

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2»
622.691.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б71Т	Глущенко Н.Н.		24.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		24.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Трубченко Т.Г.	к.э.н, доцент		21.05.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Мезенцева И.Л.			04.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		24.06.2021

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
Р6	Использовать стандартные	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2,</i>

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
32Б71Т	Глущенко Наталье Николаевне

Тема работы:

«Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

05.02.2021 №36-78/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

24.06.2021

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.).

Рабочим местом является участок магистрального газопровода.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Виды работ при капитальном ремонте; технология проведения капитальных работ; изоляционные материалы; контроль качества материалов и изоляционных работ; мероприятия по охране труда и технике безопасности, технико-экономическая часть.</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, таблицы.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Т.Г., доцент
«Социальная ответственность»	Мезенцева И.Л., ассистент

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>17.12.2020</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л	к.т.н, доцент		17.12.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б71Т	Глущенко Наталья Николаевна		17.12.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
32Б71Т	Глущенко Наталье Николаевне

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. МР-1908-04 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	3. Общий расчет сметной стоимости. 4. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции
2. SWOT-анализ
3. Расчет материальных затрат НТИ
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Канд.экон.наук, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б71Т	Глущенко Наталья Николаевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б71Т	Глущенко Наталье Николаевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Технология проведения капитального ремонта на участке магистрального газопровода Ямбург-Елец2

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технология капитального ремонта газопровода. Область применения: магистральные газопроводы
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>1. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>2. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования</p> <p>3. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования</p> <p>4. ФЗ «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426</p> <p>5. Трудовой кодекс РФ, редакции от 01.01.2020</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Превышение уровня шума - Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны - Отклонения показателей климата на открытом воздухе <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования - Поражение электрическим током
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>1. Атмосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ. <p>2. Литосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сохранение плодородного слоя почвы после ремонтных работ. <p>3. Гидросфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> - разливы ГСМ на водных акваториях.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС: лесные пожары, возгорания ГСМ, разливы нефти в результате порыва нефтепровода.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: утечки газа.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И.Л	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б71Т	Глущенко Наталья Николаевна		

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 (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи слушателем выполненной работы:

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.21	<i>Введение/ актуальность работы</i>	10
11.03.21	<i>Ремонт трубопровода с заменой защитного покрытия</i>	15
15.04.21	<i>Методы устранения дефектов</i>	15
30.04.21	<i>Противокоррозионные изоляционные материалы</i>	15
15.05.21	<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	15
25.05.21	<i>Технологические расчеты/ расчет толщины стенки трубопровода</i>	10
30.05.21	<i>Финансовая часть</i>	5
05.06.21	<i>Социальная ответственность</i>	5
	<i>Заключение</i>	5
	<i>Презентация</i>	5
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К.П.Н.		

Основные сокращения и обозначения, определения

Сокращения

ЛЧМГ – линейная часть магистрального газопровода

ЕСГ – единая система газопроводов

МПРГ - машина послойной разработки грунта

МВТ - машина для вскрытия трубопровода

МПП - роторная подкапывающая машина

МП - машина подбивочная

УП - Устройство поддерживающее

Обозначения

$R_1^H = \sigma_{вр}$ – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;

$R_2^H = \sigma_{ср}$ – нормативное сопротивление сжатию металла трубы, МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

δ - расчетная толщина стенки трубопровода

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе

p – рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, м;

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние

труб $\sigma_{ср.N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

нагревания, °С;

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Глуценко				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л					1	162
Консульт.					ТПУ гр. 32Б71Т		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
					Определения, обозначения, сокращения		

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона)

$\delta_{\text{МИН}}$ – минимальная толщина стенки, мм;

R – расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95 % R_2^H ,

МПа; $D_{\text{ВН}}$ – внутренний диаметр трубы, мм.

$\sigma_{\text{пр.N}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа;

$\sigma_{\text{КЦ}}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления,

МПа δ_H – номинальная толщина стенки трубы, м.

$\sigma_{\text{пр}}^H$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

$\sigma_{\text{КЦ}}^H$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа,

F – площадь поперечного сечения трубы, см^2 .

r_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м;

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

I – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м^4 .

$\tau_{\text{пр}}$ – предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, МПа.

$\mu_{\text{гр}}$ – коэффициент надежности по нагрузке от давления (веса) грунта

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, м;

$\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес грунта, Н/м^3 ;

					Определения, обозначения, сокращения	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$q_{тр}$ – нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, Н/м, определяемая по формуле:

$n_{с.в.}$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия массы

q_M^H – нормативное значение нагрузки от собственного веса трубы,

Н/м; $\rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м³;

Определения

"Вмятина" - локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода.

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

"Овальность" – дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от округлости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях.

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

"Риска" (царапина, задир) - потеря металла стенки трубы, происшедшая в результате взаимодействия стенки трубы с твердым телом при взаимном перемещении.

"Расслоение" - несплошность металла стенки трубы.

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

"Расслоение в околошовной зоне" - расслоение, примыкающее к сварному шву.

"Трещина – дефект в виде узкого разрыва металла стенки трубы.

					Определения, обозначения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа: 162с., 60 рис., 42 табл., 29 источников.

Ключевые слова: капитальный ремонт, магистральный газопровод, машина, изоляция, поверхность, расчет.

Объектом исследования является: технология капитального ремонта газопровода с заменой изоляции.

Цель работы – анализ основных видов ремонта газопровода с заменой изоляции, установление наиболее подходящего метода.

В процессе исследования проводились: расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость. Рассмотрены вопросы разработки траншеи, прокладки, монтажа трубопровода. Технологические схемы ремонта с заменой изоляции, рассмотрение изоляционных материалов применяемых для изоляции и способы их нанесения. Так же были рассмотрены машины и оборудования применяемы для ремонта. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды,

Технико-экономическая часть.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные

Характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж трубопровода, сварочно-монтажные работы стального трубопровода с заменой изоляции

					<i>Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Глущенко</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л</i>					<i>4</i>	<i>162</i>
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 32Б71Т		
<i>Рук-ль</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ	8
2. ЗАМЕНА ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ГАЗОПРОВОДОВ.....	17
2.1 Современное состояние линейной части магистральных газопроводов.....	17
2.2 Технология капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов	21
2.2.1 Технологические схемы производства ремонтных работ.....	22
2.2.1.1 Ремонт газопровода с подъемом и укладкой его на берме траншеи	23
2.2.1.2 Ремонт газопровода в траншее без подъема с сохранением его пространственного положения	25
2.2.1.3 Ремонт газопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующей.....	29
2.2.2 Основные технические средства для комплексной механизации ремонта ЛЧМГ	33
2.2.2.1 Вскрытие трубопровода	34
2.2.2.2 Очистка трубопровода от старой изоляции.....	47
2.2.2.3 Подготовка поверхности трубы под изоляцию	52
2.2.2.4 Нанесение изоляционного покрытия	53
3. МЕТОДЫ УСТРАНЕНИЯ ДЕФЕКТНОВ	58
4. ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ	66
5. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА МАТЕРИАЛОВ И ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	81
5.1 Применяемые нормативно-технические документы	81
5.2 Входной контроль изоляционных материалов.....	85
5.3 Контроль очистки поверхности трубопровода	87
5.4 Контроль температуры.....	89
5.5 Контроль толщины грунтовки и защитного покрытия.....	91
5.6 Контроль сплошности	94
5.7 Контроль ударной прочности	95
5.8 Контроль адгезии	96
5.9 Особенности контроля качества лакокрасочных материалов и покрытий	97
5.10 Контроль укладки трубопровода в траншею	99
5.11 Обнаружение дефектов в изоляционном покрытие уложенного и засыпанного трубопровода.....	100
6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	101
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ.....	110
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	139
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	143
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	15446

Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>
<i>Разраб.</i>		Глущенко		
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л		
<i>Консульт.</i>				
<i>Рук-ль</i>		Брусник О.В		
Содержание				
		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
			5	162
ТПУ гр. 32Б71Т				

Введение

Для написания своей выпускной квалификационной дипломной работы я выбрала тему технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец2.

Развитие трубопроводного транспорта нефти, нефтепродукта и газа нашей страны находится на таком этапе, когда главной задачей является достижение максимальной эффективности производства и высокого качества продукции.

В условиях современного производства от надежности функционирования таких сложных промышленно-транспортных комплексов, какими являются магистральные трубопроводы, во многом зависит не только плановое развитие многих отраслей народного хозяйства, но и их научно-технический прогресс.

Один из важнейших факторов повышения эффективности трубопроводного транспорта — полное и рациональное использование основных фондов. Среди условий, призванных обеспечить использование основных фондов, важное место принадлежит своевременному и качественному проведению профилактических мероприятий, увеличивающих срок службы линейной части магистральных трубопроводов. Если развитие и совершенствование строительства трубопроводов является первым направлением в решении важнейшей проблемы транспорта газа, нефти и нефтепродуктов, то правильная техническая эксплуатация и капитальный ремонт, обеспечивающие долготетнее сохранение трубопроводов в эксплуатационном состоянии, — вторым направлением в решении этой народнохозяйственной проблем.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
					<i>Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2</i>			
Разраб.		Глуценко			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					6	162
Консульт								
Зав. каф		Брусник О.В						
					ТПУ гр. 32Б71-Т			

Ведущие научно-исследовательская, проектная, конструкторская и практическая производственная работы в области совершенствования техники, технологии, организации и управления капитального ремонта магистральных трубопроводов обуславливают целесообразность изучения и обобщения имеющегося опыта.

Объемы работ по капитальному ремонту магистральных трубопроводов в основном определяются их конструктивными решениями (подземный, наземный, надземный трубопровод; марка стали и толщина стенок труб; типы и виды изоляционных покрытий; система электрической защиты и др.), географическими условиями и сроком эксплуатации в установленном технологическом режиме.

Капитальному ремонту магистральных трубопроводов наших дней во многом присущи основные элементы техники, технологии и организации строительства: поточность как главная форма организации производства работ, комплексная механизация, применение деталей, блоков, узлов и конструкций заводского изготовления.

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		7

1. РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ

На трубопроводах объемы ремонтных работ и сроки выполнения этих работ определяются по результатам диагностических обследований, осмотров, ревизий, а также по ожидаемым режимам транспорта нефти и газа, установленным предельным рабочим давлением, анализу эксплуатационной надежности подходящие под местные условия и отвечающие требованиям безопасности.

По характеру выполняемых работ и по объему, ремонт трубопроводов настоящее время делится на следующие основные виды: текущий, аварийный и капитальный. Выборочным капитальным ремонтом магистральных трубопроводов ремонтируются в основном только участки на которых не качественное изоляционное покрытие. Ранее, средний и осмотровый вид ремонта выделяли как отдельный вид ремонта трубопроводов, но сейчас эти виды ремонта находятся в составе текущего ремонта.

Аварийный ремонт – к этому виду относят работы, которые связаны с ликвидацией аварий, возникающие в результате воздействия на газопровод подземной коррозии; разлом сварных соединений или трубопровода по телу трубы; закупорка трубопровода, приводящее к частичной или полной его остановке; неисправности в арматуре на линейной части — задвижках, кранах, камерах пуска и приема средств очистки и диагностики.

					<i>Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Глуценко			Ремонт трубопровода с заменой защитных покрытий	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л					8	162
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 32Б71Т		
<i>Рук-ль</i>		Бурков П.В.						

По завершению сварочно-монтажных работ на линейной части трубопровода производят ремонт повреждения защитного покрытия, обнаруженного после вскрышных работ на трубопроводе, а также ремонт изоляции зоны сварных соединений с применением лакокрасочных материалов, термоусаживающих лент, а также манжеты из эпоксидных, полиуретановых и др. жидких полимерных композитов.

К текущему ремонту относят плановый ремонт, минимальный по содержанию и объему, который осуществляют в ходе эксплуатации и заключается в систематическом и своевременном проведении работ по предотвращению преждевременного износа линейных сооружений, а также устранение мелких неисправностей и повреждений.

Различают следующие текущие ремонты:

- профилактический, качественно определенный, количественно, а также планируемый заранее по выполнению и объему;
- непредвиденный, выявленный в ходе эксплуатации и проведенный в срочном порядке.

Текущий ремонт включает в себя:

- проведение работ при техническом обслуживании;
- восстановление и ликвидация мелкого повреждения земляного покрова над трубопроводом;
- обустройство и очистку канав водоотведения, вырубка мелколесья;
- проведение очистных работ внутренней полости трубопровода от грязи парафина, воздуха, воды, механических включений;
- шифрование, проверка состояния изоляции и при необходимости ремонт;

					<i>Ремонт трубопровода с заменой защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

- проведение работ по замене сальников и смазки запорной арматуры на линейной части трубопровода;

- ремонтные работы по восстановлению ограждений, колодцев, укрепление береговых линий, перехода трубопровода через водные преграды;

- проверка крепежа, фланцевых соединений, уплотнительных колец, а также визуальный осмотр компенсаторов;

- ультразвуковой замер толщины стенок трубопровода, толщиномером;

- подготовка трубопровода и его линейных объектов к работе в осенне-зимний период, в период весеннего паводка и последующее устранение мелких повреждений, появившиеся в этот период;

- работы по восстановлению окраски арматуры, надземных трубопроводов,

ограждающих и металлических конструкций.

Работы и мероприятия по текущему ремонту и техническому обслуживанию трубопроводов, в основном проводят без остановки перекачки.

Восстановление поврежденного защитного покрытия, после обнаружения повреждений при шурфовании, а также после проведения ультразвуковой толщинометрии, выполняют используя ремонтные изоляционные материалы, аналогичные тем, что применялись для нанесения первоначального слоя изоляционного покрытия.

Если протяженность поврежденного покрытия не велика (длиной до 300 мм) следует выполнять ремонт покрытия нанося на ремонтируемый участок заплаты и термоусаживающиеся ленты с длинной захлеста на основное покрытие не менее 50 мм. Для дефектных участков большей

					<i>Ремонт трубопровода с заменой защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

протяженностью, более 300 мм вместо "заплат" следует применять кольцевой бандаж из термоусаживающейся ленты.

После нанесения ремонтного покрытия производят визуальный контроль и проверку сплошности покрытия искровым дефектоскопом.

Ремонт заводских защитных покрытий в общем случае производят следующим образом.

При несквозных дефектах покрытия, допустимых по толщине, и размером менее 25 x 25 мм, а также сквозных размером менее 10 x 10 мм, рекомендуется для ремонта использовать термоплавкие карандаши в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Ремонт сквозных или недопустимых по толщине дефектов размером менее 150 x 150 мм рекомендуется выполнять с применением полимерной ремонтной мастики и ремонтных ленточных заплат с адгезионным слоем на основе термоплавких полимеров.

Когда размер поврежденных участков превышает 150 x 150 мм, ремонт обычно производят с применением термоусаживающихся манжет.

восстановлением или заменой неисправных или изношенных составных частей сооружений, их полной разработкой.

Капитальный ремонт включает в себя:

- работы, которые выполняются при текущем ремонте;
- раскопка траншей, вскрытие подземных трубопроводов, осмотр и частичное восстановление изоляции;
- замена или ремонт запорной арматуры и дефектного участка трубопровода, последующее переиспытание и электрификация арматуры;
- замена кронштейнов, фланцевых соединений, хомутов и опор с последующим присоединением трубопроводов к ним;

					<i>Ремонт трубопровода с заменой защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		11

-просветка сварочных стыков;

-очистка внутренней полости и испытание трубопровода на герметичность и прочность;

- работы по восстановлению окраски арматуры, надземных трубопроводов, ограждающих и металлических конструкций.

-восстановление и ремонт ограждений и колодцев;

-укрепление берега и дна на переходах трубопровода через водные преграды;

-монтаж предохранительных кожухов на пересечениях с автодорогами и железнодорожными путями;

-восстановление и изготовление новых защитных противопожарных сооружений.

Технология работ выполняемых при капитальном ремонте трубопроводов схож, с набором работ по их сооружению. Но все же технология, управления и организации во многом сложнее и имеет свою специфику и особенности. Эти особенности, при организации проведения работ заключаются в следующем: вскрытие, подъем, очистка от старой изоляции, сварочно-монтажные работы, работы по изоляции и укладке и работы по обратной засыпке трубопровода в специализированном потоке не могут быть совмещены, но следует выполнять в технологической, строгой последовательности.

Особенность в технологии проведения работ и в технике, заключается в следующем:

					<i>Ремонт трубопровода с заменой защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		12

- особая спецификация при проведении подготовительных работ которая заключается в нахождении и определении положения трубопровода;
- имеется ряд демонтажных работ, после которых выполняют все остальные строительно-ремонтные операции;
- количество монтажных работ меньше чем работ по подъему и укладке;
- специфические операции при усилении стыков при полной или частичной замене трубы, при ремонте стенки трубы, плети или секции на отдельных участках трубопровода;
- используется большая доля ручного труда, при проведении вскрышных работ присутствует сложность и трудоемкость, тут требуется высокая квалификация машиниста для недопущения повреждения трубопровода ротором или ковшем экскаватора;
- сложный и трудоемкий процесс при предварительной очистке трубопровода от старой изоляции и продуктов приводящих к коррозии, специальные ремонтно-строительные машины существенно отличаются конструктивно, от аналогичных машин, которые применяются при строительстве трубопроводов.

Основные технологические работы, выполняемые при производстве капитального ремонта на линейной части трубопровода: транспортные, земляные, подготовительные, подъемно-очистные, погрузочно-разгрузочные, изоляционно-укладочные, сварочно-восстановительные и контроль качества проведения работ.

Подготовительные работ и их технология при проведении капитального ремонта трубопровода следующие: при помощи трассоискателя находят трубопровод и определяют его положение,

					<i>Ремонт трубопровода с заменой защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

полученные данные измерения глубины залегания трубопровода записывают на вешки, установленные на оси трубопровода и установленные на расстоянии 25м (50м) друг от друга, после чего выполняют планировку места ремонтируемого участка трубопровода при помощи бульдозера.

Проводя земляные работы, организывают выполнение всех работ и необходимость максимально совместить их с изоляционно-укладочными и подъемно-очистными работами.

При выборе землеройных машин для вскрышных работ трубопровода учитывают диаметр, местные грунтовые и топографические условия. На практике применяют как зарубежные так и отечественные одноковшовые экскаваторы которые оборудованы в большинстве случаев ковшом с уменьшенной шириной режущей кромки.

Если в восстановление стенки трубы отсутствует необходимость, то подъемно-очистные работы при проведении капитального ремонта трубопровода производят линейным механизированным комплексным потоком в сочетании с изоляционно-укладочными работами.

Если замена участка трубопровода частичная или выполняется восстановление стенок трубы, то подъемно-очистные работы состоят из: поднятие вскрываемого участка трубопровода, установка очистной машины, удаление с трубы старой изоляции, визуального осмотра и последующей укладки на лежки данный трубопровод.

Горизонтальная полоса, примыкающая к боковому откосу траншеи или котлована, называется бермой. Берма является основанием для укладываемого в процессе ремонта трубопровода. Линия сопряжения бермы с боковым откосом траншеи или насыпи называется бровкой. Этот термин, например, используется при назначении длины защитного кожуха

					<i>Ремонт трубопровода с заменой защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

(футляра) на подземных переходах трубопроводов через железные и автомобильные дороги (п. 6.32* СНиП 2.05.06-85") .

Для подъема трубопровода используют отечественные и зарубежные трубоукладчики различной грузоподъемности.

При производстве работ методом ремонта на берме траншеи используют те же очистные машины, что и при строительстве трубопроводов, со специальными рабочими органами. Разработана также серия разъемных очистных машин для трубопроводов различного диаметра. Но проблема качественной очистки трубопроводов и надежности очистных машин существует и на сегодняшний день.

При выполнении сварочно-восстановительных работ первоначально производят отбраковку и вырезку труб, секций и плетей, сильно поврежденных коррозией и не подлежащих ремонту.

На большие дефекты в стенке трубы или на группу дефектов наваривают заплаты, а маленькие дефекты заваривают ручной дуговой сваркой. Для укрепления сварных стыков и стенки трубы при традиционной технологии приваривают хомуты.

В мировой и отечественной практике разработаны технические средства и технологии для ремонта трубопроводов методом бандажирования, которое применяется для дополнительного усиления стенки трубопровода.

Перспективным способом восстановления и повышения несущей способности труб является бандажирование стеклопластиковыми.

					<i>Ремонт трубопровода с заменой защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		15

Изоляционно-укладочные работы при капитальном ремонте трубопроводов примерно аналогичны работам, выполняемым при их строительстве.

Для нанесения изоляции на трубопровод при капитальном ремонте на берме траншеи используют изоляционные машины, применяющиеся при строительстве трубопроводов. Созданы и внедрены изоляционные машины с разъемным рабочим органом для нанесения как пленочной, так и битумной изоляции.

В практике отечественного ремонта трубопроводов капитальный ремонт по характеру выполняемых работ производят в основном: с заменой старой изоляции; с заменой изоляции и восстановлением стенки трубы или с частичной заменой труб; с полной заменой труб .

Разработанная классификация капитального ремонта трубопроводов по характеру выполняемых работ, с указанием методов производства ремонта для отдельных видов работ представлена на рис. 1.1.

Существует более 20 технологических схем производства работ по капитальному ремонту трубопроводов с привязкой к конкретным природно-климатическим условиям и по технологическому оснащению отдельных ремонтных подразделений. В настоящую классификацию включены наиболее обобщенные и часто используемые на практике методы производства работ.

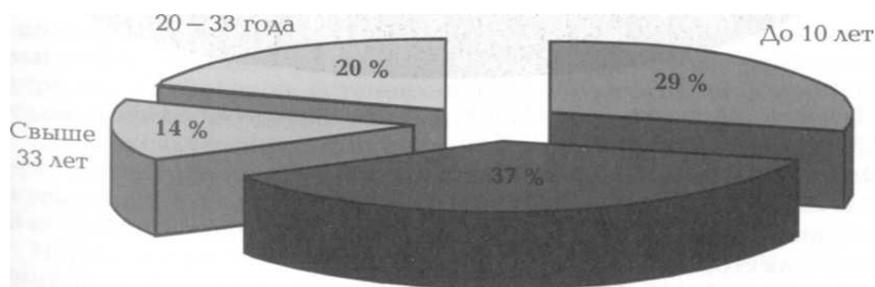
					<i>Ремонт трубопровода с заменой защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		16

2. ЗАМЕНА ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ГАЗОПРОВОДОВ

2.1 Современное состояние линейной части газопроводов

Газотранспортная система России — самая крупная в мире по протяженности и производительности. Она обеспечивает транспорт запланированных объемов газа для потребностей России, СНГ и дальнего зарубежья. В процессе длительной эксплуатации газопроводы подвержены моральному и физическому старению. Изношенность основных фондов магистральных газопроводов (МГ), которая составляет 56 %, и внушительный средний срок эксплуатации газопроводов, превышающий 23 года (рис. 2.1), сказываются на безопасности эксплуатации и аварийности.

При строительстве магистральных газопроводов в период ускоренного развития газовой промышленности (1970— 1980 гг.) по ряду объективных и субъективных причин широко использовали трубы без заводской изоляции. Поэтому МГ заизолированы в основном пленочными материалами. Так, из 154 тыс. км газопроводов ОАО "Газпром" пленочной изоляцией заизолировано свыше 120 тыс. км. Как показал опыт эксплуатации МГ, требуется своевременная замена таких покрытий, которые в среднем через 8—12 лет теряют свои



защитные свойства.

Рис. 2.1 Срок службы магистральных газопроводов

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат										
Разраб.		Глуценко			Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов									
Руковод.		Саруев А.Л												
Консульт.														
Рук-ль		Бурков П.В.												
					<table border="1" style="float: right; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Лит.</td> <td style="width: 10%;">Лист</td> <td style="width: 10%;">Листов</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">17</td> <td style="text-align: center;">162</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">ТПУ гр. 32Б71Т</td> </tr> </table>	Лит.	Лист	Листов		17	162	ТПУ гр. 32Б71Т		
Лит.	Лист	Листов												
	17	162												
ТПУ гр. 32Б71Т														

Анализ показывает, что отказы на магистральных газопроводах со значительным сроком эксплуатации в основном связаны с коррозией металла труб, в т. ч. со стресскоррозией, по причине выхода из строя изоляционных покрытий, выполненных с применением пленок холодного нанесения и битумно-резиновых мастик. На рис. 2.2 приведены усредненные данные причин отказов на газопроводах.

В целом, за последние годы наблюдается относительно стабильный показатель среднего уровня приведенной аварийности МГ (число отказов на одну тысячу километров в год), однако происходит увеличение числа отказов по причине стресс- коррозии (рис. 2.3).

До 1992 г. число отказов газопроводов по этой причине не превышало 10 % от общего числа аварий. С 1992 г. аварийность газопроводов по причине КРН начала возрастать и достигла 44,8 %, а потери газа и экономический ущерб от них превысили 50 % от общих потерь вследствие отказов.

Подземный газопровод представляет собой многоэлектродную коррозионную систему в виде множества рассеянных по поверхности трубопровода коррозионных микро- и макроэлементов. Новое изоляционное покрытие газопроводов высокого качества в значительной мере сокращает число коррозионных элементов газопровода, а покрытия с большим количеством пор и дефектов вносят дополнительный фактор гетерогенности в работу коррозионной системы, в одних случаях ослабляя, а в других усиливая работу отдельных коррозионных элементов.

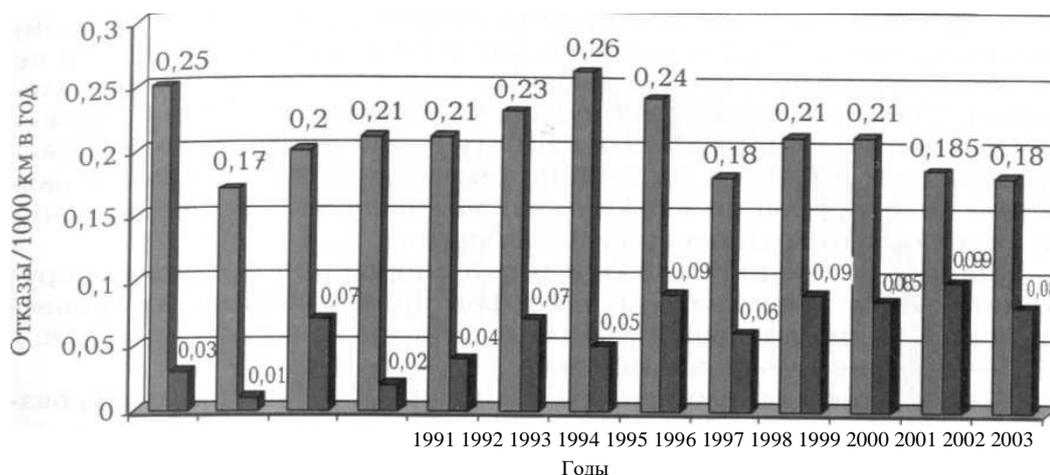


Рис. 2.3 Отказы на магистральных газопроводах за период 1991-2003 гг.

Не все коррозионные элементы представляют практическую опасность для сооружения. Развитие наружной коррозии стенок труб носит избирательный характер. Очаги интенсивной коррозии (каверны и трещины), как правило, развиваются локально на небольших участках трубопроводов. Основная часть примыкающей к этим участкам поверхности газопроводов коррозии практически не подвергается, т. е. коррозия газопроводов имеет характер локальных поражений, к которым не применимы методы контроля по потере массы образцов, устанавливаемых без учета специфики взаимодействия коррозионных элементов.

