

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»

УДК 622.691.4.053–049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з – 2Б21	Кармалыга Андрей Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шмурыгин В.А.	доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

и.о. зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 и. о. зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
з – 2Б21	Кармалыге Андрею Владимировичу

Тема работы:

«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»

Утверждена приказом директора (дата, номер) от 15.05.2017; № 3409/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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>Объектом проектирования является ремонтируемый участок газопровода.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>Рассмотреть основные виды ремонтных работ, производимых на газопроводах.</p> <p>Произвести работы по ремонту на магистральном газопроводе, методом ремонта с заменой участка.</p> <p>Провести прочностные расчеты, которые</p>

	включают в себя – определения толщины стенки трубопровода, продольные осевые сжимающие напряжения. Провести расчёт земляных работ.
--	--

Перечень графического материала
(с точным указанием обязательных чертежей)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т.С., к.х.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В. доцент

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

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шмурыгин Владимир Александрович	доцент		20.04.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б21	Кармалыга Андрей Владимирович		20.04.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б21	Кармалыге Андрею Владимировичу

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Мероприятие по расчету работ, связанных с реализацией технического процесса
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	– Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы – Механизированные и ручные земляные работы

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Определить затраты экономических показателей
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Исследование применение методов проведения работ

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б21	Кармалыга Андрей Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
з – 2Б21	Кармалыге Андрею Владимировичу

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования	Выполнение ремонтных работ по замене участка газопровода с коррозионным дефектом. Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трасса газопровода проходит в лесной зоне. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при проведение ремонтных работ с заменой участка газопровода</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при проведение ремонтных работ с заменой участка газопровода</p>	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при выполнение ремонтных работ с заменой участка газопровода</p> <p>1.1.1 Неудовлетворительные климатические условия</p> <p>1.1.2. Повышенные уровни шума</p> <p>1.1.3. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны</p> <p>1.1.4. Неудовлетворительное освещение рабочей зоны</p> <p>1.1.5. Повышенная напряжённость и тяжесть труда</p> <p>1.1.6. Повреждения в результате контакта с насекомыми</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при выполнение ремонтных работ с заменой участка газопровода</p> <p>1.2.1. Движущиеся машины и механизмы</p> <p>1.2.2. Ожоги при проведении сварочных работ</p> <p>1.2.3. Поражение электрическим током</p> <p>1.2.4. Пожаровзрывобезопасность</p>
--	---

<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>2. Экологическая безопасность 2.1. При проведении ремонтных работ на газопроводе воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Работы сопровождаются: – загрязнением атмосферного воздуха; – повреждением почвенно-растительного покрова; – изъятием земель.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 3.1. Чрезвычайные ситуации на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>1. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования» 2. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство» 3. ГОСТ 12.1.004-91* «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования» 4. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты 5. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з – 2Б21	Кармалыга Андрей Владимирович		

Литературный обзор

Для написания выпускной квалификационной работы основной литературой служили: внутри-отраслевые регламенты, нормативные документы, СНиПы, ГОСТы, учебные пособия по сооружению и эксплуатации трубопроводов в нефтегазовой отрасли, методические пособия по расчёту трубопроводов. В используемой литературе представлены инструкции, правила методики, строго регламентирующие производство ремонтных работ на магистральных газопроводах.

При исследовании нормативных документов, стандартов ОАО «Газпром» были изучены технические и правовые вопросы по структуре, технологии, методике производства земляных работ, работы по вырезке и врезки трубопровода, правила производства огневых работ, охрана и безопасность проводимых работ на магистральном газопроводе.

Также не малое количество информации изучено по вопросу диагностирования линейной части магистрального газопровода. Обзор литературы применяемого оборудования на линейной части магистрального газопровода для внутритрубного диагностирования, приборов и технических средств, задействованных при ремонтных работах, из них следует выделить: учебное пособие: «Машины и оборудование газонефтепроводов» авторов: В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А Шмурыгин.

При решении задач по расчётным характеристикам проектируемого магистрального газопровода внимание уделялось учебному пособию Тугунов П.И. Новосёлов В.Ф. и др.

					Выпускная квалификационная работа		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		КармалыгаА.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		ШмурыгинВ.А.				7	112
Консульт.					НИ ТПУ гр. 3-2Б21		
И.о. зав.каф		Бурков П.В.					

Реферат

Выпускная квалификационная работа Кармалыги Андрея Владимировича по теме: «Проведение ремонта с заменой участка газопровода» 2017 год, содержит – 7 разделов, 112 страниц, 40 рисунков, 23 таблицы, 56 источников.

Место дипломирования НИ ТПУ, ИПР, 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки», руководитель Шмурыгин В.А.

Ключевые слова: газопровод, характеристика, назначение, способы, технология, ремонт, параметры.

Цель работы – разработка заключается в рассмотрении методов ремонта газопроводов и выбора необходимого способа выполнения работ.

В процессе выполнения работ проведены такие расчёты как, расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость к напряжённо-деформированным состояниям.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом требований современных нормативно-правовых документов.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word, расчёты в Microsoft Excel 2010, презентация в Microsoft Power Point 2010.

					Выпускная квалификационная работа			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кармалыга А.В.</i>			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					8	112
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 3-2Б21		
<i>И.о. зав.каф</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

THE ABSTRACT

Graduation qualification work of Andrei Vladimirovich Karmalyga "Carrying out repairs with replacement of the gas pipeline section"2017, – 7 sections, 112 pages, 40 figures, 23 tables, 56 sources.

Place of certification NII TPU, IPR, 21.03.01 "Oil and Gas Business" profile "Construction and repair of pipeline transport systems objects", "Operation and maintenance of transport and storage facilities for oil, gas and refined products", head V. Shmurygin.

Key words: gas pipeline, characteristics, purpose, methods, technology, parameters.

The purpose of the work – development is to consider methods of repairing gas pipelines and choosing the necessary method of performing the work.

In the course of the work, calculations were carried out, such as hydraulic calculations, calculations of the wall thickness of the pipeline, calculation of strength and resistance to stress-strain states.

Graduation qualification work was carried out taking into account the requirements of modern regulatory documents.

Graduation qualification work was carried out in the text editor Microsoft Office Word, calculations Microsoft Excel 2010, presentation in Microsoft Power Point 2010.

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

Содержание

Введение.....	13
1. Техническая часть.....	14
1.1. Характеристика газопроводов.....	14
1.1.1. Промысловые газопроводы.....	15
1.1.2. Магистральные газопроводы.....	15
1.1.3. Газораспределительные сети.....	16
2. Виды ремонтных работ на газопроводах.....	18
2.1. Характеристика видов ремонтных работ.....	18
2.2. Текущий ремонт.....	18
2.3. Капитальный ремонт.....	20
2.4. Аварийный (внеплановый) ремонт.....	22
3. Характеристика диагностирования линейной части магистрального газопровода.....	23
3.1. Способы диагностирования линейной части магистрального газопровода.....	23
3.2. Методы диагностирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов.....	24
3.3. Порядок проведения работ по внутритрубной диагностике.....	25
3.4. Применяемые средства внутритрубной диагностики.....	27
3.4.1. Средства очистки полости трубопровода.....	27
3.4.2. Средства внутритрубной инспекции трубопроводов.....	31
4. Капитальный ремонт линейной части магистрального газопровода.....	36
4.1. Методы капитального ремонта линейной части магистрального газопровода.....	36
4.2. Характеристика участка капитального ремонта газопровода.....	38
4.3. Производство подготовительных работ.....	38
4.4. Производство земляных работ.....	41
4.4.1. Машины для разработки траншей при ремонте магистрального газопровода.....	42
4.4.2. Одноковшовые экскаваторы с обратной лопатой.....	42

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

4.4.3. Вскрышные экскаваторы.....	43
4.4.4. Экскаваторы с телескопическим рабочим оборудованием.....	46
4.5. Проведение огневых работ на линейной части магистрального газопровода по вырезке участка трубы.....	47
4.5.1. Методы резки труб на линейной части магистральных газопроводов.....	47
4.5.2. Метод кислородной (газовой) резки.....	47
4.5.3. Воздушно-плазменная резка.....	47
4.5.4. Метод энергии взрыва.....	48
4.5.5. Средство контроля загазованности воздуха.....	48
4.5.6. Средство герметизации газопровода.....	49
4.5.7. Способы вырезки участка магистрального газопровода....	50
4.6. Проведение сварочно-монтажных работ.....	58
4.7. Контроль качества сварных соединений.....	59
4.8. Изоляционно-укладочные работы.....	60
4.8.1. Изоляция швов сварных соединений магистральных газопроводов термоусаживающимися манжетами.....	60
4.8.2. Соединение технологического разрыва магистрального газопровода.....	62
4.8.3. Испытание отремонтированного участка.....	69
4.8.4. Испытание газопровода на прочность.....	70
4.8.5. Испытание газопровода на герметичность.....	72
5. Технологический расчет магистрального газопровода.....	74
5.1. Основные данные рассчитываемого магистрального газопровода.....	74
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	81
6.1. Основные преимущества проведения ремонта трубопровода без остановки транспортировки газа.....	81
6.2. Расчёт времени на проведение ремонтных работ на участке магистрального газопровода.....	82
6.3. Затраты на амортизационные отчисления.....	83
6.4. Затраты на материалы.....	84

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

6.5. Расчет заработной платы бригады.....	84
6.6. Затраты на страховые взносы.....	85
6.7. Затраты на проведение мероприятия.....	86
7. Социальная ответственность.....	88
7.1. Производственная безопасность.....	88
7.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при проведение ремонтных работ с заменой участка газопровода.....	88
7.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при проведение ремонтных работ с заменой участка газопровода.....	93
7.2. Экологическая безопасность.....	102
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	104
Заключение.....	107
Список использованных источников.....	108

					«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кармалыга А.В.</i>			Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин</i>					12	112
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 3-2Б21		
<i>И.о. зав. каф</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Введение

Важность газопроводной транспортной системы в России неопределима. Роль газотранспортной системы в экономической, социальной сферах способствует благоприятному развитию всей страны в целом.

Приоритетной задачей развития газовой отрасли, является повышение уровня эксплуатационной надежности газотранспортной сети с целью поставки запланированных объемов газа, как на отечественный, так и на зарубежный рынок. Надёжная работа систем газопроводов обеспечивается комплексом плановых мероприятий таких как: диагностирование, ремонт эксплуатируемых газопроводов, ввод в эксплуатацию новых и реконструированных газопроводов.

Неотъемлемый фактор, связанный с увеличением рисков при эксплуатации – это старение газопроводов. Данное обстоятельство объясняется снижением защитных свойств изоляционных покрытий, изменением напряженно-деформированного состояния труб, накоплением и развитием дефектов в трубах и сварных соединениях.

Так как большинство эксплуатируемых газопроводов построены в пик своего развития 80-х годах, к настоящему времени выходит расчётный срок их эксплуатации. Функционирование систем газопроводов на должном уровне достигается своевременным выявлением дефектов и соответственно их устранением. Во многом эффективность ремонтных работ зависит от получения достоверных данных о дефектах и их непосредственного месторасположения на самом газопроводе.

Данная работа выполнена применительно к методу ремонта магистрального газопровода.

Своевременный и качественный ремонт магистральных газопроводов повышают эффективность эксплуатации систем газопроводного транспорта, что благоприятно сказывается на снабжении потребителей газа.

					«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Кармалыга А.В.				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		Шмурцын					<i>Листов</i>
<i>Консульт.</i>							13
<i>И.о.зав.каф</i>		Бурков П.В.					112
					<i>Введение</i>	НИ ТПУ гр. 3-2Б21	

1. Техническая часть

1.1. Характеристика газопроводов

Газотранспортная система представляет собой уникальнейший в своём роде технологический комплекс, включающий в себя объекты добычи, транспортировки, подготовки переработки, распределения и хранения газа на территории нашей страны, которая непрерывно обеспечивает поставки газа от скважины до конечного потребителя.



Рис. 1 – Схема системы транспортировки природного газа

Газопровод представляет собой сложное техническое инженерное сооружение, предназначенное для транспортировки природного или сжиженного газа от места его добычи, до потребителя газа с помощью трубопровода.

Применяемые газопроводы различаются по функциональному назначению. В газотранспортной системе существуют следующие газопроводы: промысловые, магистральные, газораспределительные сети.

					«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кармалыга А.В.			Техническая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмурьгин					14	112
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б21		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.						

1.1.1. Промысловые газопроводы

Промысловые газопроводы – это система технологических трубопроводов для транспортирования нефти, конденсата, газа, воды на нефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождениях [1].

Промысловые газопроводы с рабочим давлением среды от 1,2 МПа до 10 МПа, служащие для транспортировки газа подразделяются на:

– газопроводы-шлейфы – предназначенные для транспортирования пластовой смеси от скважин (куста скважин) месторождений и подземных хранилищ газа до установок комплексной подготовки газа, установок предварительной подготовки газа, пунктов сбора и от компрессорных станций подземных хранилищ газа, до скважин (куста скважин) для закачки газа в пласт;

– газовые коллекторы, межпромысловые коллекторы – объединяющие потоки пластовой смеси с нескольких газопроводов-шлейфов и транспортирующие их к установкам подготовки газа, от установок предварительной, комплексной подготовки газа, до головных сооружений, дожимных компрессорных станций, газоперерабатывающих заводов;

– газопроводы технологической обвязки установок предварительной, комплексной подготовки газа, компрессорных станций, узлов редуцирования газа, газоизмерительных станций.

1.1.2. Магистральные газопроводы

Магистральный газопровод – это комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного и попутного нефтяного газа, в состав которого входят одноконтурный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приёма и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции, станции охлаждения газа [2].

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

Магистральные газопроводы по давлению делятся на две категории:

- 1 категория – рабочее давление от 2,5 до 10 МПа;
- 2 категория – рабочее давление от 1,2 до 2,5 МПа.

В состав линейной части магистральных газопроводов входят следующие объекты:

- трубопровод;
- отводы, лупинги, перемычки;
- запорная арматура;
- переходы через естественные и искусственные препятствия;
- противозерозионные и защитные сооружения;
- узлы редуцирования газа;
- узлы запуска и приема очистных устройств;
- конденсатосборники и устройства для ввода метанола;
- опознавательные знаки и сигнальные знаки обозначения трассы [2].

По способу прокладки по отношению к поверхности земли различают:

- подземный способ;
- наземный способ;
- надземный способ.

Применение того или иного способа прокладки магистрального газопровода зависит от различных факторов к примеру таких как климатические условия, особенности рельефа местности, влияние негативного фактора природного и техногенного происхождения.

Протяженность системы магистральных газопроводов, на территории России составляет 171,2 тыс. км.

1.1.3. Газораспределительные сети

Газораспределительная сеть – это технологический комплекс газораспределительной системы, состоящий из наружных газопроводов поселений (городских, сельских и других поселений), включая межпоселковые, от выходного отключающего устройства газораспределительной станции (ГРС), или иного источника газа, до

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

вводного газопровода к объекту газового потребления. В газораспределительную сеть входят: сооружения на газопроводах, средства электрохимической защиты, газорегуляторные пункты (ГРП, ГРПБ), шкафные регуляторные пункты (ШРП), система автоматизированного управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ).

Наружный газопровод – подземный, наземный и надземный газопровод, проложенный вне зданий до отключающего устройства перед вводным газопроводом или до футляра при вводе в здание в подземном исполнении.

Распределительный газопровод – газопровод газораспределительной сети, обеспечивающий подачу газа от источника газоснабжения до газопроводов-вводов к потребителям газа.

Межпоселковый газопровод – газопровод газораспределительной сети, проложенный вне территории поселений.

Газопровод-ввод – газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства перед вводным газопроводом или футляром при вводе в здание в подземном исполнении.

Вводной газопровод – участок газопровода от установленного снаружи отключающего устройства на вводе в здание, при его установке снаружи, до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стенку здания [3].

Газопроводы газораспределительных сетей подразделяются по рабочему давлению на категории:

- газопроводы высокого давления I категории (давление 0,6...1,2 МПа);
- газопроводы высокого давления II категории (давление газа в пределах 0,3...0,6 МПа);
- газопроводы среднего давления III категории (давление газа в пределах 0,005...0,3 МПа);
- газопроводы низкого давления IV категории (давление до 0,005 МПа)

					<i>Техническая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

2. Виды ремонтных работ на газопроводах

2.1. Характеристика видов ремонтных работ

Так как процесс эксплуатации газотранспортной системы непрерывен, разработаны различные виды, типы и способы ремонта газопроводов. Существуют следующие виды ремонтных работ на газопроводах: текущий ремонт, капитальный ремонт, аварийный ремонт. Каждый из перечисленных методов проведения работ имеет совою необходимость применения во всех категориях, типах прокладки, видах назначения газопроводов.

2.2. Текущий ремонт

Текущим ремонтом следует считать работы по поддержанию линейной части и ее оборудования в исправном состоянии без прекращения подачи газа, работы по повышению надежности и безопасности эксплуатации силами работников линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС).

В объем текущих ремонтных работ должны включаться работы не предусматриваемые в планах капитального ремонта газопроводов, выявленные в ходе осмотров, обследований и технического обслуживания линейной части, крановых площадок, переходов и пересечений узлов приема и пуска очистных устройств, площадок и зон, прилегающих к ним.

Работы по текущему ремонту должны включать:

- восстановление обозначения трассы;
- ремонт изоляционных покрытий газопровода протяженностью до 500 м, в том числе ремонт изоляции в месте выхода газопровода из грунта, который должен осуществляться не реже одного раза в три года, на расстоянии до 1,5 м по обе стороны от границы земля – воздух;
- замену труб на отдельных участках газопроводов;
- наплавку каверн стенок труб;

					«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кармалыга А.В.			Виды ремонтных работ на газопроводах	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмурьгин					18	112
Консульт.								
И.о.зав.каф		Бурков П.В.						
						НИ ТПУ гр. 3-2Б21		

- подсыпку площадок;
- ремонт ограждений крановых площадок, площадок пуска и приема очистных устройств, метанольниц, амбаров и т.п.;
- восстановление дорог для вдольтрассового проезда и переездов через газопровод, подъездов к крановым площадкам и площадкам аварийного запаса труб;
- восстановление проектной глубины заложения газопровода, устранения оголенных и мелко заложённых участков газопроводов;
- закрепление подвижных песков;
- выполнение работ по предотвращению образований оврагов, размывов и просадок грунта, восстановлению дамб;
- восстановление предусмотренной проектом или инструкцией обваловки, ликвидацию неорганизованных переездов;
- вырубку деревьев и кустарников по трассе газопроводов и отводов;
- ремонт водопропускных сооружений и берегоукрепительных устройств, ремонт или восстановление стеллажей с аварийным запасом труб, пополнение и праймирование аварийного запаса, обновление надписей, нумерации и обозначений;
- ремонт вертолетных площадок, площадок (стоянок) аварийной техники, территорий и зданий линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС);
- устранение утечек газа и свищей, замену запорной арматуры и соединительных деталей;
- устранение выпучиваний, всплываний, гофр, ремонт фундаментов, опор креплений и других конструктивных элементов воздушных переходов, надземных участков газопроводов, камер пуска и приема очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и хранения загрязнений, газоизмерительных станций (расходомерных пунктов);
- ремонт подводных переходов глубиной до 1,5 м (в межень) и переходов через овраги;
- ремонт складов для хранения метанола, одоранта, неснижаемого и аварийного запаса материалов и оборудования;

					<i>Виды ремонтных работ на газопроводах</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

– восстановление вытяжных свечей футляров, ограждений воздушных переходов;

– восстановление системы охраны оборудования и сооружений [2].

