



**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 «Сооружение и ремонт объектов трубопроводного транспорта»  
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»»

УДК 622.692.2.053-049.32(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Кровяков Д.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ТХНГ	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Социальная ответственность»

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

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
преподаватель кафедры ЭПР	Вазим А.А.	к.х.н, доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

И.О. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Томск - 2017 г.



**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 «Сооружение и ремонт объектов трубопроводного транспорта»  
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
3-2Б31Т	Кровякову Денису Валерьевичу

Тема работы:

«Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»»
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)
---

09.02.2017 №774/с
-------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:
--

15.12.2016
------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>
---------------------------------

Фондовые материалы ООО «Газпром трансгаз Томск»: Технологическая схема участка МГ «Парабель - Кузбасс». Ситуационный план участка. Технический отчёт дефектоскопического контроля. Научно-техническая литература.
--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Условия работы; техническая характеристика МГ; внутритрубная диагностика; анализ существующих технологий; разработка плана производства работ; гидроиспытание трубы для «катушки»; алгоритм расчета толщины стенки «катушки»; мероприятия по безопасному проведению работ; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность; заключение по работе.
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Вазим Андрей Александрович
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.06.2016
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
к.т.н, доцент	Крец В.Г.	Доцент ТХНГ		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Г	Кровяков Денис Валерьевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б31Г	Кровякову Денису Валерьевичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Сооружение и ремонт объектов трубопроводного транспорта

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

1. Затраты по перевозке работников, затраты, связанные с командированием работников, расходы по перебазировке работников, затраты по перебазировке строительной техники.	Расчет затрат при устранении дефектов магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс».
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.

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

1. Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при устранении дефекта по результатам внутритрубной дефектоскопии.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Расходы на уборку снега с трассы трубопровода;</li> <li>2. Расходы на уточнение положения залегания газопровода;</li> <li>3. Расходы на обнаружение газопровода;</li> <li>4. Расходы на разработку растительного слоя грунта;</li> <li>5. Расходы на восстановление растительного слоя грунта;</li> <li>6. Расходы на окончательную планировку растительного грунта на полосе</li> <li>7. Расходы на разработку грунта в траншеях;</li> <li>8. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования;</li> <li>9. Общепроизводственные расходы;</li> <li>10. Прочие производственные расходы.</li> </ol>
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.17
--	----------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б31Т	Кровяков Денис Валерьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

**Студенту:**

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
3-2Б31Т		Кровяков Денис Валерьевич	
<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Сооружение и ремонт объектов трубопроводного транспорта

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

<p>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</p>	<p>Работы проводятся на открытой площадке магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» второй нитки 183 км. Подготовительный этап работы заключался в подготовке к огневым работам для замены участка трубы на магистральном газопроводе. В процессе работ был вскрыт участок газопровода и отремонтирован методом вырезки катушки. Работы проводятся в летнее время, в связи с меньшим разбором природного газа.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p>1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды при выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе «Парабель-Кузбасс» второй нитки 183 км</p>	<p>Вредные факторы: 1.Повышенный уровня шума 2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 3.Неудовлетворительные климатические условия</p>
<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды при выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе «Парабель-Кузбасс» второй нитки 183 км</p>	<p>Опасные факторы: 1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 2.Электротравматизм 3.Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением 4.Пожарная безопасность при проведении огневых работ на трубопроводе</p>

