

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 капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции»

УДК 622.692.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Скрипниченко Р.Е		27.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л	к.т.н, доцент		27.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г	к.э.н, доцент		21.05.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С			04.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		27.06.2020

Томск – 2020 г.
Планируемые результаты обучения

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (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
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2ББА	Скрипниченко Роману Евгеньевичу

Тема работы:

«Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Рабочим местом является участок магистрального газопровода.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<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>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Т.Г., доцент
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.12.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л	к.т.н, доцент		17.12.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Скрипниченко Роман Евгеньевич		17.12.2019

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Скрипниченко Роману Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
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 потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП	3. Общий расчет сметной стоимости. 4. Расчёт эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		21.05.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Скрипниченко Роман Евгеньевич		21.05.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Скрипниченко Роману Евгеньевичу

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

Тема ВКР:

Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции

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. 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	Черемискина М.С.	-		04.06.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Скрипниченко Роман Евгеньевич		04.06.2020

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 2019/2020 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)

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

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

МПР - 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;

					<i>Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Скрипниченко</i>			Определения, обозначения, сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л</i>					<i>1</i>	<i>155</i>
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

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.

$\pi_{\text{гр}}$ – 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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

$q_{тр}$ – 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
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа: 155с., 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

					Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Скрипниченко			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л					4	155
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр.2Б6А		

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ	9
2. ЗАМЕНА ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ГАЗОПРОВОДОВ	22
2.1 Современное состояние линейной части магистральных газопроводов	22
2.2 Технология капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов	27
2.2.1 Технологические схемы производства ремонтных работ	27
2.2.1.1 Ремонт газопровода с подъемом и укладкой его на берме траншеи	28
2.2.1.2 Ремонт газопровода в траншее без подъема с сохранением его пространственного положения	31
2.2.1.3 Ремонт газопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующей	35
2.2.2 Основные технические средства для комплексной механизации ремонта ЛЧМГ	39
2.2.2.1 Вскрытие трубопровода	40
2.2.2.2 Очистка трубопровода от старой изоляции	53
2.2.2.3 Подготовка поверхности трубы под изоляцию	58
2.2.2.4 Нанесение изоляционного покрытия	59
3. МЕТОДЫ УСТРАНЕНИЯ ДЕФЕКТНОВ	64
4. ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ	71
5. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА МАТЕРИАЛОВ И ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	86
5.1 Применяемые нормативно-технические документы	86
5.2 Входной контроль изоляционных материалов	88
5.3 Контроль очистки поверхности трубопровода	89
5.4 Контроль температуры	94
5.5 Контроль толщины грунтовки и защитного покрытия	95
5.6 Контроль сплошности	95
5.7 Контроль ударной прочности	96
5.8 Контроль адгезии	97
5.9 Особенности контроля качества лакокрасочных материалов и покрытий	98
5.10 Контроль укладки трубопровода в траншею	101
5.11 Обнаружение дефектов в изоляционном покрытие уложенного и засыпанного трубопровода	102

					<i>Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Скрипниченко</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л</i>			5	5	155
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр.2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В</i>					

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	111
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	123
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	141
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	143
ПРИЛОЖЕНИЕ А	13846

					Содержание	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Для написания своей выпускной квалификационной дипломной работы я выбрал тему технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции.

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 долговечное сохранение трубопроводов в эксплуатационном состоянии, — вторым направлением в решении этой народнохозяйственной проблем. 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.

					<i>Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Скрипниченко</i>			<i>Оглавление</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					7	155
<i>Консульт</i>						ТПУ гр.2Б6А		
<i>Зав. каф</i>		<i>Брусник О.В</i>						

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
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 в 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.

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.

					<i>Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Скрипниченко</i>			Ремонт трубопровода с заменой защитных покрытий	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л</i>					9	155
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

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 ремонту 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;
- шурфование, проверка состояния изоляции и при необходимости ремонт;
- 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.

					Ремонт трубопровода с заменой защитных покрытий	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 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.

Капитальный ремонт это плановый ремонт, наибольший по содержанию и объему, проводящийся при достижении износа приближенным к предельным значениям в линейных сооружениях, и связанный

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

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;
- 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 схожа 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>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 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 ковшом 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, 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.

					<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>Дата</i>		

Проводя земляные работы, организуют 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 (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

					<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>Дата</i>		

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.

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

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

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>Дата</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.

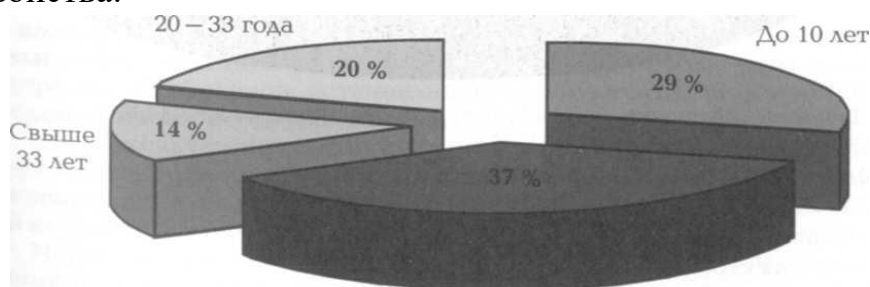


Рис. 2.1 Срок службы магистральных газопроводов

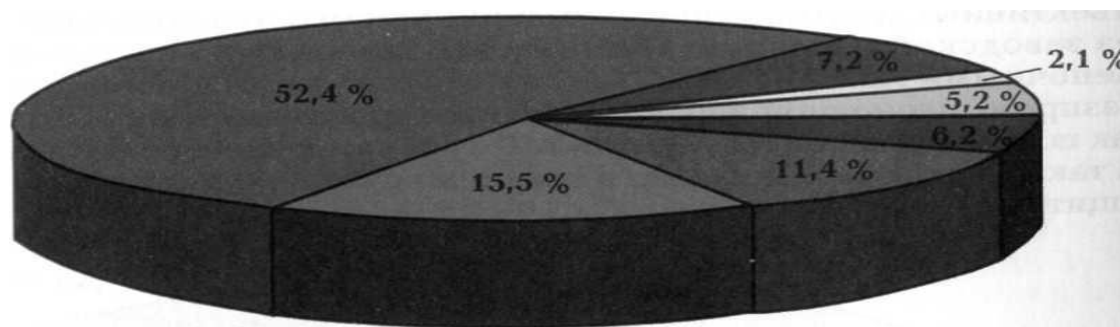
					<i>Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов		
<i>Разраб.</i>		Скрипниченко					
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		Бурков П.В.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					17	155	ТПУ гр. 2Б6А

Анализ показывает, что отказы на магистральных газопроводах со значительным сроком эксплуатации в основном связаны с коррозией металла труб, в т. ч. со стресс-коррозией, 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



- Наружная коррозия — 52,4 % (в т. ч. стресс-коррозия — 44,8 %)
- Строительные дефекты — 15,5 %
- Дефекты труб — 11,4 %
- Стихийные бедствия — 6,2 %
- Механические повреждения — 5,2 %
- Дефекты строительных деталей — 2,1 %
- Прочие причины — 7,2 %

Рис. 2.2 Причины отказов газопроводов, %.

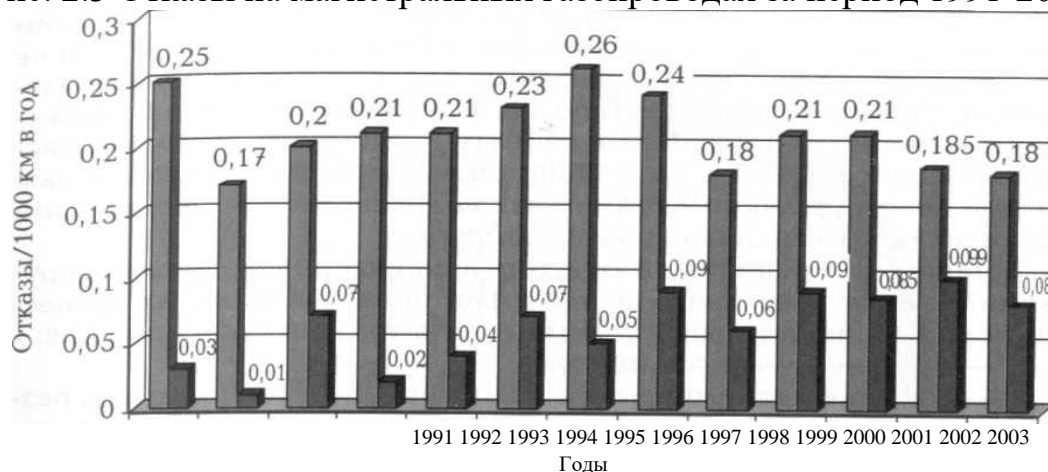
коррозионную систему в виде множества рассеянных по поверхности трубопровода коррозионных микро- и макроэлементов. Новое изоляционное покрытие газопроводов высокого качества в значительной мере сокращает число коррозионных элементов газопровода, а покрытия с большим

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

количеством пор и дефектов вносят дополнительный фактор гетерогенности в работу коррозионной системы, в одних случаях ослабляя, а в других усиливая работу отдельных коррозионных элементов.

Не все коррозионные элементы представляют практическую опасность для сооружения. Развитие наружной коррозии стенок труб носит

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



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

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

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 сульфатовосстанавливающих 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.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

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

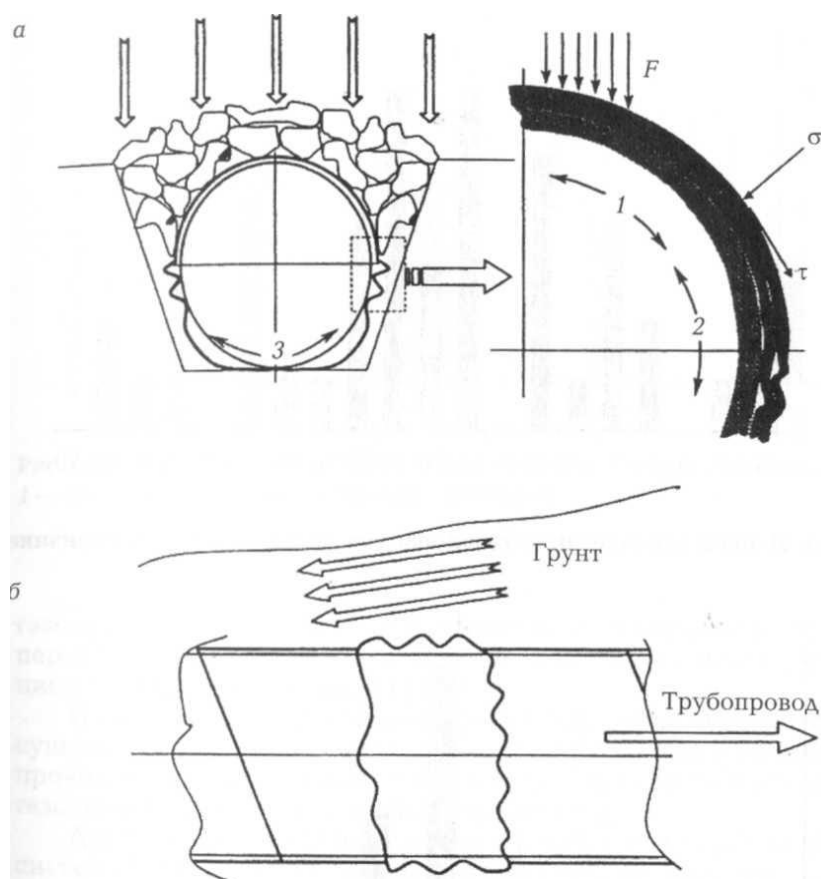


Рис. 2.4. Сдвиг покрытия за счет перемещений грунта в вертикальном (а) и в продольном (б) направлениях:

1 — зона растяжения изоляции; 2 — зона образования гофр; 3 — зона отслаивания; F — вертикальное давление грунта; σ — нормальное давление- τ — тангенциальная сила

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

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.

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

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

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 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

					<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>Дата</i>		28

было связано с тем, что



при отсутствии специальных технических средств для ремонта

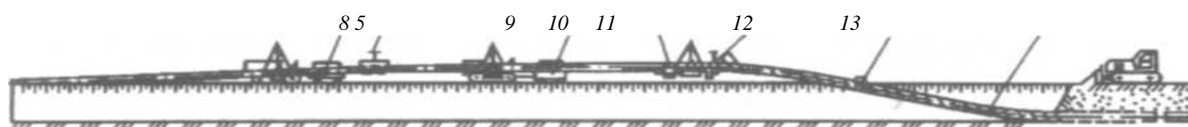


Рис.2.5 Технологическая схема капитального ремонта с заменой изоляционного покрытия, частичной заменой и ремонтом труб с подъемом трубопровода и укладкой его на бровке траншеи:

1 — прибор для уточнения положения трубопровода; 2 — бульдозер; 3 — вскрышной или одноковшовый экскаватор; 4 — передвижная дефектоскопическая лаборатория; 5 — очистная машина; 6 — трубоукладчик; 7 — троллейная подвеска; 8 — передвижная электростанция; 9 — емкость для грунтовки; 10 — грунтовочная машина; 11 — изоляционная машина; 12 — прибор для контроля качества изоляционного покрытия; 13 — ремонтируемый трубопровод

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 бровку траншеи.