Опыт эксплуатации газопроводов показывает, что даже сквозные повреждения изоляции, в которых следовало бы ожидать наиболее интенсивное развитие коррозии, не во всех случаях приводят к значительной коррозии, а в ряде случаев коррозия в них практически отсутствует.

Неравномерное распределение опасных коррозионных поражений по поверхности газопроводов связано не только с различными видами и характером повреждений защитных покрытий. Наличие открытых дефектов или отслаивания изоляции является лишь необходимым, но недостаточным условием для развития коррозионного процесса. Примечательно, что и гетерогенность грунтов не во всех случаях приводит к созданию опасных коррозионных элементов. Только неблагоприятное для конкретного участка

сооружения сочетание коррозионных свойств грунта с характером и распределением дефектов в изоляционном покрытии приводит к развитию каверн, трещин КРН или язв подпленочной коррозии, снижающих остаточный ресурс трубопровода.

Наряду со спецификой грунтовой коррозии подземных сооружений, существует еще целый ряд факторов, ускоряющих процессы коррозии на отдельных участках магистральных газопроводов:

- влияние блуждающих токов;
- повышенная температура транспортируемого продукта, резко усиливающая скорость грунтовой коррозии стали при тех же параметрах защиты и ускоряющая термостарение изоляционных покрытий, на участках МГ на выходе с компрессорных станций;
- механическое воздействие со стороны грунта: а) нормальной составляющей приводящей к продавливанию изоляции; б) тангенциальной составляющей, приводящей (в связных грунтах) к "обдиранию" изоляции при температурных перемещениях газопроводов и в периоды сезонного увлажнения и высыхания грунтов (рис.2.4);
- микробиологическая коррозия, локализуемая на отдельных участках МГ в основном в плотных анаэробных грунтах за счет жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих и других бактерий.

На практике во многих случаях наблюдается тенденция к уменьшению скорости коррозии стали во времени. Однако изменения во времени состава приэлектродного слоя электролита, его рН, влажности грунта, температуры и других факторов могут изменять условия развития коррозионных поражений, в отдельные периоды, активируя их рост. В частности, известно, что скорость коррозии стали в солончаках может достигать 4 — 5 мм/год в зимний и уменьшаться до 0,7 мм/год — в летний период.

Статистика отказов показывает, что с 1980-х гг. на магистральных газопроводах наблюдается проявление нового вида коррозионного

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		20

поражения — стресс - коррозии, или коррозионного поражения под напряжением (КРН) — и его преобладание с 1995 г. над другими видами коррозионных поражений. При этом наблюдается спад и относительная стабилизация отказов МГ по причине наружной коррозии (см. рис. 2.3).

2.2 Технология капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов

Эффективная реализация Программы по ремонту изоляционных покрытий на период 2004 — 2010 гг. для поддержания надежности и безопасности функционирования ЕСГ и обеспечения бесперебойной поставки газа потребителям может быть осуществлена за счет внедрения новых технических средств, технологий и оптимальных методов организации производства ремонтно-восстановительных работ на магистральных газопроводах.

Для газопроводов все виды ремонта при протяженности участка свыше 500 м, которые относят к капитальным, необходимо производить только при наличии утвержденного проекта производства работ на отключенном и освобожденном от газа участке газопровода.

В современных условиях к основным требованиям, предъявляемым к технологии и организации капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов, для обеспечения эксплуатационной надежности с гарантийным сроком службы относят:

- комплексную механизацию;
- индустриализацию технических решений;
- применение поточного метода организации работ;
- синхронизацию основных и специальных видов работ;
- высокую производительность и качество работ;
- минимизацию дополнительных напряжений, возникающих при проведении работ.

					<i>Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		21

2.2.1 Технологические схемы производства ремонтных работ

Способы производства ремонта ЛЧМГ определяются технологическим набором ремонтно-восстановительных работ с применением специальных технических средств для достижения конечной цели ремонта. При этом возможны следующие варианты:

- произвести замену поврежденного изоляционного покрытия на трубопроводе;
- произвести замену поврежденного изоляционного покрытия на трубопроводе с предварительным восстановлением стенки трубы и, при необходимости, вырезку участков газопровода;
- произвести прокладку новой нитки трубопровода параллельно действующей с последующим отключением ее, демонтажом для дальнейшей отбраковки, восстановления и использования при ремонте последующих участков газопровода.

Работы по замене поврежденного изоляционного покрытия трубопровода выполняют не в полном объеме при условии усиления электрохимической защиты трубопровода до уровня, обеспечивающего его коррозионную защищенность. При этом затраты на дополнительную электроэнергию должны быть меньше затрат на замену изоляционного покрытия или равны им, что определяется проектом производства работ (ППР).

Технология производства работ по прокладке новой нитки трубопровода параллельно действующей аналогична технологии строительства трубопровода. Капитальный ремонт на магистральных трубопроводах осуществляют в плановом порядке только после составления и утверждения проектно-технической документации.

Основной объем работ при капитальном ремонте магистральных трубопроводов приходится на замену пришедшего в негодность

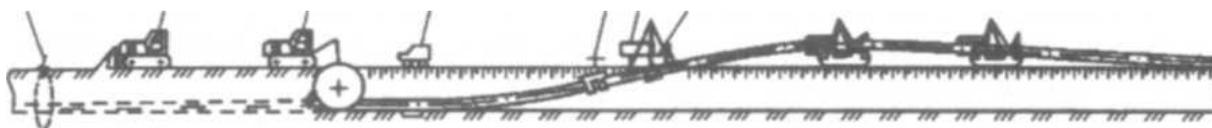
					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		22

изоляционного покрытия (60 — 70 %) с частичным восстановлением стенки трубы.

Для выполнения капитального ремонта ЛЧМГ применяют следующие технологические схемы.

2.2.1.1 Ремонт газопровода с подъемом и укладкой его на берме траншеи

Капитальный ремонт магистральных газопроводов в ОАО "Газпром" осуществляется с 1971 г. При производстве ремонта применяли в основном (исключая замену труб при ремонте) ремонт с заменой трубы, а около 30 % работ производили по технологической схеме ремонта газопроводов с подъемом и укладкой на берме траншеи (с заменой изоляции) (рис. 2.5). Это было связано с тем, что



при отсутствии специальных технических средств для ремонта газопроводов с разъемными рабочими органами на трассе в основном применяли общие строительные, очистные и изоляционные машины и ремонтные работы производили с подъемом и укладкой газопровода на берме траншеи.

Ремонт газопровода с подъемом на берму траншеи необходимо осуществлять в следующей последовательности:

- уточнение оси газопровода;
- снятие плодородного слоя грунта, перемещение его во временный отвал и планировка трассы в зоне действия ремонтно-строительного потока;
- вскрытие газопровода до нижней образующей трубы;
- подъем газопровода на берму траншеи;
- предварительная очистка поверхности газопровода от старой изоляции и укладка на лежки (опоры) на берме траншеи;
- отбраковка труб — определение мест расположения дефектов и ремонт их при необходимости;

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		23

- подъем газопровода и окончательная очистка поверхности трубы для нанесения нового изоляционного покрытия;

- нанесение грунтовки и нового изоляционного покрытия и укладка газопровода на дно траншеи;

- засыпка отремонтированного газопровода;

- технологическая рекультивация плодородного слоя почвы.

Работа на берме траншеи имеет определенные преимущества, позволяющие разделить технологический процесс на независимые друг от друга операции:

-подготовительные — вскрытие трубопровода, подъем и укладка его на лежки, засыпка траншеи;

- диагностика — снятие старой изоляции, собственно диагностика трубы;

- строительство — сварочно-монтажные работы, изоляция, укладка, испытание.

Поточно-расчлененная технология позволит приблизить темпы работ к темпам нового строительства до 1 км в сутки.

Однако, как показывает практика использования данной схемы, следствием подъема газопровода на берму траншеи является ослабление сварных стыков, частое образование гофр и поломка труб, и при сдаче отремонтированного участка газопровода в эксплуатацию требовались дополнительное просвечивание и ремонт до 50 % стыков.

Рассмотренную технологическую схему наиболее целесообразно использовать при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов диаметром до 1020 мм включительно при работе в северных районах, на заболоченных и подтапливаемых территориях и на участках с высоким уровнем грунтовых вод.

Разновидностью представленной схемы является ремонт газопровода на берме траншеи с разрезкой трубы.

Наибольшее распространение данный метод получил при ремонте газопроводов с заменой старой или дефектной изоляции с применением

					<i>Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		24

общестроительной техники.

2.2.1.2 Ремонт газопровода в траншее без подъема с сохранением его пространственного положения

Отмеченные выше недостатки, присущие 1-й схеме, могут быть устранены использованием технологии ремонта газопровода в траншее с сохранением его пространственного положения (рис. 2.6).

Представленная технологическая схема разработана специалистами ВНИИгаза, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, ПКФ "Промтех-НН".

Для данной технологии ПКФ "Промтех-НН" разработал специальные технические средства, которые позволяют при производстве капитального ремонта газопровода сохранять его пространственное положение (в траншее), применять комплексную механизацию и поточный метод организации производства работ, а также свести к минимуму появление дополнительных напряжений и объемы работ по ремонту стыков на ремонтируемом газопроводе. Предлагаемая технологическая схема проверена многолетней практикой эксплуатации и ремонта линейной части магистральных газопроводов. В настоящее время с разработкой специальных ремонтных машин и механизмов технологические операции на газопроводах диаметром 377 — 1420 мм выполняют с помощью механизированных линейных комплексных потоков.

Ремонт газопровода в траншее без подъема с сохранением его пространственного положения необходимо осуществлять в следующей технологической последовательности:

- уточнение оси газопровода;
- снятие плодородного слоя грунта, перемещение его во временный отвал;
- планировка трассы в зоне действия ремонтно-строительного потока;
- вскрытие газопровода (следует осуществлять в два этапа):

I— вскрытие газопровода с разработкой боковых траншей ниже нижней образующей трубопровода на глубину до 0,6 — 0,7 м;

					<i>Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		25

II— разработка грунта под газопроводом;

- предварительная очистка поверхности газопровода от старой изоляции;

- отбраковка труб — определение мест расположения дефектов и при необходимости их ремонт или замена (для поддержания трубопровода используют трубоукладчики или передвижные опоры);

- финишная очистка поверхности восстановленного участка газопровода перед нанесением нового изоляционного покрытия;

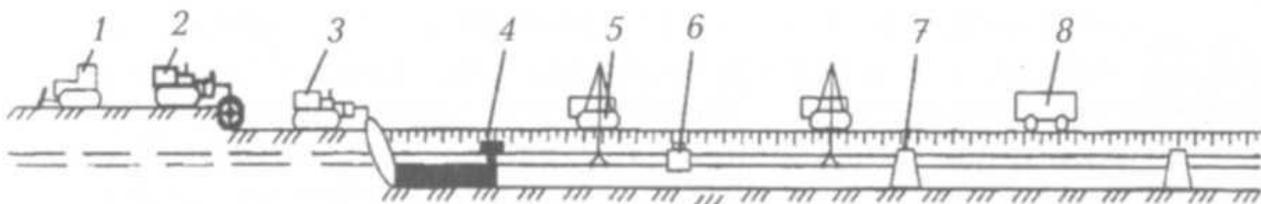
- нанесение грунтовки и нового изоляционного покрытия;

- засыпка отремонтированного газопровода (осуществляют в два этапа):

на первом этапе — засыпка с подбивкой грунта под отремонтированный газопровод;

на втором этапе — засыпка грунтом сверху и сбоку газопровода;

- техническая рекультивация плодородного слоя грунта.



Для сохранения пространственного положения ремонтируемого участка трубопровода авторами предложенной схемы произведен расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода при различных вариантах расстановки трубоукладчиков и выбраны оптимальные расстояния между машинами и устройствами. Технологические параметры ремонтно-восстановительных работ представлены на рис. 2.7, 2.8 и в табл. 20, 21.

Представленная технология капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов в траншее с сохранением его пространственного положения с применением комплекса специальных технических средств внедряется на предприятиях ОАО "Газпром" с 2002 г.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		26

Особенно успешно техника и технология применяются на предприятиях ООО "Севергазпром", ООО "Волготрансгаз", ООО "Пермтрансгаз", ООО "Югтрансгаз" и др.

За период с 2002 по 2004 гг. отремонтировано 1334,2 км газопровода, а за 2005 г. — около 2,0 тыс. км ЛЧМГ. Фирмой ПКФ "Промтех- НН" выпущено и передано предприятиям ОАО "Газпром" более 38 комплексов для производства капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

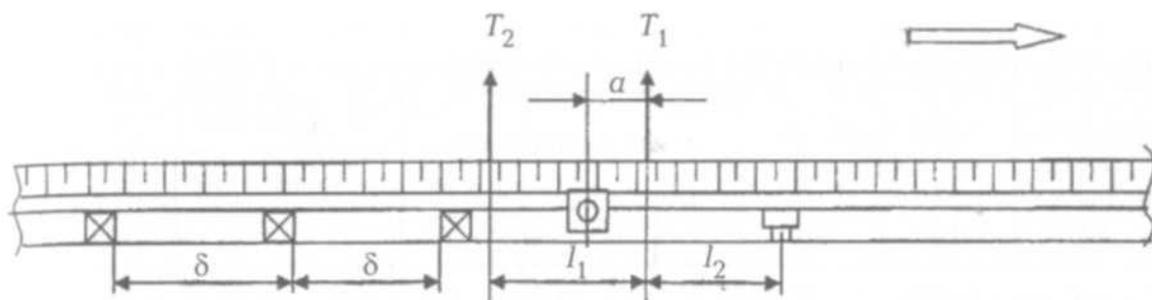


Рис. 2.7 Расчетная схема при ремонте газопровода (1-е звено)

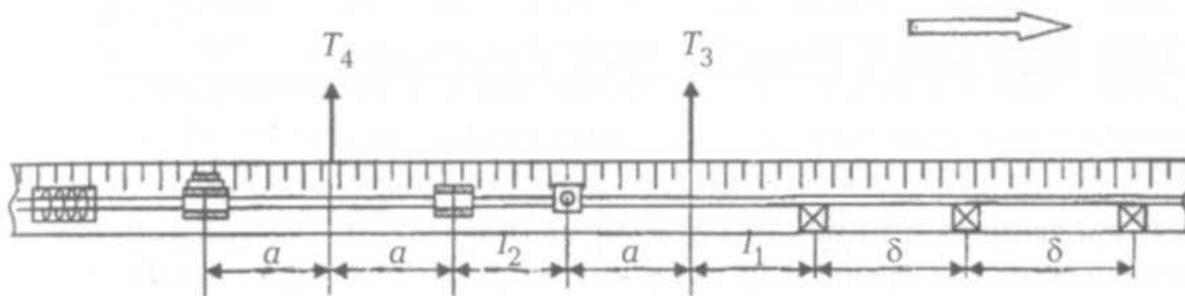


Рис. 2.8 Расчетная схема при ремонте газопровода (2-е звено)

Таблица 2.2

Технологические параметры ремонтно-восстановительных работ (1-е звено)

Диаметр трубопровода, мм	Марка трубоукладчика		Интервалы, м				Нагрузка на крюке трубоукладчика, кН		Напряжение в трубопроводе, МПа
	T_1	T_2	l_1	l_2	a	b	T_1	T_2	
720	ТС 1224	ТС 1224	30	25	6-8	25	70	70	191,0
820	ТС 1224	ТС 1224	35	30	6-8	30	80	80	198,0
920	T1530	T1530	40	35	6-8	35	100	100	209,1
1020	T1530	T1530	45	40	6-8	40	140	140	210,0
1220	T1530	T1530	50	45	6-8	45	150	170	210,0
1420	T1530	T1530	55	50	6-8	50	160	180	210,0

Таблица 2.3

Технологические параметры ремонтно-восстановительных работ (2-е звено)

Диаметр трубопро	Марка трубоукладчика		Интервалы, м				Нагрузка на крюке трубоукладчика,		Напряжени е
	T_3	T_4	l_1	l_2	a	b	T_3	T_4	
720	ТС 1224	ТС 1224	25	25	6-8	25	55	55	161,0
820	ТС 1224	ТС 1224	30	30	6-8	30	70	70	178,0
920	T1530	T1530	35	35	5-8	35	88	88	179,1
1020	T1530	T1530	40	40	5-8	40	130	130	180,0
1220	T1530	T1530	45	45	5-8	45	150	150	195,0
1420	T1530	T1530	50	50	5-8	50	170	170	210,0

Перечень оборудования и механизмов механизированной колонны по переизоляции газопровода представлен ниже:

Трубоукладчик "Коматцу 355".....	4
Экскаватор "Хитачи РС-400"	2
Бульдозер Т-17.....	1
ДЭС-10	2
Машина очистная ФОРТ-1220 (для снятия старой изоляции).....	1

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		28

Машина очистная ФОРТ-1220 (для подготовки поверхности).....1

Предлагаемая технология и разработанный комплекс машин полностью соответствуют современным техническим и технологическим требованиям, предъявляемым к оборудованию и технологиям, используемым для ремонта линейной части магистральных газопроводов.

2.2.1.3 Ремонт газопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующей

Капитальный ремонт с заменой труб путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки вновь прокладываемого в существующую или вновь разрабатываемую траншею (рис. 2.9) проводят в два этапа.

На первом этапе работы выполняют в следующей последовательности:

Вариант 1

- определение положения трубопровода на местности;
- отключение, опорожнение и продувка заменяемого трубопровода;
- снятие плодородного слоя грунта, перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода до нижней образующей с одной или двух сторон (рис. 2.9,а).
- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- резка трубопровода на отдельные плети или трубы;

					<i>Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		29

- транспортировка труб к месту складирования;

Вариант 2

- определение положения трубопровода на местности;
- отключение, опорожнение и продувка заменяемого трубопровода;
- снятие плодородного слоя грунта, перемещение его во временный отвал;
- частичное вскрытие с рыхлением или без рыхления оставшегося слоя грунта над заменяемым трубопроводом (рис. 2.9,б);
- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- резка трубопровода на отдельные плети или трубы;
- транспортировка труб к месту складирования;
- обратная засыпка траншеи;
- планировка грунта и разработка траншеи на проектную глубину;

Вариант 3

- определение положения трубопровода на местности;
- отключение, опорожнение и продувка заменяемого трубопровода;
- снятие плодородного слоя грунта, перемещение его во временный отвал;
- рыхление слоя грунта над заменяемым трубопроводом (рис. 2.9, в);

					<i>Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		30

- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на поверхность земли;

- резка трубопровода на отдельные плети или трубы;

- транспортировка труб к месту складирования;

- планировка грунта и разработка траншеи на проектную глубину.

На втором этапе работы выполняют в следующей последовательности:

- сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;

- вывоз секций труб на трассу и раскладка их на бровке траншеи;

- сварка секций труб в нитку с контролем качества монтажных сварных стыков;

- очистка, нанесение изоляционного покрытия и укладка трубопровода в траншею;

- засыпка уложенного трубопровода минеральным грунтом;

продувка и очистка внутренней полости трубопровода от посторонних предметов;

- испытание на прочность и герметичность;

- подключение нового трубопровода к действующему газопроводу в районе линейных кранов;

- техническая и биологическая рекультивация плодородного слоя грунта.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		31

Технологию производства работ, аналогичную технологии строительства нового трубопровода, при ремонте с прокладкой новой нитки параллельно действующей осуществляют в два этапа:

- на первом этапе прокладывают новую нитку трубопровода параллельно действующему газопроводу (рис. 2.10);

- на втором этапе возможны два варианта подключения лупинга:

а) при невозможности остановки работы участка газопровода подключение лупинга осуществляют с использованием технологии врезки под давлением в действующий газопровод;

б) отключают действующий участок газопровода и после освобождения газа лупинг подключают к старой системе. После этого демонтируют старую нитку, часть труб восстанавливают на мобильной изоляционной базе и в дальнейшем используют при ремонте последующих участков (рис. 2.11).

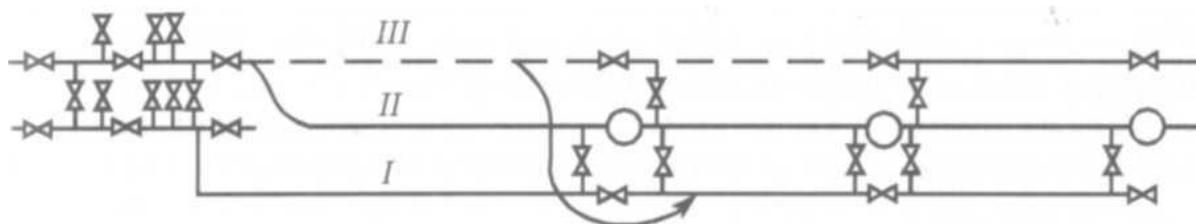


Рис.2.10 Схема поэтапного производства ремонта трубопроводов

Восстановление демонтированного газопровода осуществляют на мобильных изоляционных базах в трассовых условиях с последующим использованием труб на последующих участках газопроводов, подлежащих ремонту.

2.2.2 Основные технические средства для комплексной механизации ремонта ЛЧМГ

При ремонте газопровода с заменой изоляционного покрытия проводят следующие основные технологические операции:

1. Снятие валика гумусного слоя.
2. Вскрытие трубопровода от грунта.
3. Подъем трубопровода и укладку на бровку траншеи (или разработку грунта под трубопроводом при бесподъемной схеме ремонта в траншее).
4. Снятие старой изоляции (черновая очистка).
5. Осмотр, дефектовку и ремонт (если это необходимо) наружной поверхности тела трубы.
6. Осушку или нагрев трубопровода.
7. Чистовую очистку поверхности трубопровода.
8. Грунтование поверхности трубопровода.
9. Подсушку грунтовок.
10. Нанесение изоляционного покрытия.
11. Контроль качества изоляции.
12. Укладку трубопровода в траншею с последующей засыпкой и возвращением гумусного слоя.

Разрыв по времени между операциями 4 и 7 может достигать нескольких суток, как из-за погодных условий, так и по организационно-техническим причинам.

При выборочно-протяженном и протяженном (капитальном) ремонте с использованием машинных методов выполнения работ операции 7 и 8, 9 и 10 необходимо совмещать в одном механизме с целью обеспечения качества работ.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		33

2.2.2.1 Вскрытие трубопровода

Удаление грунта сверху и с боков трубопровода производят с помощью специальных вскрышных или одноковшовых экскаваторов.

В настоящее время в связи с отсутствием серийно выпускаемых лицензированных вскрышных экскаваторов и снятием с производства ранее выпускавшихся практически везде трубопровод вскрывают с помощью бульдозера и одноковшовых экскаваторов.

Применение одноковшовых экскаваторов для вскрытия трубопровода связано со следующими нежелательными последствиями:

1. Эскавация значительного объема грунта, даже при варианте вскрытия сверху и с одного бока трубы, минимальная ширина вскрываемой траншеи сбоку равняется ширине ковша, что связано с разработкой грунта вне контура первоначальной траншеи, т. е. разработкой материкового (никем не тронутого) грунта. Следствием этого имеем относительно малую производительность одноковшовых экскаваторов на вскрытии трубопроводов.

2. Существенным недостатком вскрытия трубопроводов одноковшовыми экскаваторами является то, что в результате неосторожных действий машиниста или самопроизвольного смещения ковша при ударе о камень наблюдаются частые повреждения трубы клыками в виде вмятин или царапин.

Объемы выполнения земляных работ одноковшовыми экскаваторами в наиболее распространенных суглинистых грунтах для трех способов ремонта газопроводов диаметром 1420 мм были сопоставлены ОАО "Газстроймашина" при прочих равных условиях и показаны на рис. 2.12 и табл. 22 и 23, из которых видно, что наихудшие удельные показатели как по объемам разработки, так и по ширине полосы временного отчуждения земель имеет

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		34

бесподъемный способ, а наилучший - на берме траншеи. Причем объем разработки грунтов (с учетом всех переделов) у первого почти в 2 раза выше, чем у остальных.

Научно-исследовательским и техническим центром "Ротор" (г. Киев) разработан комплекс землеройных машин для капитального ремонта магистральных трубопроводов, предназначенных для скоростного выполнения земляных работ при капитальном ремонте газо- и нефтепроводов, а также для выполнения ремонтно-восстановительных работ после аварий на трубопроводах диаметром от 530 до 1220 мм.

Использование комплекса машин позволяет выполнять ремонтные работы без подъема трубы из грунтового ложа, что значительно снижает деформацию трубы и напряжения в ней, исключить осадку трубопровода после ремонта относительно линии исходного залегания. Темп выполнения работ при ремонте трубопровода — до 100 погонных метров в час.

На рис. 2.13 приведена схема работы комплекса землеройных машин для капитального ремонта ЛЧМГ.

Перед вскрытием трубопровода машина послойной разработки грунта МПРГ-1 (рис. 2.14), двигаясь вдоль оси трубопровода, снимает плодородный слой грунта и складывает его в отдельный бруствер, сборку от образованной выемки. При этом над трубой остается 30-35 см неразработанного грунта.

Таблица 2.4

**Сравнительные значения объемов земляных работ
при различных способах ремонта трубопроводов**

Диаметр трубопроводов	При ремонте в траншее бесподъемным способом							
	Ширина временной полосы отчуждения земель	Объем земляных работ на 1 п. м						
		Рекультивация плодородной земли	Вскрытие	Подкоп трубы	Подсыпка	Уплотнение	Присыпка	Засыпка
мм	м	м ³	м ³	м ³	м ³	м ³	м ³	м ³
530	28,71	7,88	8,93	0,56	2,65	0,56	0,95	5,33
720	30,35	8,46	11,06	0,67	3,22	0,67	1,33	6,51
820	31,88	9,02	13,38	0,98	4,53	0,98	1,59	7,26
1020	27,91*	7,78	16,11	1,14	5,64	1,14	2,28	8,19
1220	31,06*	8,72	20,67	1,29	7,49	1,29	2,97	10,21
1420	32,17*	9,12	22,42	1,46	7,62	1,46	3,22	11,58

Продолжение табл. 2.4

Диаметр трубопроводов	При ремонте в траншее подъемным способом					
	Ширина временной полосы отчуждения земель	Объем земляных работ на 1 п. м				
		Рекультивация плодородной земли	Вскрытие	Планировка	Присыпка	Засыпка
мм	м	м ³	м ³	м ³	м ³	м ³
530	25,0	6,54	4,44	2,3	0,71	3,73
720	26,37	7,04	5,67	2,6	0,93	4,74
820	27,07	7,28	6,37	2,8	1,01	5,36
1020	28,45	7,68	7,86	3,2	2,06	5,8
1220	30,7	8,58	10,38	4,0	2,8	7,58
1420	31,62	8,92	11,74	4,2	3,21	8,53

Окончание табл. 2.4

Диаметр трубопроводов	При ремонте с подъемом на бровку траншей						
	Ширина временной полосы отчуждения земель	Объем земляных работ на 1 п. м					
		Рекультивация плодородной земли	Частичная пылежка	Засыпка (промежуточная)	Разработка траншей	Присыпка	Засыпка
мм	м	м ³	м ³	м ³	м ³	м ³	м ³
530	24,06	6,22	1,83	2,37	2,25	0,4	1,85
720	25,5	6,72	2,21	2,87	3,42	0,6	2,82
820	25,83	6,84	2,39	3,11	3,47	0,78	2,69
1020	27,04	7,28	2,79	3,63	4,44	1,11	3,33
1220	28,68	7,86	3,21	4,17	5,94	1,63	4,31
1420	29,61	8,2	3,65	4,75	6,9	1,89	5,01

* — при двустороннем размещении отвала.