2.3. Капитальный ремонт

Капитальный ремонт линейной части газопроводов – это комплекс организационно-технических мероприятий, включающий работы, в результате которых не изменяются основные проектные показатели газопровода (проектное рабочее давление, производительность и вид транспортируемого продукта), связанные с восстановлением отдельных частей, узлов, деталей, конструкций, инженерно-технического оборудования или их заменой в связи с физическим износом или разрушением на более долговечные и экономичные, улучшающие их эксплуатационные показатели, а также восстановлением проектных, технических и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа, а также проектным, экспертным, сопроводительным и надзорным обеспечением этих работ, содержанием площадей отвода земли объектов.

К капитальному ремонту линейной части газопроводов относятся работы, не затрагивающие основные проектные показатели объектов (вид транспортируемого продукта, рабочее давление и производительность газопроводов), связанные с восстановлением изношенного оборудования, отдельных узлов, конструкций или их заменой, а также по восстановлению технических и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа, в том числе:

- а) замена труб или участков газопроводов, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- б) участков газопроводов в связи с изменением их категоричности;
- в) замена изоляционного покрытия труб в трассовых или заводских (базовых) условиях;

					<i>Виды ремонтных работ на газопроводах</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

г) устранение дефектов и ремонт труб и сварных соединений, в том числе по результатам диагностики (внутритрубная дефектоскопия, электрометрические обследования и др.);

д) прокладка трубопровода параллельно участку, подлежащему ремонту с включением его в работу и демонтажем дефектного участка без изменения трассы;

е) замена линейных крановых узлов, в том числе с переносом их из зон повышенной опасности, замена соединительных деталей;

ж) ремонт переходов через искусственные и естественные препятствия (автомобильные железные дороги и др.), включая восстановление, удлинение или установку защитных футляров газопроводов;

з) устройство подъездных и вдоль трассовых проездов для производства ремонтных работ;

и) разработка карьеров и заготовка минерального грунта для производства ремонтных работ на газопроводах;

к) восстановление проектного положения газопровода или его технических характеристик;

л) восстановление и устройство балластировки газопроводов;

м) снятие дополнительных напряжений на участках газопроводов, проходящих в сложных рельефных, геологических и гидрологических условиях;

н) восстановление объектов обустройства линейной части газопроводов (тоннельные переходы, водопропуски, переезды, пересечения с коммуникациями, знаки ограждения, мелиоративные работы и т.д.);

о) замена дефектных участков газопровода, а также выполнение врезок газопроводов-отводов, перемычек, байпасных линий, в том числе с применением технологии врезки под давлением;

п) комплекс работ по обеспечению перекачки газа из газопровода в газопровод при подготовке к ремонтным работам;

р) работы по приведению линейной части магистральных газопроводов в соответствие с требованиями действующих нормативных документов [4].

					<i>Виды ремонтных работ на газопроводах</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.4. Аварийный (внеплановый) ремонт

При повреждениях магистрального газопровода в случае разгерметизации – проводится аварийный ремонт.

Аварийный (внеплановый) ремонт включает в себя работы, связанные с ликвидацией аварий и повреждений на газопроводах. К ситуациям, вызывающим аварии, относятся: коррозионное разрушение (каверны, свищи); разрывы сварных стыков и трубопровода по телу трубы; закупорка трубопровода, приводящая к его частичной или полной остановке, неисправности оборудования. Ликвидацию последствий аварий осуществляет ремонтно-восстановительная служба, имеющая необходимую технику, материалы, специалистов с соблюдением мер техники безопасности. Аварийный ремонт выполняется вне плана и в любое время года. К ним, в случае крупных аварий, привлекают ремонтно-строительные управления.

Факторы и причины которые способствуют возникновению аварийных разрывов в газопроводах, могут быть: развитие коррозионных дефектов (стресс-коррозия, почвенная, атмосферная); развитие в процессе эксплуатации исходных дефектов (до эксплуатационных) таких как заводской брак труб, брак сварочно-монтажных работ СМР, не выявленные в процессе испытаний при вводе в эксплуатацию; некачественные исполнения (или отсутствие) диагностических и ремонтных работ; механические повреждения тела трубы строительными (землеройными) машинами. Для уменьшения возникновения случаев и предупреждения аварийных ситуаций а также поддержания систем транспорта газа РФ в рабочем состоянии, является необходимым проведение комплекса мероприятий по предупреждению и понижению аварийных случаев на магистральных газопроводах.

					Виды ремонтных работ на газопроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

3. Характеристика диагностирования линейной части магистрального газопровода

3.1. Способы диагностирования линейной части магистрального газопровода

Для оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов используют различные способы, виды и методы диагностирования, учитывая следующие факторы:

- категории трубопроводов;
- эксплуатационные сроки трубопроводов;
- особенности конструкции трубопроводов;
- наличие нарушений охранных зон проложенного трубопровода;
- наличие элементов линейной части магистральных газопроводов, которые относятся к потенциально-опасным и крайне ответственным и сложным для диагностирования.

Типы диагностики линейной части магистральных газопроводов:

- внутритрубная диагностика;
- электрометрическое;
- обследования наземные с применением транспортных средств, специальных обследований, экскавации трубопроводов (шурфования), пешего обхода;
- воздушное обследование газопроводов с помощью летательных или космических аппаратов, а также спутниковых систем;
- обследование подводных переходов с использованием плавсредств;
- водолазное обследование подводных переходов трубопроводов;
- лабораторные исследования сварных соединений, свойств материалов применяемых изоляционных материалов [5].

					«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кармалыга А.В.</i>			<i>Характеристика диагностирования линейной части магистральных газопроводов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурьгин</i>					23	112
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 3-2Б21		
<i>И.о. зав. каф</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

3.2. Методы диагностирования технического состояния линейной части магистрального газопровода

Существующие методы диагностики технического состояния линейной части магистрального газопровода:

– акустические: ультразвуковой контроль, метод акустической эмиссии (пассивный метод), ультразвуковую толщиномирию, эхолотирование, гидролокацию;

– магнитные: индукционный, магнитоферрозондовый, магнитопорошковый, бесконтактную магнитометрическую диагностику, магнитографический;

– оптические;

– электромагнитные (вихревых токов);

– внутритрубные;

– электрометрические;

– радиографические, геодезические (геодезическое позиционирование), аэрокосмические радиолокационные с применением георадаров, тензометрирование [5].

Ультразвуковую толщиномирию осуществляют прибором – устройство контроля толщины изоляции УКТ–2 (рис. 2) согласно [29]. Технические характеристики прибора УКТ–2 представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики прибора УКТ–2

Наименование	Технические характеристики
УКТ–2 (устройство контроля толщины)	Диапазон измерения толщины изоляции, мм – 1...10 Основная приведенная погрешность измерения, % – ± 5 Рабочий диапазон температур, °С – от – 10...+ 40 Напряжение питания, В – 7,2 Ток потребления, А, не более – 0,08 Время непрерывной работы, час – 8 Габаритные размеры, мм – 220x85x50 Масса, кг – 0,87



Рис. 2 – Фото устройства контроля толщины изоляции УКТ–2

Принцип работы УКТ–2 основывается на законе электромагнитной индукции. При изменении расстояния между прибором и материалом, прибор фиксирует изменение индуктивности (показания измеряется в %).

Для магистральных газонефтепроводов, имеющих огромную протяжённость, более технологичным процессом проведение диагностирования будет с помощью внутритрубных инспекционных приборов (ВИП).

3.3. Порядок проведения работ по внутритрубной диагностики

Работы по внутритрубной диагностике в общем случае включают в себя следующие операции:

- пропуск скребка-калибра для определения минимального проходного сечения трубопровода перед пропуском профилемера;
- пропуск шаблона-профилемера для участков первичного обследования, имеющих подкладные кольца, с целью предупреждения застревания и повреждения профилемера деформированными подкладными кольцами;
- пропуск профилемера для контроля проходного сечения трубопровода с целью предупреждения застревания и повреждения дефектоскопа и определения глубины вмятин;
- пропуск очистных скребков для очистки внутренней поверхности трубопровода от посторонних предметов;

					Характеристика диагностирования линейной части	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– пропуск дефектоскопа.

Для проведения внутритрубной диагностики магистральный трубопровод должен отвечать следующим требованиям: все соединительные элементы и запорная арматура участка трубопровода должны быть равнопроходными с трубопроводом. Каждый участок диагностируемого магистрального трубопровода должен быть оборудован камерами пуска, приема и очистки ВИП.

Процессы приема и запуска ВИП в трубопровод осуществляются в строго заданной последовательности. Например, (рис. 3), при внутритрубной диагностике магистральных трубопроводов ВИП предварительно помещают в камеру запуска таким образом, чтобы передняя манжета вошла в часть камеры с номинальным диаметром при этом задвижка VI открыта; задвижки У2, У3, Т1, Т2, Т3 закрыты.

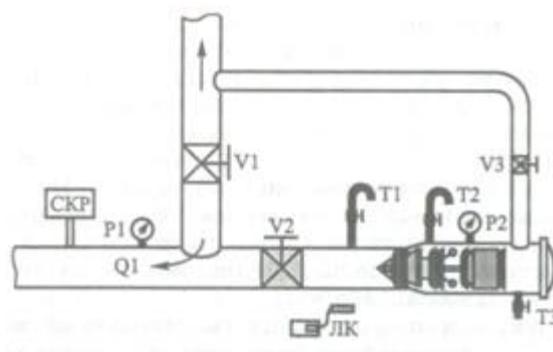


Рис. 3 – Схема камеры запуска ВИП

Далее открывают задвижки вантузов Т1 и Т2 и медленно заполняют камеру запуска продуктом через задвижку У3. Закрывают задвижку У3 и задвижки вантузов Т1 и Т2. Выравнивают давления между магистралью (манометр Р1) и камерой запуска (манометр Р2), приоткрыв и закрыв задвижку У3. Полностью открывают задвижку У2, при этом задвижка У3 остается закрытой. Полностью открывают задвижку У3 и начинают приоткрывать задвижку VI [6].

					Характеристика диагностирования линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

3.4. Применяемые средства внутритрубной диагностики

3.1.1. Средства очистки полости трубопровода

На магистральных газопроводах применяются следующие средства внутритрубной инспекции: для определения реального минимального проходного сечения трубопровода скребки-калибры (рис. 4).

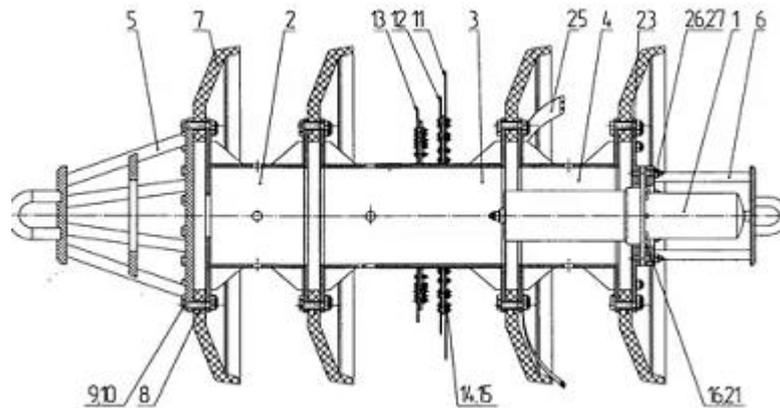


Рис. 4 – Скребок очистной калибр (схема):

1 – передатчик скребка; 2 – блок-прокладка передняя; 3 – блок-прокладка центральная; 4 – блок-прокладка задняя; 5 – бампер передний; 6 – бампер задний; 7 – манжета полиуретановая; 8 – втулка распорная; 9 – болты крепления манжет; 10 – гайки крепления манжет; 11 – лепесток большой; 12 – лепесток средний; 13 – лепесток малый; 14 – болт крепления лепестка; 15 – гайки крепления лепестка; 16 – болты крепления ПДС; 21 – шайбы пружинные; 23 – фланец; 25 – пружина; 26 – шпильки крепления заднего бампера; 27 – гайки крепления заднего бампера

Скребки-калибры предназначены для первичной очистки и оценки минимального проходного сечения трубопровода перед запуском очистного и диагностического оборудования.

Скребки-калибры способны проходить сужения до 0,7 наружного диаметра трубопровода. Установленные калибровочные пластины имеют диаметр 0,85 и 0,9, который соответствует проходимости диагностического оборудования.

Так же используется снаряды СО (скребок очистной, рис. 5).

Скребки очистные предназначены для удаления грязи, песка, жидкостей, различных отложений, загрязнений и посторонних предметов из внутренней полости и со стенок трубопровода.

					Характеристика диагностирования линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

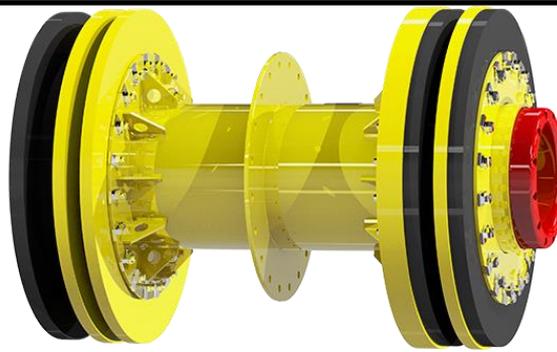


Рис. 5 – Скребок очистной (СО)

Основные элементы очистных скребков – это диски и манжеты, они выполнены из стойкого к износу и механическим воздействиям полиуретана.

Для основной очистки по сбору и удалению ферромагнитного мусора используют очистительные скребки с магнитными блоками (рис. 6).



Рис. 6 – Скребок – универсальный магнитный очистной поршень УМОП

Поршень магнитный очистной используется для проведения магнитной подготовки обследуемого участка трубопровода (рис. 7).

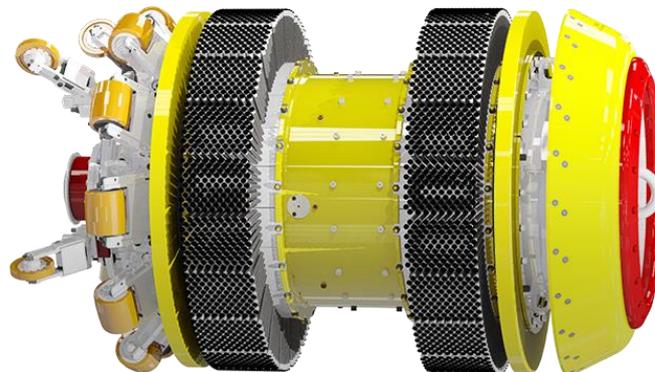


Рис. 7 – Магнитный очистной поршень (МОП)

Магнитные очистные поршни предназначены для финальной очистки трубопровода. Оснащенные постоянными магнитами и металлическими щетками, такие поршни очень эффективно проводят процедуру очистки и

					Характеристика диагностирования линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

способны проходить сужения до 0,85 наружного диаметра трубопровода.

Технические характеристики очистных скребков представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики очистных скребков

Тип скребков	Технические характеристики
Скребок очистной калибр (СОк)	Диаметр калибровочных дисков: 0,85 и 0,9 наружного диаметра трубопровода. Минимальный радиус поворота трубопровода: 1,5 наружного диаметра трубопровода. Минимальный проходимый диаметр: 0,7 наружного диаметра трубопровода. Диапазон рабочих скоростей: 0,5...4 м/с. Максимальное давление среды: 12 МПа.
Скребок очистной (СО)	Минимальный радиус поворота трубопровода: 1,5 наружного диаметра трубопровода. Минимальный проходимый диаметр: 0,7 наружного диаметра трубопровода. Диапазон рабочих скоростей: 0,5...4 м/с. Максимальное давление среды: 12 МПа.
Магнитный очистной поршень (МОП)	Минимальный радиус поворота трубопровода: 2,5 наружного диаметра трубопровода. Минимальный проходимый диаметр: 0,85 наружного диаметра трубопровода. Диапазон рабочих скоростей: 0,5...4 м/с. Оптимальная скорость движения: 2...3 м/с. Максимальное давление среды: 12 МПа.

Принцип действия основан на вытеснении мусора чашеобразными манжетами и отложений в трубопроводе, а дисковыми – для выноса мелкодисперсных отложений и чистовой обработки. Металлические щетки выполнены в виде щеточных дисков с гибкой тросовой щетиной. Так же на переднем торце скребка могут находиться байпасные отверстия, оси которых направлены под углом к стенке трубопровода, служащие для создания струй высокого давления перекачиваемого продукта и размывания или разрушения отложений под скребком. Основные узлы очистных скребков представлены на (рис. 8).

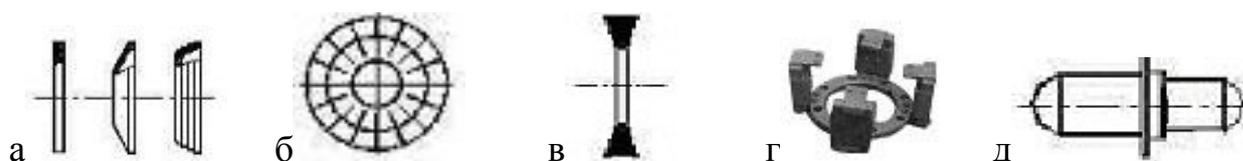


Рис. 8 – Узлы очистных скребков: а – манжеты; б – калибровочные диски; в – щёточный блок; г – магнитный блок; д – передатчик прибора «Поиск МП–Г»

					Характеристика диагностирования линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Блок с калибровочными дисками используется для определения проходного сечения. Магнитный блок необходим для удаления металлического мусора. Передатчик для обнаружения местоположения снаряда в трубопроводе.

Скребки очистные оснащены передатчиками частотных сигналов для обнаружения очистных скребков в трубопроводе в случае их остановки. Для поиска и обнаружения очистного и диагностического оборудования применяется прибор «Поиск МП-Г» рис. 9.

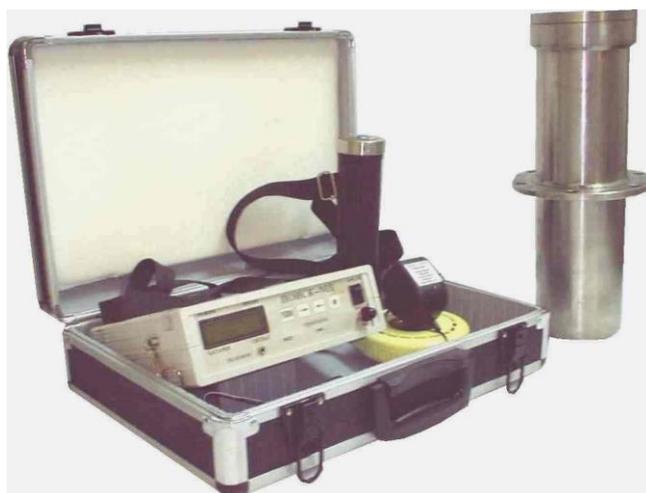


Рис. 9 – Прибор «Поиск МП-Г»

Прибор «Поиск МП-Г» состоит из передатчика, приёмника, приёмной антенны, кабеля удлинителя, ящика, зарядного устройства технические характеристики прибора «Поиск МП-Г» представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики прибора «Поиск МП-Г»

Характеристики параметров	Ед. измерения
Максимальное давление среды	8,0 МПа
Толщина стенки газопровода	до 16 мм
Удаление приемной антенны от передатчика: вдоль оси газопровода продольной оси газопровода	до 10 м до 6 м
Скорость прохождения снаряда по газопроводу	до 5 м/с
Определение местоположения снаряда с погрешностью	до 0,5 м
Длительность непрерывной работы приемника	до 70 ч
Габаритные размеры: приемника антенны	75x220x200 мм D36x310 мм
Масса антенны, барабана с кабелем, держателя антенны и приемника в укладочном ящике не более	5 кг

					Характеристика диагностирования линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Принцип действия прибора: передатчик излучает электромагнитные волны, а антенна улавливает излучение передатчика, что отображает звуковая и визуальная сигнализация.