2. Экологическая безопасность	<p>При выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе «Парабель-Кузбасс» второй нитки 183 км воздействие на окружающую среду оказывают производственные процессы.</p> <p>Ремонт трубопровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнение земляных ресурсов;</li> <li>- загрязнение водных ресурсов;</li> <li>- загрязнение атмосферного воздуха;</li> <li>- повреждением почвенно-растительного покрова изъятием земель.</li> </ul>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p>Чрезвычайные ситуации при выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе «Парабель-Кузбасс» второй нитки 183 км могут возникать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- природного характера: <ul style="list-style-type: none"> <li>1. Метеорологические (буря, сильный ветер);</li> <li>2. Геологические (обвал грунта при выполнении земляных работ);</li> <li>3. Гидрометеорологические (сильный дождь (ливень), сильный снегопад, сильный мороз, сильная метель, сильный туман).</li> </ul> </li> <li>- техногенного характера: <ul style="list-style-type: none"> <li>1. Обрыв строп при укладке трубопровода в траншею</li> <li>2. Пожар на трубопроводе при выполнении огневых работ</li> <li>3. Разгерметизация трубопровода в процессе его испытания на прочность и герметичность</li> </ul> </li> </ul> <p>- из-за террористического акта.</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>Сотрудники обязаны проходить первичный и вторичный инструктаж (ГОСТ 12.4.026-76).</p> <p>Сотрудникам должны быть предоставлена спецодежда, СИЗ (ГОСТ 12.4.011-89).</p> <p>Обязателен нормированный рабочий день (ст.94 ФЗ от 30.06.2006 N 90-ФЗ).</p> <p>Производственные машины должны быть в исправном техническом состоянии (ГОСТ 12.2.003-91).</p> <p>Места проведения работ должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной и электробезопасности (ГОСТ 12.1.004-91, СНиП 21-01-97).</p>

**Задание выдал консультант:**

<b><u>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</u></b>				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Кровяков Денис Валерьевич		

## Реферат

Дипломная работа: 114 с., 27 рис., 17 табл., 15 слайдов, 37 источников литературы.

Объект исследования: магистральный газопровод «Парабель-Кузбасс».

Цель работы: устранение дефектов ПОР вырезкой «катушки» на участке линейной части магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» в зоне ответственности Томского ЛПУ Чажемтовской Промышленной Площадки км 183 вторая нитка.

В дипломной работе проводится анализ внутритрубной диагностики магистрального газопровода, разработка плана производства работ по устранению дефекта, технология по вырезке «катушки» и сварочным работам, гидравлический расчет и испытания газопровода.

Представленные в данной работе технико-экономические показатели позволяют с большой точностью определить необходимую сумму необходимых затрат при устранении дефекта.

Актуальностью данной работы является исключение возникновения аварийных ситуаций на магистральном газопроводе.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
Разраб.		Кровяков Д.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					8	114
Консульт.						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
И.о. зав.		Бурков П.В.						

## Содержание

Аннотация .....	11
Введение.....	12
1. Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс».....	14
1.1 Данные о топографии района расположения .....	20
1.2 Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон.....	21
1.3. Характеристика условий работ.....	24
1.4 Транспортная схема .....	24
2. Внутритрубная диагностика .....	27
2.1 Данные о методе обследования, применяемом оборудовании и технологии производства работ по внутритрубной дефектоскопии .....	28
2.2 Данные по обследованному участку .....	33
2.3 Результаты внутритрубной инспекции газопровода «Парабель-Кузбасс» 110-214 км вторая нитка .....	34
2.4 Идентификация аномалий .....	36
2.5 Расчёт допускаемого рабочего давления .....	44
3. Разработка плана производства работ по устранению дефекта ПОР методом вырезки «катушки» км 183 вторая нитка МГ «Парабель–Кузбасс»	46
4. Земляные работы.....	56
5. Вырезка черновой «катушки» и разделка кромок трубы и «катушки».....	59
5.1 Воздушно-плазменная резка .....	60

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Лит.</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.			<i>Лист</i>
<i>Консульт.</i>					<i>Листов</i>
<i>И.о. зав.</i>		Бурков П.В.			9
					114
<i>Содержание</i>					НИИ ТПУ 3-2Б31Т

6. Сварочные работы.....	66
6.1 Техническое задание на разработку технологии сварки катушки .....	67
6.2 Техническое задание на разработку технологии сварки заплаты.....	68
6.3 Разметка «катушки».....	70
6.4 Магнитное дутье при сварке и способы его устранения .....	71
7. Гидравлическое испытание трубы 1020×10 для «катушки» .....	72
8. Расчёт подземного газопровода.....	77
8.1 Расчёт толщины стенки газопровода .....	78
8.2 Проверка прочности и деформации подземного газопровода .....	79
8.3 Проверка общей устойчивости подземного газопровода в продольном направлении .....	81
8.4 Оценка устойчивости упруго изогнутых участков газопровода.....	85
9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	86
10. Социальная ответственность .....	95
Заключение .....	112
Список использованной литературы.....	113