Машина - оборудованная системой слежения за осью трубопровода, которая выдает рекомендации машинисту о движении по курсу, а также предупредительной и аварийной звуковой сигнализацией при отклонение от заданных режимов ее работы.

Таблица 2.5

Диаметр трубопровода, мм	Объемы работ, м ³ /п. м		
	Бесподъемный способ	Подъемный способ	С подъемом на бровку траншей
530	26,86	15,42	14,92
720	31,92	18,38	18,64
820	37,74	20,02	19,28
1020	42,28	23,4	22,58
1220	52,64	29,34	27,12
1420	56,88	32,4	30,4

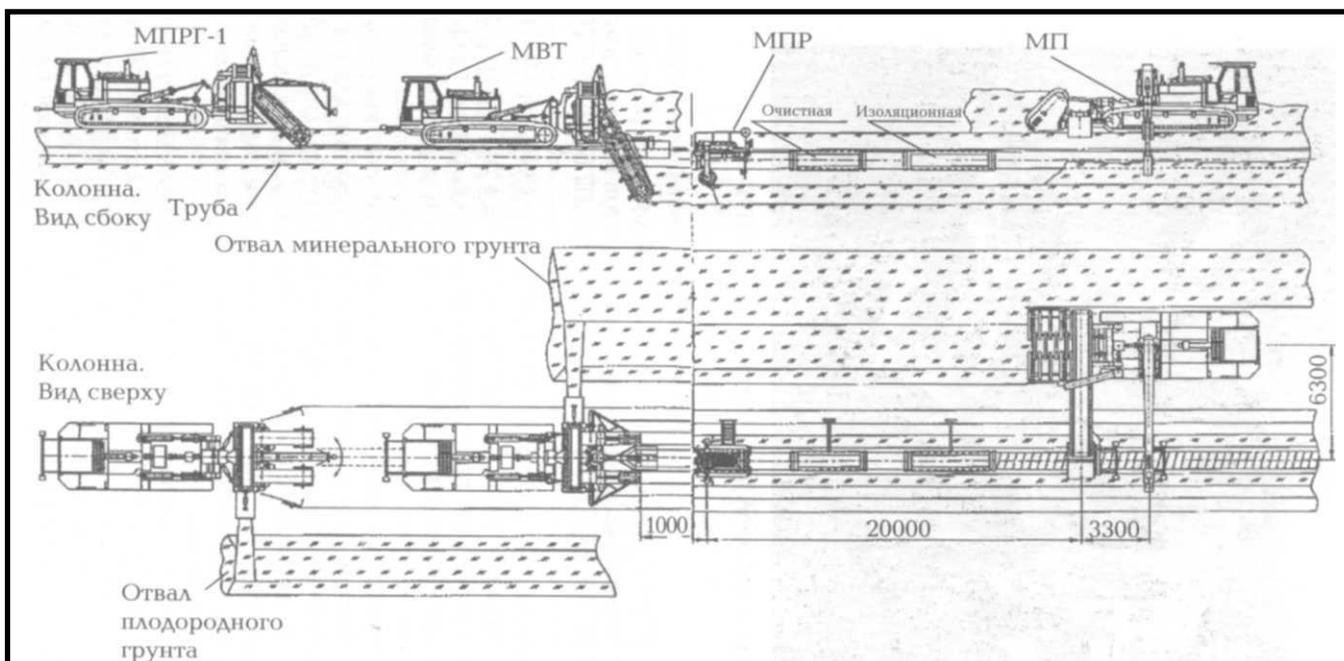


Рис. 2.13. Схема работы комплекса землеройных машин для капитального ремонта магистральных трубопроводов



Рис. 2.14. Машина послойной разработки грунта (МПРГ-1)

Машина МПРГ-1 предназначена для послойной разработки грунтов 1 — 4-й категорий, а также мерзлых грунтов и может выполнять работы при температуре окружающей среды от минус 20 до плюс 40 °С.

Машина обеспечивает рытье выемок на продольных уклонах до 15° и поперечных — до 12°, эвакуацию грунта в брусстер в правую или левую стороны от продольной оси выемки, рытье траншеи над трубопроводом

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		38



Рис. 2.15 схема работы машины МПГР-1

симметрично его продольной оси с погрешностью не более 150 мм (рис. 2.15).

В процессе работы снимаются и поперечные уклоны рельефа местности над трубой, что создает оптимальные условия для выполнения последующих работ. При этом, в отличие от традиционного метода снятия плодородного слоя грунта бульдозером, исключается смещение машины поперек трубопровода, производительность увеличивается в 6 — 8 раз (табл. 2.6). Разработчик и изготовитель — НИТЦ "Ротор" (Украина).

После машины послойной разработки грунта используют машину для вскрытия трубопровода МВТ (рис. 2.16), которая обнажает трубопроводы диаметром от 530 до 1220 мм и может выполнять работы при температуре окружающей среды от минус 20 до плюс 40 °С. Электронный контроль **максимального отклонения рабочего органа от оси** трубы позволяет выдерживать точность в пределах 50 мм. МВТ вскрывает трубопровод сверху и с обоих боков, подготавливая профиль траншеи для работы подкапывающей машины. По сравнению с одношовным экскаватором объемы разрабатываемого грунта уменьшаются на 35 — 45 %, производительность выше в 5 — 6 раз.

Техническая характеристика МПГР-1



Рис. 2.16 Машина для вскрытия трубопроводов МВТ

Параметр	Значение
Наибольшая глубина копания за один проход, м:	
в немерзлых грунтах	0,8
в мерзлых грунтах	0,4
Ширина разрабатываемой выемки, м	3–5
Техническая производительность, пог. м/ч:	
при глубине копания 0,4 м	
в грунтах 1-й категории	200
в мерзлых грунтах	60
при глубине копания 0,8 м в грунтах 1-й категории	100
Погрешность автоматического поддержания заданной глубины копания, мм	Не более 100
Погрешность автоматического поддержания заданного поперечного уклона для траншеи от горизонтальной плоскости, град.	Не более 1,5
Мощность двигателя шасси, кВт	345
Давление на грунт в рабочем положении, МПа	Не более 0,07
Транспортная скорость, км/ч	Не менее 2,8
Габариты (длина × высота × ширина), мм, не более:	
в транспортном положении	7500 × 4500 × 3300
в рабочем положении	12700 × 3800 × 3300
Масса, т	Не более 39

Рис. 2.17 Схема работы машины МВТ.

Машина обеспечивает:

а) снятие слоя грунта в пределах до 0,4 м сверху трубопровода и рытье траншей с двух сторон от него на расстоянии 150 ± 50 мм с образованием приямков;

б) контроль положения шасси машины и рабочего органа относительно трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

Схема работы машины показана рис. 2.17, техническая характеристика приведена в табл. 2.7. Разработчик и изготовитель — НИТЦ "Ротор" (Украина).

Таблица 2.7

Техническая характеристика МВТ			
Параметр		Значение	
Техническая производительность, пог. м/ч, в грунтах 1-й категории при диаметре труб:			
530, 630 мм		150	
720, 820 мм		100	
1020, 1220 мм		80	
Профиль траншей:			
ширина по верху, м		3,5–4,5	
ширина по дну, м		2,2–2,7	
глубина, м		До 3,6	
Погрешность автоматического контроля положения относительно оси трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях, мм		Не более 100	
Мощность двигателя шасси, кВт		345	
Давление на грунт в рабочем положении, МПа		Не более 0,07	
Транспортная скорость, км/ч		Не менее 2,8	
Габариты, мм, не более:			
в транспортном положении:		Длина 7700	Высота 4500
в рабочем положении:		Длина min 2750 max 13100	Ширина с откосниками min 4670, max 5170
Ширина 3300			
Масса, т		Не более 42	

Следом за МВТ движется роторная подкапывающая машина МПР (рис. 2.18). Ее конструкция обеспечивает полное освобождение трубопровода от земли по всему периметру, свободное прохождение очистной и изоляционной машин. При наличии специальной перемычки под

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		41

трубой устраняется возможность повреждения трубопровода рабочим органом подкапывающей машины.

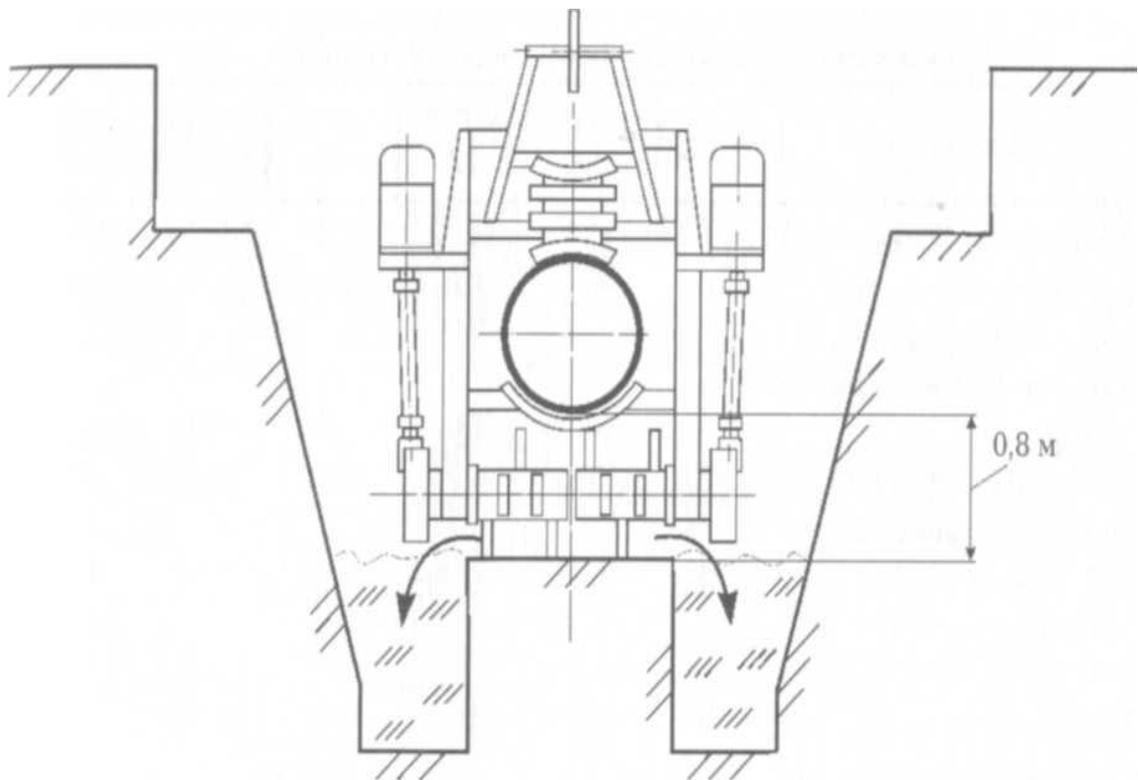
Машина подкапывающая роторная МПР предназначена для механизированного удаления грунта из-под трубопроводов диаметром от 530 до 1220 мм по технологии без подъема и может выполнять работы при температуре окружающей среды от минус 20 до плюс 40 °С.



Рис. 2.18 Машина подкапывающая роторная МПР (МПР-1)

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		42

Рис. 2.19. Схема работы машины МПР



					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		43

Техническая характеристика МПР	
Параметр	Значение
Глубина подкопа, м	Не менее 0,6 – 0,8
Ширина подкопа, м	До 1,7
Техническая производительность в грунтах 1 – 4-й категорий, пог. м/ч	120 – 80
Потребляемая мощность, кВт	Не более 75
Габариты (длина × ширина × высота), мм, не более	
1-й тип	3000 × 2800 × 2700
2-й тип	3200 × 2700 × 3000
Масса, т	
1-й тип	Не более 3,8
2-й тип	Не более 4,1

Таблица 2.8

Конструкция машины обеспечивает ее установку на трубопровод и снятие с него без демонтажа, а также механизированный процесс заглубления рабочего органа под трубопровод. Машина имеет две модификации по типоразмерам трубопроводов:

1-й тип — для трубопроводов диаметром 530, 630, 720 и 820 мм;

2-й тип — для трубопроводов диаметром 1020 и 1220 мм.

Управление машиной осуществляется одним оператором с выносного пульта. Схема работы машины показана на рис.2.19, техническая характеристика приведена в табл. 2.8. Разработчик и изготовитель — НИТЦ "Ротор" (Украина).

К настоящему времени разработаны и изготовлены и другие марки машин для подкопа трубопровода (табл. 2.9).

По окончании ремонтных работ специальная подбивочная машина МП (рис. 2.20) засыпает грунт под корпус трубы и уплотняет его, исключая таким образом проседание отремонтированного трубопровода. При этом автоматически обеспечиваются установка и контроль рабочего положения механизмов засыпки и уплотнения грунта относительно оси трубопровода, а также равномерность заданного уплотнения.

Машина МП предназначена для подсыпки минерального грунта под трубопроводы диаметром от 530 до 1220 мм и уплотнения его с целью исключения просадки трубопроводов после капитального ремонта.

Таблица 2.9

Техническая характеристика подкапывающих машин

Параметр	МПТ	МПТ	МПТ	МПТ	МПА	МПА
	720/820	1020	1220	1420	720/820	1020
Диаметр трубопровода	720, 820	1020	1220	1420	720, 820	1020,1220
Глубина подкопа, мм	700	600	600	700	650	600
Производительность в грунте 1-й категории, м/ч	110	ПО	110	60	90	70
Диаметр ротора, мм	1170	1370	1570	1612	1240	1590
Расстояние между осями роторов, мм	1190	1390	1590	1632	1260	1610
Общая установленная мощность, кВт	41	45	45	59	41	48
Масса, кг	4000	5150	5350	7000	3500	4700
Габаритные размеры, мм						
длина	3995	5540	5540	5590	3000	4100
ширина	2215	2760	3160	3245	2500	3200
высота	2450	2385	2585	3140	2500	2700



Рис. 2.20 Подбивочная машина МП

Машина обеспечивает:

- подбор минерального грунта из отвала, образованного после вскрытия трубопровода машиной МВТ или одноковшовым экскаватором, и подачу его в зону отремонтированного трубопровода;

- уплотнение отсыпанного грунта под трубопроводом до требуемой плотности, исключающей просадку трубопровода после его капитального ремонта, а также повреждение нового изоляционного покрытия.

Схема работы машины показана на рис. 2.21.

Завершая рассмотрение техники для вскрытия трубопровода, следует отметить, что ЗАО "Газстроймашина" разработан вскрышной одноковшовый экскаватор ЭОВ-4221 с управляемым перемещением оси копания, с автоматическими устройствами, обеспечивающими безопасное трехстороннее вскрытие трубопровода. Аналогичные конструкции фирмы "Коматцу" (Япония) сейчас проходят испытания на объектах ООО "Пермтрансгаз".

В нашей стране выпускаются подкапывающие машины роторного типа, предназначенные для разработки и удаления грунта из-под ремонтируемого трубопровода, предварительно вскрытого сверху и с боков. Эти машины сделаны самоходными, перемещающимися по поверхности трубопровода. Ходовой механизм шагающего типа, с устройством фиксации на трубе, создает напорное усилие, позволяющее машине перемещаться по поверхности трубы. Двухроторный рабочий орган разрабатывает грунт под трубопроводом и перемещает его в боковые приямки.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		46

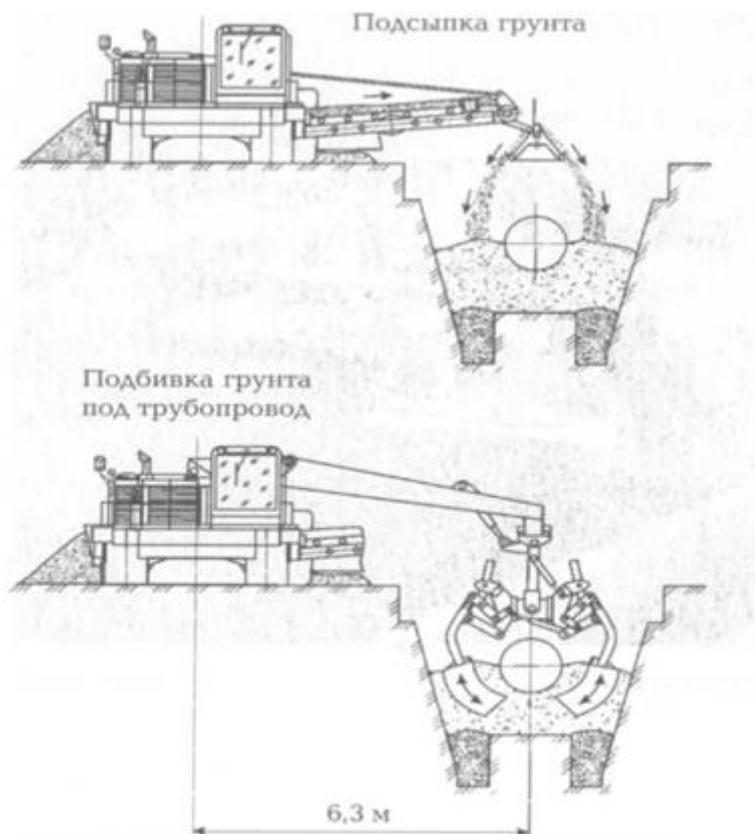


Рис. 2.21 Схема работы машины МП

2.2.2.2 Очистка трубопровода от старой изоляции

Эту технологическую операцию проводят в два этапа:

- первичная очистка для осмотра и дефектовки наружной поверхности стенки трубы, при необходимости производят ее восстановление;

- окончательная очистка от пыли, ржавого налета и остатков праймера, непосредственно перед нанесением новой изоляции.

Очистка от старой изоляции, особенно пленочной, является весьма трудоемкой и сложной задачей. До недавнего времени эту задачу решали путем применения очистных машин конструкции ВНИИСПТнефть, оснащенных скребками и косо поставленными щетками, с центробежным прижимом. Эти машины могут очищать трубу от битумной и крайне медленным темпом от пленочной изоляции. Ряд зарубежных фирм

предлагает снимать изоляцию гидроклинкерами и термоабразивными установками.

Применение этих установок в трассовых условиях сопровождается рядом сложностей:

- необходимость иметь передвижной источник электроэнергии большой мощности (до 750 кВт);
- большой расход воды и, как следствие, значительное обводнение траншеи;
- большой расход абразивного сырья (дробь, песок, металлургический шлак).

Указанные способы необходимы непосредственно перед нанесением изоляции (после дефектовки и восстановления стенки трубы) и для первичной очистки перед дефектовкой применение их экономически нецелесообразно. За промежуток времени между дефектовкой, восстановлением стенки и изоляцией очищенный трубопровод покрывается пылью, осыпанным грунтом и ржавым налетом от атмосферных осадков.

Рядом заводов и фирм за последнее время разработаны конструкции очистных и изоляционных машин, оснащенных специальными рабочими инструментами для выполнения следующих задач:

- первичная очистка трубопровода от битумной и пленочной изоляции производительностью 200 м/ч при снятии битумной изоляции и 120 м/ч при снятии пленочной изоляции;
- окончательная очистка перед нанесением пленочной или битумно-полимерной изоляции;
- нанесение пленочной или мастичной изоляции с предварительной грунтовкой.

Вышеуказанные машины успешно работают в ООО "Баштранс-газ" при капремонте газопроводов диаметром 1420 мм, ООО "Волготрансгаз", "Уралтрансгаз", "Пермтрансгаз", ООО "Севергазпром", в ремонтных организациях "Ространснефть".

					<i>Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		48

Комплексы очистных и изоляционных машин разделяют на следующие группы по диаметрам обрабатываемых трубопроводов:

- 325 — 530 мм;
- 720-820 мм;
- 1020-1420 мм.

Как очистная, так и изоляционная машина имеют разъемную конструкцию, что позволяет снимать и надевать ее в любом месте трубопровода без его разрезки. Привод машин электрический.

Машины движутся по трубопроводу самостоятельно, не требуется поддержки грузоподъемным механизмом. Управление осуществляет один человек с бровки траншеи.

Очистная машина позволяет производить очистку как от ржавчины и окалины, так и от любого вида старой изоляции (в том числе от импортной пленочной) с качеством, соответствующим отечественным стандартам.

На рис. 2.22 показан участок очищенной трубы, а в табл. 2.10 приведена техническая характеристика машин для очистки трубопроводов.

Для поддержания ремонтируемого трубопровода в пространственном положении (в эксплуатируемом положении) применяют установки типа УП или самоходный подъемник "Атлант". Эти установки, которые заменяют собой трубоукладчики, расставляют на определенном расстоянии согласно расчету. Установки перемещаются по трубе в едином технологическом потоке и без опрокидывания поддерживают газопровод в траншее.

Устройство поддерживающее — УП (табл. 2.11) предназначено для поддерживания трубы после ее вскрытия на участке производства ремонтных работ, при проведении капитального ремонта магистральных трубопроводов и при строительстве.

Разработчик и изготовитель — ПКФ "Промтех-НН".

Самоходная машина для поддержки трубы — "Атлант" предназначена для подъема и удержания трубы при проведении работ по капитальному ремонту магистральных нефтепроводов и заменяет собой трубоукладчик.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		49

Подъемник используется в комплексе с другими машинами, выполняющими работы, связанные с ремонтом нефтепровода в условиях траншеи.



Рис. 2.22 Участок очищенной трубы

Таблица 2.10

Техническая характеристика машин для очистки трубопроводов

Параметр	ОМ 720Э/ 820Э	ОМ 1020Э/ 1220Э	ОМР 820	ОМР 1220	ОМР 1420	ФОРТ 820	ФОРТ 1020	ФОРТ 1420	УОТ 1420
Диаметр трубопровода, мм	720, 820	1020, 1220	630, 720, 820	1020, 1220	1220, 1420	720, 820	1020, 1220	1420	1020,1220, 1420
Установленная мощность, кВт	48	48	33	47	64	30	30	40	40
Число рабочих органов (роторов), шт.	2	2	2	2	2	3	3	3	2
Частота вращения роторов, об/мин	45	45	60, 240	41, 180	36, 158	100	100	100	
Скорость перемещения, м/ч									
Максимальный угол преодолеваемого подъема, град.	30	30	30	20	20	15	15	15	15
Тип очистного инструмента	Резцы, щетки			Резцы щетки,		На одном роторе резцы, на двух роторах активные щетки $c n = 1000$ об./мин			Резцы, щетки
Степень очистки по ВСН 088-00	4	4	4	4	4	3	3	3	3
Масса, кг	2200	3250	2500	4800	5300	2000	2500	3000	2850
Габаритные размеры, мм:									
длина	2300	2400	3000	3804	4000	2750	2750	2750	2800
ширина	1800	2000	1800	2260	2900	1500	2000	2300	2260
высота	2000	2200	1800	2525	2700	1530	1860	2000	2400

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		50

Представляет собой самоходную машину, перемещающуюся по трубе в транспортном положении (без контакта с грунтом, опоры в верхнем положении) с помощью ходового механизма.

Таблица 2.11

Основные технические характеристики устройства поддерживающего УП

Параметр	УП-377	УП-530	УП-720	УП-820	УП-1020	УП-1220	УП-1420
Диаметр трубопровода, мм	377	530	720	820	1020	1220	1420
Рабочий ход, мм	220	180	180	180	180	180	180
Габаритные размеры, мм:							
длина	600	900	900	900	1176	1376	1576
ширина	400	1300	1300	1300	1300	1300	1300
высота	820	1160	1347	1424	1647	1847	2085
Масса, кг	57	200	227	232	246	256	270

Имеются две опоры, которые через приводные гидроцилиндры связаны с поддержками трубы. В процессе подъема трубы опоры упираются в грунт и посредством гидроцилиндров, через связанные между собой поддержки, поднимают трубу. Отдельным гидроцилиндром производят разведение опор и поддержек трубы при монтаже машины на трубопровод и ее демонтаже.

Все операции, связанные с работой подъемника, при монтаже и демонтаже производит один оператор с пульта управления.

Подъемник предназначен для эксплуатации в основном при работах на твердых грунтах, так как подъем трубы осуществляется через опоры, упирающиеся в грунт под трубой. Для устранения эффекта "прилипания" опор в машине применена специальная система, работающая на "отлип" при их подъеме. В действующих ремонтно-строительных колоннах, где, как правило, используют три трубоукладчика, подъемник заменит два из них, высвободив две дорогостоящие машины, что дает заметный экономический эффект.

Использование в ремонтно-строительной колонне нескольких подъемников может обеспечить процесс оптимизации ремонтных работ.

2.2.2.3 Подготовка поверхности трубы под изоляцию

Качественная зачистка и подготовка поверхности являются обязательным условием надежной антикоррозионной защиты трубопровода. Под полиуретановые покрытия эта обработка должна соответствовать определенным нормам мирового стандарта ISO 8501, по которому качество поверхности должно соответствовать Sa 2 1/2 что означает абразивную подготовку поверхности и полное удаление ржавчины и окалины. Кроме того, лимитируется высота микронеровностей на поверхности трубопровода. Лучшим методом подготовки поверхности под изоляционные покрытия в мире считается абразивный — с применением дроби, корунда, песка, шлака или других абразивных материалов.

Перспективным считается при обработке абразивными материалами использование дробеметных аппаратов. В мире создан ряд систем, как стационарных, так и передвижных, обеспечивающих дробеметную обработку поверхности трубопровода.

Для работы в трассовых условиях созданы специальные самоходные установки с несколькими дробеметными головками, обеспечивающие работу как в траншее, так и на берме траншеи, снабженные системами обеспыливания и регенерации дроби.

Оборудование состоит из энергетического блока, в который входят бункер, абразивоструйные аппараты, воздухоохладители, коммуникации, дизель-электростанция, система управления работой аппаратов передвижной машины и самой передвижной машины с коммуникациями, а также компрессоры с ресивером. Энергетический блок выпущен в двух вариантах: пескоструйном и дробеструйном. В дробеструйном варианте в блоке кроме аппаратов и электростанции установлена система вакуумного отсоса дроби, ее воздушной транспортировки, специальный бункер с системой клапанов. Блок размещен на санях.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Передвижная машина также имеет два варианта конструкции: пескоструйный и дробеструйный. Оба варианта позволяют установить машину в любом месте трубопровода, но дробеструйная машина имеет закрытый корпус с противозумным покрытием и объединена с системой отсоса дроби. Машина состоит из рамы, на которой установлены привод и колеса продольного перемещения, и ротора с приводом осцилляции и инструментами. Инструмент — это специальные сопла, которые разгоняют абразивный материал до сверхзвуковой скорости. Одной из отечественных разработок является машина трассовая дробеструйная МТД 1220/1420 (Курганмашзавод).

Дробебетное оборудование, предназначенное для работы в трассовых условиях, представляет собой самоходную дробеочистную машину с несколькими, расположенными по периметру дробебетными аппаратами специальной конструкции и уменьшенных габаритов. Оборудование обеспечивает работу в траншее и на берме траншеи. При перемещении в колонне оборудование поддерживается тяжелым трубоукладчиком.