3.1.2. Средства внутритрубной инспекции трубопроводов

Для получения достоверных данных о состоянии проходного сечения магистрального газопровода применяют профилемеры.

Профилемеры рычажные, трубные, марки ПРТ предназначены для определения величины внутреннего диаметра и профиля магистральных трубопроводов (рис. 10), а также определения положения оси магистрального трубопровода.

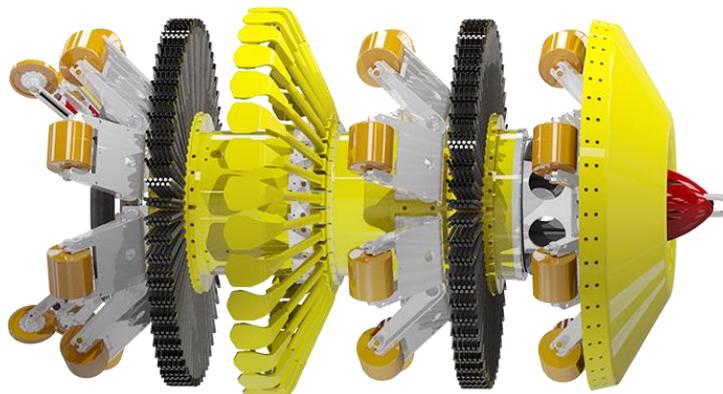


Рис. 10 – Профилемер типа ПРТ

Техническая характеристика профилемера типа ПРТ. Минимальный радиус поворота трубопровода: 1,5 наружного диаметра трубопровода. Минимальный проходимый диаметр: 0,7 наружного диаметра трубопровода. Диапазон рабочих скоростей: 0,5–4,0 м/сек. Оптимальная скорость движения: 2,0–3,0 м/сек. Максимальное давление среды: 12 МПа.

Принцип работы профилемера основывается на восстановлении формы внутреннего поперечного сечения трубы по данным рычажной измерительной системы. Восстановление сечения производится путём регистрации углового положения рычагов, покрывающих 100 % внутренней окружности трубы. Определение положения оси трубопровода проводится с использованием данных инерциальной навигационной системы. Контроль формы сечения трубопровода осуществляется измерительной системой,

					Характеристика диагностирования линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

состоящей из множества рычагов с колесами, соединенных с электронными датчиками перемещений. Информация с датчиков накапливается в блоках памяти прибора-профилемера. Чувствительность профилемеров к изменению диаметров труб составляет 1–2 мм, что позволяет фиксировать усиления кольцевых сварных швов [15].

Магнитная дефектоскопия осуществляется комплексом внутритрубных приборов состоящая из: дефектоскопа продольного намагничивания ДМТ (MFL – Magnetic Flux Leakage) (рис. 11), дефектоскопа поперечного намагничивания ДМТП (TFI – Thin Film Imaging) (рис. 14).

Дефектоскопы продольного намагничивания ДМТ предназначены для обнаружения и регистрации: коррозионных дефектов (общая коррозия, каверна, язва, поперечная канавка), механических повреждений поперечной ориентации, поперечных металлургических дефектов, поперечных стресскоррозионных трещин, дефектов кольцевых (монтажных) сварных швов.

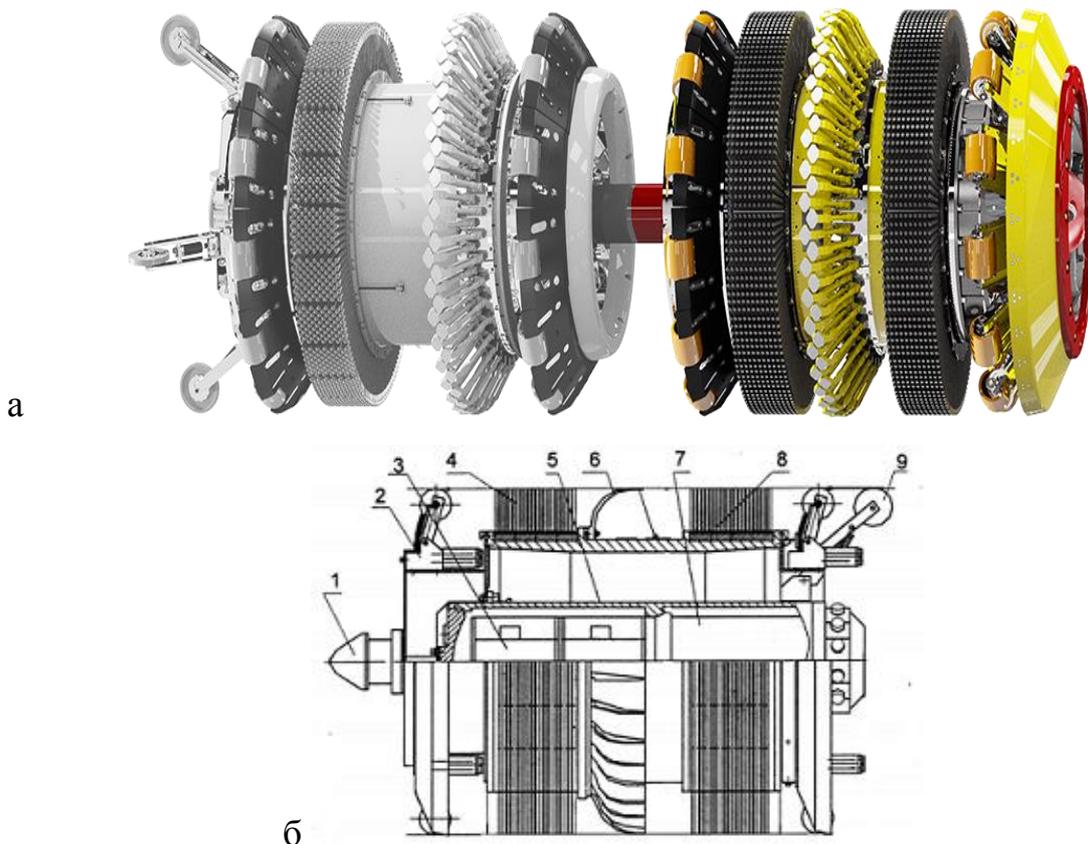


Рис.11 – Дефектоскоп продольного намагничивания ДМТ (MFL):
 а – фото; б – принципиальная схема. 1 – буферное устройство; 2 – блок колесный; 3 – блок аккумуляторов; 4 – щетки; 5 – корпус аппаратурной секции; 6 – блок преобразователей; 7 – СОРД; 8 – корпус ДМТ; 9 – одомер

					Характеристика диагностирования линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Техническая характеристика дефектоскопов продольного ДМТ (MFL) и поперечного намагничивания ДМТП (TFI) представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Техническая характеристика дефектоскопов ДМТ (MFL)

Наименование параметров	Еди. изм.	Диаметр 1020
Скорость продвижения по трубе	м/с	До 5
Максимальная длина обследуемого участка МГ	км	500
Минимальный проходимый радиус кривизны	диаметр	3
Минимальное проходное сечение трубы	% диаметр	85
Максимальное давление в трубопроводе	МПа	8
Температурный режим	С	0...+40
Масса прибора, не более	кг	2500
Длина дефектоскопа, не более	мм	2500
Время непрерывной работы	час	90

Дефектоскоп магнитный способный обнаруживать дефекты в стенке трубы и поперечных швах, а также металлические включения, находящиеся вблизи наружной поверхности трубы: кожухи, муфты и т.п.

На рисунке 12 изображается принцип работы датчиков I типа:

- 1) в теле стенки трубы создается магнитное поле высокой напряженности;
- 2) при потере металла на наружной или внутренней поверхности трубы у магнитного поля силовые линии будут отклоняться;
- 3) вызванное потерей металла или трещиной датчики типа I регистрируют изменение индукции магнитного поля.

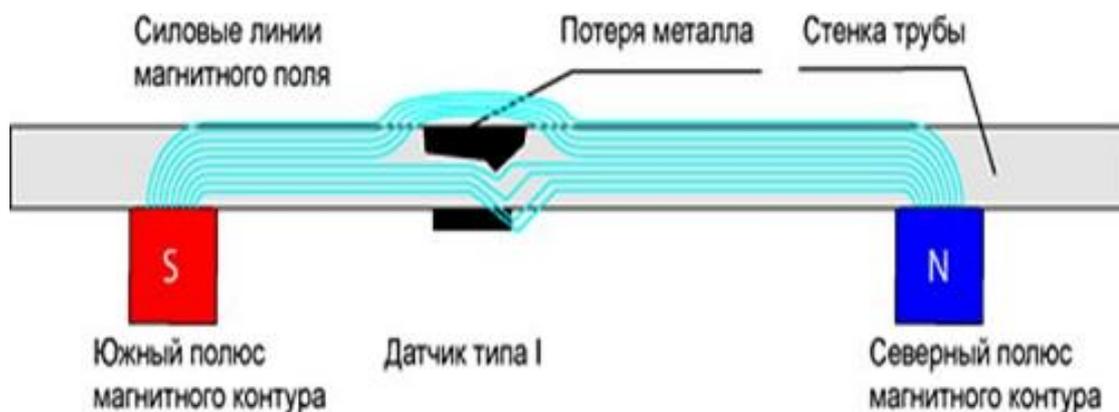


Рис. 12 – Принцип намагничивания трубопроводов и регистрации сигналов датчиками I типа (MFL)

Специальные датчики (датчики типа II) предназначены для определения местоположения потери металла (внутренняя или наружная поверхность трубопровода), что расположены вне магнитной системы. Эти самые датчики имеют встроенные постоянные магниты. Локальное магнитное поле создают магниты, сфера действия которых ограничивается внутренней поверхностью трубопровода. Поэтому, эти датчики реагируют только на потери металла, находящиеся на внутренней поверхности газопровода.

На рисунке 13 изображен принцип работы датчиков II типа:

- 1) в стенку трубы на ограниченную глубину проникает магнитное поле встроенного магнита;
- 2) в случае когда на внутренней поверхности трубы есть потеря металла магнитное поле будет изменяться;
- 3) вызванное внутренней потерей металла датчики типа II регистрируют изменение индукции магнитного поля [16].

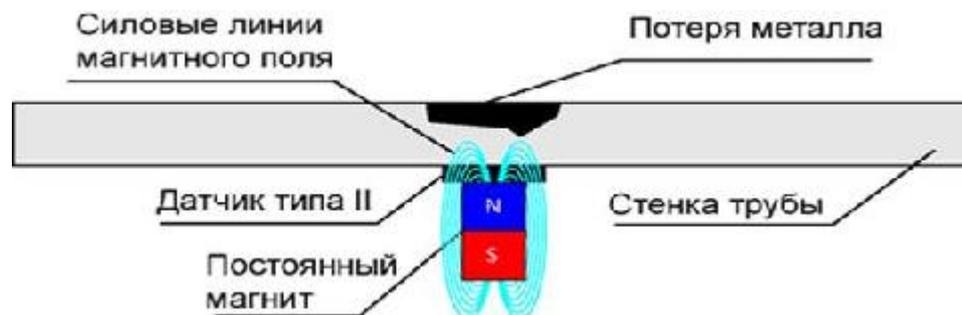


Рис. 13 – Принцип регистрации сигналов датчиками типа II (MFL)

Дефектоскопы поперечного намагничивания ДМТП предназначены для обнаружения и регистрации: коррозионных дефектов, механических повреждений продольных ориентации, продольных металлургических дефектов, продольных стресскоррозионных трещин, дефектов заводских сварных швов.

					Характеристика диагностирования линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34



Рис. 14 – Дефектоскоп поперечного намагничивания ДМТП (TFI)

Принцип действия дефектоскопов поперечного намагничивания основан на изменении индукции магнитного поля. Магнитная система состоит из нескольких секторов, образованных постоянными магнитами и гибкими проволочными щетками. В промежутках между щетками расположены датчики для измерения магнитной индукции.

На рисунке 15 изображен принцип действия датчиков типа I (TFI):

- 1) магнитное поле высокой напряженности создается в стенке трубы;
- 2) в случае на наружной или внутренней поверхности трубы есть потеря металла то силовые линии магнитного поля будут отклоняться;
- 3) изменение индукции магнитного поля вызванное наличием потери металла или другой аномалией регистрируют датчики I типа [16].



Рис.15 – Принцип поперечного намагничивания трубопровода и регистрации сигналов датчиками типа I (TFI)

4. Капитальный ремонт линейной части магистрального газопровода

4.1. Методы капитального ремонта линейной части магистрального газопровода

Капитальное ремонтное обслуживание магистрального газопровода на линейной части производится следующими методами:

- метод I – метод ремонта газопровода сплошной переизоляции;
- метод II – метод замены участка старого газопровода на участок из новых труб;
- метод III – метод выборочного ремонта локальных участков газопровода по результатам диагностики.

Метод I – метод ремонта газопровода сплошной переизоляцией может осуществляться 1-м способом – в траншее или 2-м способом – с подъёмом на берму траншеи.

Последовательность выполнения работ по I-му методу капитального ремонта газопровода:

- выявление оси газопровода;
- разработка плодородного слоя почвы, складирование во временном отвале в зоне проведения ремонтных работ;
- проведение вскрышных работ;
- выбраковка труб старого трубопровода;
- планировка участка газопровода;
- грунтовка поверхности трубопровода;
- изолирование ремонтируемого газопровода;
- укладка в траншею газопровода;
- засыпка траншеи с отремонтированным газопроводом;
- установка средств защиты и информационных табличек;
- восстановление плодородного слоя почвы [7].

					«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кармалыга А.В.			Капитальный ремонт линейной части магистрального газопровода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шмурьгин					36	112
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 3-2Б21		
<i>И.о.зав.каф</i>		Бурков П.В.						

Метод II – метод ремонта заменой участка старого газопровода на участок из новых труб. Технологический процесс производства ремонтных работ по II-у методу аналогичен строительству нового газопровода.

При прокладке участка параллельно действующему газопроводу работы осуществляются в два этапа:

– на первом этапе параллельно рабочему газопроводу прокладывается, новый участок трубопровода;

– на втором этапе к действующему газопроводу подключается новый участок трубопровода.

Существуют по подключению к газопроводу два варианта:

а) врезку под давлением в действующий газопровод осуществляют в случае, когда нет возможности остановить работу газопровода в соответствии с [8].

б) подключение нового участка газопровода к действующей системе осуществляется после освобождения газа участка действующего газопровода.

Участок с устаревшим газопроводом подлежит демонтажу: извлечение из траншеи, очистка, отбраковка, разрезка, вывозка и складирование [7].

Метод III – метод выборочного ремонта локальных участков газопровода по данным диагностики. Газопровод, ремонтируемый по III-у методу, выполняется по этапам в соответствии с [4]. В соответствии [8] метод врезки в газопровод под давлением используется при ремонтных работах на газопроводе, в случае, когда отключить временно рабочий газопровод невозможно. Возможна прокладка временного параллельного участка с меньшим диаметром газопровода с последующим демонтажем действующего газопровода параллельного участка.

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

4.2. Характеристика участка капитального ремонта газопровода

Магистральный газопровод представляет собой подземный трубопровод I категории диаметром 1020 мм. Номинальное давление на выходе из цеха в газопроводе достигает 5,39 МПа, производительность газопровода достигает 19 млрд. м³ в год.

Грунт трассы преобладает суглинками с разной степенью твёрдости. Трасса пролегает по суше в отсутствии низин, болот, водных преград.

Растительность состоит из смешанных лесов – пихта, берёза, осина ель.

Доступность к трассе газопровода открыта круглогодично по существующим дорогам общего пользования, а также по вдоль трассовым проездам.

Климатические условия на территории трассы умеренно-континентальные с продолжительной зимой и теплым летом, а также поздними весенними и ранними осенними заморозками.

Магистральный газопровод находится в транспортном коридоре, состоящем из двух параллельно проложенных трубопроводов. Газопроводы проложены друг от друга на расстоянии 25 метров.

Запретные зоны на трассе газопровода отсутствуют. Какое-либо ограждение территории трассы, по которой проложен газопровод, отсутствует. Ограничение через территорию трассы на проход иных лиц отсутствует.

С каждой стороны от осей крайних газопроводов на расстоянии 25 м существует охранная зона газопровода, которая представляет собой участок территории, границы которой представлены условными линиями. Вдоль трассы газопровода имеются опознавательные знаки и информационные таблички с указанием ширины охранной зоны и запретом на производство земляных работ.

Проводимый ремонт данного участка газопровода включает в себя вырезку участка газопровода с заменой на новый вновь построенный участок трубопровода.

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.3. Производство подготовительных работ

На ремонтируемом участке газопровода подготовительные работы проводятся после оформления в установленном действующим земельным законодательством порядке документов, которые предоставляют право пользования земельными участками включая земельные участки необходимые для устройства временных проездов на период проведения капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов, а в случае размещения новых наземных сооружений (крановые узлы, КИП и др.) на период эксплуатации. При этом заблаговременно согласовывают: заказчик с землепользователями и лесничествами ширину полосы отвода земель, что основывается в соответствии нормативно-правовыми документами [7].

В подготовительные работы перед выполнением ремонтных работ на линейной части магистрального газопровода входят следующие операции:

- определение объёмов ремонтных работ;
- определение количества строительных машин, механизмов, оборудования;
- обеспечение машинами, механизмами, оборудованием на месте производства ремонтных работ;
- обеспечение пожарной автоцистерной АЦ–40 и средствами пожарной защиты;
- определение состава рабочих бригад;
- определение объёма, количества материалов;
- обустройство площадок складирования материалов;
- определение оси и глубины заложения газопровода с помощью трассовых искателей и методом шурфовки, а также закрепление информации на знаках, табличках;
- определение пересечений газопровода и других коммуникаций;
- демонтаж объектов, находящихся и препятствующих проведению работ в зоне ремонта на газопроводе;

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

– оборудование переездов автотранспорта через действующие газопроводы, обустройство технологических проездов, временных подъездных дорог.

Работы по подготовке проводить согласно пункту 6.2 [7].

Определение оси трассы и глубину заложения осуществляется методикой указанной в [30]. Применяемое оборудование выбирается из перечня указанного в инструкции [31]. Для определения трассы применяется прибор – искатель повреждения изоляции ИПИ–95 (рис. 16).



Рис. 16 – Прибор ИПИ–95 искатель повреждения изоляции

Технические характеристики прибора ИПИ–95 указаны в таблице 4.

Таблица 4. – Технические характеристики прибора ИПИ–95

Характеристики параметров	Ед. измерения
Номинальная мощность генератора	75 В
Форма выходного импульса	прямоугольная
Средняя частота генератора	1000 Гц $\pm 5\%$, 300 Гц $\pm 5\%$
Режим работы генератора	непрерывный сигнал, модулированный сигнал
Частота модулятора	0,7 Гц $\pm 20\%$
Чувствительность приемника не хуже	20 мкВ
Ослабление помехи с частотой – 50 Гц	не менее 500 раз
Ток потребляемый приемником не более	7 мА
Габаритные размеры: – генератора – приемника	165×225×140 мм 134×54×164 мм
Масса: – генератора, не более – приемника, не более	3 кг 0,6 кг

Принцип действия прибора: определение местоположения и глубины залегания трассы основывается на обнаружении электромагнитного поля тока генератора вокруг трубопровода.

4.4. Производство земляных работ

Земляные работы на линейной части магистрального газопровода по проведению ремонта производятся в соответствии с требованиями указанными в [7], нормами [2] и [9], а также [10].

Вскрышные работы проводятся после отключения и снятия давления в магистральном газопроводе.

Плодородный слой грунта вскрывается и перемещается вне зоны производства работ, но в пределах полосы отвода.