Ремонт газопровода с подъемом на бровку 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 бровку траншеи;
- предварительная очистка поверхности газопровода от старой изоляции и укладка на лежки (опоры) на бровке траншеи;
- отбраковка труб — определение мест расположения дефектов и ремонт их при необходимости;
- подъем газопровода и окончательная очистка поверхности трубы для нанесения нового изоляционного покрытия;

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

- 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 общестроительной техники.

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

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

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".

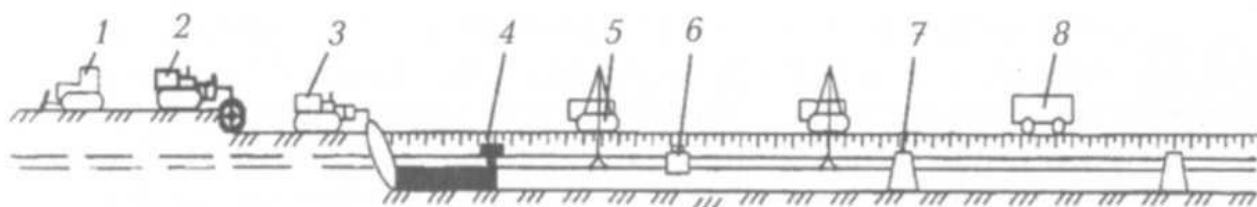
Для данной технологии ПКФ "Промтех-НН" разработал специальные технические средства, которые позволяют при производстве капитального ремонта газопровода сохранять его пространственное положение (в траншее), применять комплексную механизацию и поточный метод организации производства работ, а также свести 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;
 - II— разработка грунта под газопроводом;
- предварительная очистка поверхности газопровода от старой изоляции;

					<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>Дата</i>		31

- 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

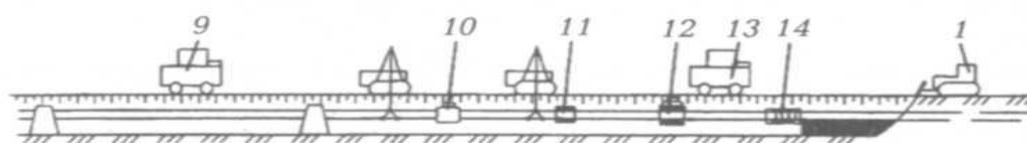


Рис. 2.6. Технологическая схема капитального ремонта газопроводов в траншее:

1 — бульдозер; 2 — машина послойной разработки грунта; 3 — вскрышной роторный экскаватор; 4 — подкапывающая машина; 5 — трубоукладчик; 6 — очистная машина (предварительная очистка); 7 — самоходные опоры; 8 — сварочная установка; 9 — передвижная установка контроля качества сварочных работ; 10 — очистная машина (окончательная очистка); 11 — грунтовочная машина; 12 — изоляционная машина; 13 — лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 14 — машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопровод

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.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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. 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.

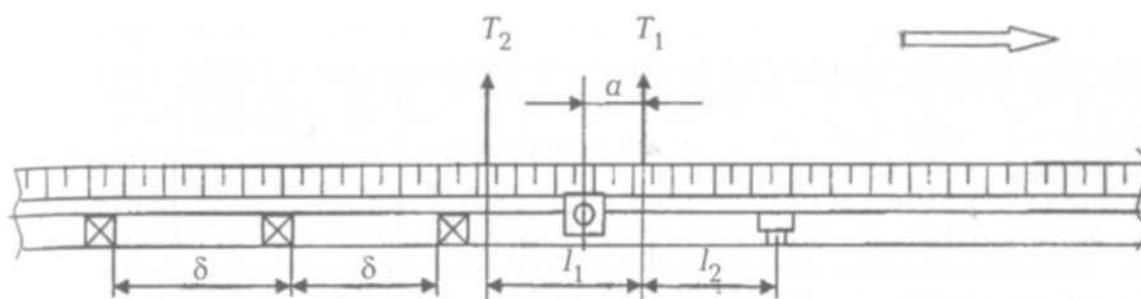


Рис. 2.7 Расчетная схема при ремонте газопровода (1-е звено)

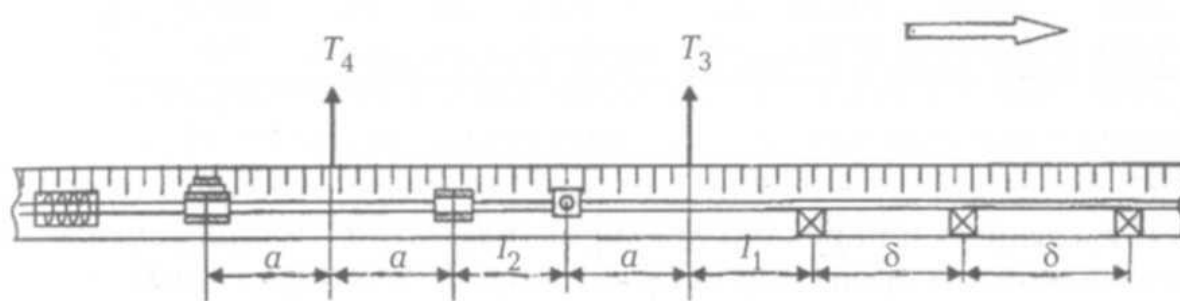


Рис. 2.8 Расчетная схема при ремонте газопровода (2-е звено)

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 трубопровода,	Марка трубоукладчика		Интервалы, м				Нагрузка на крюке трубоукладчика,		Напряжение в
	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:

Наименование	Число
Трубоукладчик "Коматцу 355"	4
Экскаватор "Хитачи РС-400"	2
Бульдозер Т-170.....	1
ДЭС-100.....	2
Машина очистная ФОРТ-1220 (для снятия старой изоляции).....	1
Машина очистная ФОРТ-1220 (для подготовки поверхности).....	1
к нанесению нового покрытия)	
Машина грунтовочная МГ-1220.....	1

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Машина изолировочная МИАБ-1220.....	1
Котел для разогрева мастик КАПЭ-3300.....	1
Машина подкапывающая МПТ-1220.....	1
Газовый кольцевой подогреватель.....	1
Термоконтейнер для хранения изоляционных материалов.....	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;
- 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

					<i>Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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);

- 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.

					<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>Дата</i>		36

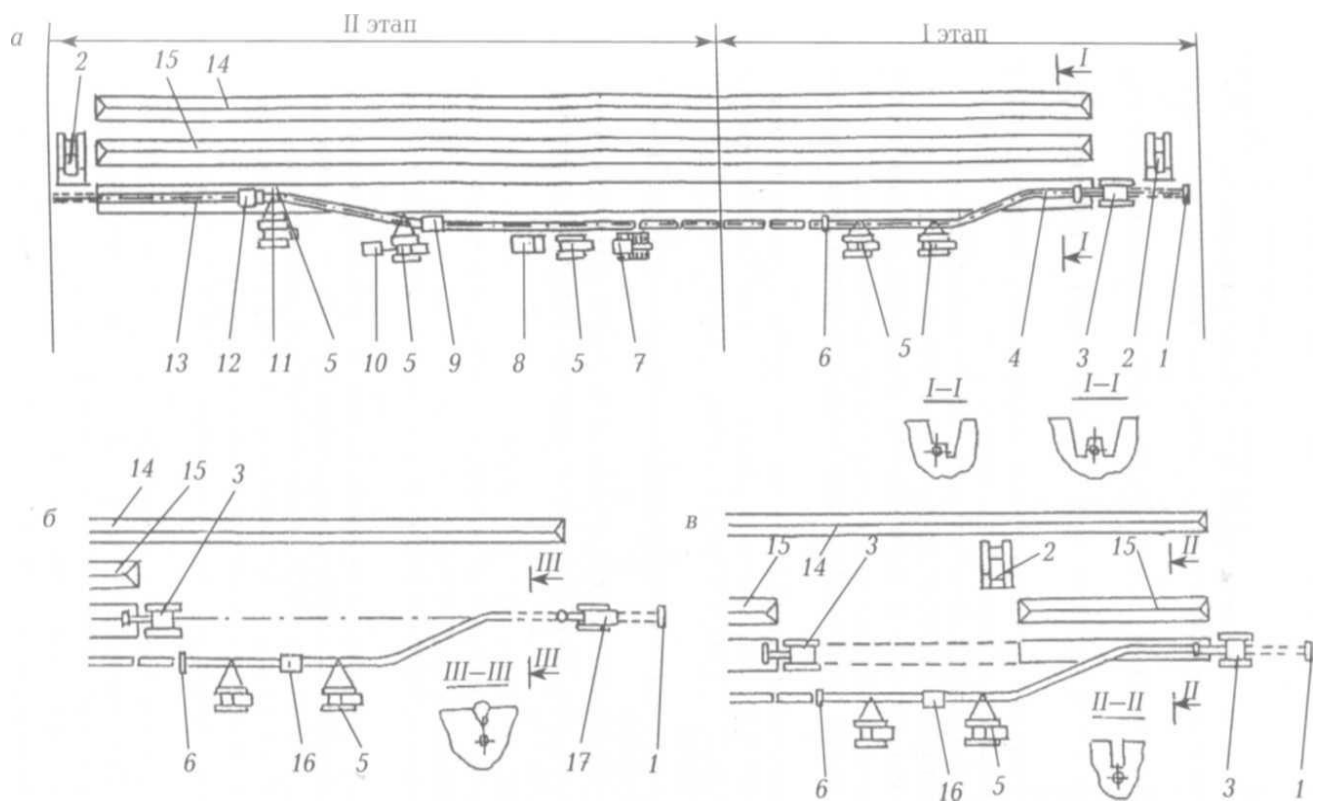


Рис. 2.9 Технологическая схема капитального ремонта трубопровода с заменой труб путем монтажа заменяемого трубопровода и укладки вновь прокладываемого в существующую или вновь разрабатываемую траншею:
 1 — прибор для уточнения положения трубопровода; 2 — бульдозер; 3 — экскаватор; 4 — ремонтируемый трубопровод; 5 — трубоукладчик; 6 — труборез; 7 — сварочная установка; 8 — дефектоскопическая лаборатория; 9 — очистная машина; 10 — передвижная электростанция; 11 — троллейная подвеска; 12 — изоляционная машина; 13 — отремонтированный участок трубопровода; 14 — отвал плодородного слоя почвы; 15 — отвал минерального

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;

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

- техническая и биологическая рекультивация плодородного слоя грунта.

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).

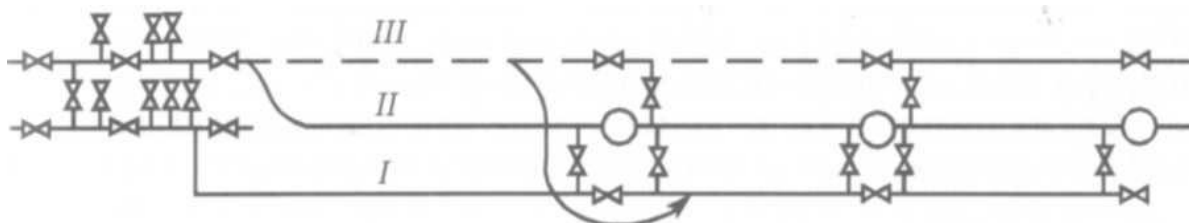


Рис.2.10 Схема поэтапного производства ремонта трубопроводов

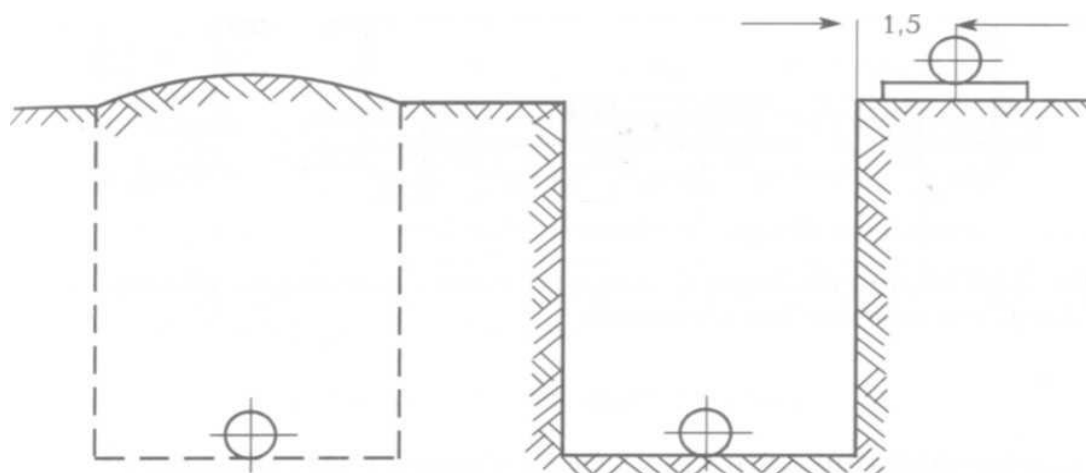


Рис. 2.11 Схема ремонта трубопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующему трубопроводу

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

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 грунтовки.
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

					<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>Дата</i>		39

необходимо совмещать в одном механизме с целью обеспечения качества работ.