2.2.2.4 Нанесение изоляционного покрытия

Разработанные изоляционные машины (табл. 2.12) позволяют наносить различные виды изоляции (пленочную, битумную горячего нанесения, битумную холодного нанесения и т. д.) любой конструкции и слойности.

На рис. 2.23 и рис. 2.24 показаны очищенная поверхность трубы и нанесение нового изоляционного покрытия.

В настоящее время за рубежом ремонт антикоррозионных покрытий магистральных трубопроводов выполняется преимущественно комплексами INCAL, включающими установку удаления старых покрытий трубопроводов водяными фрезами высокого давления (гидроклининг), установку сушки трубопроводов горячим воздухом, установку абразивно-струйной подготовки поверхности и узел нанесения полиуретановой эмали. Наиболее

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		53

распространенным материалом антикоррозионного полиуретанового покрытия является "Протегол 3210" (T.I.V. Goldschmidt). Безгрунтовочное нанесение его и аналогичных покрытий позволяет добиться по трубе диаметром 56 дюймов производительности около 100 пог. М за 8-часовую смену при цене полиуретана около \$ 7/кг (\$ 28 —30/пог. м).

Для нанесения полиуретанового покрытия применяется система безвоздушного нанесения двухкомпонентных материалов, по которой предусмотрен полный технологический цикл: подготовка материалов, их перекачивание, дозирование, смешивание и подача под высоким давлением на изолируемую поверхность. Новое покрытие имеет чрезвычайно высокую вязкость компонентов и малое время жизни в жидком состоянии готовой композиции. Поэтому для функционирования системы разработаны специальные аппараты и устройства, обеспечивающие высокое давление подачи композиции (до 60 МПа) и мелкокапельную подачу материала через специальной конфигурации сопла, регламентирующие форму факела. Предусмотрена возможность предварительного нагрева компонентов для снижения вязкости.

Оборудование для нанесения изоляционного покрытия состоит из блока подготовки композиции и самоходной изоляционной машины с соплами-пистолетами, которая может работать на берме траншеи, а также, в случае необходимости, и в самой траншее.

В блоке подготовки композиции размещены система транспортирования и подъема тары, оборудование нагрева и перекачивания компонентов, установка подачи, дозирования и смешивания компонентов, система подачи растворителя и промывки. В блоке также размещена аппаратура управления. На санях установлены компрессор и электростанция.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		54

Таблица 5.20

Технологическая характеристика изоляционных машин

Параметр	МИ-1	МИ-2	МИ-3	МИЛА-820	МИЛА-1020	УИБ-1420	МИАБ-720	МИАБ-820	МГ-820
	Диаметр трубопровода, мм	630, 720, 820	1020, 1220	1420	720, 820	1020, 1220	1020, 1220	720	820
Тип изоляции	Грунтовка, полимерная лента или полимерно-битумные ленты			Грунтовка, полимерная лента или полимерно-битумные ленты			Битумно-полимерная мастика, полимерная лента, защитная обертка		
Конструкция покрытия	15, 16, 18, 20, 21 по ГОСТ Р 511164 – 98	16, 18 по ГОСТ Р 511164 – 98	15, 16, 18, 20, 21 по ГОСТ Р 511164 – 98	16, 18 по ГОСТ Р 511164 – 98	16, 18 по ГОСТ Р 511164 – 98	13 по ГОСТ Р 511164 – 98	—		
Ширина рулонного материала, мм	450	450	450	450	450	450	—		
Скорость передвижения машины по трубе, м/ч	60; 120; 175	60; 120; 175	60; 120; 175	272; 389	272; 389	100; 200; 440	272; 389	272; 389	272; 389
Угол подъема, преодолеваемого машиной, град.	До 30	До 30	До 30	До 15	До 15	До 15	До 15	До 15	До 15
Установленная мощность, кВт	5,5	7,5	7,5	9,2	9,9	15,0	33,5	33,5	9,2
Масса, кг	2300	3200	4320	1850	2550	1950	2080	2080	1600

279

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

Замена защитных покрытий при капитальном
ремонте газопроводов

Лист

55



Рис. 2.23 Очищенная поверхность трубы



Рис. 2.24 Нанесение нового изоляционного покрытия

В базовых и заводских условиях нанесение покрытия осуществляется теми же инструментами, но при вращении и передвижении трубы на специальных рольгангах и перегружателях, обеспечивающих все виды перемещений труб в пределах технологического цикла.

Толщина и сплошность покрытия в заводских и базовых условиях

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		56

измеряются автоматически при движении трубы.

Завод по полимерной изоляции труб комплектуют камерой обжига трубы перед абразивной обработкой, что позволяет полностью обезжирить поверхность для получения особо качественной подготовки поверхности. В заводских условиях очистка выполняется в стационарной дробеочистной камере при вращении с продольным перемещением труб. Завод имеет единую пневмосистему и единую систему электроснабжения.

Для изоляции стыков и отдельных элементов создана малая установка нанесения покрытия, обеспечивающая все операции по подготовке и подаче композиции, но с меньшей производительностью.

Все виды оборудования снабжены ручными постами манипуляторами, предназначенными для ремонта изоляционных покрытий трубных узлов, трубных соединений, трубной арматуры и изоляции сварных стыков.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		57

3. МЕТОДЫ УСТРАНЕНИЯ ДЕФЕКТОВ

3.1 Для ремонта **дефектных секций** и отдельных дефектов магистральных и технологических газо-нефтепроводов применяться следующие методы ремонта:

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

3.2 Ремонт дефектной секции - восстановление несущей способности секции до уровня бездефектного нефтепровода на все время его дальнейшей эксплуатации.

К методам и конструкциям для ремонта (для типов дефектов, ремонт которых разрешен данным методом в соответствии с приложением А таблица А.1) относятся шлифовка, заварка, вырезка, композитная муфта, обжимная приварная муфта, галтельная муфта, удлиненная галтельная муфта, патрубок с эллиптическим днищем, муфтовый тройник, разрезной тройник, герметизирующий чоп («чопик»).

Одиночные сквозные отверстия диаметром до 40 мм (в том числе после устранения патрубков) устраняются установкой чопов («чопиков») и обваркой в соответствии с «Технологией ремонта дефектов трубопроводов с применением чопов, патрубков и тройников».

					<i>Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Методы устранения дефектов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Глуценко</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					58	162
<i>Консульт</i>						ТПУ гр. 32Б71		
<i>Зав. каф</i>		<i>Брусник О.В</i>						

Сварные присоединения, патрубки, не соответствующие требованиям НД, устраняются с помощью патрубка с усиливающей накладкой и усиливающей муфтой по технологии КМТ (П1П7), муфтовых тройников (П8), разрезных тройников (П9), устанавливаемых по «Технологии ремонта дефектов трубопроводов с применением чопов, патрубков и тройников».

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

1) все дефекты должны быть отремонтированы в сроки, не превышающие предельные сроки эксплуатации, указанные в отчете по ВТД;

2) эффективная секция должна быть отремонтирована шлифовкой, заваркой, установкой ремонтных конструкций в соответствии с требованиями пп. 3.4-3.15. Размеры муфт определяются из условия исключения их вырезки на срок не менее 6 лет, но не более срока эксплуатации нефтепровода. Если на секции уже установлена муфта, размеры устанавливаемой муфты определяются из условия исключения их вырезки на срок не менее 2 лет.

3) ремонт выполняется методом вырезки, если при установке ремонтных конструкций не выполняются требования пп. 3.4 – 3.15, или при наличии на дефектной секции конструктивных и соединительных деталей и приварных элементов, которые препятствуют установке ремонтной конструкции.

3.4. 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.

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

					<i>Методы устранения дефектов</i>	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

3.6. Размеры ремонтных конструкций должны соответствовать НД на их изготовление и установку. При этом длина муфты П2 выбирается с шагом 50 мм, но не более 3000 мм.

3.7. Расстояние L между ближайшими торцами муфт (тройников) не должно быть менее Dн.

Расстояние L между ближайшими краями вырезов, между торцом муфты (тройника) и ближайшим краем вырезки не должно быть менее Dн. При невыполнении данных условий назначается общий метод ремонта – вырезка. Длина вырезаемой катушки должна быть не менее Dн.

3.8. 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.

3.9. Расстояние L1 от торца технологического кольца муфты до края не отремонтированного дефекта вне муфты должно быть не менее 4t.

3.10. Расстояние L2 от торца технологического кольца муфты до кольцевого сварного шва вне муфты должно быть не менее 4t.

3.11. Для приварных муфт (тройников) расстояние L3 от шва приварки муфты к трубе до кольцевого сварного шва должно быть не менее 100 мм.

3.12. Для приварных муфт (тройников) расстояние L4 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 менее 100 мм от шва приварки муфты (тройника) к трубе и допускающие ремонт шлифовкой, должны быть отремонтированы указанным методом ремонта.

					<i>Методы устранения дефектов</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

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

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

3.15. Расстояние от сварных швов приварки элементов ремонтных конструкций к трубе до сварных швов присоединений и патрубков должно быть не менее 100 мм.

3.16. Методы ремонта дефектных секций с учетом требований и ограничений по установке ремонтных конструкций пп. 3.3 – 3.15 приведены в приложении А, табл. А.1.

3.17 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).

3.18 Для ранее установленных муфт с коническими переходами, необходимых приварных муфт предельный срок эксплуатации определяется в зависимости от отношения проектного давления нефтепровода $P_{\text{проект}}$ в этой зоне к рабочему (нормативному) давлению $P_{\text{раб}}$ по СНиП 2.05.06.

По истечении срока муфты с коническими переходами, необходимые приварные муфты должны быть заменены постоянными методами ремонта.

3.19 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.

					<i>Методы устранения дефектов</i>	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

3.20 Для дефекта в поперечном сварном шве, расположенного на расстоянии менее 10 номинальных диаметров от границ гофра (кроме гофров на гнутых отводах), при угловом положении центра дефекта шва относительно центра гофра в диапазоне от 120 до 240 град. применяется вырезка стыка и гофра, как постоянный метод ремонта.

3.21 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.

Виды дефектов

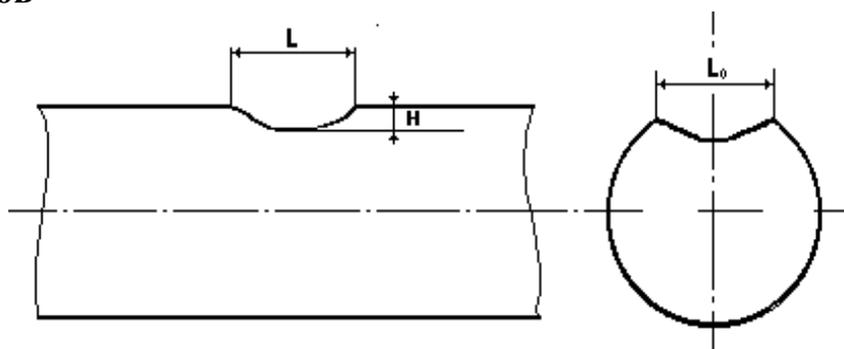


Рисунок А.1 Вмятина

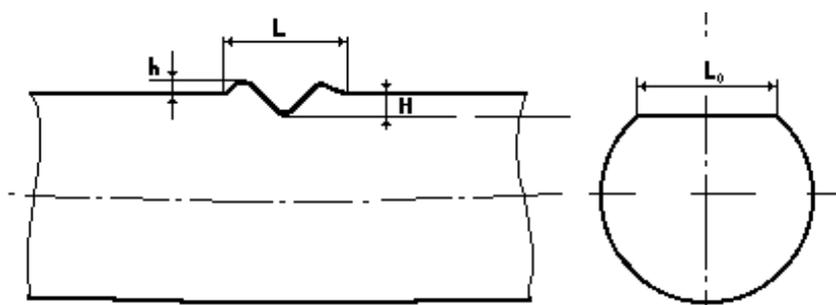


Рисунок А.2 Гофр

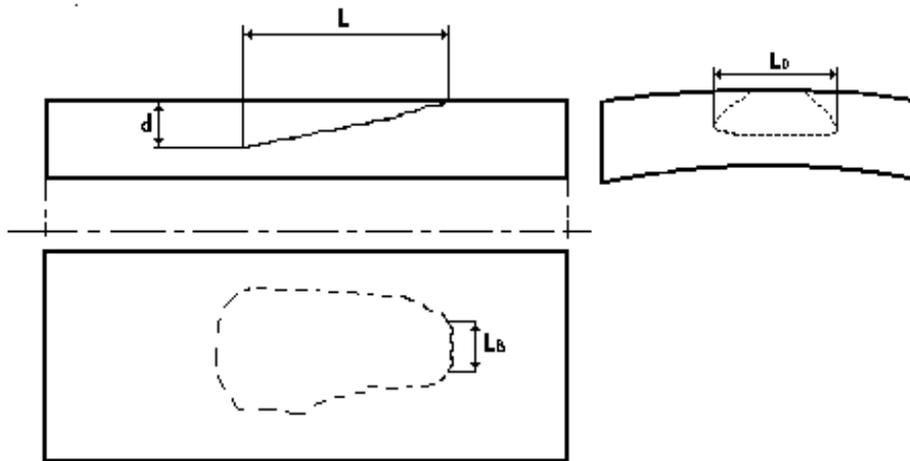


Рисунок А.3 Расслоение с выходом на поверхность

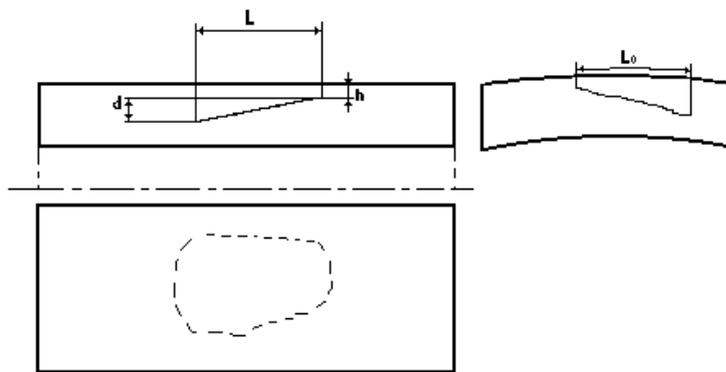


Рисунок А.4 Расслоение

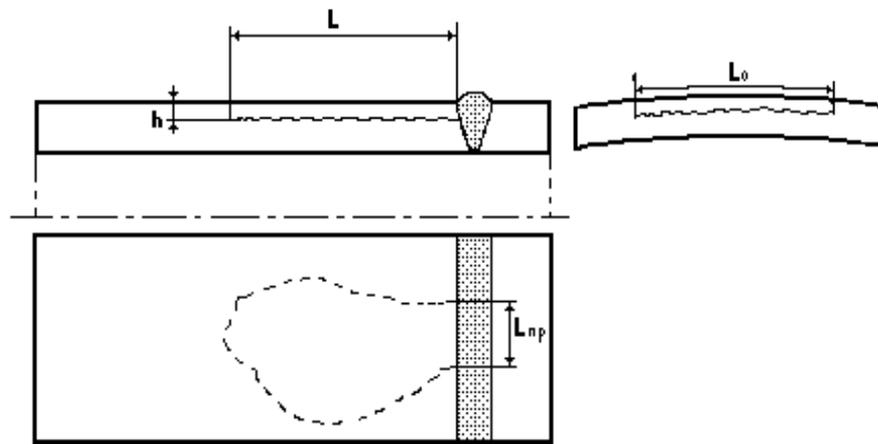


Рисунок А.5 Расслоение в околошовной зоне

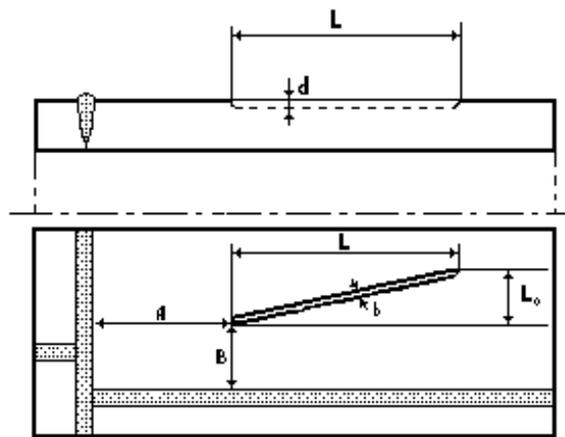


Рисунок А.6 Риска

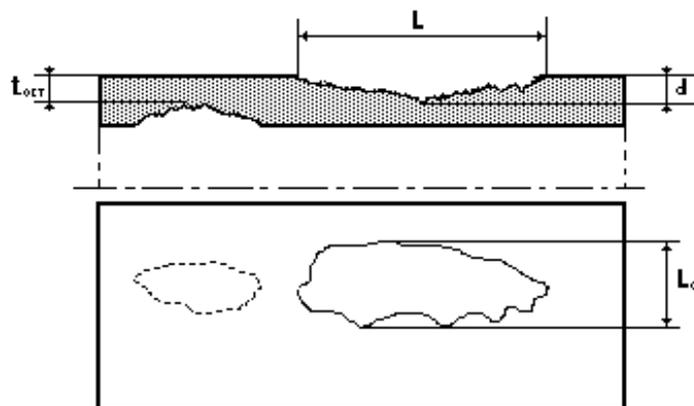


Рисунок А.7 Внутренняя и внешняя коррозия

Рисунок А.8 Трещина

"Вмятина" - локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода.

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

"Овальность" – дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от округлости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях.

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

					Методы устранения дефектов	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

"Риска" (*царапина, задир*) - потеря металла стенки трубы, происшедшая в результате взаимодействия стенки трубы с твердым телом при взаимном перемещении.

"Расслоение" - несплошность металла стенки трубы.

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

"Расслоение в околошовной зоне" - расслоение, примыкающее к сварному шву.

"Трещина" – дефект в виде узкого разрыва металла стенки трубы.

					<i>Методы устранения дефектов</i>	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

4. ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Для противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов должны применяться наружные покрытия, отвечающие требованиям ГОСТ Р 51164-98.

В зависимости от диаметра и конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов применяются **два типа защитных покрытий: усиленный и нормальный.**

Усиленный тип защитных покрытий применяется на участках трубопроводов **I** и **II** категорий всех диаметров, на трубопроводах диаметром **820** мм и более, а также на трубопроводах любого диаметра, прокладываемых в зонах повышенной коррозионной опасности в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Конструкции наружных защитных покрытий заводского и трассового нанесения, рекомендуемых для противокоррозионной защиты стальных магистральных трубопроводов, минимально необходимая толщина защитных покрытий и максимально допустимая температура их применения приведены в ГОСТ Р 51164-98. В таблице 2 ГОСТ Р 51164-98 изложены основные требования, предъявляемые к наружным противокоррозионным покрытиям трубопроводов (приложение Д).

На рис. 4.1 и 4.2 представлены классификации защитных покрытий и изоляционных материалов. Несмотря на большое разнообразие конструкций защитных покрытий для строительства трубопроводов подземной и подводной прокладки диаметром до 1220 мм предпочтительнее применять трубы с заводским покрытием. Область применения различных вилок заводских покрытий представлена в табл. 4.1.

					<i>Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Глущенко</i>				Противокоррозионные изоляционные материалы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						66	162
<i>Консульт</i>						ТПУ гр. 32Б71Т		
<i>Зав. каф</i>	<i>Брусник О.В</i>							

Таблица 4.1

Область применения различных видов наружных заводских покрытий

Вид покрытия	Максимальный диаметр труб, мм	Максимальная температура эксплуатации по данным производителей, °С	Максимальная температура эксплуатации по ГОСТ Р 51164-98, °С
Полиэтиленовое НП	1420	50—60	60
Полиэтиленовое ВП	1420	60—70	60
Полипропиленовое	1420	90—110	60
Эпоксидное	820	80—90	80
Стеклоэмалевое	530	150	150
Каменноугольные и битумные мастики	820	40	40

Наиболее массово производятся заводские покрытия на основе полиэтилена (до 90%). В табл. 4.2. представлены основные характеристики полиэтилена выпускаемого фирмами-производителями.

Таблица 4.2

Характеристики полиэтилена низкой плотности

Свойства	Фирма (страна)			
	«Mannesmann» (Германия)	«Хеш» (Германия)	«Sumitomo Metal» (Япония)	«Nippon Steel» (Япония)
Индекс расплава. г/10 мин	0,35—0,55	1,2—1,7	0,14	0,15
Плотность, г/см ³	0,933 0,939	0,930—0,935	0,930—0,950	0,935
Прочность при разрыве, МПа	13	9	10—12	23
Относительное удлинение при разрыве, %	500 600	200	700—800	560
Температура хрупкости, °С	-72	-72	-75	-76



Рис. 4.1 Классификация защитных покрытий трубопровода



Рис. 4.2 Классификация материалов защитных покрытий трубопроводов

Для определения оптимальной толщины слоя полиэтиленовой изоляции проведены сравнительные испытания, при которых трубы большого диаметра с полиэтиленовым покрытием разных толщин подвергались нагрузкам, которые могут возникать в процессе строительства и эксплуатации трубопроводов.

Основными видами нагружения являлись протаскивание изолированных труб по щебню, песчано-каменистому грунту, поперек железнодорожных рельсов, падение труб с высоты 1 м на грунт с каменистыми включениями, падение на поверхность изоляции щебня и камней различной массы и т.п.

Кроме того, оценивали ударную прочность покрытия разной толщины в широком интервале температур. На основании проведенных исследований и накопленного опыта работы с трубами, изолированными полиэтиленом, стандартом DIN 30670 рекомендуемая толщина покрытий, приведена в табл.4.3.

Таблица 4.3

Рекомендуемая толщина заводских полиэтиленовых покрытий

Диаметр трубы, мм	Толщина слоя покрытия, мм	
	Экструдированного	Напыленного
Менее 100	1,8 - 2,5	1,6 - 2,3
100-250	2 - 2,5	1,8 - 2,3
273-508	2,2 - 3,0	2,2 - 2,5
530-1220	2,5 - 3,6	2,5 - 3,0

В качестве исходного материала при нанесении покрытий применяют термостабилизированные композиции порошкообразного полиэтилена низкого давления на основе базовых марок повышенной стойкостью к термо- и фотоокислительному старению. При изоляции

методом экструзии для основного слоя покрытия используют термостойко-стабилизированные композиции полиэтилена высокого давления базовых марок (рис. 4.3).

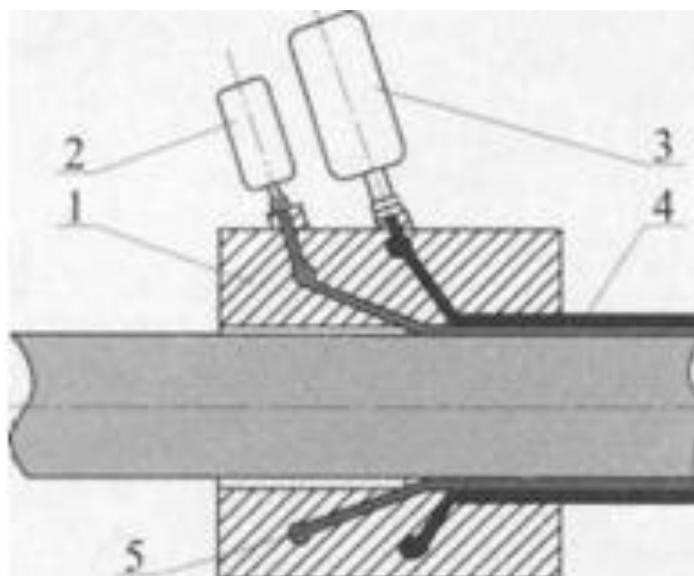


Рис. 4.3 Нанесение на трубу наружного покрытия продольной экструзией

Адгезионная прочность заводских полиэтиленовых покрытий представлена в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Адгезионная прочность заводских полиэтиленовых покрытий

Температура, °С	Адгезионная прочность, Н/см	
	Адгезионный слой на основе полиэтилена	Адгезионный слой на основе бутилкаучука
-45	7,0	1,0
-20	10,0	5,5
0	10,0	10,0
20	7,0	4,0
40	4,5	2,0
60	1,5	0,85

Наряду с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием для противокоррозионной защиты трубопроводов могут применяться: заводское двухслойное полиэтиленовое покрытие и заводское трехслойное полипропиленовое покрытие.

При этом область применения заводского двухслойного полиэтиленового покрытия ограничивается диаметрами трубопроводов до 820 мм включительно и температурой транспортируемых продуктов не выше плюс 60 °С. Заводское полипропиленовое покрытие предназначено для применения при строительстве морских трубопроводов,

подводных переходов, при прокладке трубопроводов в скальных грунтах, при строительстве методами «закрытой» прокладки (проколы, ННБ и др.). Кроме того, полипропиленовое покрытие может применяться для противокоррозионной защиты «горячих» участков трубопроводов с температурой эксплуатации до плюс 110°С. Использование полипропиленового покрытия существенно ограничено при проведении строительно-монтажных работ в зимнее время. Температура хранения труб с заводским полипропиленовым покрытием не должна быть ниже минус 20°С, а при транспортировании изолированных труб и проведении строительно-монтажных работ температура окружающей среды не должна быть ниже минус 10 °С.

Для противокоррозионной защиты фасонных соединительных деталей (тройники, отводы, переходы и др.) и задвижек трубопроводов применяются полиуретановые, эпоксидно-полиуретановые покрытия или другие типы защитных покрытий заводского и трассового нанесения, отвечающие требованиям ГОСТ Р 51164-98 (рис. 4.4).

Изоляцию сварных стыков труб с заводской изоляцией в трассовых условиях в России и за рубежом осуществляют различными методами и материалами. Для этих целей применяют: термоусаживающиеся манжеты, муфты и ленты; полимерные липкие ленты; битумные покрытия; порошковые эпоксидные краски и т.д.

					<i>Противокоррозионные изоляционные материалы</i>	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		



Рис. 4.4 Нанесение жидкого двухкомпонентного покрытия в заводских условиях

Наиболее широко используется изоляция с применением термоусаживающихся манжет и муфт, основу которых составляет радиационно-вулканизированный полиэтилен трехмерной структуры, который при тепловом воздействии на него обеспечивает усадку изделия на сварном стыке. При этом усадку манжеты можно производить как на предварительно нанесенную грунтовку, так и без нее.

Термоусаживающиеся оберточные ленты, манжеты и муфты для изоляции сварных соединений труб с заводской изоляцией, а также оборудование для их нанесения производят и предлагают фирмы, такие как «Raychem», «Ameron», «CANUSA» (Канада, США), «Furukawa», «Nitto», «Sekisui» (Япония), ВНИИСТ, НПО «Пластик», «Трубопласт» (Екатеринбург), ОАО «Гефест-Ростов» (Ростов-на-Дону), ЗАО «Терма» (Санкт-Петербург) и многие другие.

Технологию изготовления и применения термоусаживающихся материалов можно рассмотреть на примере термоусадки полиэтиленовых лент и манжет фирмы «Raychem».

Термопластичные материалы представляют собой частично кристаллические полимеры. Их прочность определяется как химической структурой образующих полимерных цепей, так и степенью кристалличности изготовленной пленки.

При нагревании пленки выше точки плавления кристаллитов (120°C) они плавятся, и возникает гомогенный расплав полимера, характеризующийся некоторой достаточно высокой вязкостью, зависящей от молярной массы используемого полимера.

