растительность будет минимальным.

Природоохранные мероприятия

Для снижения воздействия на окружающую среду и затрат на их возмещение при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе необходимо выполнение следующих мероприятий: использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники; строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне; озеленение водоохраных зон; соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени.

Таблица 23 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель. 2. Засорение почвы производственными отходами и мусором. 3. Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности.	1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель. 2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду. 3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой.

Лес и лесные ресурсы	1. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. 2. Лесные пожары.	1. В пределах водоохранных зон запрещена вырубка леса. 2. Запрещается разведения костров рядом с лесным массивом.
Болота и водные ресурсы	1. Загрязнение мусором.	1. В водоохранных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы.
Животный мир	1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение. 2. Браконьерство	1. Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли. 2. Предусматривается ограничение количества переездов через ручьи и овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проектировании подземных трубопроводов следует рассмотреть следующие виды разрушения: разрыв трубопровода, разрушение сварного шва, коррозия металла и т.д. Самым опасным разрушением, как для объекта, так и для окружающей среды, является разрыв трубопровода, который несет за собой большие утечки нефти. Поэтому, для предотвращения возможных разрушений, компания всячески исследует и диагностирует работу трубопровода.

Рассмотрим чрезвычайную ситуацию, когда произошел прорыв трубопровода в результате воздействия коррозии. Основные усилия должны быть направлены на предотвращение загрязнения вытекающей нефтью больших территорий и тем более попадания ее в жилые поселки, открытые водоемы и грунтовые воды. Это частично можно осуществить за счет применения стационарных и временных искусственных преград, таких как земляные валы, мягкие плавучие ограждения для сбора нефти с поверхности водоема. Последствия нефтяного загрязнения природной среды определяются

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

количеством и химическим составом загрязняющих веществ, интенсивностью механических повреждений. Биогеохимические функции нефти при загрязнении природной среды отражаются прежде всего в ее воздействии на живые экосистемы.

Для быстрого и результативного проведения аварийно-спасательных работ на нефтепроводе необходимо разработать план ликвидации последствий ЧС, в который должны быть включены нижеперечисленные мероприятия:

1. Назначение ответственных руководителей и исполнителей.
2. Оценка возможной опасности для близлежащих водоемов, так как трубопровод проходит через болотистую местность, растекающейся нефти и вероятности взрыва или пожара.
3. Мероприятия по спасению и эвакуации людей и скота, застигнутых аварией.
4. Выделение необходимого количества технических средств для проведения работ по предотвращению растекания, ликвидации аварии и ее последствий.
5. Мероприятия по ликвидации аварии.
6. Мероприятия по мониторингу и оценке, предотвращению или сокращению загрязнения окружающей среды от растекшейся нефти.

Аварийно-восстановительные работы на линейной части МН заключаются в восстановлении герметичности трубопровода. По своему характеру они относятся к работам повышенной опасности и состоят из отдельных операций, которые выполняются в следующей последовательности: 1) локализация поврежденного участка нефтепровода (закрытие с обеих сторон линейных задвижек); 2) подготовка отводящей траншеи и земляной емкости для сбора вытекшей нефти; 3) опорожнение поврежденного участка от нефти; 4) откачка нефти из емкостей по сбору; 5) вскрытие дефектного участка и подготовка ремонтного котлована для

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

производства газорезочных работ; 6) герметизация внутренней полости трубопровода; 7) вырезка из нефтепровода дефектного участка; 8) проведение монтажно-сварочных работ; 9) контроль качества сварных швов; 10) подключение отремонтированного участка нефтепровода; 11) мониторинг окружающей среды и проведение при необходимости рекультивационных, восстановительных работ.

материалы

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности при выполнении работ по капитальному ремонту трубопровода трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- 1) Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- 2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- 3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
- 4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03
- 5) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

7.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Перед началом работ проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе свыше предельно допустимой

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается[12]. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми СИЗ.

Далее технические службы эксплуатирующей организации производят:

- уточнение местоположения дефектного участка на трассе нефтепровода и дополнительное обследование обнаруженных дефектов;
- планирование мероприятий по предотвращению возможных нарушений работы нефтепровода;
- выбор вида и способа ремонта, установление сроков проведения ремонта в зависимости от характера дефекта с учетом загруженности нефтепровода на рассматриваемый момент и перспективу;
- составление перспективного и текущего планов капитального ремонта нефтепровода.

Выводы

Таким образом, в ходе исследования вопросов по данному разделу, была показана теоретическая и практическая значимость работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки в условиях болотистой местности в сфере производственной и экологической безопасности, а также разработаны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, применяемые на объектах нефтегазового комплекса.

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной работы:

1. Технологию производства ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода.
2. Классификацию дефектов
3. Технологию и порядок работ при вырезке катушки.
4. Промышленную безопасность.

С помощью классификации дефектов мы можем определить какой вид ремонта нам необходимо произвести. рассмотрели дефекты которые подлежат вырезке.

1) Поскольку магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» эксплуатируется с 1970 года и в связи с этим значительное повышение требований к их экологической безопасности. Следовательно тема моей дипломной работы является актуальной в трубопроводном транспорте нефти.

2) Капитальный ремонт методом замены катушки является одной из важных задач в трубопроводном транспорте, так как отказы на магистральных трубопроводах могут сопровождаться экологическими катастрофами, пожарами и человеческими жертвами.

3) Качество выполнения ремонтных работ во многом определяется совершенством применяемых машин и механизмов, качественной организацией операционного контроля на всех этапах ремонта и, наконец, грамотным выполнением требований технологии ремонта.

4) В ходе выполнения работы было установлено:

- нефтепровод «А-А-С» - первый масштабный проект Томской области, положивший начало освоению углеводородов.
- исследовано, технология и порядок работ при вырезке катушки.
- приведены меры промышленной безопасности.

					<i>Заключение</i>	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованных источников

[1] . РД – 23.040.00 - КТН – 140 – 11 Метод ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктов;

[2]. РД-23.040.00 КТН – 064 – 18 Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры, подключение участков магистрального нефтепровода;

[3] Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. «Капитальный ремонт подземных нефтепроводов». Бизнесцентр", 1999 – 525 с.: ил. ISBN 5-8365-0013-4;

[4] РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов». – Введ. 01.09.1998 г. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 1998;

[5] РД-25.160.10 КТН-016-15 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов;

[6] Федеральный закон от 22.07.2008 N123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

[7] ОР-13.100.00-КТН-030-12 Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ПАО АК «Транснефть»;

[8] РД-25.160.10. КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов;

[9] Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ [Электронный ресурс]: утв. Госгортехнадзором СССР 20.02.1985;

[10] ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

[11] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

[12] ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;

					<i>Список использованных источников</i>	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- [13]ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
- [14] ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда;
- [15] ГОСТ 12.1.004-91* ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;
- [16]ГОСТ 12.3.009-76* ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности;
- [17]СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»;
- [18] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1);
- [19] ГОСТ 12.4.051-87 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний;
- [20] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки;
- [21]ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности (с Изменением N 1);
- [22] ГОСТ 12.4.023-84 Система стандартов безопасности труда. Щитки защитные лицевые. Общие технические требования и методы контроля;
- [23] ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации

					<i>Список использованных источников</i>	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		