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	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

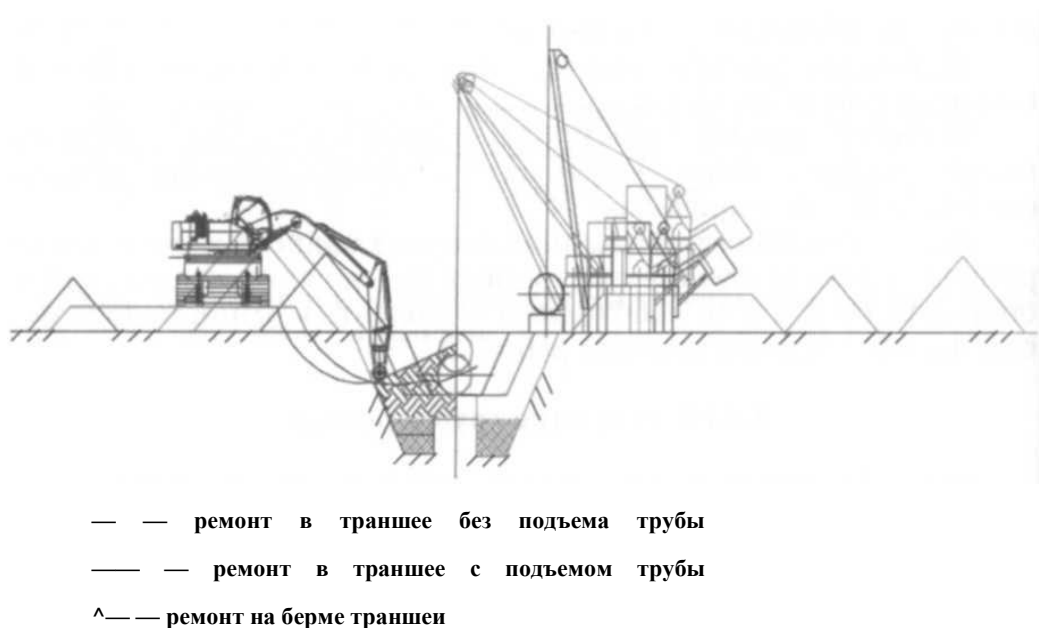


Рис. 2.12 Схема вариантов выполнения земляных работ при капитальном ремонте трубопроводов диаметром от 530 до 1420 мм

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.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

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

Диаметр трубопроводов	При ремонте с подъемом на бровку траншеи						
	Ширина временной полосы отчуждения земель	Объем земляных работ на 1 п. м					
		Рекультивация плодородной земли	Частичная пыемка	Засыпка (промежуточная)	Разработка траншеи	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 отклонении 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 траншеи
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

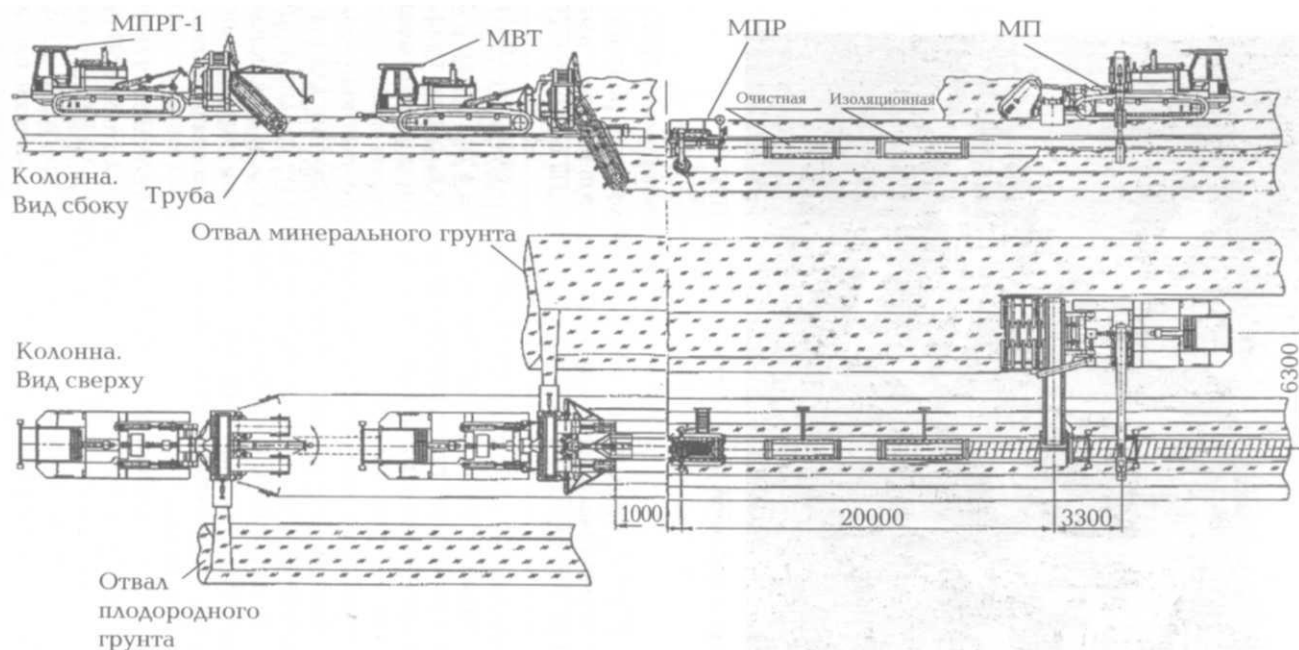


Рис. 2.13. Схема работы комплекса землеройных машин для капитального ремонта магистральных трубопроводов



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.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

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

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рис. 2.15. Схема работы машины МПГР-1

Таблица 2.6

Техническая характеристика МПГР-1

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. 2.16 Машина для вскрытия трубопроводов 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 приемков;
- 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).

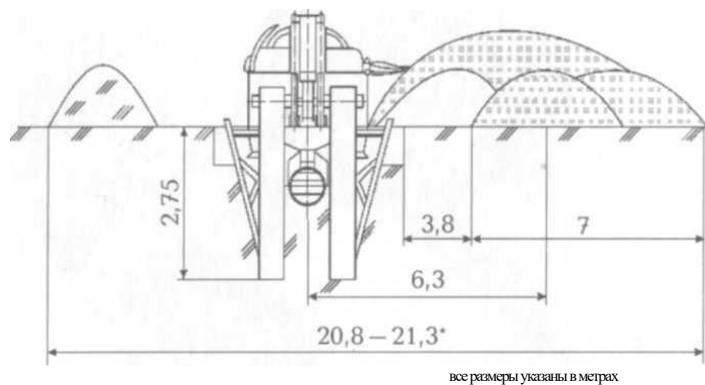


Рис. 2.17 Схема работы машины МВТ.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 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.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



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

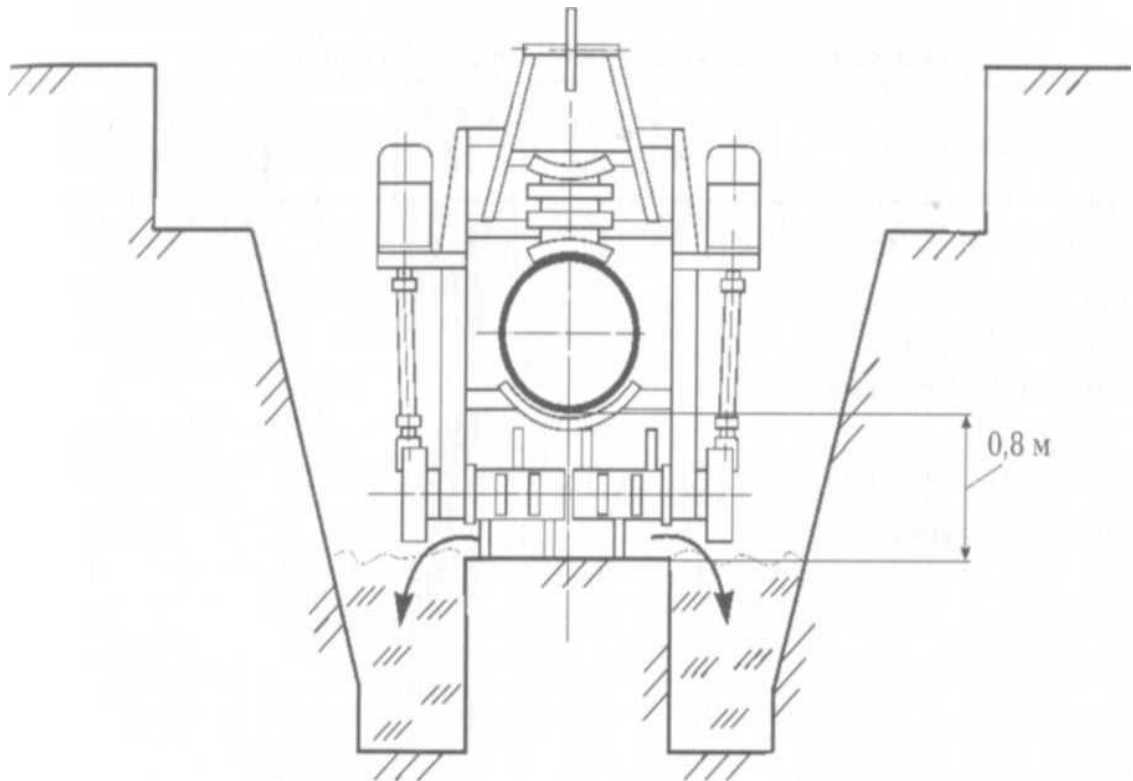


Рис. 2.19. Схема работы машины МПР

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

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

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.

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

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:

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

- 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.

					<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>Дата</i>		52

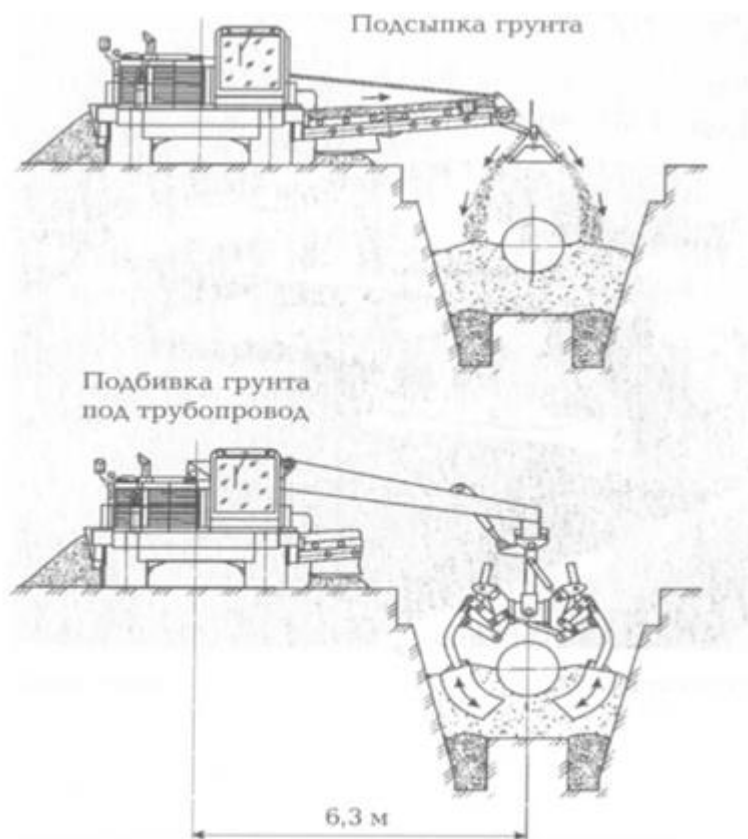


Рис. 2.21 Схема работы машины МП

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.

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

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".

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

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 поддержания 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.

					<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>Дата</i>		55

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 088-88	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

56

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Примечание. Машины ОМР могут быть дополнительно оснащены блоком приводных (активных) щеток, который выполнен в виде прицепного устройства. При этом достигается 3-я степень очистки поверхности по ВСН-088-88. Основные параметры щеточного блока:

ОМР-820 — потребляемая мощность 8 кВт, масса 1100 кг, габаритные размеры 1600 x 1900 x 2000 мм;
 ОМР-1220 — потребляемая мощность 11 кВт, масса 1200 кг, габаритные размеры 1700 x 2100 x 2200 мм;
 ОМР-1420 — потребляемая мощность 15 кВт, масса 1320 кг, габаритные размеры 1884 x 2340 x 2380 мм.