С развитием атомной энергии было сделано важное открытие. Если подвергнуть некоторые пластмассы воздействию радиации высокой энергии, то это приводит к образованию химических поперечных связей между молекулами полимера, т.е. материал сшивается.

Как только материал подвергся радиационному сшиванию, он не плавится и не «течет» при высокой температуре. При нагревании материала кристаллиты, как и прежде, плавятся, однако материал больше не «течет» и его форма не изменяется. В то же время сшитая структура является эластичной. Когда материал нагревается до температуры, при которой кристаллиты плавятся, он ведет себя как каучук. Благодаря радиационному сшиванию продукция, изготовленная из такого материала, имеет отличную эластичную «память» о своих размерах до растяжения. Эти ленты или муфты, поставляемые в растянутом виде (т.е. больше требуемых размеров), при нагревании сжимаются (процесс термоусадки) и плотно охватывают трубу или другой предмет, на которых они установлены.

Фирмы-изготовители термоусаживающихся изделия (ленты, манжеты, муфты) производят в окончательном виде, а затем подвергают действию радиации высокой энергии и тем самым «замораживают» в нужной форме. При этом кристаллиты возникают снова и фиксируют структуру полимера до следующего нагрева. Заказчик или потребитель нагревает термоусаживающееся полимерное изделие на конкретном объекте, например

					<i>Противокоррозионные изоляционные материалы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		73

трубопроводе. При этом кристаллиты расплавляются. Поперечные химические шивки позволяют материалу вернуться к его исходной форме.

После охлаждения пленка рекристаллизуется и «фиксируется» в ее новом, восстановленном виде. После нового нагрева никаких других изменений в полимере не наблюдается.

Рекомендуемые толщины покрытий термоусаживающихся муфт для труб диаметром:

—до 273 мм включительно	> 1,75 мм;
—273—530 мм включительно	> 2,15 мм;
—530 мм и более	> 2,5 мм.

Материалы производства ОАО «Гефест-Ростов» (г. Ростов-на-Дону).

Комплект термоусаживающейся манжеты «ДОНРАД-МСТ» (рис. 4.5, табл. 4.5, 6.6) предназначен для антикоррозионной защиты сварных стыков и гнутых отводов стальных трубопроводов, предназначенных для эксплуатации при температурах до 60°C.



Рисунок 4.5 Комплект манжеты 60°C. «ДОНРАД-МСТ»

Таблица 4.5

Размеры манжет

Диаметр трубы, мм	Толщина манжеты, мм	Ширина манжеты, мм
До 273 вкл.	1,2 + 0,2	225(450) + 5
До 530 вкл.	1,8 + 0,2	450 + 5
До 820 вкл.	2,0 + 0,2	450 + 5
До 1420 вкл.	2,4 + 0,2	450 + 5

Манжеты выпускают следующих типов:

- ДОНРАД-МСТ ЭП — для изоляции сварных стыков труб с трехслойным заводским покрытием диаметром до 1420 мм по эпоксидной грунтовке с температурой предварительного нагрева трубы 70—80°С;
- ДОНРАД-МСТ — для изоляции сварных стыков труб с двухслойным заводским покрытием диаметром до 820 мм без грунтовки с температурой предварительного нагрева трубы 130 °С.

Комплект поставки состоит из манжеты «ДОНРАД-МСТ», ленты-замка и двухкомпонентной эпоксидной грунтовки ПЭГ (для ДОНРАД-МСТ ЭП).

Манжета «ТЕРМОРАД-МСТ» (табл. 6.6) предназначена для наружной антикоррозионной защиты сварных стыков, гнутых отводов и соединительных деталей подземных трубопроводов с наружным заводским полиэтиленовым покрытием, предназначенных для эксплуатации при температурах до 50°С.

Таблица 4.6

Технические характеристики термоусаживающихся манжет

Показатель	ДОНРАД-МСТ ЭП	ДОНРАД-МСТ	Терморад-мет	ДОНРАД-СТ
1	2	3	4	5
Прочность при разрыве ленты-основы в продольном направлении при температуре (20 ± 5) °С, МПа, не менее	12		12	12
Относительное удлинение при разрыве ленты-основы в продольном направлении при температуре (20 ± 5) °С, %, не менее	200		200	200
Содержание гель-фракции ленты-основы, %, не менее	60			60

1	2	3	4	5
Степень усадки ленты в продольном направлении при температуре $(130 + 10) ^\circ\text{C}$, %, не менее не более	15 30		25 + 5	15 30
Адгезия при температуре $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$, Н/см, не менее:				
к стали	—	60	70	50—70
к загрунтованной стальной поверхности	70	—	—	—
к заводскому полиэтиленовому покрытию	—	50	—	50
к загрунтованному заводскому полиэтиленовому покрытию	70	—	—	50
Адгезия после выдержки в воде в течение 1000 ч при температурах 20, 40, 60 °С, Н/см, не менее:				
к стали	—	40	50	35—50
к загрунтованной стальной поверхности	50	—	—	—
к заводскому полиэтиленовому покрытию	—	35	—	35
к загрунтованному заводскому полиэтиленовому покрытию	50	—	—	—
Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации после 30 сут испытаний, см ² , не более:				
при 20 °С	4		4	4—5
при 40 °С	8		—	8—10
при 60 °С	10		10	10—15
Диэлектрическая сплошность. Отсутствие пробоя при постоянном электрическом напряжении, кВ/мм, не менее	5		10	5

Манжета используется для изоляции трубопроводов диаметром до 1420 мм по эпоксидной грунтовке с температурой нагрева трубы 70—80°С. Преимуществом данного типа манжеты по сравнению с «ДОНРАД-МСТ ЭП» являются повышенные (на 50%) прочностные характеристики наружного слоя покрытия, позволяющие осуществлять прокладку трубопроводов в скальных и твердых грунтах.

					<i>Противокоррозионные изоляционные материалы</i>	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Конструкция покрытия на основе манжеты «ТЕРМОРАД-МСТ ЭП» состоит из манжеты «ТЕРМОРАД-МСТ», ленты-замка и двухкомпонентной эпоксидной грунтовки ПЭГ.

Лента термоусаживающаяся двухслойная радиационно-модифицированная «ДОНРАД-СТ» (табл. 6.6) предназначена для изоляции сварных стыков и отводов труб диаметром до 820 мм с двухслойным заводским изоляционным покрытием с температурой эксплуатации 60°C. Изоляцию осуществляют при нагреве трубы до 130°C.

Лента представляет собой двухслойный изоляционный материал, состоящий из наружной электронно-химически модифицированной полиэтиленовой пленки-основы и внутреннего адгезионного подслоя. Ленту производят методом плоскощелевой экструзии, совмещенным с каландровым способом. Поставляют в рулонах.

Ленты защитные термоусаживающиеся «ТЕРМА-40» и «ТЕРМА-60», изготавливаемые ЗАО «ТЕРМА» (г. Санкт-Петербург), применяются для защиты наружной поверхности трубопроводов диаметром до 1420 мм при температуре эксплуатации от минус 60 до плюс 40 и 60°C соответственно (табл. 4.7). Ленты «ТЕРМА-СТ» предназначены для изоляции сварных стыков труб с заводским полиэтиленовым покрытием при температуре эксплуатации от минус 60 до плюс 60°C; ленты «ТЕР-МА-ЛКА» предназначены для замыкания в кольцо манжет при изоляции сварным покрытием. Ленты состоят из электронно-химически сшитого полужесткого слоя полиолефина (основы), покрытого изнутри термопластичным адгезионным слоем на основе модифицированной адгезионно-активной композиции сэвилена.

Ленты поставляют в рулонах на картонных или полимерных гильзах (шпулях). Рулоны ленты упаковывают в полиэтиленовую пленку и обвязывают шпагатом. Ленту хранят в рулонах в закрытых помещениях, исключая попадание прямых солнечных лучей, на расстоянии не менее 1 м от нагревательных приборов.

					Противокоррозионные изоляционные материалы	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 4.7

Технические характеристики лент «ТЕРМА»

Показатель	ТЕРМА-40	ТЕРМА-60	ТЕРМА-СТ	ТЕРМА-Р	ТЕРМА-ЛКА
Прочность при разрыве, МПа, не менее	12	12	12	12	12
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	200	200	200	200	200
Усадка в продольном направлении, %, не менее	10—20	10—20	20—30	0—10	0—10
Содержание гель-фракции, %	40—50	40—50	40—50	40—50	40—50
Адгезия к стали и ПЭ-покрытию, Н/см, не менее (в воздушной среде, в интервале температур 15—35°C)	35	35	35	35	35
Адгезия к стали и ПЭ-покрытию после экспонирования в течение 1000 ч при (60 ± 2)°C, Н/см, не менее	35	35	35	35	35
Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации (1,5 В после 30 сут испытаний в 3%-ном растворе N801), см ² , не более, при 20 °C 60 °C	5	5	5	5	5
	15	15	15	15	15
Толщина ленты, мм	2,4 + 0,2	2,0 + 0,2	2,0 + 0,2 1,4 + 0,2	2,0 + 0,2	2,0 + 0,2 1,8 + 0,2 1,2 + 0,2
		1,8 + 0,2		1,8 + 0,2	
		1,2 + 0,2		1,2 + 0,2	
Ширина ленты, мм (± 2)	450	450	600	225	600
	225	225	500	150	450
	150	150	450		225

Двухслойная электронно-химически модифицированная лента «Радлен», производства НПО «Пластик» (г. Москва), выпускается нескольких типов (табл. 4.8). Лента «Радлен-АК» выпускается для герметизации вентиляционных стыков, лента «Радлен-60» — для антикоррозионной защиты стальных трубопроводов диаметром до 1420 мм, а также для изоляции сварных стыков труб с заводским полиэтиленовым покрытием. Температура эксплуатации лент от минус 60 до плюс 60°C. Лента «Радлен-110» — применяется для антикоррозионной защиты стальных трубопроводов диаметром до 1420 мм, а также для изоляции сварных стыков

					<i>Противокоррозионные изоляционные материалы</i>	<i>Лист</i>
						78
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

труб с заводским полиэтиленовым покрытием. Температура эксплуатации ленты от минус 60 до плюс 110°С.

Двухслойная термоусаживающаяся лента «Термизол», изготавливаемая на производственной базе НПУ «ЗНОК и ППД»(ОАО «Татнефть»), предназначена для изоляции сварных стыков труб в полевых и базовых условиях. Она представляет собой рулонный изоляционный материал шириной полотна от 50 до 450 мм.

Таблица 4.8

Технические характеристики лент «Радлен»

Показатель	Радлен-АК 14,7	Радлен-60 14,7	Радлен-110 14,7
Прочность при разрыве, МПа, не менее			
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	300	300	300
Усадка в продольном направлении, %, не менее	20	30	30
Содержание гель-фракции, %	60 ± 5	70 ± 5	70 ± 5
Адгезия к стали при 15—35 °С, Н/см, не менее	50	50	50
после экспонирования в воде при (23 ± 2) и (60 ± 2) °С в течение (1000 ± 1) ч	3,5	3,5	-
после экспонирования в воде при (98 ± 2) и (60 ± 2) °С в течение (1000 ± 1) ч	-	-	3,5
Катодное отслаивание, см ² , не более	0,8 ± 0,2	2,1 ± 0,1	2,1 ± 0,1
Толщина ленты, мм	0,6 ± 0,1	1,2 ± 0,1 0,8 ± 0,1	1,2 ± 0,1 0,8 ± 0,1
Ширина ленты, мм	80 ± 3	450 ± 2 220 ± 2 150 ± 2	450 ± 2 220 ± 2 150 ± 2

Лента состоит из двух слоев: первый — адгезионный, выполненный на основе клея-расплава, второй — полиэтиленовый, термоусаживающийся.

Основные параметры ленты «Термизол» приведены ниже:

Показатель Значение

Толщина ленты, мм.....0,7 - 1,3

Толщина основы, мм.....0,5- 0,8

Толщина адгезионного слоя, мм.....0,2 - 0,5

Ширина ленты, мм	450 + 10
Прочность при разрыве, МПа, не менее.....	12,0
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	300
Адгезия к стали, МПа, не менее.....	3,5
Параметры термоусадки, %, не менее:	
в продольном направлении	50
в поперечном направлении.....	10

Лента «Политерм» (ЗАО «Делан») используется в качестве защитной термоусаживающейся обертки для покрытия поверхности подземных стальных трубопроводов по расплаву битумно-полимерных мастик. Ленту изготавливают по технологии химической или радиационной сшивки полиэтиленовой основы (табл. 4.9).

Таблица 4.9

Технические характеристики ленты «Политерм» (ЗАО «Делан»)

Показатель	Значение	Метод испытания
Цвет	Черный	
Общая толщина, мм	0,7—0,8	ASTM D 1000
Прочность основы при разрыве при 23°C, МПа, не менее	10	ASTM D 1000
Удлинение при разрыве при 23°C, %, не менее	250	ASTM D 1000
Усадка при 140°C, %:		
продольное направление	10—30	
поперечное направление	5—10	
Водопоглощение при 23°C, 24 ч, %	0,1	ASTM D 570
Температура хрупкости, °C	—60	

5. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА МАТЕРИАЛОВ И ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

5.1. Применяемые нормативно-технические документы

Главная задача любой системы контроля — установление соответствия фактических значений формируемых показателей нормативным требованиям и выработка оптимальных решений, направленных на оперативные меры управления качеством. Объективность контроля обеспечивается прежде всего тщательностью отработки технологии и организации проведения контроля, оказывающих влияние на точность и достоверность получаемой информации о состоянии строительства.

Основной причиной неудовлетворительного качества изоляционных покрытий является нарушение технологических режимов в процессе изготовления и транспортировки изоляционных материалов, а также нарушение правил производства и технологии изоляционно-укладочных работ. Для получения требуемого качества защитных покрытий необходимо соблюдать основные положения действующих нормативно-технических документов и технологию работ на всех этапах, начиная от очистки поверхности трубы и заканчивая укладкой изолированного трубопровода в траншею и засыпкой его грунтом (рис. 5.1).

Контроль качества изоляционно-укладочных работ производят на основании технологических регламентов предприятий, утвержденных в установленном порядке в соответствии с федеральным законом (ФЗ) «О техническом регулировании» № 184-ФЗ; правил, стандартов, инструкций, методик и иных нормативно-технических документов единства измерений государственной системы обеспечения принятых в соответствии с ФЗ «Об обеспечении единства измерений»,

					<i>Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Глуценко</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					81	162
<i>Консульт</i>					ТПУ гр. 32Б71Т		
<i>Зав. каф</i>	<i>Брусник О.В</i>						

а также международных, государственных, отраслевых, стандартов (СТ СЭВ, 180, ГОСТ, ОСТ и др.): СНиПов, ведомственных строительных норм (ВСН), инструкций, свода правил (СП), технических условий (ТУ), руководящих документов (РД); а также на основании НТД и стандартов (СТП) отдельных предприятий и фирм-заказчиков, строителей (подрядчиков) и поставщиков.

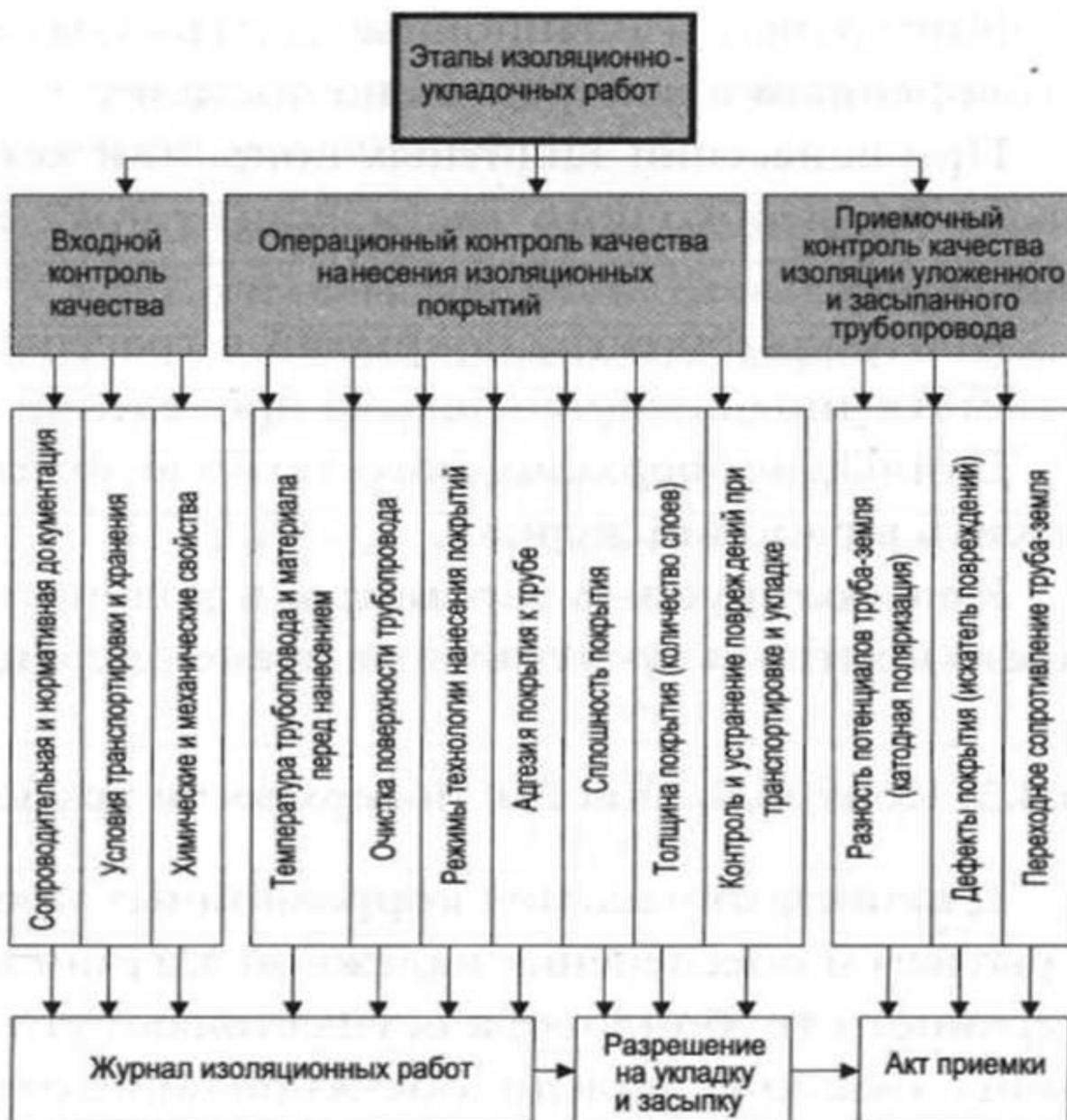


Рис. 5.1 Структурная схема организации производственного контроля качества изоляционно-укладочных работ

5.2. Входной контроль изоляционных материалов

Технологическая карта входного контроля изоляционных материалов
представлена в табл. 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1

Технологическая карта входного контроля изоляционного материала

Состав контроля исполнительная документация (регистрация результатов контроля)	Лицо, осуществляющее контроль	Периодичность контроля	Вид контроля и технические средства для его выполнения	Примечание
Наличие документации на каждую партию поступивших изоляционных материалов	Прораб, мастер	Сплошной, непрерывно на каждую партию	Визуальный	Сертификаты, паспорта, транспортные документы на каждую партию изоляционных материалов. Соответствие требованиям НТД
Лабораторные испытания изоляционных материалов. Ведомость входного контроля	Лаборант	Выборочный (из каждой партии), статистический	Механические испытания, химический анализ (лабораторное оборудование)	Соответствие фактических показателей требованиям НТД
Соблюдение условий и правил транспортировки. Ведомость входного контроля	Прораб, лаборант	Непрерывный сплошной (каждого транспортного средства)	Визуальный	Изоляционные материалы следует перевозить специально оборудованным транспортом (бортовой автомобиль, тягач и т.п. покрытием с кузова тентом), обеспечивающим сохранность материалов
Условия хранения изоляционных материалов. Ведомость входного контроля	Прораб, мастер	Периодический (не реже двух раз в месяц)	Визуальный	Все изоляционные материалы необходимо хранить под навесом, обеспечивающим защиту от солнца и атмосферных осадков, при температуре — 15—50°С. Грунтовку хранят в отдельном помещении в плотно закрытых бочках

Импортные изоляционные материалы контролируют по показателям, оговоренным в контрактах на поставку.

При нанесении защитных покрытий как в базовых, так и в трассовых условиях необходимо вести постоянный контроль качества отдельных операций.

Контроль качества покрытий в трассовых условиях обычно проводит ответственный исполнитель за проведение изоляционных работ.

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		83

Данные пооперационного технологического контроля необходимо заносить в рабочий журнал.

Контролируемые параметры и количество точек контроля (периодичность контроля) учитывают в схеме операционного контроля.

Таблица 5.2

Рекомендуемые испытания термоусадочных муфт на соответствие техническим условиям

Испытание	Количество муфт, подлежащих испытанию
Нанесение покрытия на трубы	По требованию, в присутствии заказчика
Внешний вид	Все применяемые муфты
Общая толщина	Все применяемые муфты
Сплошность	Все применяемые муфты
Адгезия	4 муфты с металлической подложкой, с кольцевыми сварными швами и для каждого типа покрытия с обработкой на станке
Прочность нахлеста на сдвиг	4 специальные пробы
Вдавливание	4 муфты
Прочность при ударе	2 муфты с металлической подложкой
Удельное электрическое сопротивление	2 муфты с металлической подложкой
Сопротивление катодному отслаиванию	2 муфты с металлической подложкой
Разрушающее испытание	
На прочность	4 муфты

5.3. Контроль очистки поверхности трубопроводов

Для предотвращения коррозионных процессов под изоляционным покрытием и обеспечения надежной адгезии изоляционного покрытия к поверхности трубопровода осуществляют его очистку от пыли, грязи, ржавчины, окалины, наледи, обезжиривание от копоти и масла. При температуре воздуха ниже 10°С поверхность трубопровода нагревают от 15 до 50°С. С помощью шлифовальных машинок с поверхности трубопровода удаляют брызги металла, шлака, выступы и заусенцы. Температуру подогрева контролируют приборами ТП-1 или ИМП-1. В трассовых условиях очистку производят металлическими скребками, щетками и иглофрезами, закрепленными на вращающемся роторе очистной машины, пескоструйными и дробеструйными установками.

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
						84
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Термоусадочные муфты на основе полиэтилена должны использоваться в рабочих условиях с температурой до 60°C и могут наноситься на сварные стыки труб с любым заводским покрытием.

Термоусадочные муфты на основе полипропилена должны наноситься на сварные стыки труб с заводским полипропиленовым покрытием. Полипропилен может использоваться в рабочих условиях с температурой до 80°C.

Для оценки соответствия термоусадочных муфт техническим условиям, должны проводиться следующие испытания (табл. 5.2).

Сварные стыки труб с трехслойным полиэтиленовым, полипропиленовым и эпоксидным покрытиями, нанесенными в заводских условиях, должны преимущественно закрываться термоусадочными муфтами, накладываемыми на жидкую эпоксидную грунтовку (например, «HTLP-60» фирмы «Raychem», GTS-65 фирмы «CANUSA» и др.).

Требуемая степень очистки назначается для различных видов отечественных защитных покрытий в соответствии с ГОСТ 9.402-80 [21], ВСН 008-88 [11] (табл. 5.3 и 5.4), для покрытий зарубежного производства в соответствии с техническими условиями, паспортными данными и стандартами ISO, API, DIN и др.

Наиболее высокие требования (1-я и 2-я степень очистки) предъявляются к очистке поверхности труб перед нанесением эпоксидных, металлизационных, стеклоэмалевых покрытий, а также покрытий из порошковых или экструдированных полиолефинов.

В соответствии с 180 8501-1 степень очистки определяется описанием вида поверхности после очистки и эталонами, типичными примерами фотографий. Различные методы очистки обозначают соответствующими буквами: «Sa», «St» и «FI». Следующее за буквами число, если имеется, указывает степень очистки от прокатной окалины, ржавчины, масла и грязи.

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
						85
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Таблица 5.3

Степень очистки и характеристика очищенной поверхности труб в зависимости от вида покрытия (по ВСН 008-88 [11])

Вид противокоррозионных покрытий	Степень очистки стальной поверхности	Характеристика очищенной поверхности
Стеклоэмалевые и металлизационные	1	При осмотре с шестикратным увеличением окалина и ржавчина не обнаруживаются
Лакокрасочные на основе синтетических смол	2	При осмотре невооруженным глазом окалина и ржавчина не обнаруживаются
Лакокрасочные на основе природных смол. Термоусаживающиеся (горячего нанесения) и ленточные (холодного нанесения)	3	Не более чем на 5% поверхности трубы имеются пятна и полосы прочно сцепленной окислыны, точки ржавчины, видимые невооруженным глазом; при перемещении по поверхности прозрачной пластины размером 25 x 25 мм на любом из участков окислыной и ржавчиной занято не более 10 % площади пластины
Битумные мастичные, антикоррозионные смазки	4	Не более чем на 10 % поверхности трубы имеются пятна или полосы прочно сцепленной окислыны и ржавчины, видимые невооруженным глазом; при перемещении по поверхности прозрачной пластины размером 25 x 25 мм на любом из участков окислыной и ржавчиной занято не более 30% площади пластины

Таблица 5.4

Степени очистки поверхности металлов от окислыны и продуктов коррозии для нанесения лакокрасочных покрытий (по ГОСТ 9.402-80)

Обозначение степени очистки	Характеристика очищенной поверхности	Характеристика обрабатываемого изделия и материала	Обозначение условий эксплуатации лакокрасочных покрытий по ГОСТ 9.104
1	При осмотре с шестикратным увеличением окалина и ржавчина не обнаруживаются	С поверхности удалены ржавчина и отслаивающаяся окалина	У1,УХЛ1,ХЛ1, Т1,ОМ1, ОМ2, В5
2	При осмотре невооруженным глазом не обнаруживаются окалина, ржавчина, пригар, остатки формовочной смеси и другие неметаллические слои	Изделия из I и II групп металлов, подлежащие фосфатированию и окрашиванию, а также из металла толщиной не менее 4 мм	У1.У2, УХЛ1.УХЛ2, ХЛ1.ХЛ2, Т1.Т2, Т3, ОМ1.ОИ2, ОМ3, В5
3	Не более чем на 5% поверхности имеются пятна и полосы плотно сцепленной окислыны и литейная корка, видимые невооруженным глазом. На любом из участков поверхности изделия окислыной занято не более 10% площади пластины 25 x 25 мм	Изделия из чугуна и стального литья, поковок и горячих штамповок, прокат и изделия сложной формы с толщиной металла не менее 4 мм	У1,У2,УХЛ1, У3, УХЛ2, УХЛ3, УХЛ4, ХЛ1, ХЛ2, ХЛ3, Т2, Т3
4	С поверхности удалены ржавчина и отслаивающаяся окалина	Труднодоступные места крупногабаритных изделий сложной формы с толщиной металла не менее 4 мм	УХЛ4

					Контроль качества материалов и изоляционных работ	Лист 86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Перед струйной очисткой (Sa) необходимо удалить рыхлую и отслаивающуюся ржавчину, масло и грязь.

Sa 1 — легкая струйная очистка: при осмотре без увеличения поверхность должна быть свободной от видимых масла и грязи, а также от слабопристающих окалины, ржавчины, краски и посторонних частиц.