Разработка траншеи производится после получения:

- письменного разрешения в зоне расположения подземных коммуникаций право на производство земляных работ, выданное организацией, ответственной за эксплуатацию данных коммуникаций;
- проекта проведения земляных работ, для которого используются типовые технологические карты;
- наряд-задание оператору экскаватора (при выполнении работ совместно с бульдозерами-рыхлителями, то и машинистам этих машин) на производство работ.

В целях предотвращения повреждения поверхности трубопровода соблюдаются расстояния – от верхней образующей 0,5 м, 0,2 м от боковой стенки до ковша экскаватора, от нижней образующей до дна траншеи 0,6 м.

Подъёмом газопровода на берму траншеи производится после вскрытия газопровода до нижней образующей с последующей, очисткой трубопровода от старой изоляции и укладкой на инвентарные опоры.

При разработке траншей большой глубины устраивают откосы различного заложения в зависимости от состава грунта и его влажности по [11] размеры указаны в (табл. 5)

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

Таблица 5 – Допустимая крутизна откосов траншей

Грунт	Отношение высоты откосов к его заложению при глубине выемки, м		
	до 1,5	до 3	до 5
Насыпной естественной влажности	1–0,67	1–1	1–1,25
Песчаный и гравийный влажный	1–0,5	1 : 1	1 : 1
Супесь	1–0,25	1–0,67	1–0,85
Суглинок	1	1–0,5	1–0,75
Глина	1	1–0,25	1–0,5
Лессовидный сухой	1	1–0,5	1–0,5
Скальные на равнине	1–0,2	1–0,2	1–0,2

Минеральный грунт складывается на бровке в 0,5 м от края траншеи.

Газопровод ремонтируемого участка вскрывается с двух сторон до нижней образующей трубы гидравлическим одноковшовым экскаватором.

По формуле (1) рассчитывают ширину траншеи:

$$B=D+2K+2S, \quad (1)$$

где D – это диаметр газопровода;

S – это толщина оставляемого слоя грунта от стенки трубы до ковша;

K – ширина режущей кромки ковша экскаватора.

4.4.1. Машины для разработки траншей при ремонте магистрального газопровода

Для разработки траншеи при ремонте магистрального газопровода применяют следующие машины:

- одноковшовые экскаваторы с обратной лопатой;
- вскрышные экскаваторы;
- экскаваторы с телескопическим рабочим оборудованием.

4.4.2. Одноковшовые экскаваторы с обратной лопатой

Для земляных работ применяются следующие марки экскаваторов одноковшовых с обратной лопатой: CATERPILLAR, DOOSAN, HITACHI, HYUNDAI, JCB, KOMATSU, LIEBHERR, VOLVO импортного производства, отечественного ЭО-4126, ЕТ-16, ЕК 220.

На рисунке 17 представлен экскаватор одноковшовый с обратной лопатой HITACHI ZX 240.



Рис. 17 – Экскаватор одноковшовый с обратной лопатой HITACHI ZX 240

Технические характеристики экскаватора HITACHI ZX 240 представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики экскаватор HITACHI ZX 240

Наименование параметра	Значения
Максимальная высота выгрузки техники составляет мм	3300
Глубина копания мм	6500
Объем ковша м ³ кгс/кв.см	0,8...1,4
Удельные давления на грунт	0,58
Габаритные размеры экскаватора:	
– Длина мм;	10470
– Ширина мм;	2990
– Высота мм;	3010
Масса кг;	23400

4.4.3. Вскрышные экскаваторы

Вскрышные работы производятся машинами не прерывного действия такими как: экскаватор роторно-фрезерный для вскрытия трубопроводов ЭВРФ 1, машина для вскрытия трубопроводов МВТ.

Экскаватор роторно-фрезерный для вскрытия трубопроводов ЭВРФ 1 (рис. 18) предназначен для вскрытия трубопроводов диаметром от 1020 до 1420 мм, находящихся под землей, при их текущем и капитальном ремонте.



Рис. 18 – Вскрышной экскаватор ЭВРФ 1

Техническая характеристика экскаватора роторно-фрезерного для вскрытия трубопроводов ЭВРФ 1 представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Экскаватор роторно-фрезерный ЭВРФ 1

Наименование параметра	Значения
Глубина разрабатываемой траншеи м	2,7
Ширина траншеи: без откосов м	2,7
с регулируемыми откосами (поверху) м	4,7
Мощность двигателя кВт (л.с.)	220 (330)
Производительность в грунтах I – II категории м ³ /ч	1200
Скорость рабочего хода, м/ч	12...1210
Габариты длина мм	13550
ширина мм	6705
Масса кг	55000

Для исключения повреждений трубопроводов экскаватор оборудован двумя системами слежения и системой управления по их сигналам.

Экскаватор способен работать в талых и сезонно-мерзлых грунтах в интервале температур от +40 до –40 °С. С небольшим переоборудованием может быть использован для присыпки уложенного в траншею трубопровода, а также для рекультивации земель.

Существует также машины для вскрытия трубопроводов МВТ (рис. 20) представляющая из себя многоковшовый экскаватор с двумя рабочими органами. Машина предназначена для разработки траншеи в не мёрзлых грунтах 1...4 категории при ремонтировании трубопроводов диаметром от 500 до 1220 мм.



Рис. 20 – Машина вскрытия трубопроводов МВТ

На трубопроводе траншея разрабатывается сверху и с боковых сторон глубиной ниже образующей трубы. Транспортировка грунта из траншеи производится при помощи метателя. Разработчик – НИТЦ «Ротор» (Украина). Техническая характеристика машины МВТ указана в таблице 8.

Таблица 8 – Техническая характеристика машины для вскрытия трубопроводов МВТ

Наименование параметра	Значения
Производительность, пог. м/ч, в грунтах I категории при диаметре труб 1020...1220 мм	80
Профиль траншей м: ширина по верху ширина по дну глубина	3,5...4,5 2,2...2,7 до 3,6
Погрешность автоматического контроля положения шасси относительно оси трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях, мм	не более 100
Мощность двигателя шасси, кВт	364
Давление на грунт в рабочем положении, МПа	не более 0,07
Транспортная скорость, км/ч	не менее 4,2
Габариты мм длина ширина	13570 5200

4.4.4. Экскаваторы с телескопическим рабочим оборудованием

Экскаваторы (рис. 21) с телескопическим рабочим оборудованием предназначены для проведения земляных работ в I...IV категории грунтов, имеющие несколько видов быстросъемных рабочих органов. Основные виды сменного рабочего оборудования: ковши экскавационные с номинальным объемом – 0,25 м³; 0,4 м³ и 0,65 м³; ковши планировочные; ковши погрузочные; отвалы, удлинители стрелы; двухчелюстные захваты.



Рис. 21 – Универсальный экскаватор на шасси автомобиля КАМАЗ

Движение стрелы вверх или вниз производится двумя параллельно установленными гидроцилиндрами двустороннего действия.

У отечественных экскаваторов углы наклонов стрелы вверх или вниз соответствуют градусам 22...25 и 45...50 [34].

Для ведения земляных работ при ремонте на линейной части магистрального газопровода применяется гидравлический экскаватор одноковшовый с обратной лопатой HITACHI ZX 240.

					Капитальный ремонт линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

4.5. Проведение огневых работ на линейной части магистрального газопровода по вырезке участка трубы

4.5.1. Методы резки труб на линейной части магистральных газопроводов

При проведении огневых работ на линейной части магистрального газопровода по вырезке участка трубы применяются согласно главе 9 [32] следующие методы резки труб:

- кислородная (газовая) резка;
- воздушно-плазменная резка;
- метод энергии взрыва.

Резку проводят механизированным и (или) ручным способом.

4.5.2. Метод кислородной (газовой) резки.

Метод кислородной (газовой) резки применяется при всех видах сварочно-монтажных работ на магистральных газопроводах в трассовых условиях.

Метод кислородной (газовой) резки не может, применяется при резки многослойного металла и легированных сталей.

Механизированная резка труб ведётся такими машинами, как МТ-1 «Орбита-2» «Орбита БМ» с использованием горючих газов пропан, ацетилен.

4.5.3. Воздушно-плазменная резка

Воздушно-плазменная резка труб в трассовых условиях выполняется следующим оборудованием: агрегатом АРС-4 – машина газорезательная «Орбита БМ» и ручной резак конструкции лаборатории сварки ВНИИГАЗ, вспомогательное оборудование; агрегатом УПС 100 – состоящий из установки плазменной резки УПП с плазмотроном ПРВ–202, и вспомогательного оборудования.

Способом воздушно-плазменной резки допускается резать трубы низкоуглеродистых и низколегированных сталей (ст20, 17 ПС).

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

4.5.4. Метод энергии взрыва

Метод направленной энергии взрыва (труборезы кумулятивные кольцевые наружные).

Принцип данного метода заключается в том, что установленный по периметру трубы на расстоянии от стенки до 10...21 мм заряд, представляющий медную трубку с кумулятивной выемкой – взрывается, при этом создаётся направленное движение сфокусированной энергии в момент взрыва заряда, что и разрезает металл. Детонация заряда производится дистанционно с помощью электроимпульса [32].

Метод энергии взрыва применяется при ремонтно-восстановительных работах, вырезки катушек, резки труб, отрезания заглушек.

После резки данным методом участок под сварку должен быть отрезан газовым или плазменным методом резки на расстояние 25...30 см.

Выполнение огневых работ по вырезке участка газопровода проводятся в соответствии с инструкцией [13].

4.5.5. Средство контроля загазованности воздуха

Контроль воздушной среды ведет лицо ответственное за проведение огневых работ, назначенное из числа ИТР, с периодическим измерением в 30 минут и по первому требованию рабочих на месте производства работ и в рабочей зоне.

Замеры газовой среды на предмет загазованности производятся газоанализатором СГГ – 20 Микро (рис. 22), технические характеристики прибора приведены в таблице 9.

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48



Рис. 22 – Газоанализатор СГГ – 20 Микро

Способ забора пробы – диффузионный или принудительный за счет внешнего побудителя расхода или от резиновой груши.

Принцип действия – термохимический.

Таблица 9 – Технические характеристики газоанализатора СГГ – 20 Микро

Наименование параметра	Ед. измерения
Время срабатывания сигнализации в режимах: – циклическом – непрерывном – течеискателя	15 сек. 10 сек. 3 сек.
Уровень звукового давления оси акустического излучателя	до 70 дБ
Диапазон рабочих температур	от – 40 ... + 40 °С
Диапазон относительной влажности окружающей среды при температуре 35 °С	30...95 %
Время непрерывной работы при T = (20 ± 5) °С	14 ч
Габаритные размеры Д*Ш*В	55*50*105 мм
Масса, не более	3 кг

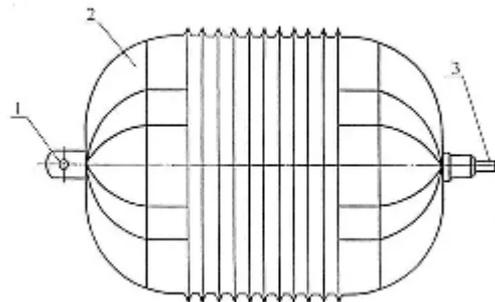
4.5.6. Средство герметизации газопровода

ВГУ представляют собой замкнутые оболочки из эластичного, газонепроницаемого материала. Устройства вводятся в газопровод через технологические окна, затем наполняются инертным газом (азот) или воздухом, при этом, принимая цилиндрическую форму, перекрывают полость трубопровода. Благодаря применению новой комбинированной системе уплотнений достигается надежная герметизация отсеченной полости.

На (рис. 23, а) представлено фото и на (рис. 23, б) схема временного герметизирующего устройства (ВГУ), применяемого на газопроводах.



а



б

Рис. 23 – Временное герметизирующее устройство (ВГУ): а – фото;
б – схема устройства: 1 – ушки, 2 – оболочка, 3 – ниппель

ВГУ эксплуатируются при температуре окружающей среды от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ при противодавлении в трубе не более 10 кПа.

При работе на трубопроводе диаметром 1020 мм котлован обустраивается четырьмя лестницами, расположенные по две с каждой стороны. Выходы из котлована оборудованы приставными деревянными лестницами или пологого спуска со ступенями.

Ультразвуковой контроль проводится на расстоянии от 100 мм от границ технологических отверстий, для определения толщин стенок трубы.

4.5.7. Способы вырезки участка магистрального газопровода

Перед проведением огневых работ выбирается схема работ по вырезки технологических отверстий согласно главе 5.4 [13] из пунктов: 5.4.16.1; 5.4.16.2; 5.4.16.3.

На линейной части газопроводов огневые работы состоят из следующих операций:

- по вырезки технологических «окон» с установкой временных герметизирующих устройств (ВГУ);
- по разъединению газопровода под избыточным давлением или без давления газа ремонтного участка;
- по сварочным работам;

– технологические отверстия завариваются.

Первый способ работ по вырезке технологических отверстий – способ вырезки после установления ВГУ под избыточным давлением.

а) Работы по вырезке технологических отверстий (рис. 24):

– вырезка технологических отверстий – последовательная (два окна под заплаты размером не более 250...350 мм);

– вскрытие технологических отверстий – последовательное после остывания резов.



Рис. 24 – Вырезка технологических отверстий

б) Монтаж ВГУ и демонтаж «катушки» (рис. 25):

– произвести установку ВГУ 1 и 2 через технологические отверстия;

– черновые резы выполнить под избыточным давлением газа и провести демонтаж «катушки»;

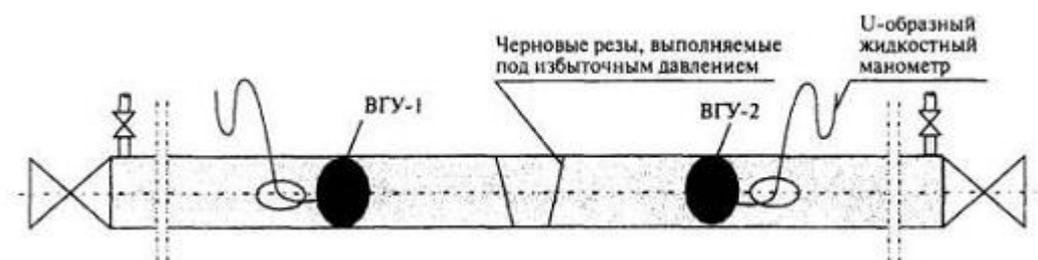


Рис. 25 – Установка ВГУ демонтаж «катушки»

в) этап сварочно-монтажных работ (рис. 26):

– сварочно-монтажные работы провести по монтажу заготовки.

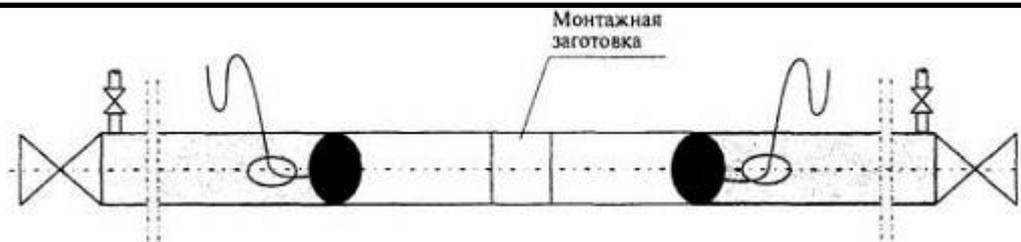


Рис. 26 – Сварочно-монтажные работы

г) Удаление ВГУ (рис. 27):

- необходимо выпустить воздух из ВГУ;
- извлечь ВГУ из газопровода;

д) Заварка технологических «окон»;

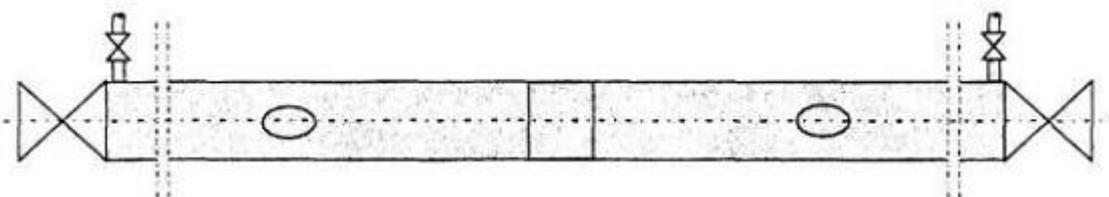


Рис. 27 – Удаление ВГУ

Второй способ работ по вырезке участка трубы – способ после вентиляции полости между ВГУ, установленными по два в сторону от места работ:

а) Вырезка технологических отверстий и технологического люка (рис. 28):

- вырезка технологических отверстий – последовательная (два технологических отверстия под заплаты и два отверстия для вывода шлангов диаметром 25...32 мм) и технологического люка размером 500×800 мм;
- вскрытие последовательное после остывания резов технологических отверстий и технологического люка.

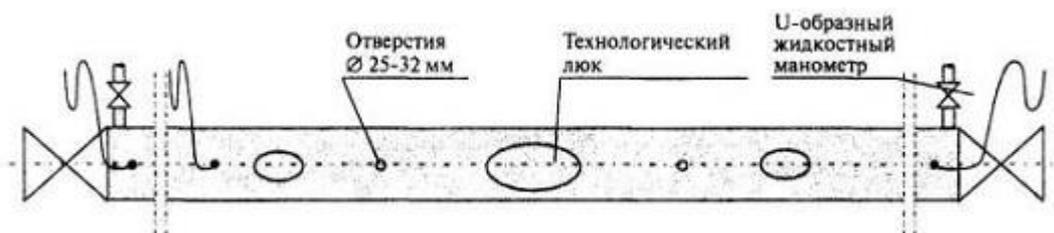


Рис. 28 – Вырезка технологических отверстий и технологического люка

б) Установка ВГУ (рисунок 29):

– произвести установку первой пары ВГУ 1 и 2 через технологические отверстия;

– провести вентиляцию участка между ВГУ 1 и 2 естественным путем или принудительно воздухом, инертным газом. Вентиляцию можно считать завершенной, когда концентрация газа по показаниям газоанализатора не превышает 20% от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ), замер осуществлять через отверстие для вывода шлангов;

– провести установку второй пары ВГУ 3 и 4 через технологический люк с использованием проволоки с наконечником под диаметр шланга, пропущенной через отверстие для вывода шланга. Шланги ВГУ 3 и 4 выводятся через отверстия.

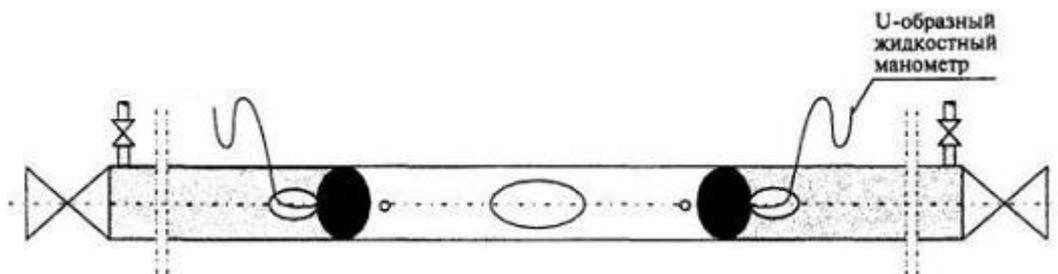


Рис. 29 – Установка ВГУ

в) Вырезка черновой «катушки» (рисунок 30):

– выполнить черновые резы и демонтировать черновую «катушку».