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.

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

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

Техническая характеристика подъемника «Атлант» (ПТ-НН 820СП)

<i>Параметр</i>	<i>Значение</i>
Диаметр поддерживаемого трубопровода, мм	720; 820
Масса подъемника, кг, не более	2000
Габаритные размеры, мм:	
длина	2100
ширина.....	1500
высота (в транспортном положении)	2500
Максимальная высота подъема трубы (от опорной поверхности до нижней образующей трубы), мм	800
Развиваемое усилие подъема, т	25

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.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

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 дробы, ее воздушной транспортировки, специальный бункер с системой клапанов. Блок размещен на санях.

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 дробы. 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).

Дробеметное оборудование, предназначенное для работы в трассовых условиях, представляет собой самоходную дробеочистную машину с несколькими, расположенными по периметру дробеметными 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.

					Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

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 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.

					<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>Дата</i>		60

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.

Таблица 2.12

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	720, 820
Тип изоляции	Грунтовка, полимерная лента или полимерно-битумные ленты			Грунтовка, полимерная лента или полимерно-битумная лента, защитная обертка			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	15, 16, 18, 20, 21 по ГОСТ Р 511164-98	16, 18 по ГОСТ Р 511164-98	13 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	Дата	Замена защитных покрытий при капитальном ремонте газопроводов	Лист 61



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	Дата		62

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.

					<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>Дата</i>		63

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».

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

					<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>				
<i>Разраб.</i>		Скрипниченко			Методы устранения дефектов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					64	155
<i>Консульт</i>						ТПУ гр.2Б6А		
<i>Зав. каф</i>		Брусник О.В						

должны выполняться следующие требования:

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

2) дефектная 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.

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 D_n .

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

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

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

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

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

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

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.

					<i>Методы устранения дефектов</i>	<i>Лист</i>
						66
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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 необжимная приварная муфта (В1), муфта с коническими переходами (В2).

3.18 Для ранее установленных муфт с коническими переходами, необжимных 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, необжимные приварные муфты должны быть заменены постоянными методами ремонта.

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

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.

					<i>Методы устранения дефектов</i>	<i>Лист</i>
						67
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Виды дефектов

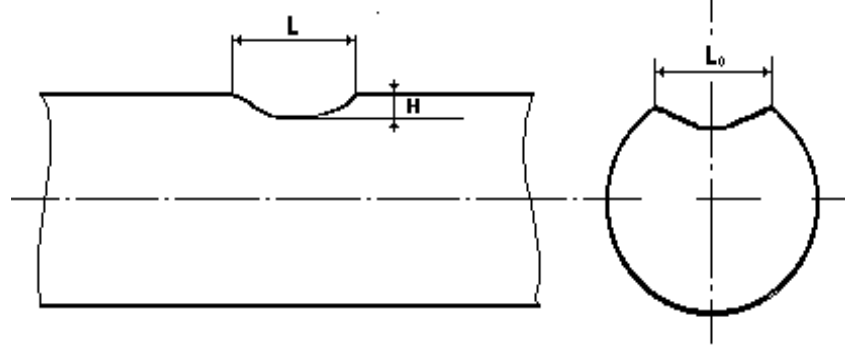


Рисунок А.1 Вмятина

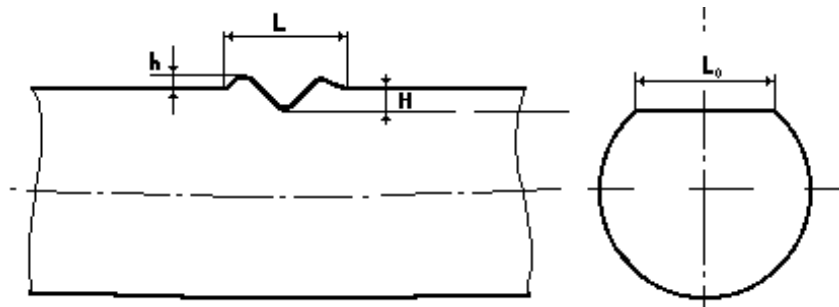


Рисунок А.2 Гофр

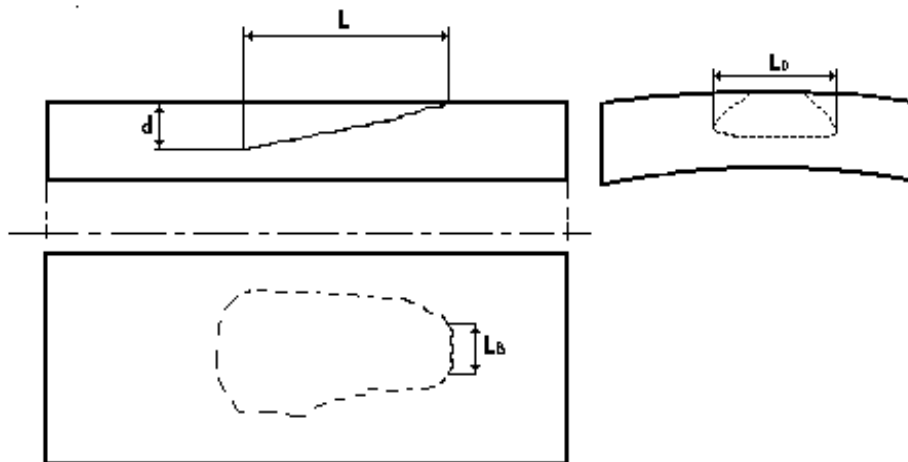


Рисунок А.3 Расслоение с выходом на поверхность

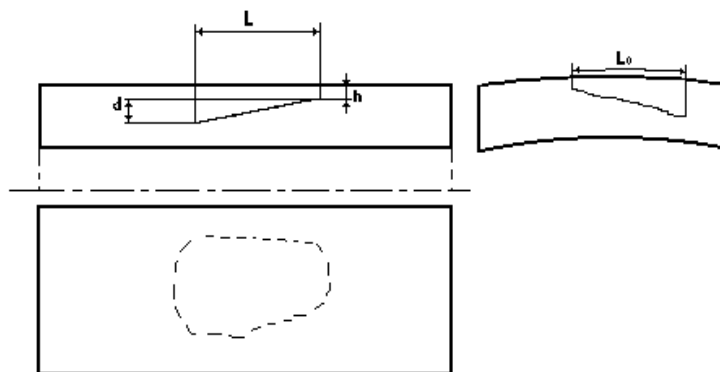


Рисунок А.4 Расслоение

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

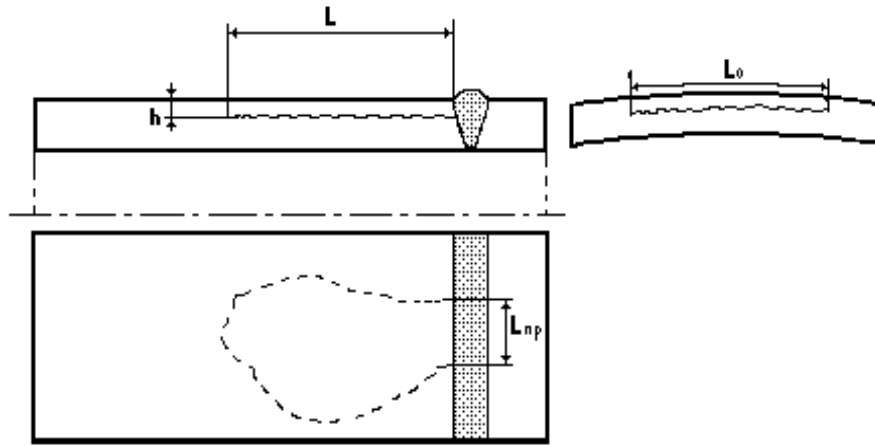


Рисунок А.5 Расслоение в околошовной зоне

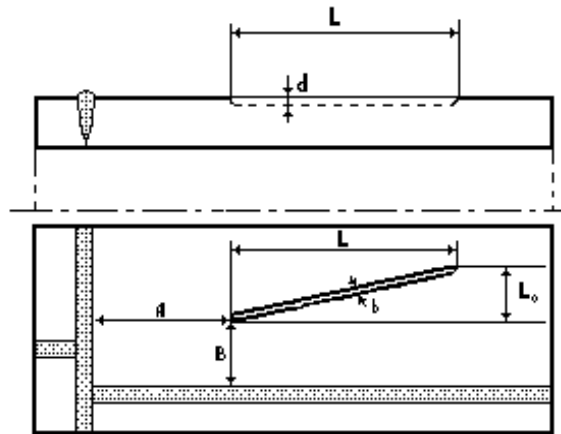


Рисунок А.6 Риска

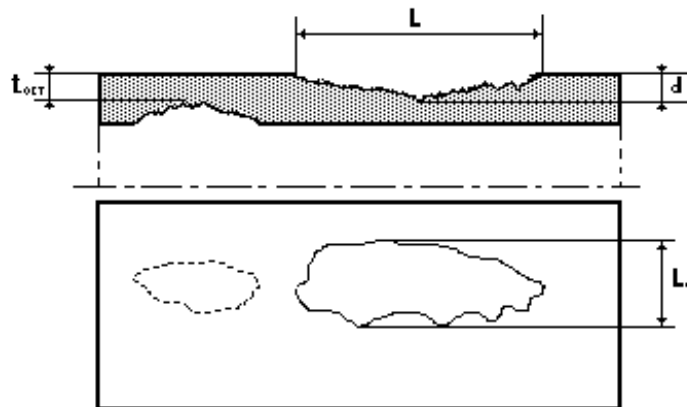


Рисунок А.7 Внутренняя и внешняя коррозия

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

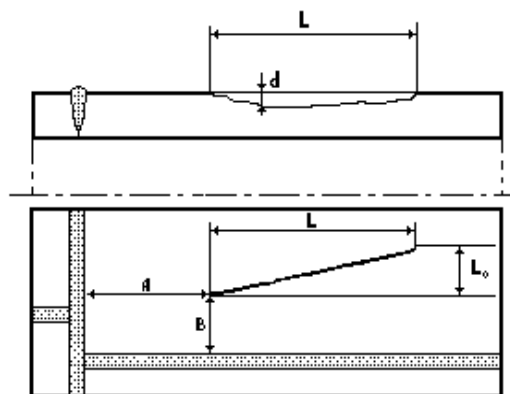


Рисунок А.8 Трещина

"**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.

"**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.

					Методы устранения дефектов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>		
Разраб.		Скрипниченко			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				71	155
Консульт					ТПУ гр. 2Б6А		
Зав. каф		Брусник О.В.					

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

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 термосветостабилизированные 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 термосветостабилизированные композиции полиэтилена высокого давления базовых марок (рис. 4.3).

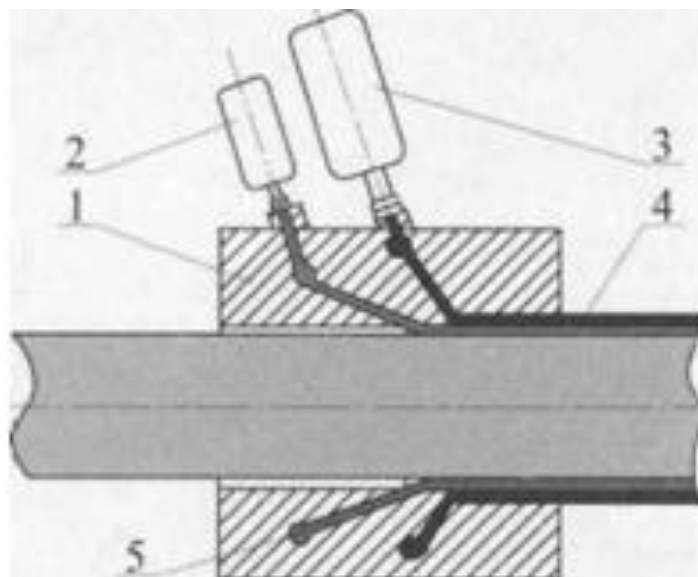


Рис. 4.3 Нанесение на трубу наружного покрытия продольной экструзией

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°C. 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°C, 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>
						76
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</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, характеризуемый 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 трубопроводе. При этом кристаллиты расплавляются. Поперечные химические сшивки позволяют материалу вернуться к его исходной форме.

					Противокоррозионные изоляционные материалы	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 отечественного производства

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

Диаметр трубы, мм	Размеры манжет	
	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°C;
- 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°C.