Sa 2 — тщательная струйная очистка: при осмотре без увеличения поверхность должна быть свободной от видимых масла и грязи, а также от большей части прокатной окалины, ржавчины, краски и посторонних частиц; любые оставшиеся загрязнения должны иметь прочное сцепление с металлом.

Sa 2 1/2 — очень тщательная струйная очистка: при осмотре без увеличения поверхность должна быть свободной от видимых масла и грязи, а также от большей части прокатной окалины, ржавчины, краски и посторонних частиц; любые оставшиеся следы загрязнения должны выглядеть только как легкое окрашивание в виде пятен или полос.

Sa 3 — качественная струйная очистка: при осмотре без увеличения поверхность должна быть свободной от видимых масла и грязи, а также от большей части прокатной окалины, ржавчины, краски и посторонних частиц; она должна иметь однородную металлическую окраску.

Очистку поверхности ручным и механическим инструментом (очистка щетками, скребками и шлифование) обозначают буквами «St».

Перед очисткой ручным и механическим инструментом необходимо удалить рыхлую ржавчину, масло и грязь.

St 2 — тщательная очистка ручным и механическим инструментом: при осмотре без увеличения поверхность должна быть свободной от видимых масла и грязи, а также от плохо пристающих прокатной окалины, ржавчины, краски и посторонних частиц.

St 3 — очень тщательная очистка ручным и механическим инструментом: как для St 2, но поверхность необходимо обрабатывать более

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

тщательно для получения металлической окраски, обусловливаемой металлической основой.

Перед термической очисткой ПИ необходимо удалить рыхлую и отслаивающуюся ржавчину. После термической очистки поверхность должна быть очищена проволочными щетками. При осмотре без увеличения на поверхности не должны быть видны следы прокатной окалины, ржавчина, краска и грязь. Любые оставшиеся загрязнения должны выглядеть только как слабое окрашивание поверхности (тени различных цветов).

Также в стандарте ISO-8501 описаны четыре степени коррозии металла. Они определяются описаниями вида поверхности и эталонами (типичными примерами фотографий):

A: поверхность стали, покрытая в большой степени прочно прилегающей прокатной окалиной, но почти не имеющая ржавчину.

B: поверхность стали, начавшая ржаветь и с которой начинает отставать прокатная окалина.

C: поверхность стали, с которой прокатная окалина исчезла в результате коррозии или она может быть удалена, но наблюдается ржавчина.

D: *поверхность* стали, с которой прокатная окалина исчезла в результате коррозии и на которой наблюдается ржавчина.

Шероховатость контролируют в соответствии с ISO - 8503-1 с использованием профиломеров, микрометров, эталонов сравнения, приборов TR. 100, TR 200, «Константа К-5» с датчиком шероховатости, репликативных лент «Pregg-o-Film Testex» и др.

Перед нанесением многих импортных покрытий определяют также степень запыленности, степень обезжиренности, содержание солей, влажность воздуха, температуру точки росы. Степень запыленности должна быть не ниже «2» по ISO 8502-3 (сравнивается с эталонами сравнения на липкой ленте, размер частиц пыли не должен превышать 50—100 мкм).

Степень обезжиренности определяют по ГОСТ 9.402-80 , она должна быть не ниже степени «2» (по методу капли растворителя).

					Контроль качества материалов и изоляционных работ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Влажность воздуха должна быть не более 80—85%. Температура воздуха внутри защитных палаток в зимнее время не должна опускаться ниже 5—10°C.

Можно производить контроль очистки, сравнивая очищенную поверхность с эталоном.

В соответствии с ISO 8501-1Р эталон — это фотографии очищенных поверхностей, разработанные для различных видов изоляционных покрытий на основе научных исследований и опыта практического применения.

5.4 Контроль температуры

Изоляционные материалы необходимо наносить на теплую и сухую поверхность трубопровода. Температура трубы должна быть 15—60°C в соответствии с техническими условиями на применяемую грунтовку. Температуру подогрева контролируют в начале и в конце смены.

Температура большинства марок грунтовок при нанесении должна быть 10—30°C, поэтому при температуре ниже 10°C грунтовку следует выдержать 48 ч в помещении с температурой не ниже 15°C (до 45°C). Слой грунтовки должен быть сплошным, ровным и не иметь сгустков, подтеков, пузырей.

При нанесении битумной мастики непрерывно контролируют температуру мастики в лотке изоляционной машины. Она должна быть:

при $t_{\text{окр.возд}}$ от 30 до 0°C	$t_{\text{м}} = 145-160^{\circ}\text{C};$
$t_{\text{окр.возд}}$ от 0 до - 15°C	$t_{\text{м}} = 160-175^{\circ}\text{C};$
$t_{\text{окр.возд}}$ от - 15 до - 30°C	$t_{\text{м}} = 175-190^{\circ}\text{C};$

При температуре ниже минус 30°C битумную мастику не наносят.

Полимерные ленточные и термоусаживающиеся материалы при температуре окружающего воздуха ниже 10°C необходимо высушивать при температуре 15—50°C в течение 48 ч в специально отведенном помещении. Температура металла трубы должна быть перед нанесением покрытий выше точки росы не менее чем на 3°C.

					Контроль качества материалов и изоляционных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		89

При нанесении эпоксидных и полиуретановых покрытий контролируют температуру трубы, материалов и их компонентов при смешивании, а также время и температуру набора прочности защитного покрытия.

Контроль температуры осуществляют контактными термометрами ТП-1, ИМП-1, ТК-5.03, ТК-5.05, HLC-60 (ANRITSU) и др., индикаторами температуры поверхностного

типа «Tempilstiks», «RM-TEMP-IN-STICK» и др., бесконтактными пирометрами «Кельвин», ST 20, ST 80 и др., индикаторами наносного принципа действия (краски, лаки, карандаши) и др.

5.5 Контроль толщины грунтовки и защитного покрытия

Контроль толщины изоляции производят:

- при заводской или базовой изоляции — на 10% труб и в местах, вызывающих сомнения, не менее чем в 3-х сечениях и в 4-х точках каждого сечения;
- при трассовом нанесении — не менее одного измерения на 100 м трубопровода и в местах, вызывающих сомнения, в 4-х точках по сечению;
- при трассовой изоляции сварных стыков — на каждом стыке в 4-х точках по сечению.

Для измерения толщины защитных покрытий трубопроводов без нарушения сплошности изоляционного покрытия, как в стационарных условиях, так и на трассе, используют магнитоэлектрические, магнитные, вихре-токовые или транзисторные толщиномеры: МТП-01, МТ-2003И, МТ-10Н, МТ-33Н, ВТ-40 НЦ, ТИП-1, ИТДП-11, «Константа К-5» и др.

5.6. Контроль сплошности

Изоляционные покрытия обладают высоким электрическим сопротивлением. В местах нарушения изоляции дефекты обычно заполнены воздухом. Воздух и изоляционные материалы отличаются друг от друга электрической прочностью, под которой понимается напряжение, ведущее к

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

электрическому пробоем диэлектрика. Так, для полиэтилена электрическая прочность равна $4 \cdot 10^4$ В/см, а для воздуха — $1 \cdot 10^4$ В/см. Таким образом, если создать необходимое электрическое поле в местах дефектов, будет наблюдаться явление пробоя, при котором однородное электрическое поле нарушается и почти весь ток начинает течь по узкому каналу. Плотность тока в этом канале достигает очень больших значений, что является причиной свечения и звукового эффекта в виде треска (рис. 5.2).

На основе этого явления для контроля сплошности изоляции разработаны специальные приборы — искровые дефектоскопы, которые включают в себя источник питания, преобразователь, схему повышения напряжения и щуп. В настоящее время на строительстве магистральных трубопроводов наиболее широко используют искровые дефектоскопы «Корона-2», ДКИ-1, ИДМ-1, ДИСИ-1, «Крона-2», «Крона-1РМ», «Холидей», РИД 1-20, РИД 2-40 (Великобритания).

Сплошность покрытия проверяют по всей поверхности трубопровода. Величина напряжения пробоя должна быть не менее 5 кВ на 1 мм толщины покрытия.

В случае обнаружения пробоя защитного покрытия: проводят ремонт дефектных мест. Отремонтированные участки следует повторно проконтролировать.

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

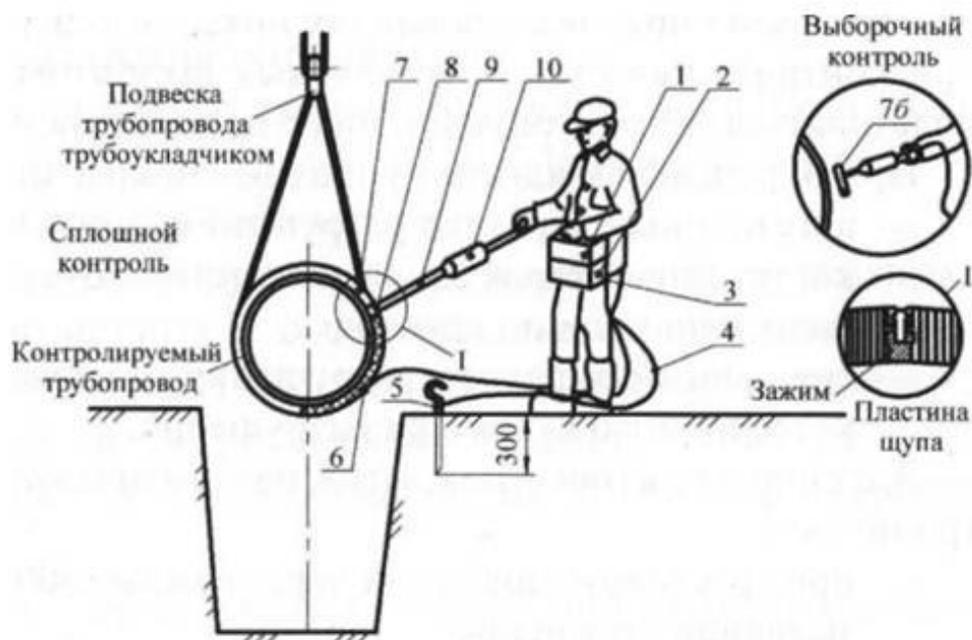


Рис. 5.2 Схема определения сплошности

1 — блок контроля; 2 — блок питания; 3 — кабель; 4—провод-заземлитель (длина 8,5 м); 5 — штырь-заземлитель; 6 — магнит-заземлитель; 7 а — щуп кольцевой; 7 б — щуп плоский; 8 — зажим; 9 — удлинитель высоковольтного трансформатора; 10 — высоковольтный трансформатор

5.7 Контроль ударной прочности

Прочность при ударе изоляционных покрытий в заводских и базовых условиях определяют на 2% труб, а в трассовых - в местах, вызывающих сомнения.

Металлический груз весом $P = 30$ Н падает на изоляцию с высоты, $h = U/P$

где U — ударная прочность — от 4 до 10 Дж в зависимости от вида изоляции в соответствии с ГОСТ Р 51164-98. После падения груза сплошность не должна нарушаться. Прочность при ударе проверяют в 10 точках на одной трубе на расстоянии друг от друга не менее чем через 0,5 м.

5.8 Контроль адгезии

Адгезионную прочность можно измерять разнообразными методами согласно ГОСТ Р 51164-98. При сооружении трубопроводов в трассовых

					Контроль качества материалов и изоляционных работ	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

условиях контроль адгезии изоляционных битумных покрытий производят прибором СМ-1, а адгезию полимерных ленточных покрытий контролируют прибором АР-2М или электронным адгезиметром АМЦ 2-20. При различных исследованиях новых изоляционных материалов или при контроле качества поставляемых импортных материалов могут использоваться методы определения с применением других приборов.

При определении адгезии защитных покрытий различают:

- адгезионный характер разрушения — обнажение до металла;
- когезионный характер разрушения — отслаивание по подслаивающему слою или по грунтовке;
- смешанный характер разрушения — совмещение адгезионного и когезионного характера разрушений.

Адгезию защитного покрытия после нанесения на трубопровод контролируют:

- при трассовом нанесении через каждые 500 м, а также в местах, вызывающих сомнение;
- при заводском или базовом нанесении на 2% труб, а также в местах, вызывающих сомнение.

Допускается контролировать адгезию мастичного покрытия методом выреза треугольника с углом около 60° и сторонами 3—5 см с последующим снятием покрытия ножом от вершины надреза. Адгезия покрытия считается удовлетворительной, если вырезанный треугольник не отслаивается самостоятельно, а только с приложением усилия, при этом наблюдается когезионный характер отслаивания по всей площади трубы под вырезанным треугольником.

Значения адгезии образцов изоляционных пленок сравнивают с требуемыми значениями по ГОСТ Р 51164-98 и делают заключение.

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
						93
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

5.9 Особенности контроля качества лакокрасочных материалов и покрытий

Использование малоизученных, непроверенных, некачественных или с превышенным сроком хранения лакокрасочных материалов (ЛКМ), отклонение от технологического регламента проведения работ, отсутствие приемо-сдаточного контроля приводят, как правило, к резкому снижению долговечности покрытий (табл. 5.5).

При оценке качества покрытия контролируют внешний вид, толщину, адгезию, сплошность, ударную прочность, переходное сопротивление и др. Проверку характеристик проводят на определенном количестве труб от партии (но не менее 2-х) на наружной поверхности и в доступных местах внутренней поверхности, а также на образцах-свидетелях, накручивающихся на один из концов окрашиваемой трубы.

Внешний вид контролируют визуально. Покрытие не должно иметь посторонних включений, трещин, отслаивания. Допускаются следы захвата трубы подъемными приспособлениями.

Толщину покрытия контролируют переносными электромагнитными толщиномерами типа «Константа К-5» со специальными насадкой-датчиком для труб МТ-10Н, МТ-40НЦ, МИП-10 и др. Контроль толщины покрытия проводят не менее, чем в трех сечениях по длине трубы и не менее, чем в четырех точках сечения. Толщину покрытия измеряют по мере высыхания каждого слоя.

Принцип действия приборов основан на изменении силы притяжения магнита к ферромагнитной подложке в зависимости от толщины немагнитной пленки.

По некоторым данным защитные свойства покрытия пропорциональны его толщине, по другим — повышение толщины не всегда приводит к увеличению его долговечности. Поэтому толщина лакокрасочного покрытия должна быть в соответствии с ТУ.

					Контроль качества материалов и изоляционных работ	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Карта контроля качества нанесения лакокрасочных покрытий

Назначение контроля	Контролируемые показатели
Входной контроль ЛКМ	
Правильность выбора системы защитного покрытия Проверка пригодности ЛКМ	<ul style="list-style-type: none"> — соответствие НТД; — соответствие гарантийным срокам хранения материалов; — проверка показателей качества (при несоответствии сроков или условий хранения); — пробное нанесение ЛКМ на образцы
Пооперационный контроль	
Проверка качества подготовки поверхности перед нанесением грунтовочного слоя. Проверка технологии выполнения работ	<ul style="list-style-type: none"> — длительность перерыва после завершения работ по подготовке поверхности перед нанесением грунтовочного слоя; — очистка, осушка и подогрев поверхности перед нанесением грунтовочного слоя; — вязкость (по вискозиметру ВЗ-4); — контроль температуры нанесения и высыхания ЛКМ; — степень высыхания слоев; — сплошность каждого слоя; — толщина слоев; — отсутствие разнотолщинности, подтеков краски; — количество нанесенных слоев ЛКМ
Приемо-сдаточный контроль покрытия	
Проверка готовности покрытия к приемке в эксплуатацию	<ul style="list-style-type: none"> — степень высыхания; — сплошность покрытия (дефектоскопы «Поротест», «Холидей», ЛКД-1М, ЭД-4, ЭД-5 и др.); — общая толщина покрытия (Константа К5, МТ-40 НЦ, МИП-10 и др.); — адгезия покрытия (методы решетчатых и параллельных надрезов — баллы 1, 2, 3); — качество окрашенной поверхности; — выдержка покрытия после завершения работ до ввода в эксплуатацию (в соответствии с ТУ на материалы)

Окончательную приемку осуществляют после полного высыхания покрытия.

Адгезию покрытия определяют не ранее, чем через 24 ч после нанесения методом решетчатых или параллельных надрезов по ГОСТ 15140-78 с торцов труб по возможности дальше от края. Адгезия должна быть не более 1 балла.

После проведения измерения место закрашивают тем же ЛКМ.

Метод решетчатых надрезов. На подготовленном к испытанию покрытии при помощи бритвы или скальпеля делают по линейке на расстоянии 1 или 2 мм друг от друга не менее 5 параллельных и 5 перпендикулярных им надрезов до подложки. При этом образуется решетка из квадратов одинакового размера 1 x 1 мм — для покрытий толщиной

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

менее 60 мкм и 2х2 мм — для покрытий с большей толщиной. Для нарезания квадратов существуют также специальные шаблоны — стальные пластины с прорезями для скальпеля.

После нанесения решетки поверхность покрытия очищают кистью от отслоившихся кусочков пленки и оценивают по четырехбалльной шкале:

- 1 балл — края надрезов гладкие, отсутствие отслоившихся кусочков покрытия;
- 2 балла — отслоение покрытия с 5% поверхности решетки;
- 3 балла — отслоение покрытия с 35% поверхности решетки;
- 4 балла — отслоение покрытия с более 35% поверхности решетки;

Метод параллельных надрезов. Этот метод считается более точным.

На используемом покрытии скальпелем или бритвенным лезвием делают не менее 5 параллельных надрезов до подложки на расстоянии 1 мм друг от друга. Перпендикулярно надрезам накладывают полосу липкой и полиэтиленовой ленты размером 10 x 100 мм, один конец которой оставляют не приклеенным. Быстро отрывают ленту от покрытия и оценивают адгезию тремя баллами:

- 1 балл — края надрезов гладкие;
- 2 балла — незначительное отслаивание покрытия (не более 0,5 мм);
- 3 балла — отслаивание покрытия целыми полосами.

Сплошность покрытий контролируют с помощью электромагнитных (ЛКД-1, ЛКД-1М) или электрических и искровых дефектоскопов «Холидей», «Поротест», ЭД-4, ЭД-5 и др. Сплошность ЛКМ устанавливают по отсутствию пробоя при электрическом напряжении, составляющем 1 кВ на всю толщину покрытия.

Ударную прочность определяют в соответствии со стандартами ГОСТ Р51164-98 или С14-ASTM (Американского общества по испытанию материалов).

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		96

Переходное сопротивление покрытия определяют в 3%-ном растворе NaCl при температуре 20°C в соответствии с приложением ГОСТ Р51164-98.

Вязкость ЛКМ измеряют перед нанесением с помощью вискозиметра ВЗ-4.

Под вязкостью ЛКМ понимают условную вязкость, устанавливаемую при помощи вискозиметров, работающих на принципе определения продолжительности (в секундах) истечения жидкости через калиброванное кольцо. Вискозиметр ВЗ-4 применяют для ЛКМ с условной вязкостью от 12 до 200 с.

Вискозиметр имеет сопло диаметром 4 мм и воронку емкостью 100 мм. Перед определением испытуемый материал тщательно перемешивают, доводят до нужной температуры (обычно $20 \pm 2^\circ\text{C}$) и отстаивают для выхода пузырьков воздуха в течение 5—10 мин. За величину условной вязкости принимают время истечения ЛКМ с точностью до 0,2 с.

5.10 Контроль укладки трубопровода в траншею

При укладке изолированного трубопровода в траншею необходимо контролировать:

- соответствие выбора трубоукладчиков и монтажных приспособлений требованиям ППР;
- расстановку трубоукладчиков в укладочной колонне требованиям ППР и их техническое состояние;
- соблюдение расчетных высот подъема трубопровода, обеспечивающих гарантию труб от перенапряжения, изломов и вмятин и исключающих перегрузки трубоукладчиков;
- сохранность изоляционного покрытия;
- полное прилегание трубопровода по всей его длине к дну траншеи;
- глубину заложения трубопровода, которая должна соответствовать проектной;

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		97

—соответствие положения трубопровода в траншее проектному (отклонение оси трубопровода от оси траншеи в каждую сторону не должно превышать 100 мм, а на участках установки железобетонных пригрузов или анкерных устройств — $0,45D + 100$ мм, где D — диаметр трубопровода). Контроль производят с применением шаблонов, реек, рулеток, нивелиров, теодолитов, тахеометров и т.д.

Укладку изолированного трубопровода с бровки траншеи необходимо производить в полностью подготовленную траншею (очищенную от снега, со спланированным дном, при необходимости, с устройством постели из мягкого грунта толщиной не менее 10 см) при соблюдении мер по предотвращению, оперативному обнаружению и устранению повреждений изоляционного покрытия.

5.11 Обнаружение дефектов в изоляционном покрытии уложенного и засыпанного трубопровода

При неудовлетворительных результатах контроля методом катодной поляризации, а также в местах, которые вызывают сомнение, производят поиск дефектов в изоляции при помощи искателей повреждения.

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
						98
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

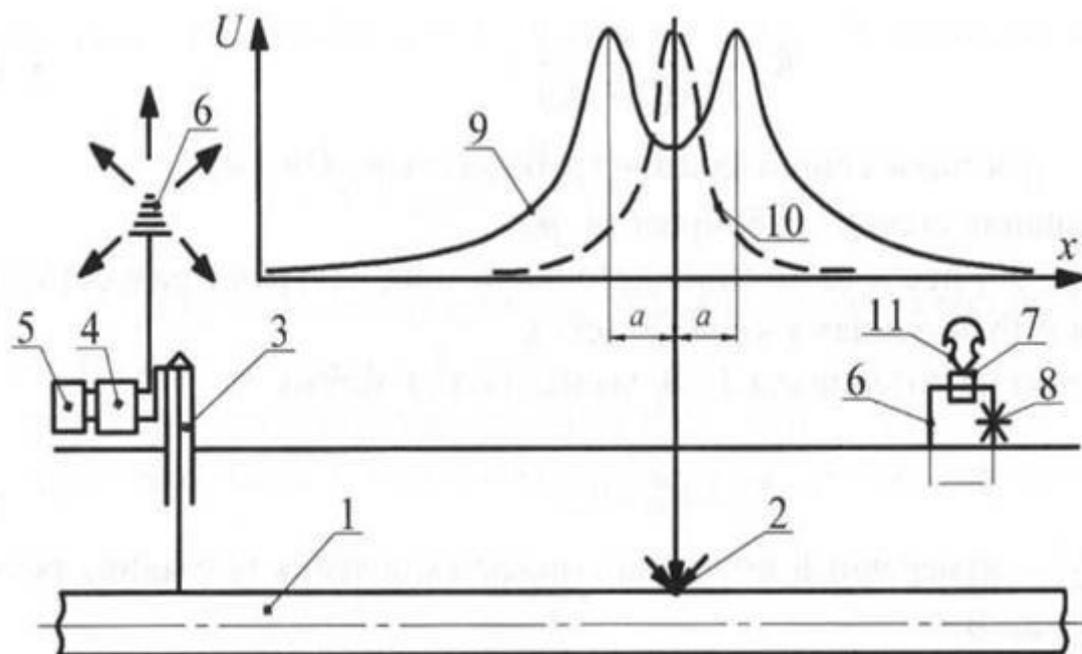


Рис. 5.3 Обследование трубопровода искателем повреждений

1 — трубопровод; 2 — дефект в изоляции; 3 — контрольно-измерительная колонка; 4 — генератор; 5 — блок питания; 6 — заземление; 7 — усилитель (приемник); 8 — электроды-искатели; 9, 10 — распределение градиента электрического поля при обследовании трубопровода продольной и поперечной установками соответственно; 11 — головные телефоны

Принцип поиска дефектов в изоляции состоит в том, что при подключении к трубопроводу генератора переменного тока звуковой частоты на поверхности земли около дефекта возникает градиент потенциалов за счет токов, протекающих через дефект. При измерении разности потенциалов между двумя точками земли с помощью двух электродов можно установить распределение градиента потенциалов и выявить его максимальное значение, когда один из электродов находится непосредственно над дефектом. Место расположения дефекта в изоляции определяют по усилению звука в головных телефонах (рис. 5.3).

Для осуществления данного метода поиска дефектов применяются серийно выпускаемые искатели повреждений; ИПИ-95, ПКИ-95, АНТПИ, ДИП-1М, ТИА-1000, «Абрис», ИПИТ-2 и др. Места расположения дефектов определяют не ранее чем через 2 недели после укладки трубопровода.

Примечания:

1. Допустимые отклонения по толщине изоляционных лент и оберток по ТУ или сертификатам.

					Контроль качества материалов и изоляционных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		99

2. Физико-механические и защитные характеристики измеряют при температуре 293 К (20°C).

3. При проведении изоляционных работ при минусовых температурах контроль качества изоляции необходимо проводить на прогретой поверхности изолируемого трубопровода. При нанесении всех видов защитных покрытий температура поверхности трубопровода должна быть не ниже 15°C или назначаться по ТУ на материалы. Температура защитных лент и оберток при нанесении не ниже 10°C.

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

1. Расчет толщины стенки подземного газопровода

Расчет толщины стенки газопровода ведется по своду правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85*

Исходные данные для расчета:

- наружный диаметр трубопровода $D_H = 1420$ мм;
- давление в трубопроводе $P = 7,36$ МПа;
- тип прокладки – подземная;
- длина заболоченного участка газопровода 150м, болото I типа, находится на участке 1697,7 км газопровода от ПК740+0,0 до ПК741+50,0.

Для производства ремонта выбираем трубы импортной поставки из стали марки X70 по ТУ-75-86 со следующими характеристиками:

временное сопротивление разрыву $\sigma_B = 589$ МПа;

предел текучести $\sigma_T = 461$ МПа;

коэффициент надежности по металлу трубы $k_1 = 1,34$ [5].

В общем случае толщину стенки трубопровода δ согласно [5] определяем по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n_p p)}, \quad (1)$$

где: ψ_1 – коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб;

n_p – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления,

$n_p = 1,1$ [3];

p – внутреннее давление в трубопроводе;

D_H – наружный диаметр трубопровода;

R_1 – расчетное сопротивление материала, которое можно рассчитать по формуле:

					<i>Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Глуценко			<i>Технологические расчеты</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Саруев А.Л.					101	162
Консульт						ТПУ гр.32Б71Т		
Зав. каф		Брусник О.В.						

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

где: R_1^H – нормативное сопротивление материала, зависящее от марки стали и в расчетах принимается $R_1^H = \sigma_B = 589$ МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода, для третьей категории трубопроводов $m=0,9$ [3];

k_1 – коэффициент надежности по металлу, для данной марки стали $k_1=1,34$ [3];

k_H – коэффициент надежности по назначению, для трубопровода с условным диаметром 1420 мм и внутренним давлением 7,4 МПа $k_H=1,1$ [3].

$$R_1 = \frac{589 \cdot 0,99}{1,34 \cdot 1,1} = 359,63 \text{ МПа.}$$

Коэффициент $\psi_1=1$ при растягивающих продольных осевых напряжениях

$\sigma_{пр N} \geq 0$.

При $\sigma_{пр N} < 0$ коэффициент ψ_1 определяется по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{|\sigma_{пр N}|}{R_1} \right). \quad (3)$$

Первоначально принимаем $\psi_1=1$.

Рассчитаем предварительную толщину стенки по (1):

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 7,36 \cdot 1420}{2(1 \cdot 359,63 + 1,1 \cdot 7,36)} = 15,63 \text{ мм.}$$

Уточняем это значение по [5] и принимаем $\delta=15,7$ мм.