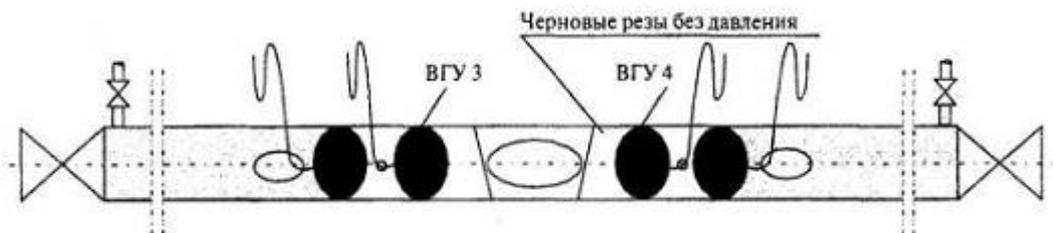


Рис. 30 – Вырезка черновой «катушки»

г) Сварочно-монтажные работы (рисунок 31):

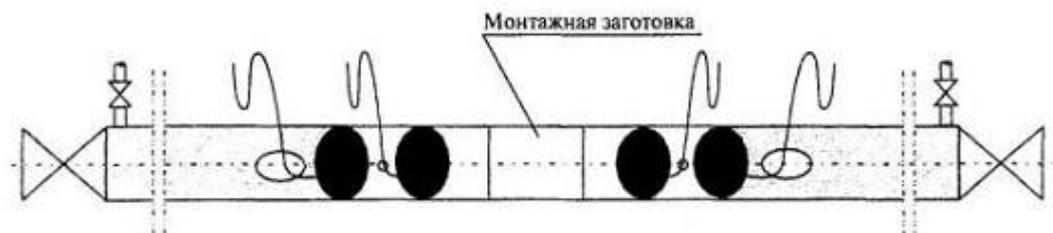


Рис. 31 – Сварочно-монтажные работы

д) Удаление ВГУ:

- выпустить воздух из ВГУ в соответствии с требованиями инструкции по их эксплуатации;
- извлечь ВГУ через технологическое отверстие;

е) Герметизация (заварка) технологических отверстий (рисунок 32):

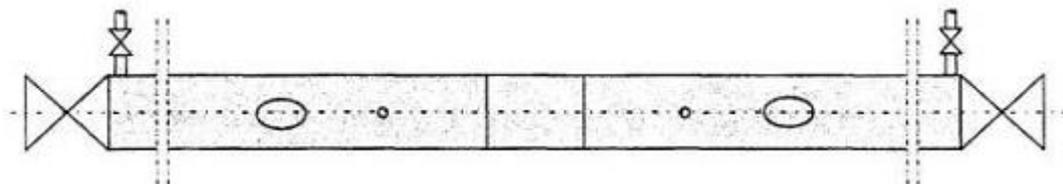


Рис. 32 – Герметизация (заварка) технологических отверстий

Третий способ вырезки демонтируемого участка – после вентиляции полости между ВГУ, установленными в сторону запорной арматуры и в сторону проведения работ:

а) Вырезка технологических отверстий и технологического люка размером 500×800 мм (рисунок 33):



Рис. 33 – Вырезка технологических отверстий и технологического люка

б) Установка ВГУ 1 и 2 через технологические отверстия в сторону запорной арматуры и вытеснение газа путём продувки воздухом, азотом или естественная вентиляция (рисунок 34):

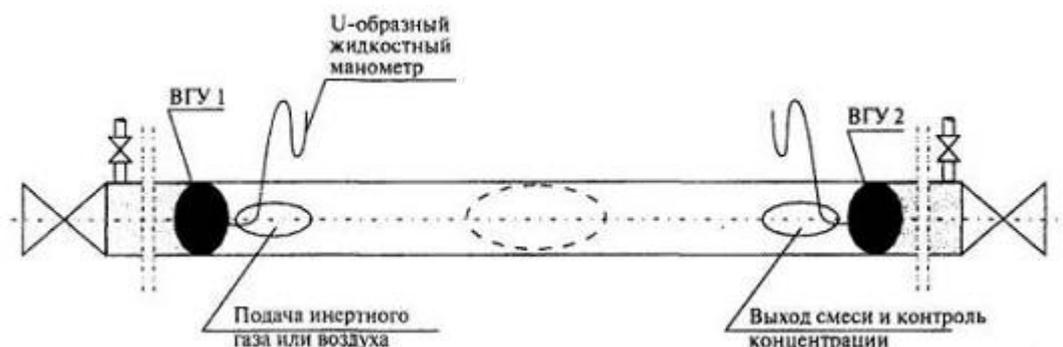


Рис. 34 – Установка ВГУ 1 и 2 через технологические отверстия

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

в) Установка ВГУ 3 и 4, вскрытие технологического люка и удаление следов конденсата (рисунок 35).

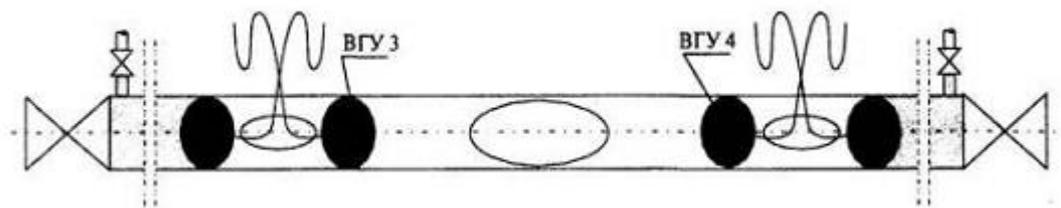


Рис. 35 – Монтаж в газопровод ВГУ 3 и 4 и вскрытие технологического люка

г) Вырезка черновой «катушки» (рисунок 36):

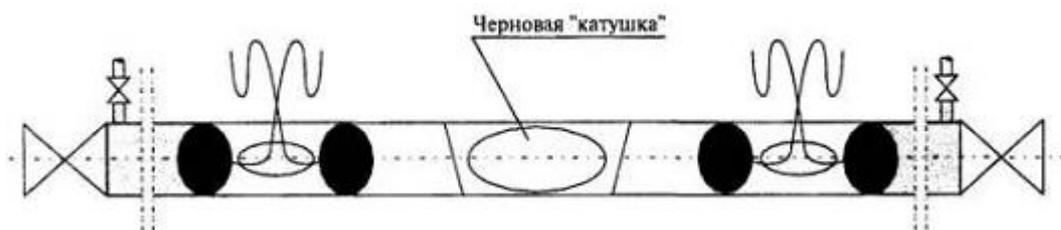


Рис. 36 – Вырезка черновой «катушки»

д) Выполнение сварочно-монтажных работ;

е) Удаление ВГУ:

– выпустить воздух из ВГУ в соответствии с требованиями инструкции по их эксплуатации;

– извлечь ВГУ через технологическое отверстие.

ж) Герметизация (заварка) технологических отверстий.

Технологические отверстия вырезаются ручным способом с помощью газо-кислородной резки, с применением специальной оснастки. Резка проводится под давлением в газопроводе газа (100...500 Па), при стабилизации давления в газопроводе.

При вырезке отверстий линию реза замазывают мокрой глиной для гашения образовавшегося пламени.

Следует прекратить огневые работы при снижении ниже 100 Па и повышении выше 500 Па избыточного давления в газопроводе, и вывести людей из места работ (траншей и котлованов) на безопасное расстояние.

						Капитальный ремонт линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			55

При восстановлении избыточного давления в газопроводе в пределы 100...500 Па разрешается продолжение проведение огневых работ.

Производятся замеры жидкостными манометрами на месте проведения работ и на отключающих устройствах (запорной арматуре) перед выполнением огневых работ.

Перед выполнением огневых работ отключенный участок газопровода продувается газом или азотом с целью вытеснению взрывоопасной смеси на разрушенном газопроводе с обеих сторон.

Выполнение сварочно-монтажных работ на газопроводе проводят после установки ВГУ и установлении загазованности воздуха в котловане, траншее ниже 20 % от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ).

При ремонте газопровода ВГУ располагают в трубопроводе от места работ на расстоянии 8–10 метров. При невозможности соблюдения расстояний устанавливают ВГУ на меньшем расстоянии с дополнительной защитными средствами (щиты, асботканевые перегородки).

В ремонтируемый газопровод помещается герметизирующее устройство ВГУ которое наполняется воздухом или инертным газом до установленного давления указанном в паспорте устройства и плотного прилегания к стенкам трубы. Оборудованием для наполнения (ВГУ) служат: компрессорная установка – наполнение воздухом, газобаллонное оборудование – наполнение инертным газом (азот), согласно главе 11 инструкции [13].

Осуществляется постоянный контроль за показаниями давления в ВГУ по манометрам и его состоянием с занесением значений давлений в журнал.

Ответственный за проведение огневых работ проводит порядок занесения в журнал значений. При снижении давления в ВГУ огневые работы прекращаются, и восстанавливаются показания устройства, в случае нарушении герметичности ВГУ и выхода из строя следует заменить ВГУ.

С помощью специального щупа через технологическое отверстие проверяют наличие конденсата в газопроводе.

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

В случае наличия газоконденсата в газопроводе производят его удаление из полости трубопровода с соблюдением правил из [14].

Проведение ремонтных работ на магистральном газопроводе реализуются способом – замены труб ремонтируемого газопровода путём демонтажа заменяемого и укладки нового газопровода в существующую траншею.

Последовательность технологии и способы проведения ремонтных работ, связанных с разъединением газопровода, количеством ВГУ, технологических отверстий определяется планом проведения работ.

Извлечение из траншеи трубопровода магистрального газопровода проводят после его разъединения путём вырезки катушки. Для извлечения трубопровода из траншеи применяют грузоподъёмные механизмы (трубоукладчики). Укладку заменяемого магистрального газопровода производят на бровке траншеи с последующей очисткой. Следующий этап демонтажных работ на магистральном газопроводе это разрезание трубопровода на отдельные секции (трубы), плети и последующей их вывозкой на организованные площадки складирования. Для разрезания вынимаемого трубопровода применяется газорезательная машина типа «Отбита БМ» (рис. 37).

Газорезательная машина Орбита-БМ предназначена для автоматизированной кислородной резки стальных труб в полевых условиях. Тележка с расположенным на ней ведущим механизмом служит для перемещения штанги с резаком по окружности перпендикулярно оси трубы.



Рис. 37 – Газорезательная машина «Орбита-БМ»

					Капитальный ремонт линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Технические характеристики газорезательной машины «Орбита-БМ» представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики машины «Орбита-БМ»

Наименование параметра	Ед. измерения
Диаметры разрезаемых труб мм	530...1420
Толщина стенок мм	5...75
Несовпадение начала и конца реза мм	1
Рабочее давление газов перед резаком Мпа:	
– кислорода	1,2
– ацетилена	0,08
Масса кг	33,5

Движение тележки осуществляется с помощью ручного привода или с помощью электрического привода, звездочки и приводной цепи по стальной ленте-бандажу. Цепь звеньевая и может набираться до требуемой длины в зависимости от диаметра разрезаемой трубы.

Для производства погрузо-разгрузочных работ применяются автомобильные краны типа КС на шасси КАМАЗ, УРАЛ, для вывоза демонтированных труб – автомашин: трубовозы, плетевозы марок (ПВ–95; ПВ–96).

4.6. Проведение сварочно-монтажных работ

Проведение ремонтных работ на магистральном газопроводе осуществляются по методу II правил [7] – метод замены участка старого газопровода на участок трубопровода из секций новых труб. Укладка производится с бермы траншеи вновь сваренного трубопровода.

Сварочно-монтажные работы выполняются согласно правилам изложенных в [7]. Сварка магистрального газопровода выполняется в соответствии с инструкцией [20]. Способ технологии сварочных работ применяется из утверждённых в реестре [17] ОАО «Газпром» согласно [18]. Сварочное оборудование, вспомогательные устройства применяются зарегистрированные в реестре [19], сварочные материалы из [20]. Выполнение сварочных работ разрешено сварщикам прошедших аттестацию в соответствии [22].

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

Сварочное оборудование в трассовых условиях применяется на основе передвижных АДДУ–4001, АДДУ–2 2501, АДД–2 2501В, АДД–4 2501В, АДПР–2 2501В сварочных агрегатов и автономных многопостовых самоходных агрегатов АС 81, АСГ–4, АСТ–4А, АСТ–И4–В отечественного производства согласно [21].

Основные требования сборочно-сварочных работ на линейной части магистрального газопровода.

Перемещать внутренний центратор (ЦВ–107) и ослабевать зажимы наружного центратора разрешается после выполнения операций:

- проварки по всему периметру корневого шва методом STT (STT «Surface Tension Transfer» – это так называемый механизм переноса капли с помощью сил поверхностного натяжения) механизированной сварки в среде защитных газов.

- прохода слоя корневого шва ручной дуговой сваркой РДС;

- проварки корневого шва автоматической сваркой в среде защитных газов.

Наружный центратор (ЦЗН-1020 (ЦЗН-1021)) запрещается снимать до проварки слоя корневого шва в отношении 60 %. Расположение прихваток должно располагаться по всему периметру стыка равномерно. Все сварные стыки обрабатываются механическим способом.

Расположение сварного участка трубы на инвентарных опорах осуществляются после:

- автоматической сварки корневого шва в среде защитных газов методом STT;

- проварка слоя корневого шва и горячего прохода автоматической сваркой проволокой сплошного сечения в среде защитных газов;

- проварка слоя корневого шва и горячего прохода РДС.

4.7. Контроль качества сварных соединений

Контролирование качества сварных соединений газопроводов следует производить методами неразрушающего контроля предусмотренных в [23].

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для выполнения контроля привлекаются лаборатории неразрушающего контроля, аттестованные в соответствии с требованиями [24]. Специалисты по неразрушающему контролю аттестованы в соответствии с [25]. Заключение о качестве сварных соединений имеют право выдавать специалисты II или III уровня [21].

На первом этапе сварные соединения при строительстве, ремонте магистральных газопроводов обязательно подвергаются визуальному и измерительному контролю.

На втором этапе контроля сварных соединений магистральных газопроводов основным физическим методом является радиографический контроль.

На третьем этапе в случае необходимости проводится дополнительный физический метод контроля качества сварных соединений, которым является ультразвуковой контроль.

4.8. Изоляционно-укладочные работы

4.8.1. Изоляция швов сварных соединений магистральных газопроводов термоусаживающимися манжетами

Проведение изоляционных работ на магистральных газопроводах выполняются согласно пункту 10.3 правил [26]. Метод изоляции стыков сварных соединений производится в последовательности указанной в [27]. Технология выполнения изоляции швов сварных соединений термоусаживающимися манжетами в трассовых условиях производится согласно [32], и включает следующие технологические операции:

- подогревание и сушка стыка газопровода;
- по очищению сварного стыка пескоструйной установкой или щеточным инструментом;
- подготовка термоусаживающихся манжет;
- прогрев поверхности трубы перед изоляцией;
- монтаж манжеты.

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

Изоляция швов сварных соединений газопровода производится только ручным способом. При изоляции стыков сварных соединений в трассовых условиях применяют те же материалы, какими изолированы трубы в заводских условиях. Производство изоляционных работ не допускается при:

- ненастных погодных условиях (выпадении осадков – дождь, снег);
- температуре окружающего воздуха ниже минус 25 °С.

Изоляция швов сварных соединений трубопровода производится термоусаживающимися муфтами или манжетами, изготовленными из полиэтиленовой основы со слоем термоплавкого клея на внутренней стороне.

В таблице 10 приведены в сравнительные технические характеристики термоусаживающихся манжет марок: Терма СТПМ, ТермоРад МСТ, ТИАЛ-МГП отечественных производителей.

Таблица 10 – Технические характеристики термоусаживающихся манжет

Наименование характеристики	Манжета Терма СТПМ	Манжета ТермоРад МСТ	Манжета ТИАЛ-МГП
Адгезия ленты к праймированной стали и полиэтиленовому покрытию при (20 ±5)°С, не менее Н/см ширины	35 (50)*	70	при температуре (23±2)°С 70
Относительное удлинение при разрыве ленты-основы в продольном направлении, %, не менее	200	200	200
Степень усадки в продольном направлении, % не менее (не более)	15 (30)	20 (30)	25±5
Адгезия ленты к праймированной стали после 1000 ч выдержки в воде, Н/см ширины, не менее, при температурах (20, 40, 60)°С, для труб, диаметром: до Ø 820 мм вкл. (свыше Ø 820 мм)	3,0 (3,5)	–	–
Адгезия ленты к праймированной стали после 1000 ч выдержки в воде, при тем-ре 60 С, Н/см ширины, не менее	–	50	При тем-ре (23±2)°С, Н/см, не менее 50
Прочность покрытия при ударе, Дж не менее: при температурах испытаний от минус (40 ±3)°С до плюс (40±3)°С для трубопроводов, диаметром свыше Ø 820 мм	4	–	10
Прочность покрытия при ударе, Дж, не менее			
– при температуре минус (30±3)°С	–	8	–
– при температуре (20±3)°С		4	
– при температуре (50±3)°С		2	

При изоляции швов сварных соединений магистральных газопроводов применяется манжета термоусаживающаяся «ТИАЛ-МГП» утверждённая в перечне [28].

Контроль качества за показателями изоляционного покрытия (толщины, адгезии) проводится на всех этапах изоляционных работ на магистральном газопроводе.

4.8.2. Соединение технологического разрыва магистрального газопровода

Существуют два метода технологического соединения участка ремонтируемого магистрального газопровода с трубой в соответствии [33]:

- метод стыковых соединений захлёстов;
- метод прямых вставок (катушек).

Соединение технологического разрыва магистрального газопровода методами стыковых сварных соединений захлёстов и прямых вставок (катушек) необходимо выполнять с помощью наружных центраторов.

Существует несколько способов соединения технологического разрыва магистрального газопровода – методов стыковых сварных соединений захлёстов и прямых вставок (катушек):

а) способ 1 – концы газопровода свободно находятся на дне траншеи и свободно перемещаются во все стороны;

б) способ 2 – один конец газопровода неподвижен, другой перемещается во все стороны;

в) – когда концы обоих газопроводов неподвижны, но оси соединяемых труб находятся в пределах отвечающим условиям технологии сборки пункта 10.1 инструкции [33].

Подготовительные, сварочно-сборочные этапы по монтажу методом захлёстного соединения газопровода проводятся в последовательности:

- уложить трубу на опоры для подготовки под сварку;
- вывесить трубоукладчиком ввариваемую плеть и произвести разметку реза с помощью шаблона для обеспечения точности;

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

- обрезка и подготовка стыка свариваемого трубопровода;
- соединение труб вывешенных на трубоукладчиках;
- регулирование зазора, установка наружного центратора;
- подогрев свариваемых кромок, сварка корневого шва с учётом требований в пункте 10.2.31 инструкции [33] и заполняющих и облицовочного слоев швов.

Второй способ: подготовка стыков труб, сварке прямых вставок-катушек проводится в последовательности:

- проводятся замеры толщин свариваемых труб, выбор соответствующего размера катушки;
- подготовка катушки с разделкой кромок и длиной не менее одного диаметра;
- освободить неподвижный конец трубопровода для перемещений плети при соединении захлестного соединения;
- выставить трубоукладчиками плеть, установить на опору, состыковать катушку с трубопроводом;
- подогрев свариваемых кромок;
- произвести сборку с применением наружного центратора и необходимом зазоре;
- произвести сварку корневого шва с равномерным распределением по периметру шва. Освобождение наружного центратора выполняются с учётом требований 10.2.31 инструкции [33]. После сварки корневого шва и последующих швы зачищаются инструментом с абразивными кругами.
- трубоукладчиком выставляют плеть с приваренной катушкой и размечают на ней место реза;
- выполнение газовой резки и подготовка кромок;
- выставить трубоукладчиком свариваемую плеть с трубопроводом, произвести сборку и сварку трубопровода.