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 $(130 \pm 10) ^\circ\text{C}$, %, 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>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

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)°С, 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 °С 60 °С	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	2,0 + 0,2	2,0 + 0,2
		1,8 + 0,2	1,4 + 0,2	1,8 + 0,2	1,8 + 0,2
		1,2 + 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 «Рад-лен», 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 труб с заводским полиэтиленовым покрытием. Температура эксплуатации ленты от минус 60 до плюс 110°C.

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	Радлен-110 14,7
Прочность при разрыве, МПа, не менее		14,7	
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», 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

					<i>Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Скрипниченко</i>			Контроль качества материалов и изоляционных работ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					86	155
<i>Консульт</i>						ТПУ гр.2Б6А		
<i>Зав. каф</i>		<i>Брусник О.В</i>						

предприятий и фирм-заказчиков, строителей (подрядчиков) и поставщиков.

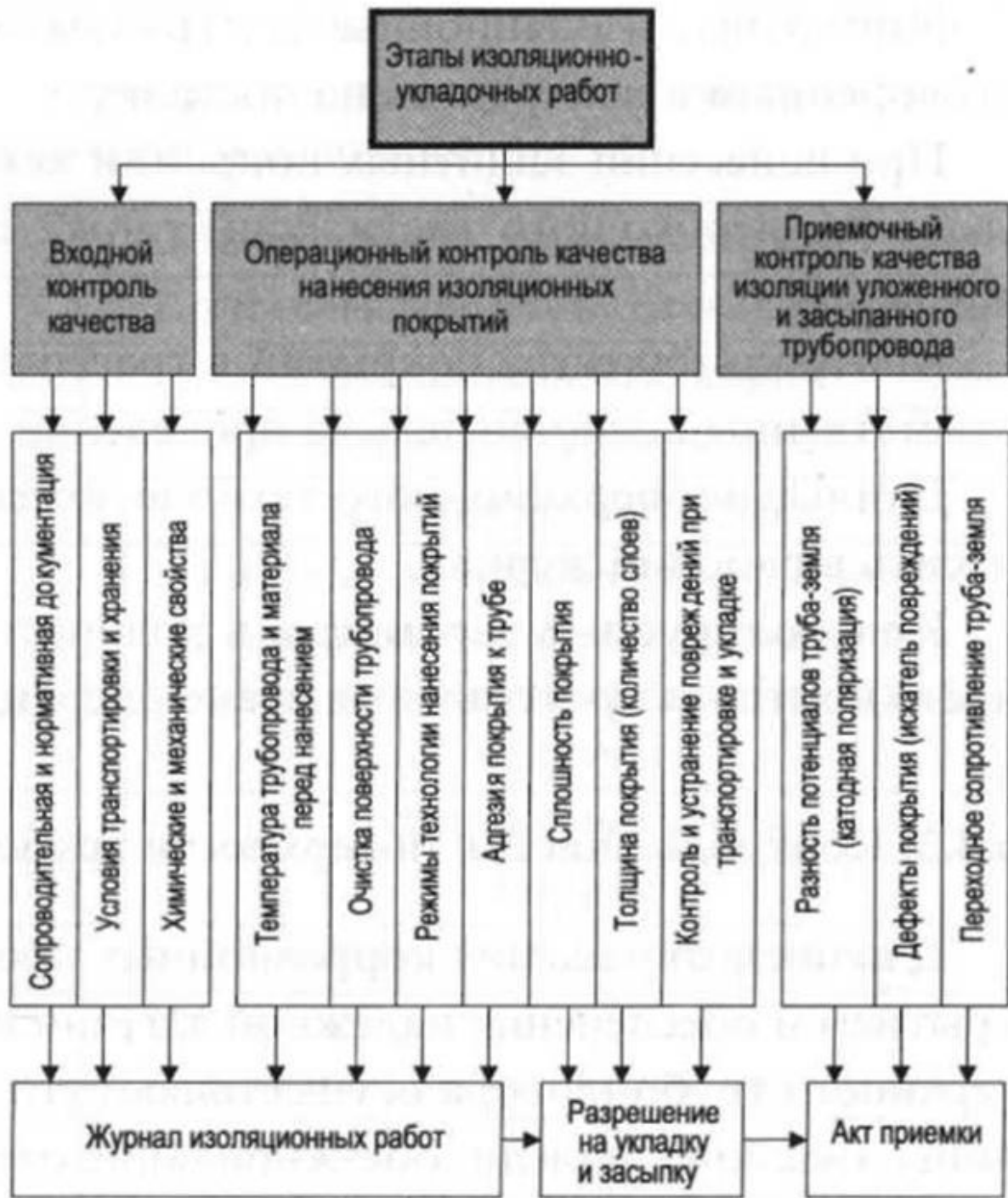


Рис. 5.1 Структурная схема организации производственного контроля качества изоляционно-укладочных работ

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

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.

Данные пооперационного технологического контроля необходимо заносить

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

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°C поверхность трубопровода нагревают от 15 до 50°C. 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.

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 «F1». 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>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

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 окислыны и ржавчина не обнаруживаются	С поверхности удалены ржавчина и отслаивающаяся окислыны	У1, УХЛ1, ХЛ1, Т1, ОМ1, ОМ2, В5
2	При осмотре невооруженным глазом не обнаруживаются окислыны, 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 окислыны	Труднодоступные места крупногабаритных изделий сложной формы с толщиной металла не менее 4 мм	УХЛ4

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

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 тщательно для получения металлической окраски, обусловливаемой металлической основой.

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

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

					<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>Дата</i>		

Можно производить контроль очистки, сравнивая очищенную поверхность с эталоном.

В соответствии с ISO 8501-1P 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.

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

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

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 электрическому пробое 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

					Контроль качества материалов и изоляционных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

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.

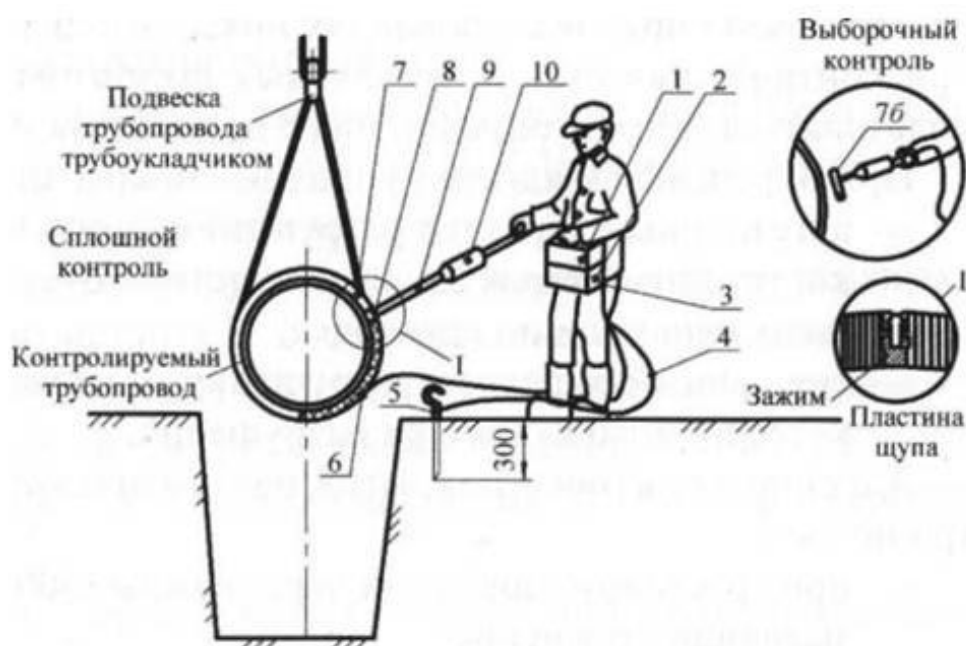


Рис. 5.2 Схема определения сплошности

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 $P = 30 \text{ Н}$ 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

				Контроль качества материалов и изоляционных работ		Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 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>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

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.

					<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>Дата</i>		

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

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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 липкую и полиэтиленовую ленту 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).

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.

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

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 исключаящих перегрузки трубоукладчиков;
 - сохранность изоляционного покрытия;
 - полное прилегание трубопровода по всей его длине к дну траншеи;
 - глубину заложения трубопровода, которая должна соответствовать проектной;
 - 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.

					<i>Контроль качества материалов и изоляционных работ</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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.

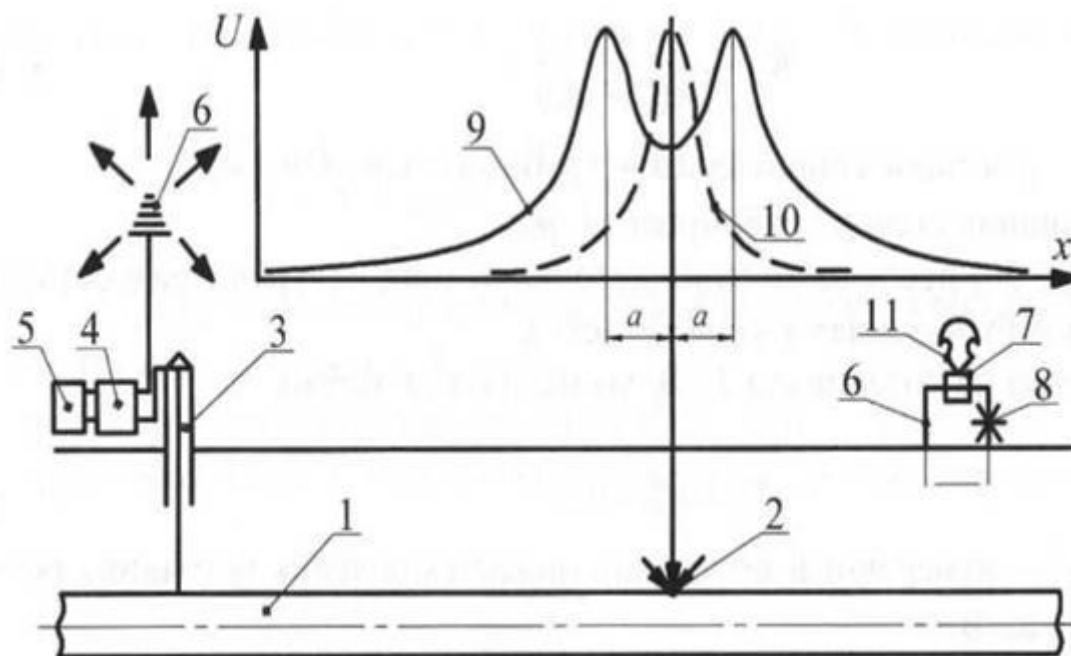


Рис. 5.3 Обследование трубопровода искателем повреждений

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.

2. Физико-механические и защитные характеристики замеряют 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>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103

7. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

1. Расчет толщины стенки подземного газопровода

Расчет толщины стенки газопровода ведется по методике, отраженной в разделе 8.22 СНиП 2.05.06-85*.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять по формулам, МПа:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (3.1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}, \quad (3.2)$$

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

$R_2^H = \sigma_{np}$ – 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.

Принимаем $k_1 = 1,40$, $k_2 = 1,15$ и $k_H = 1,00$.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

$$R_1^H = \sigma_{ep} = 540 \text{ МПа};$$

$$R_2^H = \sigma_m = 380 \text{ МПа};$$

$$R_1 = \frac{540 \cdot 0,90}{1,40 \cdot 1,0} = 347,1 \text{ МПа};$$

$$R_2 = \frac{380 \cdot 0,90}{1,15 \cdot 1,00} = 297,4 \text{ МПа}.$$

					Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Скрипниченко			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.			104	155	
Консульт					ТПУ гр.2Б6А		
Зав. каф		Брусник О.В					

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , следует определять по формуле, м:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}, \quad (3.3)$$

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода по формуле (3.3):

$$\delta = \frac{1,10 \cdot 5,0 \cdot 0,53}{2(347,1 + 1,10 \cdot 5,0)} = 0,00413 \text{ м} = 4,13 \text{ мм}.$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки проектируемого трубопровода по сортаменту $\delta_{ном} = 8 \text{ мм}$.

Внутренний диаметр трубопровода

$$D_{вн} = D_n - 2\delta, \quad (3.4)$$

$$D_{вн} = D_n - 2\delta = 530 - 2 \cdot 8 = 514 \text{ мм}.$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1\psi_1 + np)}, \quad (3.5)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,10$;

p – рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, м;

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}, \quad (3.6)$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

Продольные осевые напряжения $\sigma_{np.N}$ определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных

					Технологические расчеты	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{6H}}{2\delta_n}, \quad (3.7)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 0,000012 \text{ град}^{-1} = 1,212 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206\,000 \text{ МПа}$ ($2100\,000 \text{ кгс/см}^2$);

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, $^{\circ}\text{C}$;

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,10$;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu = 0,3$.

Согласно исходным данным, температура фиксации расчетной схемы $t_m = -29^{\circ}\text{C}$, а температура эксплуатации трубопровода $t_s = +18^{\circ}\text{C}$. Таким образом, принимаем, что $\Delta t_1 = t_s - t_m = 18 - (-29) = 47^{\circ}\text{C}$.