Продольные осевые напряжения рассчитаем по формуле

$$\sigma_{пр N(\pm)} = -n_t \cdot \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n_p \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta}, \quad (4)$$

где: Δt – расчетный перепад температур;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu=0,3$ [5];

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

α_t – коэффициент линейного расширения металла,

$$\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C [5];}$$

E – модуль Юнга, $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа [5];

n_t – коэффициент надежности по температуре, $n_t = 1$ [5];

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода рассчитывается по формуле

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta = 1420 - 2 \cdot 15,7 = 1388,6 \text{ мм.} \quad (5)$$

Расчетный перепад температур Δt :

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 359,63}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 43,64^\circ \text{ C;} \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 359,63}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = -101,84^\circ \text{ C.} \quad (7)$$

Рассчитаем продольные напряжения $\sigma_{пр N}$ по (4):

$$\begin{aligned} \sigma_{пр N(+)} &= -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 43,64 + \\ &+ 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 7,36 \cdot 1388,6}{2 \cdot 15,7} = -0,470 \text{ МПа;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_{пр N(-)} &= -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-101,84) + \\ &+ 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 7,36 \cdot 1388,6}{2 \cdot 15,7} = 359,15 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Так как для $\sigma_{пр N(-)} > 0$ $\psi_1 = 1$ и данный случай уже рассчитан, то рассчитаем значение коэффициента двусосного напряженного состояния для $\sigma_{пр N(+)} < 0$ по (3):

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-0,47|}{359,63} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{|-0,47|}{359,63} \right) = 0,999.$$

Для данного значения коэффициента ψ_1 рассчитаем толщину стенки по (1):

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 7,36 \cdot 1420}{2(0,999 \cdot 359,63 + 1,1 \cdot 7,36)} = 15,64 \text{ мм.}$$

Окончательно принимаем трубу диаметром 1420мм и толщиной стенки 15,7мм, импортной поставки из стали марки X70 по ТУ-75-86.

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

1.6.2 Проверка прочности и деформации подземного трубопровода

Проверяем прочность газопровода в продольном направлении по условию:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1. \quad (8)$$

При растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{npN} \geq 0$) $\psi_2 = 1,0$, при сжимающих ($\sigma_{npN} < 0$) ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяем по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (9)$$

Значение кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$ определяем по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta} = \frac{1,1 \cdot 7,36 \cdot 1,3886}{2 \cdot 0,0157} = 357,874 \text{ МПа}. \quad (10)$$

Находим ψ_2 по (9):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{357,874}{359,63} \right)^2} - 0,5 \frac{357,874}{359,63} = 0,0096.$$

Проверяем прочность газопровода в продольном направлении по условию (8) при значениях:

а) $\sigma_{npN (+)} = -0,470 \text{ МПа},$

$$|-0,470| \leq 0,0096 \times 359,63, \quad 0,470 < 3,452 \text{ - условие выполняется;}$$

б) $\sigma_{npN (-)} = 359,15 \text{ МПа},$

$$359,15 \leq 1 \times 359,63, \quad 359,15 < 359,63 \text{ - условие выполняется.}$$

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения $\sigma_{кц}^n$ от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления по формуле

$$\sigma_{кц}^n = \frac{P \cdot D_{вн}}{2\delta} = \frac{7,36 \cdot 1,3886}{2 \cdot 0,0157} = 325,48 \text{ МПа}. \quad (11)$$

Проверяем условие:

$$\sigma_{кц}^n \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^n, \quad (12)$$

					Технологические расчеты	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

по формуле (14):

$$а) \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 325,48 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-101,84) + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 2150} = 417,42 \text{ МПа};$$

$$б) \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 325,48 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-101,84) - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 2150} = 281,364 \text{ МПа}.$$

Проверяем выполнение условия по формуле (15):

$$417,42 \leq 1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461, \quad 417,42 < 419 - \text{условие выполняется};$$

$$281,364 \leq 1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461, \quad 281,364 < 419 - \text{условие выполняется}.$$

Для положительного температурного перепада при $\Delta t = 43,64^\circ\text{C}$ по формуле (14):

$$а) \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 325,48 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 43,64 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 2150} = 57,794 \text{ МПа};$$

$$б) \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 325,48 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 43,64 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 2150} = -78,262 \text{ МПа}.$$

Проверяем выполнение условия по (15):

$$57,794 \leq 1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461, \quad 57,794 < 419 - \text{условие выполняется};$$

$$| -78,262 | \leq 0,3517 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461, \quad 78,262 < 147,394 - \text{условие}$$

выполняется.

Таким образом, с учетом всех проверок принимаем трубу диаметром 1420 мм и толщиной стенки 15,7мм, импортной поставки из стали марки Х70 по ТУ-75-86.

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

1.6.3 Проверочный расчет устойчивости трубопровода против всплытия на заболоченном участке на 1697,7км

Газопровод уложен на болоте I типа, длина укладки 150м, пригрузы – тип УБО-.

Выталкивающая сила воды определяется по формуле

$$q_в = \frac{\pi D_{ни}^2}{4} \gamma_в, \quad (17)$$

где $D_{ни}$ - диаметр газопровода наружный с изоляцией;

$\gamma_в$ - удельный вес воды с учетом растворенных в ней солей, принимаем

$$\gamma_в = 1,15 \cdot 10^4 \text{ Н/м} \quad [5].$$

Толщина трехслойного изоляционного покрытия усиленного типа принимаем $\alpha = 3\text{мм}$ [5].

Наружный диаметр газопровода с изоляцией находим по формуле

$$D_{ни} = D_н + 2\alpha = 1420 + 2 \cdot 3 = 1426\text{мм}. \quad (18)$$

Вычисляем выталкивающую силу воды по (17)

$$q_в = \frac{3,14 \cdot 1,426^2}{4} \cdot 1,15 \cdot 10^4 = 18357 \text{ Н/м}.$$

Вычисляем интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе газопровода по формуле

$$q_{изг} = \frac{32EI}{9\beta^2 \rho_{\min}^3},$$

(19)

где I – осевой момент инерции поперечного сечения трубы

$$I = \frac{\pi}{64} (D_н^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (1,420^4 - 1,3886^4) = 173,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4. \quad (20)$$

Угол поворота оси газопровода в вертикальной плоскости принимаем

$\beta = 10^0 = 0,1744 \text{ рад}$, $\rho_{\min} = 2150\text{м}$, тогда $q_{изг}$ по (19)

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 173,8 \cdot 10^{-4}}{9 \cdot 0,1744^2 \cdot 2150^3} = 42,1 \text{ Н/м}.$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

Расчетная нагрузка от веса трубы:

$$q_{mp} = q_m + q_{из} + q_{np}, \quad (21)$$

где q_m - нагрузка от собственного веса металла трубы;

$q_{из}$ - расчетная нагрузка от веса изоляционного покрытия;

q_{np} - нагрузка от веса продукта, при монтаже $q_{np} = 0$ Н/м.

Нагрузку от собственного веса металла трубы при γ_m - удельном весе металла, из которого изготовлены трубы, $\gamma_m = 78500$ Н/м³ находим по формуле

$$q_m = \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,42^2 - 1,3886^2) = 5537,15 \text{ Н/м}. \quad (22)$$

Расчетная нагрузка от веса изоляционного покрытия

$$q_{из} = n_{св} \cdot (q_{ин}^н + q_{об}^н), \quad (23)$$

где $n_{св} = 0,95$ - коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса трубопровода [5];

$q_{ин}^н$ и $q_{об}^н$ - нормативные нагрузки от веса изоляционного покрытия и оберточного слоя:

$$q_{ин}^н = k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} \cdot g; \quad (24)$$

$$q_{об}^н = k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об} \cdot g; \quad (25)$$

$k_{из}$ - коэффициент, учитывающий величину нахлеста, при двухслойной изоляции $k_{из} = 2,3$ при однослойной обертке $k_{из} = 1,09$ [5];

$\delta_{ин} = 0,635 \cdot 10^{-3}$ м - толщина изоляционного покрытия [5];

$\delta_{об} = 0,635 \cdot 10^{-3}$ м - толщина обёртки [5];

$\rho_{ин} = 1090 \text{ кг/м}^3$ - плотность изоляционного покрытия [5];

$\rho_{об} = 1055 \text{ кг/м}^3$ - плотность обёртки [5].

Расчет нагрузок по (24) и (25):

$$q_{ин}^н = 2,3 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1090 \cdot 9,81 = 69,63 \text{ Н/м};$$

$$q_{об}^н = 1,09 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1055 \cdot 9,81 = 32 \text{ Н/м}.$$

Нагрузка от веса изоляционного покрытия (23)

$$q_{из} = 0,95 \cdot (69,63 + 32) = 96,55 \text{ Н/м}.$$

Нагрузка от веса трубы (21)

$$q_{mp} = 5537,15 + 96,55 = 5633,7 \text{ Н/м}.$$

Рассчитаем вес балластированного газопровода в воде при равномерной балластировке по формуле

$$q_{бал.в.}^H = \frac{1}{n_{\sigma}} (k_{н.в} q_{в} + q_{изг} - q_{mp} - q_{дон}) = \quad (26)$$
$$= \frac{1}{0,9} (1,05 \cdot 18357 + 42,1 - 5633,7 - 0) = 15203,6 \text{ Н/м},$$

где $q_{дон}$ - нагрузка от веса перекачиваемого продукта, принимаем $q_{дон} = 0$;

n_{σ} - коэффициент надежности по нагрузке, для железобетонных пригрузов $n_{\sigma} = 0,9$ [5].

Число пригрузов, необходимое для балластировки участка газопровода, определяем по формуле

$$N = \frac{L}{l_2}, \quad (27)$$

где L - длина балластированного газопровода;

l_2 - расстояние между пригрузами

$$l_2 = (Q_2 \cdot g - \gamma_v \cdot V_2) / q_{бал.в.}^H, \quad (28)$$

$Q_2 = 4305 \text{ кг}$ - средняя масса одного комплекта груза типа УБО-1 [5];

$V_2 = 1,872 \text{ м}^3$ - объем одного комплекта груза типа УБО-1 [5];

$l_{\sigma} = 1,2 \text{ м}$ - длина одного блока груза типа УБО-1 [5].

По (28) находим

$$l_2 = (4305 \cdot 9,81 - 1,15 \cdot 10^4 \cdot 1,872) / 15203,6 = 1,37 \text{ м}.$$

По (27) находим

$$N = \frac{150}{1,37} = 109,49 \text{ компл.}$$

Таким образом проверочный расчет показал, что количество пригрузов, типа УБО-1, на заболоченном участке трубопровода от ПК740+0,0 до ПК741+50 на 1697,7 км, соответствует проектным.

					Технологические расчеты	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В ходе научно-исследовательской работы требуется провести анализ существующих методов ремонта газопровода, изучить нормативную документацию, которая определяет требования и нормы ремонта и подобрать наиболее подходящую технологию для практического применения.

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является определение наиболее экономически эффективной технологии ремонта газопровода.

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

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия. Для данного проекта целевой рынок – газонефтедобывающие и транспортирующие компании, такие как ПАО «Транснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл», АО «Башнефть» и т.д.

					<i>Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елец 2</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Глущенко</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.л</i>					110	162
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр32Б71Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

		Виды защитных покрытий трубопровода		
		Лента «ДОНРАД-СТ»	Лента «Термизол»	Лента «Политерм»
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Рисунок 1 – Карта сегментирования рынка услуг по коррозионной защите трубопроводов:

– Транснефть
 – Лукойл
 – Башнефть

По результатам сегментирования можем сказать, что наиболее эффективным изоляционным материалом является лента «Термизол».

Как видно из таблицы основными наиболее перспективными сегментами рынка в отраслях газонефтедобычи и транспортировки для формирования спроса являются компании всех размеров

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 1. Матрица SWOT

Факторы SWOT	<p>Сильные стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> Наличие достаточного финансирования Квалифицированный персонал Простота проектирования Трубопровод пересекает безлюдные территории 	<p>Слабые стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> На всей территории проведения ремонтных работ болотистая местность
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> Использование технологий замены изоляции на других объектах нефтегазового промысла Появление спроса 	<ol style="list-style-type: none"> Разработка дополнительных мер по предупреждению разгерметизации трубопровода Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющихся технологий 	<ol style="list-style-type: none"> Разработка научного исследования Повышение квалификации кадров у потребителя Приобретение необходимого оборудования опытного образца
<p>Угрозы: 1. Изменение законодательства</p>	<ol style="list-style-type: none"> Изучение законодательной базы 	<ol style="list-style-type: none"> Разработка научного исследования Повышение квалификации кадров у потребителя Изучение законов

4.2 Планирование научно–исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Таблица 4.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Исполнитель
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

4.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{min_i} – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

t_{max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на i -ом этапе, чел.

4.3 Бюджет научно–технической разработки

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i},$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.)

Таблица 4.10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z ^М , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Компьютер (с предустановленным ПО)	шт.	2	2	2	2999 0	2860 0	3500 0	5998 0	5720 0	7000 0
Принтер	шт.	1	1	1	6000	6300	4690	6000	6300	4690
Картридж	шт.	1	1	1	400	450	550	400	450	550
Электроэнергия	кВт·ч	35	40	30	3,5	3,5	3,5	123	140	105
Итого:								7010 3	6409 0	7534 5

4.3.2 Расчёт амортизационных отчислений

Написание выпускной квалификационной работы по плану занимает 5 месяцев. Для моделирования и проведения расчётов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью 60000 рублей. Срок полезного использования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет.

Норма амортизации H_A рассчитывается как:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\% ,$$

где T – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации H_A :

$$H_A = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\% .$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_{год} = 60000 \cdot 0,33 = 19800 \text{ руб.}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_{мес} = \frac{19800}{12} = 1650 \text{ руб.}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 1650 \cdot 5 = 8250 \text{ руб.}$$

4.3.3 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 6).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.11 – Расчет затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№	Наименование оборудования			Количество единиц оборудования, кг			Стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Лента «Терм изол»	Лента «ДОН РАД-СТ»	Лента «Поти терм»	1000	1300	1200	170	380	200

4.3.4 Основная заработная плата исполнителей работы

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{осн} = ЗП_{дн} \cdot T_{РД} \cdot (1 + K_{пр} + K_{д}) \cdot K_p ,$$

где $ЗП_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

$T_{РД}$ – трудоёмкость выполнения работы в рабочих днях;

$K_{пр}$ – коэффициент премирования;

$K_{д}$ – коэффициент доплат;

K_p – районный коэффициент.

Результаты расчёта основной заработной платы приведены в табл.

4.12

Таблица 4.12 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$ZП_{дн}$	K_p	K_{∂}	K_{np}	T_{PD}	$ZП_{осн}$, руб
Руководитель	1603,05	0,1	0,2	1,3	9,72	26332,98
Инженер	603,05	0	0,2	1,3	79,32	74620,92
Итого						100953,9

4.3.5 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,12.

Таблица 4.13 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{доп}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,12	26333	3159
Инженер	0,12	74621	8954,5
Итого:		100954	12113,5

4.3.6 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{внеб} = 0,302$ (30,2%).

Таблица 4.14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Инженер	74621	25072,5
Руководитель проекта	26333	8848
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2%	
Итого:	43159,84	

4.3.7 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{нр} = 16\%$.

$$\begin{aligned} З_{накл1} &= (70103 + 170000 + 218773 + 32816 + 75979,88) \cdot 0,16 \\ &= 90827,5 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} З_{накл2} &= (64090 + 380000 + 218773 + 32816 + 75979,88) \cdot 0,16 \\ &= 123465,4 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} З_{накл3} &= (75345 + 200000 + 218773 + 32816 + 75979,88) \cdot 0,16 \\ &= 96466,22 \text{ руб.} \end{aligned}$$

4.3.8 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Таблица 4.15 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	70103	64090	75345	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	170000	380000	200000	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	100954			Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12113,5			Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	43159,84			Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	90827,5	123465,4	96466,22	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НИИ	658499,4	895124,3	699380,1	Сумма ст. 4.3.1–4.3.6

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{658499,4}{895124,3} = 0,74$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{895124,3}{895124,3} = 1$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{699380,1}{895124,3} = 0,78$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля)

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 4.16 – Расчет бюджета затрат НТИ

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Повышение эффективности защиты от коррозии	0,12	5	3	2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,05	5	3	4
3. Энергоэкономичность	0,06	3	4	4
4. Надежность	0,1	5	3	4
5. Безопасность	0,15	5	3	3
6. Простота эксплуатации	0,08	4	2	5
7. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	4	2
8. Уровень проникновения на рынок	0,02	3	4	5
9. Цена	0,05	2	3	4
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	5	3	4
11. Послепродажное обслуживание	0,04	5	4	4
12. Финансирование научной разработки	0,1	4	4	2
13. Срок выхода на рынок	0,05	3	4	4
14. Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	5
Итого	1	70	57	62

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = 4,27$$

$$I_{p-исп2} = \sum a_i \cdot b_{p-исп2} = 3,39$$

$$I_{p-исп3} = \sum a_i \cdot b_{p-исп3} = 3,41$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}} = \frac{4,27}{0,74} = 5,77;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}} = \frac{3,39}{1} = 3,39;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{р-исп3}}{I_{финр}} = \frac{3,41}{0,78} = 4,37;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{min}}$$

Таблица 4.17 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог №1	Аналог №2
1	Интегральный финансовый показатель $I_{фин}$	0,74	1	0,78
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности I_r	3,95	3,35	3,55
3	Интегральный показатель эффективности I	5,77	3,39	4,37
4	Сравнительная эффективность \mathcal{E} разработки к аналогам		1	1,29

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

- В ходе научно-исследовательской работы был произведен анализ методов ремонта газопровода, так же была изучена нормативная документация, которая определяет требования и нормы ремонта, подобрана наиболее подходящая технология для практического применения.
- В результате изучения целевого рынка – газонефтедобывающих и транспортирующих компаний мы выявили наиболее экономически эффективный изоляционный материал которым является лента «Термизол».
- При описании SWOT-анализа были выявлено слабые и сильные стороны проекта, а так же возможности и угрозы
- В планировании НТР рассмотрели перечень этапов, работ и распределение исполнителей.
- Был рассчитан бюджет научно–технической разработки: материальные затраты НТР, амортизационные отчисления, расчет затрат на специальное оборудование для научных работ, основная заработная плата исполнителей работы, дополнительная заработная плата исполнителей работы, отчисления во внебюджетные фонды, накладные расходы, формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы.
- Определили ресурсную (ресурсосберегающую), финансовую, бюджетную, социальную и экономическую эффективность исследования. Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволило определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Трудовая деятельность работников на опасных объектах производства, как магистральный газопровод, должна строго регулироваться правилами охраны труда предприятия и единой системой управления промышленной безопасности.

Главная цель промышленной безопасности – это сохранение жизни и здоровья работников общества, поэтому все права и обязанности сотрудников должны строго регламентироваться и соблюдаться. Для локализации и максимального устранения всех вредных и опасных производственных факторов должны быть четко сформулированы требования к безопасной организации работ и места их проведения.

Для компании также важен вопрос организации экологической безопасности на производстве. В процессе трудовой деятельности используется разное сырье и инструменты, поэтому соблюдение всех экологических норм крайне важно для обеспечения и организации безопасных условий труда на производстве.

Объектом исследования данной работы является рассмотрение технологии капитального ремонта газопровода.

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Глущенко</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.п</i>					125	162
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 32Б71Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Обслуживанием и ремонтом магистральной части действующего газопровода занимаются трубопроводчики линейные, рабочие обязанности которых включают в себя:

- ревизия и ремонт запорной и предохранительной арматуры;
- опрессовка запорной арматуры, узлов и отдельных участков трубопровода;
- слесарная обработка деталей;
- монтаж узлов и центровка труб;
- устранение утечек газа на участках трубопровода и арматуре.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности Специальные правовые нормы трудового законодательства

Для соблюдения безопасности жизнедеятельности работников при выполнении работ по ремонту, обслуживанию и эксплуатации трубопроводов, их трудовую деятельность регулируют следующие основные правовые и нормативные акты, а также отраслевые регламенты:

1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014);
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03;
3. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г;

Также в соответствии с ФЗ от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда» и статьями 147 и 117 ТК РФ, рабочий персонал компании в праве получать денежную надбавку в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в течении 7 дней, так как профессия трубопроводчика линейного относится к профессиям занятым на производстве с вредными и опасными факторами. Надбавка к заработной плате также полагается за работу в ночное время, работа в праздничные и выходные дни и за сверхурочную работу.

					Социальная ответственность	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Трудовой кодекс РФ ст. 91 регламентирует нормальную величину продолжительности рабочего времени 40 часов в неделю. Однако согласно статье 300 ТК РФ, в случае вахтового метода работы, ведется суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или за другой период не превышающий одного года.

В случае проведения работ в условиях Крайнего Севера, рабочие компании имеют права и льготы, отраженные в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

Организационные работы по компоновке рабочей зоны сотрудников

Основным рабочим местом трубопроводчика линейного является цех по техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации газопровода. Трудовая деятельность работника в цеховых условиях регламентируется следующими государственными стандартами безопасности труда:

1. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»
2. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
3. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»

Для снижения травмоопасности работников на рабочих местах сотрудники в обязательном порядке должны быть обеспечены в полной мере спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, согласно следующему регламенту: «Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам»

При работе непосредственно на самом трубопроводе или сопутствующих его объектов, рабочим местом могут являться объекты линейной части трубопровода, сам трубопровод или специальные ремонтные

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

котлованы, предназначенные для капитального ремонта. Каждый вид таких работ, проводимый на выездных объектах, регулируется руководящими документами компании и правилами по охране труда для каждого вида работ.

Анализ вредных и опасных производственных факторов

Далее рассмотрим основные опасные и вредные производственные факторы, которые оказывают влияние на трудовую деятельность сотрудников (таблица 1).

Таблица 1 – Опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Обслуживание и эксплуатация магистрального газопровода	
1. Превышение уровня шума	+	СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [10]. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [11]. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [12].
2. Отклонение показателей микроклимата	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [13]. ГОСТ 12.1.005-88[14].
3. Превышение уровня запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.005-2014. ССБТ[15]. ГОСТ 12.1.005–88[16].
4. Поражение организма электрическим током	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ [17]. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [18].

5. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [19]. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [20].
----------------------------------------------------------------------------------	---	------------------------------------------------------------

Превышение уровня шума в рабочей зоне

Влияние повышенного уровня шума как в цехе, так и за его пределами неблагоприятно для трудовой деятельности работника. На всех этапах производственного цикла трубопроводчика линейного сопровождает различная техника или оборудование, издающая повышенный уровень шума.

Воздействие шума на организм обширно и неблагоприятно. Повышенный уровень шума влияет на центральную нервную систему человека, является причиной сердечно-сосудистых заболеваний, повреждает органы слуха работника, нарушает обмен веществ и т.д. Шум также напрямую влияет на трудовую деятельность человека: замедляет реакцию работника, увеличивает шанс травматичности; снижает его внимание на рабочем месте, что приводит к повышенному количеству ошибок при выполнении разного рода работ.

Согласно требованиям ГОСТ 12.1.029-80 данного вида работа величина широкополосного шума не должна превышать 80 дБ, а тонального 75 дБ.

К основным способам борьбы с шумом относят:

1. снижение уровня шума от источника (применение звукоизолирующих материалов);
2. использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши и т.д.).
3. рациональная планировка помещений, снижающая шумопоток;

4. размещение оборудования вне рабочей зоны (использование дистанционного управления и сетей телемеханики).

Отклонение показателей микроклимата

Микроклимат представляет собой сумму метеорологических показателей производственной среды, способные повлиять на организм человека и его трудовую деятельность.

Микроклимат влияет как тепловой баланс организма работника, так и на его эффективную трудовую деятельность.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 показателями, описывающие микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура окружающего воздуха рабочей зоны;
- относительная влажность воздуха рабочей зоны;
- скорость движения воздушных потоков;
- интенсивность теплового излучения.

Таблица 2 - Нормируемые величины температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура, град.С				Относительная влажность, %		Скорость движения, м/с		
		оптимальная	допустимая		оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая		
			верхняя граница	нижняя граница		на рабочих местах - постоянных и не постоянных,	на рабочих местах - постоянных и не более	на рабочих местах - постоянных*		
охлажденный	Легкая - Ia	22-24	25	26	21	18	40-60	75	0,1	не более 0,1
	Легкая - Ib	21-23	24	25	20	17	40-60	75	0,1	не более 0,2
	Средней тяжести -	18-20	23							

Поскольку в цехах и в местах проведения работ бывает повышенная или пониженная температура для поддержания микроклимата нужно использовать следующие меры:

- установка систем вентиляции рабочих помещений;
- использование промышленных увлажнителей для воздуха;
- установка систем отопления и кондиционирования;
- установка защиты от интенсивного теплового излучения.

(раскаленный или расплавленный металл, стекло, пламя и др.)

Превышение уровня запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны

В ходе трудовой деятельности сотрудники подвергаются негативному влиянию различных паров и газов в рабочей зоне. Такие пары могут иметь как токсическую, так и не токсическую природу происхождения, к таким парам относятся: пары газов, нефти и нефтепродуктов; лакокрасочные покрытия; герметики; разного рода химреагенты, применяемые на производстве; повышенный уровень пыли в рабочей зоне.

Влияние таких паров может вызывать у работников заболевания дыхательных путей и острые токсические отравления.

Источником загрязнения воздушной среды могут являться следующие объекты: не герметичные фланцевые соединения трубопровода; прямой контакт с агрессивной средой (нефть, газ, нефтепродукты, ЛКП); отказы регулирующих и предохранительных клапанов.

При проведении работ в закрытых помещениях, на участках планового или капитального ремонта, на местах ликвидации утечек и аварий рекомендуется проводить контроль загазованности рабочей среды с помощью специальных промышленных датчиков-газоанализаторов.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		131

Согласно ГОСТ 12.1.005–88 содержание нефтяных паров и газов в воздушной среде не должно превышать значения ПДК, составляющее 300 мг/м³.

Контроль воздушной среды должен проводиться:

- с периодичностью 1 раз в 30 мин;
- по первому требованию ответственного лица за проведение работ;
- по первому требованию исполнителей работ по наряду-допуску;
- после перерыва в работе 1 час.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализаторов АНТ-3, АНТ-3м, Колион-1.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Поражение организма электрическим током

Электрический ток является неотъемлемым спутником работника на протяжении всей трудовой деятельности. Работа трубопроводчика линейного связана с оборудованием, работающим на повышенном напряжении сети до 380 В.

Главными источниками опасности для работника нефтегазовой промышленности служат неисправности электрического оборудования, энергосетей или несоблюдение работником правил безопасности при работе с электрооборудованием и сетями.

Влияние прохождения электрического тока на человека губительно и обширно. Конечный поражающий эффект зависит от величины проходящего тока и от собственного сопротивления пострадавшего. Поражение организмы электрическим током ведет к разрыву внутренних и внешних тканей, образованию ожогов на теле, разрыву внутренних органов человека и

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						132
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

электрическому удару. При поражении электрический ток проходит по всему телу пострадавшего, вызывая судороги с расстройством ритма дыхания, затем вызывает аритмию, а при смертельном токе, вызывает остановку сердца.

Для препятствия возникновению электротравматизма все электрооборудование, а также используемые электроинструменты должны быть заизолированы и заземлены.