Третий способ: монтаж и сварка захлестного соединения при неподвижном положении обоих концов трубопровода проводят в последовательности:

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

- проверка совпадения осей свариваемых участков газопровода;
- подготовка приямка для безопасных сварочных работ;
- замерить размеры толщин свариваемых трубопроводов, подготовить соответствующую по размерам катушку-вставку;
- изготовить катушку-вставку по необходимым параметрам;
- с помощью трубоукладчика установить вставку-катушку на место технологического разрыва газопровода и выставить зазоры;
- выполнить одновременно сварку обоих захлестных соединений.

Оставляя не законченными сварные швы прямых вставок-катушек, захлестных соединений недопустимо.

Укладку подземного магистрального газопровода производят в соответствии с правилами, установленными в [32]. Методы укладки магистрального газопровода в траншею осуществляют согласно проекту производства работ (ППР). Существуют следующие способы укладки:

- способ с приподнятием над монтажной полосой, поперечным надвиганием на траншею и опусканием на ее дно плетей, сваренных из труб с заводской или базовой изоляцией (при предварительной изоляции сварных стыков);
- предварительным приподнятием над монтажной полосой с последующим поперечным надвиганием в проектный створ и опусканием на дно траншеи трубных плетей с одновременной их очисткой и изоляцией механизированными методами (совмещенный способ производства изоляционно-укладочных работ);
- теми же приемами, что и в предыдущем случае, но без очистки и изоляции, которые выполняются на трассе заблаговременно (раздельный способ производства работ по очистке, изоляции и укладке газопровода);
- продольным протаскиванием с монтажной площадки заранее подготовленной (включая нанесение изоляции, футеровки, балластировки) длинномерной плети непосредственно по дну обводненной траншеи;
- продольным протаскиванием циклично по дну траншеи плети, наращиваемой из отдельных труб или секций на монтажной площадке;

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

– продольным перемещением с береговой монтажной площадки трубной плети на плаву по мере ее наращивания (включая сварку, контроль качества кольцевых швов, очистку и изоляцию стыков);

– теми же приемами, но без предварительной балластировки и без применения понтонов (поплавков); в этом случае погружение плети на дно траншеи осуществляется за счет навески на плавающий газопровод балластирующих устройств специальной конструкции;

– заглублением в грунт под действием собственного веса заранее подготовленных плетей за счет принудительного формирования под газопроводом в процессе его укладки щелей в грунте (бестраншейное заглубление);

– опуском с бермы траншеи отдельных труб или плетей в траншею с последующим их наращиванием в нитку в траншее;

– опуском заранее подготовленных плетей, выложенных над проектной осью трассы и опирающихся на временные опоры, которые установлены поперек траншеи;

– опуском плети без применения подъемных машин в траншею, разрабатываемую методом «подкопа».

При выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе применяется способ укладки – когда плеть или секции труб устанавливаются с бровки траншеи на дне и свариваются в общую нитку газопровода.

При ремонте газопроводов в качестве грузоподъемных средств используют трубоукладчики – ТО-12-24Г; ТГ-124; Т-15-30; ТГ-126; Т-35-60; ТГ-32; Komatsu-D85C; Cat-572G; Komatsu-D155C; ТБ – 4 , ТГ – 503 (рис. 38).

Трубоукладчиком называется самоходная грузоподъемная машина, способная перемещаться с грузом на крюке и служащая для подъема и укладки трубопровода в траншею, а также для выполнения различных грузоподъемных и монтажных работ (погрузка и разгрузка труб и плетей, центровка труб при сварке и пр.) [34].

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

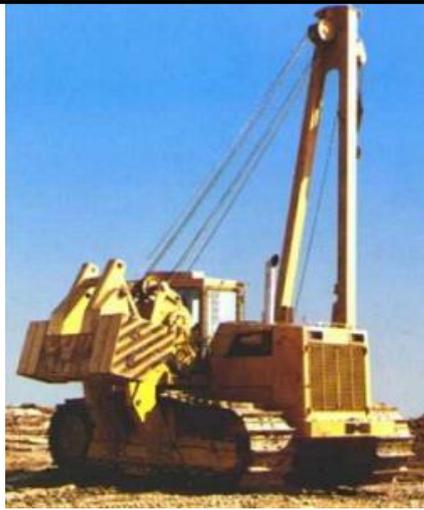


Рис. 38 – Трубоукладчик ТГ – 503

Грузозахватными приспособлениями служат при укладке трубопровода в траншею способом перехвата или переезда. При непрерывном методе укладки трубопровода применяются катковые подвески, троллейные подвески типа ТПА-1021, ТПП-1021 М, а для цикличной применяются – мягкие монтажные полотенца типа ПМ 1020.

Выполнение укладки изолированной плети трубопровода может производиться непрерывным методом. На рисунке 39 представлена расстановка машин при непрерывном методе укладки в траншею.

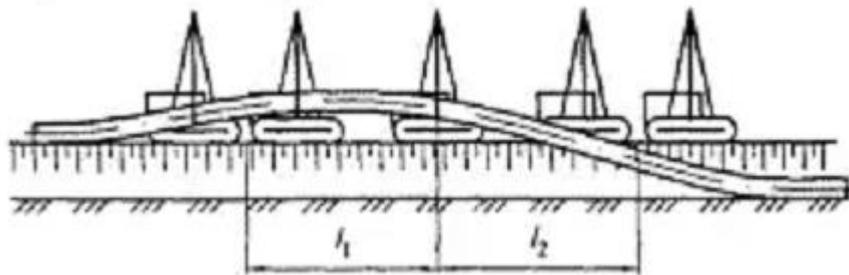


Рис. 39 – Схема расстановки трубоукладчиков при непрерывной укладке

В таблице 11 указаны расстояния между трубоукладчиками при непрерывной укладке с бермы траншеи магистрального газопровода.

Таблица 11 – Условное расстояние между трубоукладчиками

Условный диаметр газопровода, мм	Количество трубоукладчиков	Расстояние между трубоукладчиками (грузоподъемными средствами), м	
		l_1	l_2
1000	5	24...32	17...25

На расстоянии 0,5 м от края траншеи располагаются сваренные и изолированные плети для укладки в траншею.

Для предотвращения от повреждения труб и плетей металлические части трубоукладчиков оборудуются прокладками из эластичного материала.

Ведётся постоянный контроль за состоянием изоляции трубопровода при проведении укладочных работ, а также устранение дефектов в случаи их обнаружения.

Укладку газопровода производят одним из следующих способов:

– способ 1-й – подготовленную к укладке плеть поднимают несколькими трубоукладчиками и перемещают в направлении траншеи с опусканием на дно в необходимое положение;

– способ 2-й – трубоукладчиками приподнимают плеть для изоляции неизолированных стыков с последующим перемещением к траншеи и укладки на дно в необходимом проектом положении.

Данный способ укладки трубопровода осуществляется циклично с необходимым интервалом времени для изоляции стыков.

При циклической укладке (методом «перехвата» или «переезда») в колонне находится дополнительно один трубоукладчик, обеспечивающий поочередную подмену тех, которые перемещаются без нагрузки к новой рабочей позиции [32].

При циклическом методе укладки газопровода в траншею схема расстановки трубоукладчиков (рис. 40) (без учета подменяющего трубоукладчика) в колонне трубоукладчиков равномерная, т.е. все расстояния (l) между точками подвеса газопровода одинаковые, эти расстояния приведены в таблице 12.

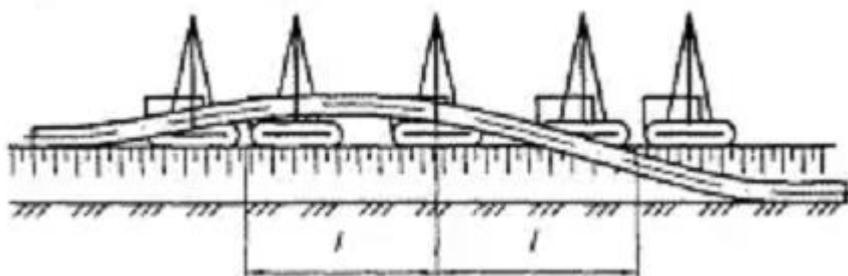


Рис. 40 – Схема расстановки трубоукладчиков при циклическом методе укладки

						Капитальный ремонт линейной части	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			67

Таблица 12 – Расстояние между трубоукладчиками при циклическом методе укладки

Условный диаметр газопровода, мм	Количество трубоукладчиков (грузоподъемных средств), одновременно поддерживающих плеть	Расстояние между трубоукладчиками (грузоподъемными средствами) l , м
1000...1200	5	28...38

Засыпка траншеи от ремонтируемого газопровода производится согласно [11]. Для предохранения изоляционного покрытия трубопровода, уложенного в траншею, засыпка производится разрыхленным грунтом. Если грунт засыпки на бруствере замерз, то целесообразно делать присыпку уложенного трубопровода на высоту не менее 0,2 м от верха трубы привозным мягким талым или разрыхленным механическим способом.

Перед началом работ по засыпке трубопровода в любых грунтах необходимо:

- проверить соответствие положения трубопровода проектному;
- обеспечить сохранение изоляционного покрытия трубопровода;
- на месте работ обеспечить приём доставленных землеройных машин;
- оформить посменное разрешение на засыпку траншеи с трубопроводом;

– выдать наряд-задание на проведение земляных работ машинисту бульдозера либо траншеезасыпателя (или оператору одноковшового экскаватора, при выполнении работ по засыпке экскаватором).

Трубопровод в обычных условиях засыпается по средством бульдозеров или траншеезасыпателями роторного типа.

Методы засыпки газопровода бульдозерами.

Засыпку трубопровода бульдозерами выполняют:

- прямолинейными;
- косопоперечными параллельными;
- косопоперечными и комбинированными проходами.

В стесненных условиях строительной полосы, а также в местах с уменьшенной полосой отвода работы выполняются косопоперечными

параллельными и косоперекрестными проходами бульдозером или роторным траншеезасыпателем.

При наличии горизонтальных кривых на трубопроводе вначале засыпается криволинейный участок, а затем остальная часть. При этом засыпку криволинейного участка начинают с его середины, двигаясь поочередно к его концам.

На участках местности с вертикальными кривыми трубопровода (в оврагах, балках, на холмах и т.п.) засыпку производят сверху вниз.

При больших объемах засыпки траншеезасыпатели целесообразно использовать в комплексе с бульдозерами. При этом вначале засыпку выполняют траншеезасыпателем, который при первом проходе имеет максимальную производительность, а затем оставшуюся часть отвала сдвигают в траншею бульдозерами.

После засыпки на нерекультивируемых землях над трубопроводом устраивают валик грунта в виде правильной призмы. Высота валика должна совпадать с величиной возможной осадки грунта в траншее [11].

4.8.3 Испытание отремонтированного участка

Очистка, испытание отремонтированного участка газопровода производится согласно правилам [7], последовательность и технология проведения работ в соответствии с [26].

Очистка полости трубопроводов должна выполняться одним из следующих способов:

- продувкой с пропуском очистных поршней (скребков) или поршней-разделителей;
- продувкой без пропуска очистных поршней;
- промывкой с пропуском очистных поршней (скребков) или поршней-разделителей.

Поршни-разделители должны пропускаться под давлением сжатого воздуха (или природного газа) со скоростью не более 10 км/ч по участкам протяженностью не более 10 км. После пропуска поршней-разделителей

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

окончательное удаление загрязнений должно быть выполнено продувкой без пропуска очистных устройств путем создания в трубопроводе скоростных потоков воздуха (или газа).

Промывка с пропуском очистных поршней или поршней-разделителей должна производиться на трубопроводах, испытание которых предусмотрено в проекте гидравлическим способом. Соответствующие участки трубопровода должны быть оснащены постоянными или временными камерами пуска и приема СОД в соответствии с проектом.

При промывке трубопроводов перед очистным поршнем или поршнем-разделителем должна быть залита вода в количестве 10–15% объема полости очищаемого участка трубопровода. Скорость перемещения очистных поршней или поршней-разделителей при промывке должна быть не менее 0,2 м/с.

Очистка полости трубопровода считается выполненной при следующих условиях:

- все запасованные очистные устройства "пришли" в камеру приема;
- последнее очистное устройство "пришло" неразрушенным (без повреждений);
- скорость движения очистных устройств составляла не менее 0,72 км/ч (0,2 м/с);
- после очистных устройств вода выходит без примеси грунта (глины, песка, торфа).

4.8.4. Испытание газопровода на прочность

Испытание трубопроводов на прочность и проверка на герметичность должны проводиться гидравлическим (водой, незамерзающей жидкостью) и пневматическим (воздухом, природным газом) способами для газопроводов согласно правилам [26]. Применяемое оборудование указано в [35].

Давление ($P_{исп}$) при пневматическом испытании на прочность газопровода в целом должно быть равно давлению $1,1 P_{раб}$. Подъем давления в газопроводе до испытательного давления ($P_{исп}$) должен вестись через

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

полностью открытые краны байпасных линий при закрытых линейных кранах.

Подъем давления должен производиться плавно (не более 0,3 МПа в час) с осмотром трассы при давлении, равном 0,3 испытательного, но не выше 2 МПа. На время осмотра подъем давления должен быть прекращен. Дальнейший подъем давления до испытательного должен проводиться без остановок. Под испытательным давлением трубопровод должен находиться при открытых кранах байпасных линий и закрытых линейных кранах. После снижения давления до рабочего должны быть закрыты краны байпасных линий и произведен осмотр трассы, наблюдения и замеры давления в течение не менее 12 ч.

Для пневматического испытания, очистки, удаления воды на магистральных газопроводах применяют следующее оборудование представленное в таблице 13.

Таблица 13 – Оборудование для пневматического испытания

Марка компрессорных установок	Производительность, м ³ /мин	Давление нагнетания, МПа	База	Привод от двигателя	Мощность двигателя, л.с.	Размеры, м	Масса, т
Компрессорные установки низкого давления							
АМС-4	57,5-70,3	1,0-2,0	Тележка на пневмоколесном ходу	–	700	13,83*3,25*3,45	52
ЗИФ-55	5,0	0,7		ЗИЛ – 121	98	3,45x1,82x1,77	2,75
Компрессорные установки высокого давления							
АМС-2	57,5-70,8	1,0-10,0	Тележка на пневмоколесном ходу	–	770	11,32x3,25x3,45	38,7
СД-9/101	9,0	10	Автомобиль КРАЗ-257Б1	2Д12Б или В2-500С3	203	10,3x3,02x3,7	21,5

При пневматическом испытании трубопровода на прочность допускается снижение давления на 1% за 12 ч.

При заполнении трубопроводов водой для гидравлического способа испытания из испытываемого участка должен быть полностью удален воздух поршнями-разделителями или через воздухопропускные краны, устанавливаемые в местах возможного скопления воздуха.

Критерием полноты удаления воздуха из трубопровода при заполнении водой является появление непрерывной струи воды, выходящей из вантузов, устанавливаемых по трассе трубопровода для эксплуатации, водопропускных кранов и на временных камерах запуска и приема очистных устройств.

Используемое оборудование при заполнении трубопроводов водой для гидравлического способа испытания и их технические характеристики представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики агрегатов

Марка агрегата	Марка насоса	Производительность агрегата, м ³ /ч	Напор при, наполнении, м вод. ст.	Давление при опрессовке, МПа	Мощность, двигателя, л.с.	Масса, т
Наполнительные агрегаты						
АН 261	ЦНС 300-180	260	155	–	300	8,4
АН 501	ЦН 400x210	480	158	–	500	8,3
Опресовочные агрегаты						
АО 161	9МГр-73	22,6	–	13	130	8,0
Азинмаш-32	1НП-160	12...51	–	16...4	100	15,1

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным в пределах точности измерительных средств (манометр класса точности не ниже I с предельной шкалой на давление около 4/3 испытательного), а при проверке на герметичность не были обнаружены утечки.

После испытания участка трубопровода гидравлическим способом на прочность и проверки на герметичность из него должна быть полностью удалена вода (при выходе первого сухого поршня допускается увеличение его массы за счет насыщения влагой не более чем на 10% первоначальной).

4.8.5. Испытание газопровода на герметичность

Проверка на герметичность участков всех категорий трубопроводов должна проводиться после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего, принятого по проекту.

Осмотр трассы с целью проверки трубопровода на герметичность следует производить только после снижения испытательного давления до рабочего.

Полное удаление воды из трубопроводов должно производиться пропуском не менее двух (основного и контрольного) поршней-разделителей под давлением сжатого воздуха или в исключительных случаях природного газа.

Скорость движения поршней-разделителей при удалении воды из газопроводов должна быть в пределах от 3 до 10 км/ч.

Результаты удаления воды из трубопровода следует считать удовлетворительными, если впереди контрольного поршня-разделителя нет воды, и он вышел из трубопровода неразрушенным. В противном случае пропуски контрольных поршней-разделителей по трубопроводу необходимо повторить.

По завершении стравливания воздуха и выдержки участка газопровода в течение 12 ч устанавливают контроль температуры точки росы (ТТР) воздуха. Если ТТР, замеренная после выдержки, равна минус 20°C или (минус 30 °С – для участков линейной части магистральных газопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах ММГ) и глубже (при атмосферном давлении), то осушку участка газопровода не проводят, а заполняют его азотом.

Если результаты испытаний не отвечают установленным требованиям, необходимо устранить все выявленные нарушения и после этого произвести испытания повторно [26].

					<i>Капитальный ремонт линейной части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

5 Технологический расчет магистрального газопровода

5.1. Основные данные рассчитываемого магистрального газопровода

Для строительства газопровода выбираем трубы с наружным диаметром 1020 мм. ТУ 14-3-1573-96 «Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530...1020 мм с толщиной стенки до 32 мм, для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» с рабочим давлением 5,4...7,4 МПа в северном и обычном исполнении, марка стали – 17Г1С, 17Г1С-У, класс прочности – К52, К55, К60. В соответствии с выбранным наружным диаметром принимаем рабочее (избыточное) давление в газопроводе $P = 5,4$ МПа. Средняя температура грунта на глубине заложения оси газопровода составляет $T_o=255$ К, средняя температура воздуха $T_{возд} = 282$ К, газопровод прокладывается в смешанных грунтах $K_{cp}=1$ Вт/(м²·К) со следующими характеристиками: временное сопротивление разрыву $\sigma_b = 510$ МПа; предел текучести $\sigma_T = 350$ МПа; коэффициент надежности по металлу трубы $K_1=1,4$.

Исходные данные:

Протяженность газопровода $L_{общ} = 720$ км;

Наружный диаметр $D_H = 1020$ мм;

Тип прокладки – подземная;

Объем транспортируемого газа $Q_r = 19$ млрд. м³/год;

Температура окружающей среды $t_0 = 23$ °С=296 К;

Температура воздуха $t_b = 30$ °С = 303 К.

1) Расчет значения расчётного сопротивления металла трубы:

$$R_1 = \frac{\sigma_{сп} \cdot m}{k_1 \cdot k_H}; \text{МПа} \dots\dots\dots(1)$$

«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Кармалыга А.В.		
Руковод.		Шмурыгин В.А.		
Консульт.		Гуляев М.В.		
И.о. зав.каф		Бурков П.В.		
Технологический расчет магистрального газопровода				
		Лит.	Лист	Листов
		74	112	
НИ ТПУ гр. 3-2Б21				

где, $\sigma_{\text{вр}}$ – временное сопротивление стали на разрыв, $\sigma_{\text{в}}=510$ МПа по ТУ 14-3-1573-96

m – коэффициент условий работы, $m=0,9$;

k_1 – коэффициент надежности по материалу, $k_1=1,4$;

k_H – коэффициент надежности по назначению, $k_H=1$.

$$R_1 = \frac{\sigma_{\text{вр}} \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{510 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1} = 327,86 \text{ МПа}$$

2) *Расчёт толщины стенки трубы:*

Рассчитаем предварительную толщину стенки по формуле 2

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

где: ψ_1 – коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб;

n_p – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления, $n_p=1,1$;

p – внутреннее давление в трубопроводе;

D_H – наружный диаметр трубопровода;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы, МПа.