Рассчитаем продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{np.N} = -1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 47 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 5,0 \cdot 514}{2 \cdot 8} = -169,1 \text{ МПа}.$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-169,1|}{347,1} \right)^2} - 0,5 \frac{|-169,1|}{347,1} = 0,66.$$

Тогда толщина стенки

$$\delta = \frac{1,10 \cdot 5,0 \cdot 0,530}{2(347,1 \cdot 0,66 + 1,10 \cdot 5,0)} = 0,00621 \text{ м} = 6,21 \text{ мм}.$$

Толщину стенки труб, определенную по формулам (3.3) и (3.5), следует принимать не менее $\frac{1}{140} D_n$, и не менее 4 мм — для труб условным диаметром свыше 200 мм.

$$\delta \geq \frac{D_n}{140}; \quad (3.8)$$

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

$$8\text{мм} > \frac{530}{140} = 3,78\text{мм} .$$

Следовательно, оба условия выполняются.

При этом толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления p_u , была бы не менее величины рабочего (нормативного) давления.

Каждая труба должна проходить на заводах-изготовителях испытания гидростатическим давлением p_u (МПа), в течение не менее 20 с, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках труб кольцевое напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

При величине испытательного давления, на заводе-изготовителе менее требуемой должна быть гарантирована возможность доведения гидравлического испытания при строительстве до давления, вызывающего напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

Величина p_u на заводе для всех типов труб должна определяться по величине нормативного предела текучести по формуле:

$$p_u = \frac{2 \delta_{\min} R}{D_{\text{вн}}}, \quad (3.9)$$

где δ_{\min} – минимальная толщина стенки, мм;
 R – расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95 % R_2^H , МПа;
 $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, мм.

Минимальную толщину стенки труб с наружным диаметром 530 мм принимаем равной 8 мм.

$$p_u = \frac{2 \cdot 0,008 \cdot 0,95 \cdot 380}{0,514} = 11,2\text{МПа}.$$

Таким образом, $p_u = 11,2\text{МПа} > p = 5,0\text{МПа}$ – условие выполняется.

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

2. Проверка прочности и устойчивости трубопровода

Проверка прочности подземных трубопроводов ведется согласно п. 8.23 СНиП 2.05.06-85*.

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производим из условия:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (4.1)$$

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

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{np.N} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (4.2)$$

где R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_n}, \quad (4.3)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,10$;

δ_n – номинальная толщина стенки трубы, м.

Продольные осевые напряжения определяются по формуле (3.7):

$$\sigma_{np.N} = -169,1 \text{ МПа}.$$

Так как продольные осевые напряжения сжимающие ($\sigma_{np.N} < 0$), то коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определим, используя формулу (4.3).

$$\sigma_{кц} = \frac{1,10 \cdot 5,0 \cdot 514}{2 \cdot 8} = 172,6 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{172,6}{347,1} \right)^2} - 0,5 \frac{172,6}{347,1} = 0,653.$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

Получили $|-169,1| \text{ МПа} < 0,653 \cdot 347,1 = 226,6 \text{ МПа}$.

Таким образом, условие прочности выполняется.

3. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода

Расчет газопровода на пластические деформации ведется по методике отраженной в п. 8.26 СНиП 2.05.06-85*.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по двум условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_n^2, \quad (4.4)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_n^2, \quad (4.5)$$

где σ_{np}^H – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$) – определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_n^2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_n^2}, \quad (4.6)$$

где $\sigma_{кц}^H$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_n}, \quad (4.7)$$

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_n}{2\rho}, \quad (4.8)$$

где ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м.

Определим кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

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

$$\sigma_{ки}^H = \frac{5,0 \cdot 514}{2 \cdot 8} = 160,6 \text{ МПа.}$$

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np(+)}^H = 0,3 \cdot 160,6 - 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 47 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,530}{2 \cdot 1200} = 23,6 \text{ МПа.}$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий (при замыкании трубопровода в холодное время):

$$\sigma_{np(-)}^H = 0,3 \cdot 160,6 - 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 47 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,530}{2 \cdot 1200} = -114,6 \text{ МПа.}$$

Принимаем в дальнейшем расчете большее по модулю значение $\sigma_{np(-)}^H = -114,6 \text{ МПа}$.

Так как принятое значение $\sigma < 0$, то рассчитаем значение коэффициента ψ_3 по формуле (4.6).

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{160,6}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 380} \right)^2} - 0,5 \frac{160,6}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 380} = 0,7.$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций (в насыпи) трубопроводов производим проверку по условиям:

$$\psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_n^2 = 0,7 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} 380 = 253,3 \text{ МПа;}$$

$$|-114,6| < 253,3 \text{ МПа;}$$

$$\frac{m}{0,9k_n} R_2^H = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} 380 = 361,9 \text{ МПа.}$$

$$160,6 < 361,9 / \text{ МПа}$$

Условия проверки на недопустимые пластические деформации выполняются.

					Технологические расчеты	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Проверка общей устойчивости трубопровода

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы будем производить из условия:

$$S \leq mN_{кр}, \quad (4.9)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, МН;
 $N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, МН.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S определяется по формуле:

$$S = 100[(0,5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t]F, \quad (4.10)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;
 F – площадь поперечного сечения трубы, см².

Площадь поперечного сечения металла трубы

$$F = \frac{\pi}{4}(D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (4.11)$$

$$F = \frac{\pi}{4}(53,0^2 - 51,4^2) = 131,19 \text{ см}^2.$$

Значение кольцевых напряжений от расчетного внутреннего давления принимаем $\sigma_{кц} = 160,6$ МПа.

$$S = 100[(0,5 - 0,3) \cdot 160,6 + 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 47] \cdot 131,19 = 1539460,08 \text{ Н} = 1,54 \text{ МН}.$$

$N_{кр}$ следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их

					Технологические расчеты	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по следующей формуле:

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt{p_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^6 I^3}, \quad (4.12)$$

где p_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м;

$q_{верт}$ – 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, $м^4$.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае упругой связи трубы с грунтом

$$N_{кр} = 2 \sqrt{k_0 D_n E I}, \quad (4.13)$$

где k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии), $МН/м^3$.

Рассчитаем продольное критическое усилие $N_{кр}$.

1. Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м

$$p_0 = \pi D_n \tau_{нр}, \quad (4.14)$$

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

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом определим, используя следующую формулу:

$$\tau_{нр} = p_{ср} \operatorname{tg} \varphi_{ср} + C_{ср}, \quad (4.15)$$

где $p_{ср}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, $Н/м^2$;

$\varphi_{ср}$ – угол внутреннего трения грунта, град.;

$C_{ср}$ – сцепление грунта, Па.

					Технологические расчеты	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Величину $p_{зр}$ определим по формуле:

$$p_{зр} = \frac{2n_{зр}\gamma_{зр}D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{зр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi D_n}, \quad (4.16)$$

где $n_{зр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от давления (веса) грунта, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85, $n_{зр} = 0,80$;

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

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

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

$$q_{тр} = q_m + q_{из} + q_{пр}, \quad (4.17)$$

где q_m – расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м ;

$q_{из}$ – расчетная нагрузка от изоляции трубопровода, Н/м ;

$q_{пр}$ – расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м , которая учитывается при расчете газопроводов и при расчете нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, если в процессе их эксплуатации невозможно их опорожнение и замещение продукта воздухом.

а. Нагрузка от веса трубы, Н/м

$$q_m = n_{с.в.} q_m^H = n_{с.в.} \rho_{ст} g F = n_{с.в.} \rho_{ст} g \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (4.18)$$

где $n_{с.в.}$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия массы (собственного веса) трубопровода и устройств, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85;

q_m^H – нормативное значение нагрузки от собственного веса трубы, Н/м ;

$\rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м^3 ;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,80665 \text{ м}^2/\text{с}$.

Принимаем значение $n_{с.в.} = 0,95$, так как при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции, должны приниматься те значения коэффициентов надежности по нагрузке, которые указаны в скобках.

$$q_m = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,80665 \cdot 0,0131 = 958,04 \text{ Н/м}.$$

б. Нагрузка от веса изоляции трубопровода, Н/м

Лента «Полилен» – четырехслойная лента на основе термосветостабилизированного полиэтилена и бутилкаучука, изготовленная

					Технологические расчеты	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

методом со-экструзии – предназначена для изоляции при строительстве и ремонте подземных газонефтепродуктопроводов с целью защиты их от коррозии при температурах эксплуатации от -60°С до +50°С.

Размеры ленты должны соответствовать нормам, указанным в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Наименование показателей	Норма
1	2
Толщина, мм	0,63±0,05
Ширина полотна в рулоне, мм	450±5
Длина полотна в рулоне, м, не менее	170

Свойства ленты должны соответствовать нормам, указанным в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Наименование показателей	Норма
1	2
Цвет	Черный
Прочность при разрыве, Н/см	81
Относительное удлинение при разрыве, %	440
Водопоглощение за 24ч, %	0,06
Температура хрупкости, °С, не ниже	-60
Удельное объемное электросопротивление, Ом·м, не менее	1·10 ¹³
Адгезия к праймированной стальной поверхности, Н/см, не менее	26
Адгезия к праймированной стали, после старения в воде в течение 1000 ч при 100°С, Н/см, не менее	15
Адгезия к праймированной стали, после старения на воздухе в течение 1000 ч при 100°С, Н/см, не менее	15

Обертка липкая полиэтиленовая Полилен-ОБ предназначена для защиты от механических повреждений изоляционных покрытий наружной поверхности подземных трубопроводов при температурах эксплуатации от -60°С до +50°С.

Размеры обертки должны соответствовать нормам, приведенным в таблице 4.3. Свойства обертки должны соответствовать нормам, указанным в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Наименование показателей	Норма
1	2
Толщина, мм	63±0,05
Ширина полотна в рулоне, мм	450±5
Длина полотна в рулоне, м, не менее	170

Таблица 4.4

Наименование показателей	Норма
1	2
Цвет	Черный
Прочность при разрыве, H/cm	103
Относительное удлинение при разрыве, %	536
Водопоглощение за 24ч, %	0,05
Температура хрупкости, $^{\circ}C$, не выше	-60
Адгезия обертки к полиэтиленовой стороне ленты, обертки, H/cm	4,0

Для изоляции трубопровода применяются импортные изоляционные липкие ленты. На газопроводах наиболее часто используют ленты типа «Полилен» (2 слоя ленты и 1 слой обертки).

$$q_{из} = q_{л.н.} + q_{об} = n_{с.в.} q_{из}^н = n_{с.в.} (q_{л.н.}^н + q_{об}^н), \quad (4.19)$$

где $q_{л.н.}^н$ – нормативное значение нагрузки от веса ленты, H/m ;
 $q_{об}^н$ – нормативное значение нагрузки от веса обертки, H/m .

$$q_{л.н.}^н = k_{из} \pi D_n \delta_{л.н.} \rho_{л.н.} g; \quad (4.20)$$

$$q_{об}^н = k_{из} \pi D_n \delta_{об} \rho_{об} g, \quad (4.21)$$

где $\delta_{л.н.}$, $\delta_{об}$ – толщина двух слоев ленты и одного слоя обертки соответственно, m ;

$\rho_{л.н.}$, $\rho_{об}$ – плотность ленты и обертки соответственно, kg/m^3 .

$$q_{л.н.}^н = 2,3 \cdot \pi \cdot 0,53 \cdot 2 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9,80665 = 49,89 H / m;$$

$$q_{об}^н = 1,09 \cdot \pi \cdot 0,53 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 \cdot 9,80665 = 11,62 H / m;$$

$$q_{из} = 0,95 \cdot (49,89 + 11,62) = 58,43 H / m.$$

в. Нагрузка от веса продукта, H/m

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода $q_{пр}$, H/m , следует определять по формуле:

$$q_{пр} = 0,215 \rho_{пр} g \frac{p_a D_{вн}^2}{zT}, \quad (4.22)$$

где $\rho_{пр}$ – плотность природного газа при нормальных условиях (273,15 K и 0,1013 МПа), kg/m^3 ;

z – коэффициент сжимаемости газа;

T – абсолютная температура газа, K .

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

В случае природного газа допускается принимать:

$$q_{np} = 10^{-2} n_{np} P D_{вн}, \quad (4.23)$$

где n_{np} – коэффициент надежности по нагрузке от массы продукта;
 P – рабочее (нормативное) давление, МПа;
 $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, см.

$$q_{np} = 10^{-2} \cdot 0,95 \cdot 5,0 \cdot 51,4 = 2,44 \text{ Н / м};$$

$$q_{тр} = 958,04 + 58,43 + 2,44 = 1018,91 \text{ Н / м}.$$

Таким образом, определим среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом.

Значение угла внутреннего трения и сцепление грунта принимаем по табл.4.5 $\varphi_{зр} = 16$ град, $c_{зр} = 25$ кПа.