Также вводится ряд мера по запрету работы с электроинструментом в следующих случаях:

- повышенный уровень вибрации инструмента;
- появление искр или дыма из корпуса оборудования;
- повреждение изоляции питающего кабеля инструмента;
- неотлаженно работающие тумблеры и выключатели;
- наличие посторонних шума или стука.

Правила электробезопасности регламентирует ГОСТ 12.1.019-2017.

Для соблюдения правил электробезопасности применяют следующие меры:

- установка по периметру оградительных устройств, предупреждающих плакатов и знаков безопасности;
- защитное заземление спецоборудования;
- изоляция всех частей оборудования, проводящих ток;
- наличие системы сигнализации и блокировки;
- применение малых напряжений;
- снабжение сотрудников антистатической спецодеждой и средствами СИЗ;
- наличие автоматического защитного отключения.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		133

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Работа в нефтегазовой отрасли всегда связана с работой с механизмами и оборудованием, обладающими вращающимися или подвижными деталями. При работе с ними у работников существует шанс получить легкую или тяжелую травму. К числу такого оборудования относят: подъёмные механизмы и устройства, вентиляторы, оборудование, предназначенное для сверления или обработки деталей, насосное или компрессорное оборудование.

Самые часто встречаемые травмы связанные с таким опасным фактором являются: ушибы, растяжения связок и сухожилий, переломы, порезы и другие механические травмы.

Для исключения травм такого рода на производстве необходимо принятия следующих ограничительных мер: все оборудование имеющее подвижные и вращающиеся детали машин и механизмов должно снабжаться защитными кожухами и ограждениями со знаками опасности, работы выполняемые на такого рода оборудовании должны проводиться только при полной остановке.

Экологическая безопасность Защита атмосферы

Главными источниками загрязнения атмосферы на газопроводе являются:

- аварийные утечки газа;
- не плотность фланцевого соединения запорно-регулирующей арматуры;
- передвижные сварочные посты, работающие на местах ремонта.
- двигатели внутреннего сгорания установленные на спецоборудовании, автомобильной или строительной техники.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		134

Основные химические элементы, выбрасываемые в приземной слой атмосферы, от источников описанных выше являются соединения углеводорода: метан, пропан, бутан, пентан и не углеводородные соединения: водород, сероводород, углекислый газ, азот, гелий и др.

Защита литосферы

Во время проведения капитальных работ на участке действующего магистрального газопровода задействуются большие площади плодородной земли. Процесс сохранения плодородного слоя и последующего его восстановления вдоль трассы газопровода называется рекультивацией.

Технология рекультивации регулируется отраслевой инструкцией ВСН 004-88, которая утверждает проектную планировку земляных работ на участке ремонта трубопровода.

Также технологию проведения рекультивации земель регулирует постановление правительства РФ от 10.07.2018 N800 «О проведении рекультивации и консервации земель».

Рассмотрим последовательность земляных работ для газопровода диаметром от 1020 мм до 1420 мм при мощности плодородного слоя 20-50 см на рисунке 1:

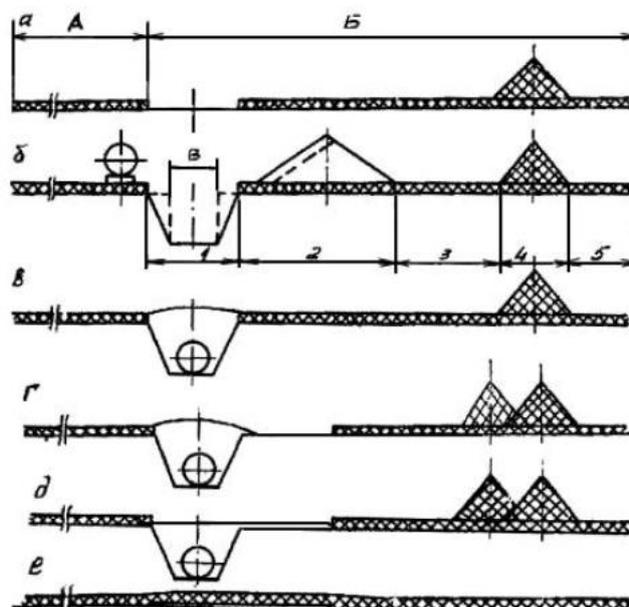


Рисунок 1 - последовательность земляных работ для газопровода диаметром от 1020 мм до 1420 мм

Представим сопутствующую таблицу с параметрами строительной полосы (таблица 3):

Таблица 3 – параметры строительной полосы

Диаметр трубопровода, мм	Параметры строительной полосы							
	Полоса монтажных работ А, м	Полосы земляных работ, м						
		1	2	3	4	5	Б	В
1020	12,7	3,5	5,0	4,0	4,0	6,2	22,7	1,5-3,5
1220	13,2	3,5	6,0	4,0	4,0	6,6	24,1	1,6-3,5
1420	13,4	3,5	7,0	4,0	4,0	6,6	25,1	2,1-3,5

Защита гидросферы

В ходе капитального ремонта газопровода возможна ситуация разлива горюче-смазочных материалов на почву и в ближайшие водные объекты. В таком случае используют средства для локализации разлива на водной поверхности (оградительные боновые заграждения), а также при необходимости сбора большого объема ГСМ возможно применение нефтесборного оборудования для сбора нефтяных пленок и устранения последствий разлива.

Безопасность при чрезвычайных ситуациях

На объектах магистрального трубопроводного транспорта наиболее вероятно следующие чрезвычайные ситуации:

- лесные пожары
- возгорания ГСМ
- разливы нефти в результате порыва нефтепровода.
- наиболее типичная ЧС: утечки газа.

Мероприятия по предотвращению ЧС, разработка порядка действий в случае ЧС

Наиболее вероятная ЧС для нефтегазовой отрасли является проблема возникновения аварийных утечек. Для предупреждения их возникновения существует ряд мер и технологий по их локализации и ликвидации:

- современные методы по обнаружению места утечки;
- проведение своевременных испытаний и технических обследований состояния трубопровода;
- содержание в постоянной готовности средств необходимых для срочного ремонта трубопровода (специальная техника, ремонтный материал, аварийный запас труб, средства пожаротушения, средства СИЗ для работников общества).

Сотрудники компании проходят обучение по своей профессиональной специальности и правилам по охране труда, с последующей аттестацией своих знаний.

В случае возникновения аварии, необходимо:

- сообщить руководителю структурного подразделения о случившемся;
- использовать средства для локализации и ликвидации аварийного разлива;
- прекратить все огневые и газоопасные работы на территории объекта;
- вывести посторонних людей из опасной зоны.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

Выводы по разделу

Эксплуатация и ремонт газопровода относится к опасным типам работ и требует повышенного внимания со стороны управления по охране труда. Регулирование всех технологических процессов вынужденная мера для сохранения жизни и здоровья работников общества. Также для любой компании важна низкая аварийность на производстве, в том числе в области экологической безопасности. Поэтому формулирование и соблюдение всех правил промышленной безопасности является одной из главных задач на современном производстве.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		138

Заключение:

Проблемы обоснования, планирования, организации и выполнения капитального ремонта трубопроводов играют важнейшую роль в деле обеспечения надежной и безопасной работы крупных транспортных систем. В связи с этим особое значение приобретают вопросы, связанные с техникой и технологией ремонтных работ.

В целях обеспечения надежности трубопроводов, увеличения межремонтного периода, повышения качества и безопасности капитального ремонта необходимо продолжить работы, ведущиеся в этом направлении, и в ближайшие годы решить ряд крупных задач. В первую очередь необходимо:

1. Пересмотреть СНиПы и другие нормативные документы на строительство магистральных газопроводов с внесением в них коррективов исходя из опыта эксплуатации и ремонта трубопроводов, с учетом полученного и апробированного обширного научно-экспериментального материала института ИПТЭР и других научных и научно-производственных организаций.

Учитывая, что эксплуатационный персонал несет ответственность за надежность трубопроводов, показатели которой заложены, прежде всего, в требованиях нормативных документов, а также осуществляет трудоемкие и многозатратные работы по капитальному ремонту трубопроводов и т.д., необходимо, чтобы инициатором и организатором разработки, доработки, пересмотра и т.д. СНиПов и других нормативных документов в части, касающейся строительства магистральных нефтепроводов и продуктопроводов, выступали акционерные компании трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

					<i>Технология проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода Ямбург-Елеи 2</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Глуценко</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					139	162
<i>Консульт</i>								
<i>Зав. каф</i>		<i>Брусник О.В</i>						
					ТПУ г.32571Т			

Соисполнителями разработки СНиПов и т.д. должны быть научно-исследовательские, проектные, опытно-конструкторские организации и предприятия, работающие в области проектирования и эксплуатации

2. Провести исследования и разработать технику и технологию капитального ремонта трубопроводов диаметром 820 — 1220 мм с подъемом трубопровода.

3. Периодически, с участием всех заинтересованных лиц впускать сборник материалов, отражающих направления работ, достижения, опыт и предложения по вопросам капитального ремонта трубопроводов.

					Заключение	Лист
						140
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
2. ПБ 08- 624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
3. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
4. Федеральный закон от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда».
5. Закон РФ «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям» от 19.02.1993 N4520-1.
6. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».
7. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Оборудование производственное. Общие эргономические требования».
8. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
9. Приказ Минтруда России от 09.12.2014 N 997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением".

					<i>Технология проведения капитального ремонта на участке магистрального газопровода Ямбург-Елец 2</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Глущенко</i>			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					143	162
<i>Консульт</i>						ТПУ г.32671Т		
<i>Зав. каф</i>		<i>Брусник О.В</i>						

10. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».
11. 11.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
12. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.
13. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
14. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
15. Технология сооружения газонефтепроводов / Ф.М.Мустафин, Л.И.Быкови др. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007.- 632 с.
16. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз: учебник для вузов по спец. "Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз" / Р. А. Алиев [и др.]. - М.:
17. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно-практическое пособие / под ред. Ю. Д. Земенкова. — М.: Инфра-Инженерия
18. Защита трубопроводов от коррозии/ Ф. М. Мустафин, Л. И. Быков, А. Г. Гумеров и др.- СПб .: Недра,2007
19. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учебное пособие / Л. И. Быков [и др.]. — СПб.: Недра, 2006.
20. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы
21. СНиП П-12-77. Защита от шума.
22. ГОСТ 9.402—80. Покрyтия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием.— М.: Издательство стандартов. 1980.
23. ГОСТ 18299—72*. Материалы лакокрасочные. Метод определения предела прочности при растяжении, относительного удлинения при разрыве и модуля упругости.
24. Низьев С. Г. О заводской изоляции труб на отечественных предприятиях // Территория «Нефтегаз». ----- М., 2004. №11.

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

25. СП 105—34—96. Свод правил сооружения магистральных газопроводов. Производство сварочных работ и контроль качества сварных соединений.
26. ASTM—6—14. Определение ударной прочности изоляционных покрытий.
27. DIN 30672. Покрытия из антикоррозионных лент и термоусадочных материалов для трубопроводов для рабочих температур до 50 °С (Германия).
28. . DIN 55990 -8. Испытание лакокрасочных и аналогичных материалов для защитных покрытий, наносимых спеканием порошка: оценка устойчивости при хранении химреагентов (Германия).
29. ISO 8502—2. Подготовка стальных поверхностей до нанесения красок и других изоляционных материалов. Лабораторное определение хлорида на очищенных поверхностях.

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

Продолжение таблицы А.1

№ в таб. 5.1	Описание дефектов в секции	Параметры дефектов и их взаимного расположения	Метод ремонта секции
1.1	Секция с дефектами поперечных сварных швов	Параметры дефектов и их взаимного расположения соответствуют требованиям и ограничениям на установку необходимых ремонтных конструкций пп. 6.2.3 – 6.2.15	2 муфты на сварных стыках
1.1	Секция с дефектами: – Вмятина; – Гофр; – Потеря металла (коррозионная); – Уменьшение толщины стенки трубы (технологическое); – Механическое повреждение стенки трубы; – Трещина; – Расслоение; – Расслоение с выходом на поверхность трубы; – Дефект поперечного сварного шва; – Дефект продольного или спирального сварного шва; – Недопустимые соединительные и конструктивные детали	Параметры дефектов и их взаимного расположения соответствуют требованиям и ограничениям на установку необходимых ремонтных конструкций пп. 6.2.3 – 6.2.15	Муфта по табл. 6.2 (пп. 2-17)

Продолжение таблицы А.1

№ в таб. 5.1	Описание дефектов в секции	Параметры дефектов и их взаимного расположения	Метод ремонта секции
--------------	----------------------------	------------------------------------------------	----------------------

1.1	Секция с дефектами: – Вмятина; – Гофр; – Потеря металла (коррозионная); – Уменьшение толщины стенки трубы (технологическое); – Механическое повреждение стенки трубы; – Трещина; – Расслоение; – Расслоение с выходом на поверхность трубы; – Дефект поперечного сварного шва; – Дефект продольного или спирального сварного шва; – Недопустимые соединительные и конструктивные детали	Параметры и взаимное расположение дефектов, ремонтируемых муфтой, соответствуют требованиям и ограничениям пп. 6.2.3 – 6.2.15	Шлифовка, заварка, муфта по табл. 6.2 (пп. 2-17)
		Расстояние от края дефектов, ремонтируемых шлифовкой и заваркой, до приварного шва устанавливаемой муфты L4 (рис. 6.1) равно и более 100 мм	
		Параметры и расположение дефектов, ремонтируемых заваркой, соответствуют требованиям п. 7.3	
1.1	Секция с дефектами: – Потеря металла на внешней поверхности трубы (коррозионная); – Уменьшение толщины стенки на внешней поверхности трубы (технологическое); – Механическое повреждение внешней поверхности трубы; – Трещина на внешней поверхности трубы; – Расслоение с выходом на внешнюю поверхность трубы; – Дефект поперечного сварного шва	Расстояние от края дефектов, ремонтируемых заваркой, до приварных швов ранее установленных ремонтных конструкций равно и более 100 мм	Шлифовка, заварка
		Параметры и расположение дефектов, ремонтируемых заваркой, соответствуют требованиям п. 7.3	
		Параметры дефектов, ремонтируемых шлифовкой, соответствуют требованиям п. 7.2	

Продолжение таблицы А.1

№ в таб. 5.1.	Описание дефекта	Параметры дефекта	Метод ремонта дефекта
2.1	Вмятина в	глубиной более H_d (таблица 6.3)	вырезка
Приложение А			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись Дата

	сочетании с потерей металла на внешней поверхности трубы	с потерей металла глубиной равной и более 50% от толщины стенки трубы	вырезка
		глубиной менее и равной Н _д (таблица 6.3) с потерей металла глубиной до 50% от толщины стенки трубы	муфта П1
		глубиной от 1% до 3,5% D _н с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка потери металла, ремонт вмятины - муфта П2 ^{*)}
		глубиной до 1% D _н с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы	Шлифовка потери металла, ремонт вмятины не требуется
		глубиной от 1% до 3,5% D _н с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы, расположенные в зоне шириной до (0,75D _н -100мм) в каждую сторону от поперечного сварного шва	шлифовка потери металла, муфта П5У
		глубиной от 1% до 3,5% D _н с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы, расположенные в зоне шириной до 150мм в каждую сторону от поперечного сварного шва	шлифовка потери металла, муфта П4
2.1	Вмятина в сочетании с потерей металла на внутренней поверхности трубы	глубиной более Н _д (таблица 6.3)	вырезка
		с потерей металла глубиной равной и более 50% от толщины стенки трубы	вырезка
		глубиной менее и равной Н _д (таблица 6.3) с потерей металла глубиной до 50% от толщины стенки трубы	муфта П1
		глубиной до 3,5% D _н с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы	муфта П2 ^{*)}
*) При невыполнении одного из пп. 6.2.6, 6.2.8-6.2.13, 6.2.15 – устанавливается муфта П1			

Продолжение таблицы А.1

№ в таб. 5.1.	Описание дефекта	Параметры дефекта	Метод ремонта дефекта
2.2	Вмятина в сочетании с механическим повреждением на внешней поверхности	глубиной более Н _д (таблица 6.3)	вырезка
		с механическим повреждением глубиной равной и более 50% толщины стенки трубы	вырезка
		глубиной менее и равной Н _д (таблица 6.3) с механическим повреждением глубиной до 50% толщины стенки трубы	муфта П1

	трубы	глубиной от 1% до 3,5% Dн с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка механического повреждения, ремонт вмятины - муфта П2 ^{*)}
		глубиной до 1% Dн с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка механического повреждения, ремонт вмятины не требуется
		глубиной от 1% до 3,5% Dн с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы, расположенные в зоне шириной до (0,75Dн-100мм) в каждую сторону от поперечного сварного шва	шлифовка мех.повреждения, муфта П5У
		глубиной от 1% до 3,5% Dн с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы, расположенные в зоне шириной до 150мм в каждую сторону от поперечного сварного шва	шлифовка мех.повреждения, муфта П4
2.2	Вмятина в сочетании с механическим повреждением на внутренней поверхности трубы	глубиной более Hд (таблица 6.3)	вырезка
		с механическим повреждением глубиной равной и более 50% толщины стенки трубы	вырезка
		глубиной менее и равной Hд (таблица 6.3) с механическим повреждением глубиной до 50% от толщины стенки трубы	Муфта П1
		глубиной до 3,5% Dн с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы	Муфта П2 ^{*)}
*) При невыполнении одного из пп. 6.2.6, 6.2.8-6.2.13, 6.2.15 – устанавливается муфта П1			

Продолжение таблицы А.1

№ в таб. 5.1.	Описание дефекта	Параметры дефекта	Метод ремонта дефекта
2.3	Вмятина в сочетании с трещиной	глубиной более Hд (таблица 6.3)	вырезка
		с трещиной глубиной равной и более 50% толщины стенки трубы	вырезка
		с трещиной глубиной равной и более 20% толщины стенки трубы и длиной равной и более 0,5Dн	вырезка
		глубиной менее и равной Hд (таблица 6.3) с трещиной глубиной равной и более 20% толщины стенки трубы и длиной до 0,5Dн	муфта П1

		глубиной менее и равной H_d (таблица 6.3) с трещиной глубиной до 20% толщины стенки трубы	муфта П1
		глубиной до 3,5% D_n с трещиной на внешней поверхности трубы глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка трещины, ремонт вмятины - муфта П2*)
		глубиной от 1% до 3,5% D_n с трещиной на внешней поверхности трубы глубиной до 20% толщины стенки трубы, расположенные в зоне шириной до $(0,75D_n - 100\text{мм})$ в каждую сторону от поперечного сварного шва	шлифовка трещины, муфта П5У
		глубиной от 1% до 3,5% D_n с трещиной на внешней поверхности трубы глубиной до 20% толщины стенки трубы, расположенные в зоне шириной до 150мм в каждую сторону от поперечного сварного шва	шлифовка трещины, муфта П4
2.4	Вмятина в сочетании с расслоением	глубиной более H_d (таблица 6.3)	вырезка
		глубиной от 3,5% D_n до H_d (таблица 6.3) или при глубине до 3,5% D_n и длине расслоения 1,5 D_n и более	муфта П1
		глубиной до 3,5% D_n при длине расслоения до 1,5 D_n	муфта П2*)
2.5	Вмятина в сочетании с расслоением с выходом на наружную поверхность трубы	глубиной более H_d (таблица 6.3)	Вырезка
		при глубине расслоения равной и более 50% толщины стенки трубы	Вырезка
		глубиной менее и равной H_d (таблица 6.3) при глубине расслоения до 50% толщины стенки трубы	муфта П1
		глубиной от 1% до 3,5% D_n с расслоением глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка расслоения, ремонт вмятины - муфта П2*)
		глубиной до 1,0% D_n с расслоением глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка расслоения, ремонт вмятины не требуется

*) При невыполнении одного из пп. 6.2.6, 6.2.8-6.2.13, 6.2.15 – устанавливается муфта П1

Продолжение таблицы А.1

№ в таб.	Описание дефекта	Параметры дефекта	Метод ремонта дефекта
5.1.	Вмятина в сочетании с расслоением с выходом на внутреннюю поверхность	глубиной более H_d (таблица 6.3)	вырезка
		с глубиной расслоения равной и более 50% от толщины стенки трубы	вырезка
		глубиной менее и равной H_d (таблица 6.3) с расслоением глубиной до 50% от толщины стенки трубы	муфта П1

					Приложение А	Лист
						151
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

	трубы	глубиной до 3,5% Dн с расслоением глубиной до 20% от толщины стенки трубы	муфта П2 ^{*)}
2.6	Вмятина в сочетании с дефектом поперечного сварного шва	глубиной более Hд (таблица 6.3)	Вырезка
		при глубине дефекта шва равной и более 50% толщины стенки трубы или его ширине равной и более 0,6 длины окружности трубы	Вырезка
		глубиной менее и равной Hд (таблица 6.3) при глубине дефекта шва до 50% толщины стенки трубы и его ширине менее 0,6 длины окружности трубы	муфта П1
		глубиной до 3,5% Dн, расположенная в зоне шириной до 150 мм от кольцевого шва, при глубине дефекта шва до 20% толщины стенки трубы и его ширине менее 0,6 длины окружности трубы	муфта П4 ^{*)}
		глубиной до 3,5% Dн и длиной до 1,5 Dн при глубине дефекта шва до 20% толщины стенки трубы и его ширине менее 0,6 длины окружности трубы	муфта П6 ^{*)}
2.6	Вмятина в сочетании с дефектом продольного или спирального сварного шва	глубиной более Hд (таблица 6.3)	Вырезка
		при глубине дефекта шва равной и более 50% толщины стенки трубы	Вырезка
		при глубине дефекта шва равной и более 20% толщины стенки трубы и длине равной и более 0,5Dн	Вырезка
		глубиной менее и равной Hд (таблица 6.3) при глубине дефекта шва равной и более 20% толщины стенки трубы и его длине до 0,5Dн	муфта П1
		глубиной до 3,5% Dн при глубине дефекта шва до 20% толщины стенки трубы	муфта П1
^{*)} При невыполнении одного из пп. 6.2.6, 6.2.8-6.2.13, 6.2.15 – устанавливается муфта П1			

Продолжение таблицы А.1

№ в таб. 5.1.	Описание дефекта	Параметры дефекта	Метод ремонта дефекта
2.7	Вмятина в сочетании с расслоением, расположенная на сварном шве или примыкающая к сварному шву	в сочетании с расслоением с выходом на поверхность	Вырезка
		глубиной более Hд (таблица 6.3)	Вырезка
		глубиной менее или равной Hд (таблица 6.3)	муфта П1
		глубиной до 3,5% Dн при длине расслоения 1,5 Dн и более	муфта П1
		глубиной до 3,5% Dн при длине расслоения до 1,5 Dн и примыкании к продольному шву	муфта П2 ^{*)}
		глубиной до 3,5% Dн, расположенные в зоне шириной до (0,75 Dн – 100 мм) в каждую сторону от поперечного сварного шва	муфта П5У
		глубиной до 3,5% Dн, расположенные в зоне шириной до 150 мм от поперечного шва	муфта П4

2.8	Вмятина без дополнительных дефектов, расположенная на сварном шве или примыкающая к сварному шву	глубиной более H_d (таблица 6.3)	Вырезка
		глубиной менее или равной H_d (таблица 6.3)	муфта П1
		глубиной до 3,5% D_n в околошовной зоне продольного сварного шва	муфта П2 ^{*)}
		глубиной до 3,5% D_n , расположенная в зоне шириной до 150 мм от кольцевого шва	муфта П4
2.9	Вмятина на расстоянии $4t$ и менее от места касания кожуха стенки трубы, под полотном дороги	глубиной более H_d (таблица 6.3)	ремонт вмятины - вырезка, замена кожуха
		глубиной менее или равной H_d (таблица 6.3)	Ремонт вмятины - муфта П1, замена кожуха
		глубиной до 3,5% D_n	Ремонт вмятины - муфта П2 ^{*)} , замена кожуха
		глубиной до 1% D_n	ремонт вмятины не требуется, замена кожуха

^{*)} При невыполнении одного из пп. 6.2.6, 6.2.8-6.2.13, 6.2.15 – устанавливается муфта П1

Продолжение таблицы А.1

2.9	Вмятина на расстоянии $4t$ и менее от места касания кожуха стенки трубы, до подошвы откоса полотна дороги	глубиной более H_d (таблица 6.3)	ремонт вмятины - вырезка, ремонт кожуха
		глубиной менее или равной H_d (таблица 6.3)	ремонт вмятины - муфта П1, ремонт кожуха
		глубиной до 3,5% D_n	ремонт вмятины - муфта П2 ^{*)} , ремонт кожуха

		глубиной до 1% Dн	ремонт вмятины не требуется, ремонт кожуха
2.10	Вмятина на стенке трубы без дополнительных дефектов	глубиной более Hд (таблица 6.3)	Вырезка
		глубиной от 3,5% Dн до Hд (таблица 6.3)	муфта П1
		глубиной до 3,5% Dн	муфта П2 ^{*)}
3.1	Гофр в сочетании с потерей металла на внешней поверхности трубы	глубиной более Hд (таблица 6.3)	Вырезка
		с потерей металла глубиной равной и более 50% от толщины стенки трубы	Вырезка
		глубиной менее и равной Hд (таблица 6.3) с потерей металла глубиной до 50% от толщины стенки трубы	Муфта П1
		глубиной от 1% до 3,5% Dн с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка потери металла, ремонт гофра- муфта П6 ^{*)}
		глубиной от 1% и до 3,5% Dн, длиной равной и менее 100 мм с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка потери металла, ремонт гофра - муфта П4
глубиной до 1% Dн с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка потери металла, ремонт гофра не требуется		
^{*)} При невыполнении одного из пп. 6.2.6, 6.2.8-6.2.13, 6.2.15 – устанавливается муфта П1			

Продолжение таблицы А.1

№ в таб. 5.1.	Описание дефекта	Параметры дефекта	Метод ремонта дефекта
3.1	Гофр в сочетании с потерей металла на внутренней поверхности трубы	глубиной более Hд (таблица 6.3)	вырезка
		с потерей металла глубиной равной и более 50% от толщины стенки трубы	Вырезка
		глубиной менее и равной Hд (таблица 6.3) с потерей металла глубиной до 50% от толщины стенки трубы	муфта П1
		глубиной до 3,5% Dн с потерей металла до 20% толщины стенки трубы	муфта П6 ^{*)}

		глубиной до 3,5% Dн и длиной равной и менее 100 мм с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы	Муфта П4
3.2	Гофр в сочетании с механическим повреждением на внешней поверхности трубы	глубиной более Hд (таблица 6.3)	Вырезка
		с механическим повреждением глубиной равной и более 50% от толщины стенки трубы	Вырезка
		глубиной менее и равной Hд (таблица 6.3) с механическим повреждением глубиной до 50% от толщины стенки трубы	Муфта П1
		глубиной от 1% до 3,5% Dн с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка мех.повреждения, ремонт гофра - муфта П6 ^{*)}
		глубиной от 1% до 3,5% Dн, длиной равной и менее 100 мм с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы	Шлифовка мех. повреждения, ремонт гофра - муфта П4
		глубиной до 1% Dн с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка потери металла, ремонт гофра не требуется
*) При невыполнении одного из пп. 6.2.6, 6.2.8-6.2.13, 6.2.15 – устанавливается муфта П1			