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 5,39 \cdot 1020}{2 \cdot (327,86 \cdot 1,1 \cdot 10^6 + 5,39)} = 9,06 \text{ мм}$$

В соответствии с I категорией газопровода полученное значение толщины стенки трубы $\delta = 9,06$ мм принимаем в сторону увеличения. Стандартную толщину принимаем $\delta = 10$ мм.

Коэффициент $\psi_1 = 1$ при растягивающих продольных осевых напряжениях $\sigma_{\text{прN}} \geq 0$.

При наличии сжимающих напряжений $\sigma_{\text{прN}} < 0$ коэффициент ψ_1 определяется по формуле:

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

Продольные осевые напряжения рассчитаем по формуле:

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

					Технологический расчёт магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

где Δt – расчетный перепад температур;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu=0,3$;

α_t – коэффициент линейного расширения металла, $\alpha_t=1,2 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$;

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

n_t – коэффициент надежности по температуре, $n_t=1$.

3) Расчет внутреннего диаметра газопровода:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta = ? \text{ мм} \dots\dots\dots(5)$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр;

δ – толщина стенки трубы;

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta = 1020 - 2 \cdot 10 = 1000 \text{ мм} .$$

Расчетный перепад температур Δt :

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 327,86}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 39,8^\circ \text{C}; \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 327,86}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 92,84^\circ \text{C}. \quad (7)$$

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

$$\sigma_{\text{пр N}(+)} = -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 39,8 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,39 \cdot 1000}{2 \cdot 10} = -9,5 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{пр N}(-)} = -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (92,84) + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,39 \cdot 0,98}{2 \cdot 0,010} = -142,3 \text{ МПа}.$$

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

$$\psi^1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-9,5|}{327,84} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{|-9,5|}{327,84} \right) = 0,985 .$$

4) Проверка прочности и деформации подземного газопровода

Проверяем прочность газопровода в продольном направлении по условию:

$$|\sigma^{npN}| \leq \psi^2 R_1 . \quad (8)$$

При растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma^{npN} \geq 0$) $\psi^2 = 1,0$ при сжимающих ($\sigma^{npN} < 0$) ψ^2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяется по формуле:

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

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

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta} = \frac{1,1 \cdot 5,39 \cdot 0,98}{2 \cdot 0,01} = 290,5 \text{ МПа} . \quad (10)$$

Находим ψ^2 по формуле (9):

$$\psi^2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{290,5}{327,84} \right)^2} - 0,5 \frac{290,5}{327,84} = 0,198 .$$

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

а) $\sigma^{npN} = -9,5$ МПа,

$$|-9,5| \leq 0,198 \times 327,84 .$$

9,5 < 64,9 – условие выполняется;

б) $\sigma^{npN} = -142,3$ МПа,

$$|-142,3| \leq 1 \times 327,84 ,$$

142,3 < 327,84 – условие выполняется.

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

$$\sigma_{кц}^n = \frac{P \cdot D_{вн}}{2\delta} = \frac{5,39 \cdot 0,98}{2 \cdot 0,01} = 264,11 \text{ МПа} . \quad (11)$$

Проверяем условие:

					Технологический расчёт магистрального газопровода	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\text{кш}}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (12)$$

$$264,11 \leq (0,9/0,9 \cdot 1,1) \cdot 350,$$

264,11 < 330 МПа – условие выполняется.

Находим ψ^3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы:

$$\begin{aligned} \psi^3 &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кш}}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{\text{кш}}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right) = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{264,11}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 330} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{264,11}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 330} \right) = 0,5587 \dots \dots \quad \dots (13) \end{aligned}$$

Определяем значение продольных напряжений $\sigma_{\text{нр}}^H$ по формуле:

$$\sigma_{\text{нр}}^H = \mu \sigma_{\text{кш}}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E D_H}{2 \rho_{\text{мин}}} \quad (14)$$

и проверяем выполнение условия по формуле:

$$| \sigma_{\text{нр}}^H | \leq \psi^3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H. \quad (15)$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси газопровода $\rho_{\text{мин}}$ принимаем из условия прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле:

$$\rho_{\text{мин}} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi^3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H - | \mu \cdot \sigma_{\text{кш}}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t |} \quad (16)$$

При $\psi^3 = 1$ и $\Delta t = 92,84^\circ\text{C}$ по формуле (16):

$$\rho_{\text{мин}} \geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1}{1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 363 - | 0,3 \cdot 264,11 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (92,84) |} = 1137,286 \text{ м}$$

принимаем $\rho_{\text{мин}} = 1137,286 \text{ м}$;

Для отрицательного температурного перепада при $\Delta t = 92,84^\circ\text{C}$ по формуле (14):

					Технологический расчёт магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$а) \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 264,11 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (92,84) + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1}{2 \cdot 1137,286} = -59,7 \text{ МПа};$$

$$б) \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 264,11 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (92,84) - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1}{2 \cdot 1137,286} = -240,834 \text{ МПа}.$$

Проверяем выполнение условия по формуле 15:

$$а) 0,5587 * \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} * 350 = 184,37 \text{ МПа};$$

$$|-59,7| \leq 0,5587 * \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} * 350;$$

59,7 < 184,37 – условие выполняется;

$$б) 1 * \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} * 350 = 330 \text{ МПа};$$

$$|-240,834| \leq 1 * \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} * 350;$$

240,834 < 330 – условие выполняется.

Для положительного температурного перепада при $\Delta t = 39,8^\circ\text{C}$ по формуле 14:

$$а) \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 327,84 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 39,8 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1}{2 \cdot 1137,286} = 90,53 \text{ МПа};$$

$$б) \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 327,84 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 39,8 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1}{2 \cdot 1137,286} = -90,6 \text{ МПа}.$$

Проверяем выполнение условия по 15:

$$а) 1 * \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} * 363 = 330 \text{ МПа};$$

$$90,53 \leq 1 * \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} * 350;$$

90,53 < 330 – условие выполняется;

$$б) 0,5587 * \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} * 350 = 184,37 \text{ МПа};$$

$$|-90,6| \leq 0,5587 * \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} * 350;$$

90,6 < 184,37 – условие выполняется.

Таким образом с учетом всех проверок, принимаем трубу с наружным диаметром 1020 мм и толщиной стенки 10 мм по ТУ 14-3-1573-96 «Трубы

					Технологический расчёт магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

стальные электросварные прямошовные диаметром 530...1020 мм с толщиной стенки до 32 мм, для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» с рабочим давлением 5,4...7,4 МПа в северном и обычном исполнении, марка стали – 17Г1С, 17Г1С-У, класс прочности – К52, К55, К60.

					Технологический расчёт магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Чтобы выбрать наиболее экономически целесообразный вид ремонта трубопровода, расчёт стоимости операций производим без остановки транспорта газа.

6.1. Основные преимущества проведения ремонта трубопровода без остановки транспортировки газа

Существенной особенностью и преимуществом предлагаемой технологии является, а также отсутствие жестких временных ограничений, что позволяет качественно, в полном объеме и соответствии с требованиями нормативных документов проводить ремонтные работы любого уровня сложности.

Также к преимуществам применения предлагаемой технологии относится предотвращение экономических потерь.

Прежде всего, исключаются потери от не поставленного продукта в период выполнения ремонтных работ. Если на время производства работ требуется, владелец трубопровода не может транспортировать и продавать транспортированный продукт.

Также исключаются затраты на опорожнение большого участка магистрального газопровода. Кроме того данная операция требует достаточно большого промежутка времени (в зависимости от протяженности остановленного участка).

На проведение ремонта с остановкой транспортирования перекачиваемого продукта отводится строго определенное время. Для того чтобы сократить время производства работ и уложится в отведенное время, привлекается большое количество персонала и машинной техники.

					«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Кармалыга А.В.				Лит.	Лист
Руковод.		Шмурыгин В.А.					Листов
Консульт.		Глызина Т.С.					81
И.о. зав.каф		Бурков П.В.					112
					НИ ТПУ гр. 3-2Б21		

При проведении ремонта без остановки транспортирования газа, затраты на привлечение дополнительного персонала, оборудования и оплату сверхурочной работы исключаются.

Таким образом, проведение ремонта без остановки транспортировки газа имеет ряд экономических и технологических преимуществ. Далее в данном разделе будет произведен расчет экономического эффекта применения предлагаемой технологии при замене участка трубопровода на магистральном газопроводе.

6.2. Расчет времени на проведение ремонтных работ на участке магистрального газопровода

Определим нормы времени для ремонта трубопровода. Время на проведение мероприятия включает в себя следующие этапы: подготовительные работы, исследование состояния трубопровода, земляные работы, удаление старого трубопровода из траншеи, изготовление нового, монтаж нитки, работы по изоляции стыков, обратная засыпка траншеи.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е 2» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Время на выполнение мероприятий

Операция	Общее время, ч
Разработка грунта одноковшовыми экскаваторами	400
Демонтаж заменяемого трубопровода	500
Сварочные работы: сварка автоматическая в среде углекислого газа	1276
Изоляционные работы	220
Монтаж заменяемого трубопровода	500
Обратная засыпка траншеи	400
Итого:	3296

При проведении расчётов машина/час, применялась методика – «Рекомендации по определению стоимости часовой эксплуатации строительных машин и механизмов», технический расчёт произведён в Microsoft Excel 2010.

Общее время на мероприятие по ремонту магистрального газопровода будет равно 3296 ч.

6.3. Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для машин, оборудования выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов приказ Минфина России от 07.07.2016 г. Расчёты представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость без НДС руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Экскаватор одноковшовый с обратной лопатой Хитачи 240	5500000	14,3	786500	90	2	400	35913
Трубоукладчик Четра 503	1000000	14,3	1430000	163	6	1000	163000
Агрегат сварочный АСТ – 4 А	4600000	14,3	657800	75	3	220	16520
Бульдозер Т-170	2500000	14,3	357500	41	1	400	16400
КАМАЗ 5551	4500000	14,3	643500	74	1	1300	96200
Автокран «Ивановец» 25т.	5500000	14,3	786500	90	1	220	19800
Итого							347833

Расчет показывает, что минимальные затраты на амортизационные отчисления при выполнении ремонтных работ составляют 347833 руб.

6.4. Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия по ремонту трубопровода приведена в таблице 17.

Таблица 17 – Необходимые материалы и оборудование для ремонта без остановки

	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, руб.
1	Труба марка стали – 17Г1С диаметр 1020 ТУ 1104-138100-357-02-96	т	2528	161792000
2	Комплект машины газорезательной «Орбита БМ»	шт.	3	345000
1.	Временное герметизирующее устройство ВГУ	шт.	8	40000
2.	Центратор звенный наружный ЦЗН-1020	шт.	3	28800
3.	Внутренний центратор ВЦ 1020	компл.	3	2515500
4.	Троллейная подвеска рамная ТПП-1020	шт.	3	633000
	Итого			165354300

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ по ремонту трубопровода без остановки составят 165354300 руб.

6.5. Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

– суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Расчёт заработной платы представлен таблице 18.

Таблица 18 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэфф-т 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер УАВР	7	1	250	1300	325000	357500	682500
Монтажник т/т	5	3	180	1300	234000	257400	1474200
Электрогазосварщик	6	3	200	1300	260000	286000	1638000
Крановой		1	110	1300	143000	157300	300300
Механизатор		2	105	1300	136500	150150	573300
Оператор экскаватора		2	105	1300	136500	150150	573300
машинист трубоукладчи		6	105	1300	136500	150150	1719900
Итого		17					6 961 500

Методика расчёта заработной платы по МДС 83-1.99, технический расчёт произведён в Microsoft Excel 2010.

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что минимальные затраты на оплату труда при выполнении работ по ремонту трубопровода составят 6 961 500 руб.

6.6. Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при ремонте трубопровода представлены соответственно в таблице 19.

Таблица 19 – Расчёт страховых взносов при ремонте трубопровода

Показатель	Мастер УАВР	Монтажник т/т	Электро газосварщик	Машинист автокрана	Механизатор	Оператор экскаватора	машинист трубоукладчика
Количество работников	1	3	3	1	2	2	6
ЗП, руб.	682500	1474200	1638000	300300	573300	573300	1719900
ФСС (2,9%)	19792,5	42751,8	47502	8708,7	16625,7	16625,7	49877,1
ФОМС (5,1%)	34807,5	75184,2	83538	15315,3	29238,3	29238,3	87714,9
ПФР (22%)	150150	324324	360360	66066	126126	126126	378378
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	8190	17690,4	19656	3603,6	6879,6	6879,6	20638,8
Всего, руб.	212940	459950,4	511056	93693,6	178869,6	178869,6	536608,8
Общая сумма, руб.	2171988,3						

6.7. Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (ремонта магистрального газопровода с заменой участка трубопровода) без остановки транспорта газа данные представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат без остановки транспорта газа, руб.
Амортизационные отчисления	347833
Затраты на материалы	165354300
Оплата труда	6961500
Страховые взносы	2171988,3
Накладные расходы	34967124,26
Всего затрат:	209802745,56

Методика расчёта накладных расходов по МДС 81- 4.99, технический расчёт произведён в Microsoft Excel 2010.

Из приведённых выше данных следует, что затраты на проведение ремонта с заменой участка трубопровода могут быть значительными, но применяя метод ремонта без остановки транспорта газа, достигается сведение рисков высоких затрат на капитальный ремонт. Продолжительность ремонта составляет четыре календарных месяца.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

7. Социальная ответственность

7.1. Производственная безопасность

7.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при проведение ремонтных работ с заменой участка газопровода

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

Неудовлетворительные климатические условия.

Микроклимат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления.

Так как ремонт газопровода с заменой участка запланирован в летний период года, то возможны перегревания организма. Повышенная температура воздуха рабочей среды характерна также для выполнения сварочных работ.

Профилактика от перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени, введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Повышенный уровень шума.

Источниками шума в полевых условиях являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности объектов (при ведении сварочных работ источниками шума являются механизмы пневмоприводов, вентиляторы, источники питания), используемого транспорта.

					«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кармалыга А.В.			«Социальная ответственность»	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.					88	112
Консульт.		Гуляев М.В.				НИ ТПУ гр. 3-2Б21		
И.о. зав.каф		Бурков П.В.						

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему. Предельно допустимые уровни звука представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБ

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Применяемые мероприятия по снижению шума.

Средства коллективной защиты разрабатываются согласно [41]:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств): глушители звука;
- звукоизолирующие ограждения;
- звукоизолирующие кожухи;
- акустические экраны.

Средства индивидуальной защиты:

- ушные вкладыши;
- противорезиновый шлем;
- шумозащитный костюм;
- наушники.

Вывод: при выполнении указанных мероприятий условия труда по шумовому фактору соответствуют допустимому (кл. 2), согласно [55].

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

При опорожнении газопровода происходит выброс газа которыми приходится дышать рабочему.

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК), для предельных алифатических углеводородов C₂-C₁₀ (в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны, которые составляют 300 мг/м³ – среднесменная, 900 мг/м³ – максимальная разовая (ПДК метана – 7000 мг/м³) [7]. При проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК). За величину предельно допустимой взрывобезопасной концентрации паров и газов при работе с применением огня и искрящего инструмента принимается концентрация, которая не превышает 5% величины нижнего предела воспламенения в воздухе при отсутствии в рассматриваемом аппарате конденсированной фазы (жидкости).

В качестве коллективного средства защиты используются вентиляционные установки.

В качестве индивидуальных средств защиты применяют респираторы и марлевые повязки.

Перед началом работ в приемке переносным газоанализатором сигнализатор горючих газов СГГ-20 Микро предназначенный для измерения до взрывоопасных концентраций многокомпонентных воздушных смесей горючих газов и паров и выдачи светового и звукового сигналов при достижении пороговых значений проверяется уровень загазованности воздушной среды.

Вывод: применение средств защиты, проведение мониторинга загазованности воздуха, условия труда соответствуют (кл. 2) [55].

									«Социальная ответственность»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						90

Неудовлетворительное освещение рабочей зоны.

Виды освещения:

- рабочее освещение;
- аварийное освещение;
- эвакуационное освещение;
- охранное освещение;
- дежурное освещение.

Системы освещения:

- система общего равномерного освещения;
- система общего локализованного освещения;
- система комбинированного освещения (к общему освещению добавляется местное освещение);
- переносное освещение [52].

Освещённость рабочих поверхностей мест производства работ, расположенных вне зданий, и под навесом, принимается по таблице 22.

Таблица 22 – Характеристика степени освещённости рабочих мест

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещённость в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее $0,05 \times 10^{-2}$	50
X	От $0,5 \times 10^{-2}$ до 1×10^{-2}	30
XI	Св. 1×10^{-2} « 2×10^{-2}	20
XII	« 2×10^{-2} « 5×10^{-2}	10
XIII	« 5×10^{-2} « 10×10^{-2}	5
XIV	« 10×10^{-2}	2

Примечание – при опасности травматизма для работ XI–XIV разрядов освещённость следует принимать по смежному, более высокому разряду [54].

Источником повышенной радиации является излучение сварочной дуги. Интенсивность излучения сварочной дуги в оптическом диапазоне и его спектральный состав зависят от мощности дуги, применяемых сварочных материалов, защитных и плазмообразующих газов. При отсутствии защиты возможно поражение органов зрения (электроофтальмия, катаракта) и кожных покровов (эритемы, ожоги).

Меры защиты от повышенной яркости – необходимо глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром.

Вывод: принятые меры защиты условий труда соответствуют допустимому (кл. 2) согласно [55].

Повышенная напряжённость и тяжесть труда

Физическая нагрузка на верхние конечности возникают при ручном методе сварки, наплавки и резки металлов и зависит от массы и формы электрододержателей, горелок, резаков, гибкости и массы шлангов, проводов, длительности непрерывной работы. В результате перенапряжения могут возникать заболевания нервно-мышечного аппарата плечевого пояса.

Меры для снижения влияния физических нагрузок: необходимо соблюдение режима труда и отдыха, а также использование облегченного рабочего инструмента.

Вывод: при выполнении указанных мероприятий условия труда соответствуют допустимому (кл. 2) согласно [55].

Повреждения в результате контакта с насекомыми

В лесной зоне, где имеются кровососущие насекомые в большом количестве (клещи, комары, мошки), работники должны быть оснащены соответствующими средствами защиты, а так же накомарниками.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита.

Мероприятия, предотвращающие воздействия кровососущих насекомых. Основное профилактическое мероприятие – противэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Также, при проведении ремонтов необходимо:

					«Социальная ответственность»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

- иметь противоэнцефалитную одежду;
- проводить осмотр одежды и тела 3–4 раза в день;
- каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты от клещей: репеллентами и акарицидами (для пропитки одежды и смазывания открытых участков тела).

При заболевании энцефалитом происходит поражение центральной нервной системы [43].

Требуется ежегодно разрабатывать и согласовывать механизмы по профилактике клещевого энцефалита и болезни (Лайма) с местными органами санитарной службы с учетом местных условий предстоящей работы в весенне-летний период, оповещать каждого потенциального работника подверженного угрозе заражения.

Вывод: при выполнении указанных мероприятий условия труда соответствуют допустимому (кл. 2) согласно [55].

4.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при проведение ремонтных работ с заменой участка газопровода

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

Движущиеся машины и механизмы.

В полевых условиях при ремонте трубопровода возможность получения механических травм при работе машин и механизмов (экскаваторов, бульдозеров, автокранов, труборезных машин) высокая. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо строго соблюдать технику безопасности.