Таблица 4.5

Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов Средней полосы России

Грунт	$\varphi_{зр}$, градус	$f_{зр} = \text{tg } \varphi_{зр}$	$c_{зр}$, кПа
1	2	3	4
Гравелистый песок	36÷40	0,7÷0,8	0÷2
Песок средней крупности	33÷38	0,65÷0,75	1÷3
Мелкий песок	30÷36	0,6÷0,7	2÷5
Пылеватый песок	28÷34	0,55÷0,65	2÷7
Супеси	21÷25	0,35÷0,45	4÷12
Суглинки	17÷22	0,3÷0,4	6÷20
Глины	15÷18	0,25÷0,35	12÷40
Торф	16÷30	0,3÷0,5	0,5÷4

$$P_{зр} = \frac{2 \cdot 0,80 \cdot 16800 \cdot 0,53 \cdot \left[\left(1,0 + \frac{0,53}{2} \right) + \left(1,0 + \frac{0,53}{2} \right) \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{16}{2} \right) \right] + 1018,91}{\pi \cdot 0,53} = 17582,1 \text{ Па}.$$

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом

$$\tau_{np} = 17582,1 \cdot \text{tg} 16^\circ + 25000 = 30041,6 \text{ Па} = 0,030 \text{ МПа}.$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины.

$$p_0 = \pi \cdot 0,53 \cdot 0,030 = 0,0499 \text{ МН / м}.$$

					Технологические расчеты	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, $H/м$

$$q_{верт} = n_{зп} \gamma_{зп} D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{мп}, \quad (4.24)$$

$$q_{верт} = 0,80 \cdot 16800 \cdot 0,53 \cdot \left(1,0 + \frac{0,53}{2} - \frac{\pi \cdot 0,53}{8} \right) + 1018,91 = 8548,1 H / м = 8,55 \cdot 10^{-3} МН / м.$$

Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, $м^4$

$$I = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{ен}^4), \quad (4.25)$$

$$I = \frac{\pi}{64} (0,53^4 - 0,514^4) = 0,000785 м^4.$$

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt{(0,0499)^2 \cdot (8,55 \cdot 10^{-3})^4 \cdot (0,01312)^2 \cdot (2,06 \cdot 10^5)^6 \cdot (0,000785)^3} = 15,47 МН;$$

$$mN_{кр} = 0,90 \cdot 15,47 = 13,923 МН .$$

Получили $1,54 < 15,47 МН$ – условие общей устойчивости выполняется со значительным запасом.

					Технологические расчеты	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Расчет технологических параметров ремонтных колонн

Расчет технологических параметров ремонтных колонн при ремонте трубопровода с сохранением его положения. Основными технологическими параметрами нефтепровода являются высота подъема его трубоукладчиками, общая длина приподнятого участка, число трубоукладчиков, расстояние между ними и усилия на крюках трубоукладчиков.

Определение технологических параметров начинаем с выбора числа трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода, и назначения технологической высоты подъема крайними трубоукладчиками, необходимой для работы ремонтных машин. Число трубоукладчиков выбираем в зависимости от диаметра нефтепровода, выполняемых операций ремонта и грузоподъемности трубоукладчиков. Минимальное число трубоукладчиков, необходимое для подъема и укладки нефтепроводов диаметрами 530—1220 мм, должно быть не менее двух. Для производства наших работ возьмём 4 трубоукладчика ТГ-221 (рис. 12, 13).

Кран - трубоукладчик ТГ-221 предназначен для выполнения комплекса работ по обустройству нефтяных и газовых месторождений и при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов с диаметром трубы до 1020 мм.



Рис. 12 Кран - трубоукладчик ТГ-221

					Технологические расчеты	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Грузоподъемное оборудование с гидростатическим независимым приводом для стрелы и крюка, обеспечивающим два скоростных диапазона. Тормоза лебедок постоянно замкнутые многодисковые, работающие в масле с гидравлическим управлением и принудительной смазкой.

Скорость крюка грузоподъемного оборудования, м/мин:

Подъем/опускание: 1 передача: 8/8
2 передача: 24/24

Диаметр/ширина барабана грузоподъемного оборудования, мм:

крюка: 400/290
стрелы: 400/290

Диаметр троса грузоподъемного оборудования, мм: 19,5

Длина стрелы грузоподъемного оборудования, м: 6,5

Масса одного противовеса грузоподъемного оборудования, кг: 850

Количество противовесов грузоподъемного оборудования: до 4

Длина канатов стрелы и крюка грузоподъемного оборудования, м: 46

Кратность полиспастов стрелы и крюка грузоподъемного оборудования: 4

Максимальный подъем крюка грузоподъемного оборудования, мм: 5 760

Таблица 8

Технические характеристики и габариты крана - трубоукладчика ТГ-221

Грузоподъемность крана, т - на плече 2,5м - на плече 1,22м	20 40,984
Скорость движения трубоукладчика, км/час - вперед - назад	0-10,7 0-13,5
Удельное давление на грунт, кг/см ²	0,9
База крана - трубоукладчика, мм	3 310
Колея крана - трубоукладчика, мм	2 100
Дорожный просвет крана, мм	530
Масса эксплуатационная крана, кг	не более 35 000
Эксплуатационная мощность двигателя, кВт(л.с.)	192 (261)

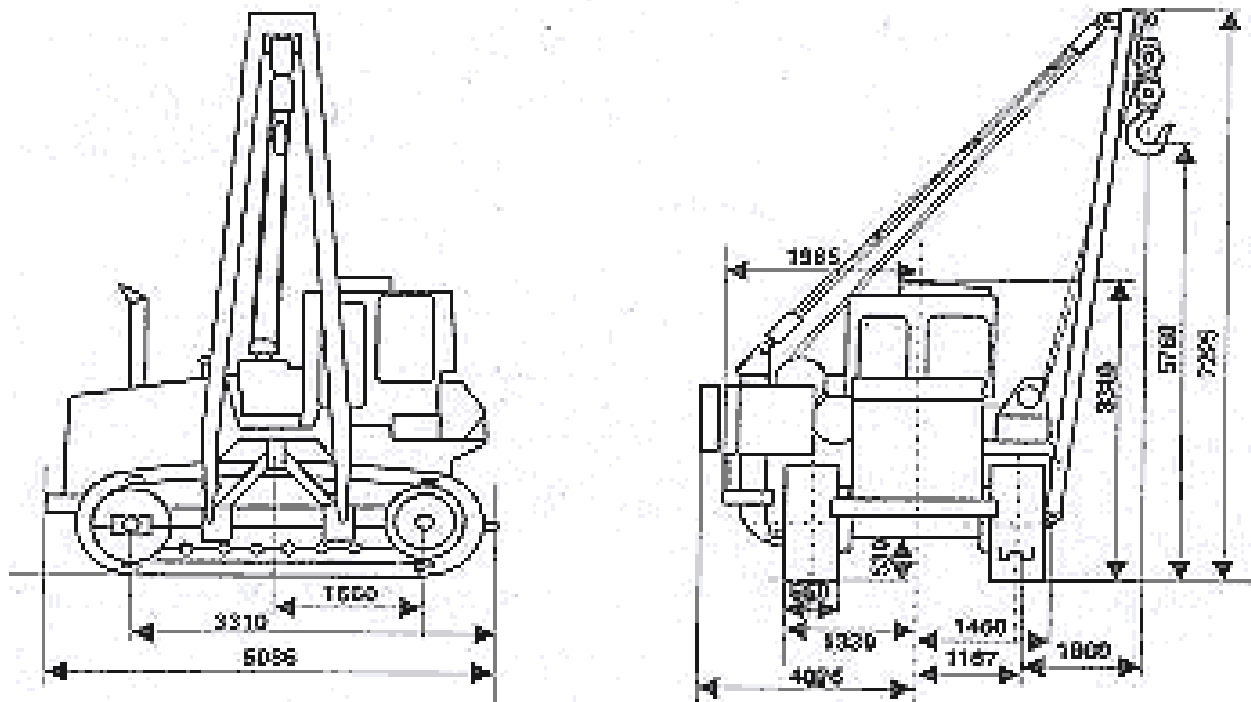


Рис. 13 Габаритные размеры крана – трубоукладчика ТГ-221

Для дальнейших расчетов задаём технологическую высоту подъема трубопровода крайними трубоукладчиками h_T (h_T 40 см), исходя из размеров ремонтных машин, а высоты подъема средними трубоукладчиками h_2 , h_3 , h_4 определяем в соответствии с соотношениями, приведенных в таблице 9.

Таблица 9
Соотношение высот подъема различными трубоукладчиками

Число трубоукладчиков, участвующих при подъеме нефтепровода	h_1/h_T	h_2/h_T	h_3/h_T	h_4/h_T	h_5/h_T
2	1	1	-	-	-
3	1	1,434	1	-	-
4	1	1,564	1,564	1	-
5	1	1,656	2,138	1,561	1

$$h_1 = 40 \text{ см};$$

$$h_2 = h_3 = 62,56 \text{ см};$$

$$h_4 = h_1 = 40 \text{ см}.$$

Согласно действующему РД высота подъема нефтепровода крайними трубоукладчиками не должна превышать 0,65 м.

Расстановку и загрузку трубоукладчиков производим симметрично относительно середины приподнятого участка и обеспечиваем тем самым минимальное напряжение в опасных сечениях приподнятого участка нефтепровода.

Расстояние между трубоукладчиками определяют из следующего соотношения:

$$I = m * L,$$

где L — длина приподнятого участка, см;

m — коэффициент, выбираемый по таблице 8, в зависимости от числа трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода.

Таблица 10

Значения коэффициентов *m, η, f, φ*

Число трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода	η	m	Коэффициент усилия для трубоукладчиков, f		Значения φ при определении напряжения изгиба	
			крайних	средних	в крайних пролетах	в сечениях нахождения тросля
2	6,880	0,25	2,447	-	0,497	0,765
3	8,009	0,19	2,231	1,552	0,512	0,568
4	8,845	0,15	2,071	1,327	0,525	0,465
5	10,003	0,13	2,017	1,300	0,534	0,400

Длина приподнятого участка находится по формуле:

$$L = \eta A^4 \sqrt{h_i},$$

где h_i — высота подъема крайними трубоукладчиками, см;

η — коэффициент, выбираемый по таблице 8 в зависимости от числа трубоукладчиков;

A — коэффициент, зависящий от геометрических и прочностных характеристик трубы, A = 533,53 для трубы с $D_n = 1020$ мм и $\delta = 10$ мм.

$$L = 8,845 * 533,53 * 2,51487 = 11874,56 \text{ см} = 11875 \text{ см} = 118,75 \text{ м.}$$

$$I = 0,15 * 11875 = 1781,2 \text{ см} = 17,812 \text{ м.}$$

Усилия на крюках трубоукладчиков определяем из соотношения:

								Лист
								121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологические расчеты			

$$P = fV^4\sqrt{h_1} * 9,81 * 10^{-3},$$

где f — коэффициент усилия при подъеме нефтепровода тру-
боукладчиками (таблица 8);

V — коэффициент, зависящий от геометрических и прочностных
характеристик трубы, $V = 5568,986$ для трубы с $D_n = 1020$ мм и $\delta = 10$ мм.

$$P_{кр} = 2,071 * 5568,986 * 2,51478 * 9,81 * 10^{-3} = 284,53 \text{ кН.}$$

$$P_{ср} = 1,327 * 5568,986 * 2,51478 * 9,81 * 10^{-3} = 182,31 \text{ кН.}$$

При назначении расчетного усилия на крюке трубоукладчика при расчетном
вылете стрелы коэффициент перегрузки должен приниматься равным 1,1.

$$P_{кр} = 284,53 * 1,1 = 312,981 \text{ кН.}$$

$$P_{ср} = 182,31 * 1,1 = 200,544 \text{ кН.}$$

Напряжения в ремонтируемом нефтепроводе определяют из
соотношения:

$$\sigma = \varphi C \sqrt{h_1} * 0,1,$$

где φ — коэффициент, выбираемый по таблице 6 в зависимости от числа
трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода;

C — коэффициент, зависящий от геометрических и прочностных
характеристик трубы, $C = 376,207$ для трубы с $D_n = 1020$ мм и $\delta = 10$ мм.

$$\sigma = 0,525 * 376,207 * 6,324571 * 0,1 = 125 \text{ МПа.}$$

При проведении ремонтных работ технологические параметры подъема
и укладки считаются выбранными правильно, если напряжение изгиба в
поднимаемом нефтепроводе не превышает 0,45 предела текучести металла
трубы (σ_T).

$$\sigma_T = 355 \text{ МПа (для трубной стали - 17 ГС)}$$

$$\sigma_{изг} = 0,45 * 355 = 160 \text{ МПа} > \sigma = 125 \text{ МПа}$$

Подъем газопровода производится одновременно всеми участвующими
в подъеме трубоукладчиками плавно, без рывков и резких ослаблений с
соблюдением соотношений высот подъема и расстояний, полученных при
расчете.