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ:

- 1) До начала работ, оформить наряды – допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности;

					«Социальная ответственность»	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2) Провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приёмам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыва и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе;

3) До начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

4) После доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить;

5) Проверить взрывозащитную изоляцию применяемого оборудования.

Необходимо организовать бытовую инфраструктуру жилого городка.

В зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 100 м от места производства работ;

Перед началом работ в приемке переносным газоанализатором СГГ-20 проверить уровень загазованности воздушной среды согласно разделу. При этом, содержание газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам (для предельных алифатических углеводородов C_2-C_{10} (в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны, которые составляют 300 мг/м^3 – среднесменная, 900 мг/м^3 – максимальная разовая (ПДК метана – 7000 мг/м^3), при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК) [44].

1. При сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями;

										«Социальная ответственность»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							94

2. Всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения;

3. Проверить наличие спецодежды, спец. обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.).

Вывод: при выполнении указанных мероприятий от опасных воздействий машин и механизмов условия труда соответствуют допустимому (кл. 2) [55].

Ожоги при проведении сварочных работ

Сварку труб производят ручной электродуговой сваркой. Для ручной электродуговой сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика:

- поражение электрическим током при прикосновении человека к токопроводящим частям электрической цепи;
- ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке;
- взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ;
- травмы механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Для защиты от данного опасного фактора необходимо проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска). Средства защиты рабочих должны соответствовать требованиям [39]. Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители [44].

Поражение электрическим током.

					«Социальная ответственность»	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Применяемое электрооборудование на участке ремонта магистрального газопровода. Автономное электрогенерирующее оборудование, воздушные линии электропередач, распределительные щиты, приборы освещения, сварочное оборудование, провода электрические, электрооборудование.

Класс опасности – зона В-І Г располагается непосредственно в местах повышенного скопления горючих газов, рядом с установками, содержащими опасные вещества. Согласно ПУЭ [46].

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Малое напряжение соответствует менее 25 В согласно [44].

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком незащищенного от земли к токоведущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпус;

- при однофазном (однополюсном) прикосновении незащищенного от земли человека к незащищенным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением в результате нарушения изоляции.

- при повышенной влажности воздуха (более 75 %).

Мероприятия по снижению опасности поражения электрическим током:

1. Коллективная защита:

- применение плакатов и знаков безопасности для предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током;

- изоляция;

- заземление;

- зануление;

- ограждение;

- применение устройств УЗО.

2. Индивидуальная защита:

									«Социальная ответственность»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						96

- применение изолирующих защитных средств;
- использование диэлектрических резиновых ковров;

Организационные мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Вывод: в результате проведенных мероприятий по предупреждению поражения электрическим током человека, данная вероятность мала.

Пожаровзрывобезопасность.

Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении подготовительных и основных работ разрабатываются в соответствии с [46].

Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем, ведение сварочных работ в газоопасной зоне. В траншеях, где происходит непосредственно ремонт, может скапливаться газ, что чревато возникновением взрыва.

Организационные и технические меры по обеспечению пожарной безопасности при производстве работ включают в себя:

1) Работы при замене дефектных участков на объектах магистральных газопроводов должны выполняться с соблюдением [51].

2) В соответствии с положением, о разграничении ответственности при проведении плановых работ на линейной части магистральных газопроводах [51], ответственность за производство огневых работ возлагается на главного инженера.

3) Все работники, занятые на ремонтных работах на линейной части магистральных газопроводах, должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

4) Непосредственные исполнители огневых работ (электросварщик, газосварщик, газорезчик) должны иметь квалификационное удостоверение на

						«Социальная ответственность»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			97

право выполнения этих работ, удостоверение о проверке знаний по технике безопасности с талоном по пожарной безопасности и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (для электросварщиков в объеме не ниже 2 квалификационной группы).

5) Проведение огневых работ при замене участка газопровода согласно [46].

6) На месте производства работ устанавливается противопожарный режим, определяются места размещения и допустимое количество горючих материалов, порядок проведения огневых работ. Места для курения разрешается устраивать на расстоянии, не ближе 100 м от места производства работ.

7) Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует располагать по отношению к земляным амбарам и ремонтному котловану с наветренной стороны на расстоянии, не ближе 100 м. Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов должны быть оборудованы искрогасителями.

8) Освещение рабочих площадок должно производиться светильниками и прожекторами во взрывозащитном исполнении, для местного освещения необходимо применять светильники во взрывозащищенном исполнении, напряжением не более 12 В.

9) Корпуса передвижных электростанций необходимо заземлить. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом [46]. Технические характеристики работающего оборудования, используемого при ремонтных работах на газопроводах, должны обеспечивать взрывопожаробезопасность технологических процессов.

10) При проведении работ по замене дефектных участков на объектах магистральных газопроводов должно быть обеспечено круглосуточное дежурство пожарного расчета на автоцистерне. Пожарный автомобиль должен быть заполнен водой и пенообразователем,

укомплектован пожарно-техническим вооружением в соответствии с нормами.

11) На месте проведения огневых работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения:

- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2 х 2 – 2 штуки;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 2 шт., или углекислотные ОУ-10 – 2 шт. или огнетушитель ОП-50 – 2 шт.

Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарная автоцистерна устанавливается не ближе 30 м от места производства работ, разворачиваются пожарные рукава;

- лопаты, топоры, ломы, производится опробование качества вырабатываемой пены. Не далее 3 м от края траншеи (котлована) выставляется пожарный пост.

Водитель пожарной автоцистерны (АЦ-40) должен постоянно находиться у пульта управления пожарным насосом и действовать по команде ответственного за производство огневых работ.

12) Герметизирующие устройства в газопроводе должны обеспечивать надежную герметизацию ремонтируемого участка. После герметизации газопровода на ремонтируемом участке ремонтный котлован и поверхность трубопровода должны быть очищены от изоляции и горючих материалов.

13) Перед началом огневых работ необходимо замерить концентрацию газов (паров) в воздухе рабочей зоны для определения возможности ведения работ. В случае превышения концентрации углеводородов в котловане значений предельно-допустимых концентраций газов (паров), огневые работы должны быть немедленно прекращены.

Работы могут быть возобновлены только после выявления или устранения причин загазованности и восстановления нормальной воздушной среды не выше ПДК для метана (7000 мг/м³).

										«Социальная ответственность»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							99

Ответственный за пожарную безопасность объекта обязан обеспечить проверку места проведения огневых работ или других пожароопасных работ в течение 3 ч после их окончания.

14) Отбор и анализ проб воздушной среды осуществляют лица, прошедшие специальную подготовку, сдавшие аттестационный экзамен в присутствии представителя Госгортехнадзора России и получившие допуск на проведение данного вида работ. Обязанности по проведению анализа воздушной среды возлагаются приказом по предприятию, основанием для которого служит протокол экзаменационной комиссии. Лицо, проводящее анализ воздушной среды, должно иметь при себе удостоверение.

15) Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы СГГ-20, предназначенные для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны в весовых (мг/м^3).

16) Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском. Первичный контроль воздушной среды должен проводиться в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ, текущие замеры – в присутствии ответственного лица за проведение огневых работ.

17) Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ с периодичностью указанной в наряде-допуске, но не реже чем через 0,2 часа работы, а также по первому требованию работающих. Так же проводить замеры концентраций газов во внутренней полости ремонтируемого участка трубопровода, через просверленные в верхней образующей на расстоянии 100...150 мм от герметизаторов отверстия $\text{Ø } 8...12$ мм: при сварке стыка после каждого слоя шва, но не реже одного раза в час и после каждого перерыва в работе.

18) Контроль воздушной среды проводится не ранее чем через 15 мин. после открытия отверстия и проветривания.

										«Социальная ответственность»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							100

19) При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

20) Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля воздушной среды.

21) Контроль воздушной среды в траншеях (котлованах) проводится только после очистки траншеи и поверхности трубопровода от остатков газоконденсата и горючих материалов. Воздушная среда должна контролироваться не менее чем в 3-х точках по всей длине траншеи, плюс 1 точка на каждые 10 м увеличения длины траншеи.

22) Точки контроля воздушной среды в траншее должны находиться не выше 0,5 м от дна и как можно ближе к возможным источникам выделения паров и газов или мест их скопления.

23) Результаты анализа газовой воздушной среды сообщаются ответственным лицам и заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды».

24) В случае пропуска газа между стенкой трубы и герметизирующим устройством и (или) появления в воздухе рабочей зоны паров (газов) огневые работы должны быть немедленно прекращены, механизмы заглушены, электроустановки обесточены, остановлены все работы, а работающие выведены из опасной зоны. Загазованная зона должна быть ограничена знаками безопасности с учетом направления ветра и должны быть приняты меры к устранению пропуска газа. Работы могут быть возобновлены после устранения причин загазованности и утечки. При этом содержание паров (газов) в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимую концентрацию (ПДК).

Вывод: при выполнении указанных мероприятий условия труда соответствуют допустимому (кл. 2) [55].

					«Социальная ответственность»	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2. Экологическая безопасность

Чрезвычайные ситуации на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации.

Обеспечение экологической безопасности является неотъемлемым условием деятельности системы трубопроводного транспорта газа. Основные принципы процесса транспортировки нефти осуществляются в соответствии с принятыми международными и национальными требованиями в области экологической безопасности:

- обеспечение охраны окружающей природной среды путём совершенствования управления природоохранной деятельности предприятий;
- рациональное использование природных ресурсов;
- предупреждение чрезвычайных ситуаций и эффективная ликвидация их последствий;
- реализация контроля над выполнением экологических нормативов при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности предприятий газопроводного транспорта;
- мониторинг отдельных компонентов окружающей природной среды в районах размещения объектов предприятия;
- контроль организационных работ по утилизации отходов производства и потребления, минимизация их объемов и снижение токсичности;
- расчет платежей за выбросы и сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов и организация работ по их снижению.

Мероприятия по экологической безопасности включают в себя:

- 1) Сбор смеси конденсата газа с грунтом в случае его разлива;
- 2) Засыпка рабочего приямка с последующей планировкой, созданием ровной поверхности после уплотнения грунта. (После окончания работ в течение всего дня);

					«Социальная ответственность»	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 3) Отвести место для твердых бытовых отходов, замазученного грунта (до начала работ);
- 4) Уборка бытового и строительного мусора, замазученный грунт вывести в накопитель отходов;
- 5) Планировка строительной полосы, территории занятой площадками стоянки техники;
- 6) Произвести зачистку и рекультивацию прилегающей территории.
- 7) Отобрать пробы почвы до начала и после окончания работ;
- 8) Сдать землю землепользователю по акту приема передачи рекультивированных земель (в день окончания срока аренды земли).

Аварии на магистральных трубопроводах были, есть и видимо еще будут. Но есть очевидная истина – аварию легче предотвратить, чем ликвидировать ее последствия.

Закон о промышленной безопасности требует, чтобы были разработаны планы ликвидации аварий на магистральных трубопроводах.

Суммарное распределение причин аварий на магистральных газопроводах по данным Ростехнадзора за 2005–2013 гг. таблица 23.

Таблица 23. Причины аварий на магистральных трубопроводах

№ п/п	Причины возникновения аварий	Процент от общего числа
1	Внутренние и внешние коррозионные повреждения, расслоение металла трубы, трещины усталостного характера	48
2	некачественный монтаж при строительстве	22
3	Внешнее механическое воздействие	15
4	Конструктивные недостатки (брак в изделии)	8
5	Ошибочные действия обслуживающего персонала при эксплуатации	6
6	Износ оборудования	1
7	Воздействие стихийных явлений природного происхождения	1
8	Прочие причины	4

4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайной ситуацией техногенного характера на магистральном газопроводе является авария, связанная с разгерметизацией трубопровода и как следствие неконтролируемый выброс газа с возникновением пожарной ситуации или без.

Организационные мероприятия по производству аварийно-восстановительных работ должны быть произведены в следующей последовательности.

С момента получения сообщения об аварии необходимо действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Организация работ по локализации аварий и инцидентов и ликвидации их последствий на объектах магистрального газопровода.

Для организации работ по локализации аварий, инцидентов и ликвидации их последствий разрабатывают и утверждают ПЛА (приведенный в приложении Ж [45]), издают приказы на проведение аварийно-восстановительных работ.

Персонал филиалов ЭО при авариях и инцидентах на объектах обязан:

- сообщить диспетчеру филиала ЭО сведения о происшествии;
- выполнить действия согласно ПЛА;
- принять меры по локализации места аварии, обеспечению нормальной работы исправного оборудования;
- осуществлять необходимые действия по поддержанию заданного режима работы объектов МГ и подаче газа потребителям.

Определение аварийного участка объекта МГ и его локализацию (отключение от действующих газопроводов, сброс газа) производят диспетчерские службы филиалов эксплуатирующих организаций (ЭО) с применением средств телемеханики или направлением аварийных бригад.

Руководство работами по ликвидации последствий аварии осуществляет назначенное приказом ЭО ответственное лицо (руководитель, технический руководитель, заместитель руководителя Филиала ЭО, представитель ЭО).

					«Социальная ответственность»	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

постов на ТПА, отключающей аварийный участок от действующего газопровода, и выполнения дополнительных мер по предотвращению ошибочной или самопроизвольной ее перестановки.

После завершения аварийно-восстановительных работ ЭО проводит:

- вытеснение газозвушной смеси из восстановленного участка газопровода;
- заполнение и испытание на герметичность восстановленного участка газопровода природным газом;
- пуск объекта в работу;
- снятие постов по распоряжению ответственного руководителя работ по ликвидации последствий аварии [49].

Ликвидация аварии на линейной части магистральных газопроводов должна выполняться силами аварийно-восстановительного пункта с привлечением сил и средств местных органов власти и предприятий, через органы местного самоуправления, штаба ГО и ЧС и МВД в зависимости от тяжести (категории) аварии и возможных последствий для окружающей среды и населения [50].

					«Социальная ответственность»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Заключение

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы проводилось изучение нормативно-технической документации, регламентирующие методы, способы, технологии, последовательность производства ремонтных работ на магистральных газопроводах.

В данной работе освещены виды ремонтных работ проводимых на линейной части магистральных газопроводов. Был рассмотрен вопрос внутритрубного диагностирования линейной части магистрального газопровода с помощью средств внутритрубной инспекцией и выбрано соответствующее очистное и инспекционное оборудование.

Рассмотрены организационно-правовые вопросы по подготовительным работам, земляным и огневым работам на магистральном газопроводе при капитальном ремонте. Освещены методы, и последовательность выполнения работ при капитальном ремонте линейной части магистрального газопровода. Выбрана соответствующая технология выполнения ремонтных работ.

В ходе выполнения работы изучены технические характеристики машин, оборудования и приборов, требуемых и применённых при производстве ремонтных работ.

Проведены расчёты прочностных характеристик ремонтируемого магистрального газопровода, определения напряжённо-деформационных состояний трубы, объём земляных работ.

Также освоены принципы экономических расчётов сопровождения капитального ремонта газопровода с заменой участка: стоимость материалов, оборудования; начисление заработной платы; расчёт налоговых отчислений.

Освещены правила охраны труда, охраны и безопасности при производстве работ, меры по предупреждению опасных факторов.

					«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кармалыга А.В.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин</i>					107	112
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 3-2Б21		
<i>И.о. зав.каф</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Список использованных источников

1. Горная энциклопедия. – М.: Советская энциклопедия. Под редакцией Е. А. Козловского. 1984-1991.
2. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
3. ОСТ 153-39.3-051-2003 «Техническая эксплуатация газораспределительных систем. Основные положения. Газораспределительные сети и газовое оборудование зданий. Резервуарные и баллонные установки».
4. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
5. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.
6. Е.А. Богданов «Основы технической диагностики нефтегазового оборудования» Учебное пособие для вузов – М.: Высшая школа, 2006. – 279 с.: ил.
7. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».
8. СТО Газпром 2-2.3-116-2007 Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением
9. СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
10. СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87.

					<i>«Проведение ремонта с заменой участка газопровода»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кармалыга А.В.</i>			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин</i>					108	112
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 3-2Б21		
<i>И.о. зав.каф</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

11. СП 104-34-96 Свод правил сооружения магистральных газопроводов Свод правил по сооружению линейной части газопроводов Производство земляных работ.

12. Машина для удаления грунта из-под магистрального трубопровода. – Патент на полезную модель № 64312 (заявка № 2006146418) / Л.Н. Киселева, Ю.А. Федотенко // Патент на полезную модель № 64312 от 27 июня 2007 (Бюл. изобр. № 18, 2007).

13. СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».

14. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" (Приказ № 116 от 25.03.2014 г.).

15. «Технология внутритрубной дефектоскопии магистральных газопроводов», авторы: В.А. Канайкин, В.Е. Лоскутов, А.Ф. Матвиенко, Б.В. Патраманский. Научный журнал: Дефектоскопия ISSN: 0130-3082 2007.

16. Диагностика оборудования насосных и компрессорных станций. Авторы Б.Н. Мастобаев, Г.Е. Коробков, Р.М. Каримов, Р.М. Жиганнуров Электронный учебно-методический комплекс 2-ое издание, переработанное. Уфа ФГБОУ ВПО УГНТУ ССП УГНТУ «ИДПО» 2013.

17. Реестр технологий сварки, применяемых при строительстве, реконструкции и ремонте объектов ПАО «Газпром» (сформирован Департаментом ПАО «Газпром» (А.А. Филатов) по состоянию на 28.04.2017г.).

18. СТО Газпром 2-3.5-046-2006 «Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ПАО «Газпром».

19. Реестр сварочного оборудования и оборудования для термической резки (сформирован Департаментом ПАО «Газпром»

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

(А.А.Филатов) по состоянию на 28.04.2017 г.) (для групп опасных технических устройств – НГДО, ГО).

20. Реестр сварочных материалов (сформирован Департаментом ПАО «Газпром» (А.А. Филатов) по состоянию 28.04.2017 г.).

21. СТО Газпром 2-2.2-115-2007 Инструкция по сварке магистральных газопроводов с рабочим давлением до 9,8 МПа включительно.

22. ПБ 03-273-99 Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства.

23. СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов.

24. ПБ 03-372-00 Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля.

25. ПБ 03-440-02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.

26. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* "Магистральные трубопроводы" (СП 86.13330.2012)).

27. СП 106-34-96 Свод правил по сооружению линейной части газопроводов. Укладка газопроводов из труб, изолированных в заводских условиях.

28. Реестр изоляционных материалов и покрытий, разрешенных к применению на объектах ПАО «Газпром» (по состоянию на 20.02.2017).

29. РД 12-411-01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов.

30. ВРД 39-1.10-026-2001 Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов.

31. РД 558-97 Руководящий документ по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

32. СП 42-102-2004 Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб.

33. СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов Часть I.

34. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А Шмурыгин; Томский политехнический университет. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2016. – 376 с.

35. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полос.

36. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

37. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»

38. ГОСТ 12.1.004-91* «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».

39. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

40. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах».

41. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

42. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

43. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

44. ПОТ Р М-026-2003 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций».

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

45. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка».
46. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-03».
47. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-231-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «ГАЗПРОМ», «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов» ОАО «ГАЗПРОМ».
48. Журнал «Инженерная защита», выпуск №11 (ноябрь - декабрь 2015).
49. Порядку [22], ВРД 39-1.2-054-2002 «Инструкция по техническому расследованию и учету аварий и инцидентов на опасных производственных объектах ОАО «Газпром», подконтрольных Госгортехнадзору России».
50. СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».
51. ВРД 39-1.10-006-2000 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов».
52. ВСН 51-1-97. «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов».
53. ВСН 196-83 (Минтрансстрой) Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения основных цехов промышленных предприятий Минтрансстроя.
54. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
55. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ.
56. «Правила устройства электроустановок» ПУЭ издание седьмое.

						Список использованных источников	Лист
							112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			