					Технологические расчеты	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. 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.

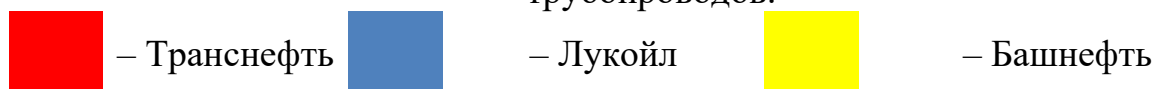
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

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.

		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:



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

					<i>Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Скрипниченко				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.л					123	155
Консульт.					ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>		

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

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

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

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости тожді 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:

$$З_m = (1 + k_m) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{расх\ i},$$

где k_m – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;
 m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$Ц_i$ – 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, З ^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	29990	28600	35000	59980	57200	70000
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:								70103	64090	75345

4.3.2 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). 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

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления.

Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{дн}}$ – средневзвешенная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Средневзвешенная заработная плата рассчитывается по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней $M=11,2$ месяцев, 5 – дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (k_{\text{р}} + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) + Z_{\text{тс}},$$

где $Z_{\text{тс}}$ - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ - премиальный коэффициент ($k_{\text{пр}} = 0,3$, т. е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ - коэффициент доплат и надбавок ($k_{\text{д}} = 0,2$, т. е. 20% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ - районный коэффициент (для Томска $k_{\text{р}} = 0,3$, т. е. 30%).

Таблица 4.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$, %	$k_{\text{д}}$, %	$k_{\text{р}}$, %	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель проекта	90000	30	20	30	162000	8400	8,6	72240
Студент	25000	30	20	30	45000	2333	62,8	146533
Итого, $Z_{\text{осн}}$:								218773

4.3.4 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:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{доп}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 4.13 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	72240	10836
Студент	0,15	146533	21980
Итого:		218773	32816

4.3.5 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:

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

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

Таблица 4.14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Студент	72240	10836
Руководитель проекта	146533	21980
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2%	
Итого:	75979,88	

4.3.6 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:

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

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

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

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

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

4.3.7 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 НТИ	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	218773			Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	32816			Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	75979,88			Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	90827,5	123465,4	96466,22	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НТИ	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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{699380,1}{895124,3} = 0,78$$

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:

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

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	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Критерии				
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:

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

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

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

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 разработок

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,74	1	0,78
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,95	3,35	3,55
3	Интегральный показатель эффективности	5,77	3,39	4,37
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,7	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.

7. 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.

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:

					<i>Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Скрипниченко			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.л					132	155
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

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

Также в соответствии с ФЗ от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда»[4] 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.

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»[5].

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»[6];
2. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»[7];
3. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»[8].

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						133
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам»[9].

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

Профессиональная социальная ответственность

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		134

Влияние повышенного уровня шума как в цехе, так и за его пределами неблагоприятно для трудовой деятельности работника. На всех этапах производственного цикла трубопроводчика линейного сопровождается 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 [12] для данного вида работ 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 [13] показателями, описывающими микроклимат в производственных помещениях, являются:

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

Для поддержания показателей микроклимата рабочей зоны в пределах нормы рекомендуется применять ряд следующих мероприятий:

- установка систем вентиляции рабочих помещений;
- использование промышленных увлажнителей для воздуха;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		135

- установка систем отопления и кондиционирования;
- установка защиты от интенсивного теплового излучения.

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: негерметичные 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.

Согласно ГОСТ 12.1.005–88 [16] содержание нефтяных паров и газов в воздушной среде не должно превышать значения ПДК, составляющее 300 мг/м³.

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 организма электрическим током ведет к разрыву внутренних и внешних тканей, образованию ожогов на теле, разрыву внутренних органов человека и 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.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		136

Для предотвращения возникновения электротравматизма все электрооборудование, а также используемые электроинструменты должны быть заизолированы и заземлены.

Также вводится ряд мер 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 [17]. 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.

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: подъемные 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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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.

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 179-85 [22], 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» [23].

Рассмотрим последовательность земляных работ для газопровода диаметром от 1020 мм до 1420 мм при мощности плодородного слоя 20-50 см на рисунке 1[22]:

					Социальная ответственность	Лист
						138
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

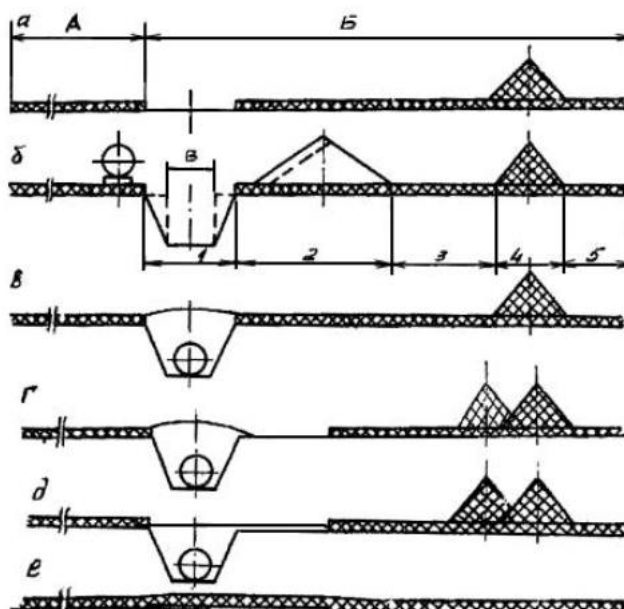


Рисунок 1 - последовательность земляных работ для газопровода диаметром от 1020 мм до 1420 мм

Представим сопутствующую таблицу с параметрами строительной полосы (таблица 2):

Таблица 2 – 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 ограждения), 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:

- аварийный утечки, с возможным последующем возгоранием и взрывом;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

- лесные пожары;
- ураганы;
- наводнения;
- возгорание ГСМ.

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.

Выводы по разделу социальная ответственность

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.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		140

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. Соисполнителями разработки СНиПов и т.д. должны быть научно-исследовательские, проектные, опытно-конструкторские организации и предприятия, работающие в области проектирования и эксплуатации *трубопроводного транспорта.*

					<i>Технология капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Скрипчиенко			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					141	155
Консульт						ТПУ э.2Б6А		
Зав. каф		Брусник О.В						

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.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		142

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 капитального ремонта подземного магистрального газопровода с заменой изоляции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Скрипниченко			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Саруев А.Л.					143	155
Консульт						ТПУ э.2Б6А		
Зав. каф		Брусник О.В						

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. Покрытия 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.
25. СП 105—34—96. Свод правил сооружения магистральных газопроводов. Производство сварочных работ и контроль качества сварных соединений.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		144

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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		145

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Методы ремонта секций, содержащих дефекты,
и отдельных дефектов ЛЧМГ

№ в таб. 5.1	Описание дефектов в секции	Параметры дефектов и их взаимного расположения (ссылки на таблицы источника [24])	Метод ремонта секции
1.2	Секция с коррозионным повреждением	Общая площадь всех потерь металла глубиной более 0,8 мм равна или превышает 15% от площади наружной поверхности секции	вырезка
1.1	Секция с дефектами: – Вмятина; – Гофр; – Сужение; – 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; – Вантузы; – Недопустимые ремонтные конструкции	На секции расположен дефект, методом ремонта которого является только вырезка Параметры дефектов и их взаимное расположение ограничивают установку ремонтных конструкций пп. 6.2.3 – 6.2.15	вырезка

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 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 Параметры дефектов, ремонтируемых шлифовкой, соответствуют требованиям п. 7.2	Шлифовка, заварка, муфта по табл. 6.2 (пп. 2-17)
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 Параметры и расположение дефектов, ремонтируемых заваркой, соответствуют требованиям п. 7.3 Параметры дефектов, ремонтируемых шлифовкой, соответствуют требованиям п. 7.2	Шлифовка, заварка

Продолжение таблицы А.1

№ в таб. 5.1.	Описание дефекта	Параметры дефекта	Метод ремонта дефекта
2.1	Вмятина в сочетании с потерей металла на внешней поверхности трубы	глубиной более H_d (таблица 6.3)	вырезка
		с потерей металла глубиной равной и более 50% от толщины стенки трубы	вырезка
		глубиной менее и равной H_d (таблица 6.3) с потерей металла глубиной до 50% от толщины стенки трубы	муфта П1
		глубиной от 1% до 3,5% D_n с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка потери металла, ремонт вмятины - муфта П2 ^{*)}
		глубиной до 1% D_n с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы	Шлифовка потери металла, ремонт вмятины не требуется
		глубиной от 1% до 3,5% D_n с потерей металла глубиной до 20% толщины стенки трубы, расположенные в зоне шириной до (0,75 D_n -100мм) в каждую сторону от поперечного сварного шва	шлифовка потери металла, муфта П5У
		глубиной от 1% до 3,5% D_n 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 H_d (таблица 6.3)	вырезка
		с потерей металла глубиной равной и более 50% от толщины стенки трубы	вырезка
		глубиной менее и равной H_d (таблица 6.3) с потерей металла глубиной до 50% от толщины стенки трубы	муфта П1
		глубиной до 3,5% D_n 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

№ в таб. 5.1.	Описание дефекта	Параметры дефекта	Метод ремонта дефекта
2.2	Вмятина в сочетании с механическим повреждением на внешней поверхности трубы	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
		глубиной от 1% до 3,5% D _н с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка механического повреждения, ремонт вмятины - муфта П2 ^{*)}
		глубиной до 1% D _н с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка механического повреждения, ремонт вмятины не требуется
		глубиной от 1% до 3,5% D _н с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы, расположенные в зоне шириной до (0,75D _н -100мм) в каждую сторону от поперечного сварного шва	шлифовка мех.повреждения, муфта П5У
		глубиной от 1% до 3,5% D _н 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 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% от толщины стенки трубы	Муфта П1
		глубиной до 3,5% D _н 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 H_d (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 $0,5D_n$	вырезка
		глубиной менее и равной H_d (таблица 6.3) с трещиной глубиной равной и более 20% толщины стенки трубы и длиной до $0,5D_n$	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% Dн 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. 5.1.	Описание дефекта	Параметры дефекта	Метод ремонта дефекта
2.5	Вмятина в сочетании с расслоением с выходом на внутреннюю поверхность трубы	глубиной более Нд (таблица 6.3)	вырезка
		с глубиной расслоения равной и более 50% от толщины стенки трубы	вырезка
		глубиной менее и равной Нд (таблица 6.3) с расслоением глубиной до 50% от толщины стенки трубы	муфта П1
		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 Нд (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 Нд (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 Нд (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 Нд (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			

						Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			152

№ 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 H_d (таблица 6.3)	Вырезка
		глубиной менее или равной H_d (таблица 6.3)	муфта П1
		глубиной до 3,5% D_n при длине расслоения 1,5 D_n и более	муфта П1
		глубиной до 3,5% D_n при длине расслоения до 1,5 D_n и примыкании к продольному шву	муфта П2 ^{*)}
		глубиной до 3,5% D_n , расположенные в зоне шириной до (0,75 D_n – 100 мм) в каждую сторону от поперечного сварного шва	муфта П5У
		глубиной до 3,5% D_n , 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
		глубиной до 3,5% D_n , расположенная в зоне шириной до (0,75 D_n – 100 мм) в каждую сторону от поперечного сварного шва	муфта П5У
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			

2.9	Вмятина на расстоянии 4t и менее от места касания кожуха стенки трубы, до подошвы откоса полотна дороги	глубиной более Н _д (таблица 6.3)	ремонт вмятины - вырезка, ремонт кожуха
		глубиной менее или равной Н _д (таблица 6.3)	ремонт вмятины - муфта П1, ремонт кожуха
		глубиной до 3,5% Dн	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 Н _д (таблица 6.3)	Вырезка
		глубиной от 3,5% Dн до Н _д (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 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 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			

№ 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 H_d (таблица 6.3)	вырезка
		с потерей металла глубиной равной и более 50% от толщины стенки трубы	Вырезка
		глубиной менее и равной H_d (таблица 6.3) с потерей металла глубиной до 50% от толщины стенки трубы	муфта П1
		глубиной до 3,5% D_n с потерей металла до 20% толщины стенки трубы	муфта П6 ^{*)}
		глубиной до 3,5% D_n 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 H_d (таблица 6.3)	Вырезка
		с механическим повреждением глубиной равной и более 50% от толщины стенки трубы	Вырезка
		глубиной менее и равной H_d (таблица 6.3) с механическим повреждением глубиной до 50% от толщины стенки трубы	Муфта П1
		глубиной от 1% до 3,5% D_n с механическим повреждением глубиной до 20% толщины стенки трубы	шлифовка мех.повреждения, ремонт гофра - муфта П6 ^{*)}
		глубиной от 1% до 3,5% D_n , 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% D_n 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			