## Аннотация

В работе рассматриваются вопросы, связанные с устранением дефектов ПОР вырезкой «катушки» на участке линейной части магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» в зоне ответственности Томского ЛПУ Чажемтовской Промышленной Площадки км 183 вторая нитка, а именно:

- Проведён анализ внутритрубной диагностики (ВТД) и существующих технологий, техники и организации производства работ по устранению дефектов методом вырезки «катушки»;
- Разработан план производства работ по устранению дефектов методом вырезки «катушки» на км 183 вторая нитка «Парабель-Кузбасс»;
- Проведено гидравлическое испытание трубы 1020x10, из которой будет изготавливаться «катушка»;
- Рассмотрены мероприятия по безопасному проведению работ.

Работы проводятся на основании проведённого дефектоскопического контроля дефектов ПОР. Работы ведутся на территории действующего участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс». Рассмотрены основные меры обеспечения безопасности и охраны труда, промышленной безопасности при проведении ремонта.

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Аннотация</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					11	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

## Введение

Трубопроводы проектируются, строятся и испытываются в соответствии с жесткими стандартами, строительными нормами и правилами. Для обеспечения безопасности и надежности поставок транспортируемого продукта чрезвычайно важно сохранить в процессе эксплуатации требуемые характеристики и показатели.

Протяженность магистральных трубопроводов России составляет 218,9 тыс. км, в том числе газопроводов - 151 тыс. км, нефтепроводов - 48,6 тыс. км, нефтепродуктопроводов - 19,3 тыс. км. Транспортировка продукции топливно-энергетического комплекса трубопроводным транспортом составляла более 30 % общего объема грузооборота.

Газотранспортная система (ГТС) России – самая крупная в мире по протяженности и производительности. Магистральные газопроводы ОАО «Газпром» имеют протяженность более 150 тыс. км с компрессорными станциями общей мощностью 42 млн. кВт. ГТС обеспечивает транспорт запланированных объемов газа для потребителей России, СНГ и дальнего зарубежья.

Основное развитие газотранспортная система получила в 70-80-ые годы. К настоящему времени износ основных фондов ГТС составляет 56%, что привело к снижению её технической производительности на 59,7 млрд. куб.м.

Срок амортизации истек у 14% газопроводов, 64% эксплуатируются от 10 до 32 лет.

Средний возраст газопроводов составляет 23 года.

Среднее число отказов составляет 0,815 на 1000 км.

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					12	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
<i>И.о. зав.</i>		Бурков П.В.						

Для обеспечения безопасности и надежности трубопроводных систем существует необходимость проведения специальных технических программ по диагностике, ремонту и реконструкции объектов транспортного газа.

Для восстановления технико-экономических показателей, повышения надежности и безотказности работы магистральных газопроводов проводятся комплексы мероприятий по ремонту и модернизации составляющих элементов МГ.

С этой целью ОАО "Газпром" проводит целенаправленную работу по техническому перевооружению, реконструкции и капитальному ремонту объектов магистральных газопроводов, что обеспечивает экологическую безопасность трубопроводного транспорта, надежное и бесперебойное снабжение всех потребителей газом, способствуя развитию экономики страны.

Актуальностью данной работы является исключение возникновения аварийных ситуаций на магистральном газопроводе, что позволит обеспечить нормальное и бесперебойное функционирование объектов Томского ЛПУ МГ Чажемтовской ПП.

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

## 1. Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»

Производственное объединение «Газпром Трансгаз Томск» начало свою историю в 1975 году. Нефтяные месторождения Западной Сибири производили попутный газ, ранее сжигаемый в факелах, который был нужен металлургическим и химическим гигантам Кузбасса. Тогда было начато сооружение первого магистрального газопровода в Западной Сибири: Нижневартовск – Парабель - Кузбасс протяжённостью 1162 километра. Были привлечены девять крупных главков и трестов Миннефтегазстроя СССР для строительства газовой магистрали в труднейших природно-климатических условиях и в сжатые сроки. В ходе строительства было преодолено 900 километров труднопроходимых болот в пойменной части реки Обь, 9 больших и 137 средних и мелких рек. Василий Семёнович Клименко, бывший управляющий трестом Томскнефтестрой, стал во главе нового строящегося газопровода.

Согласно приказу Мингазпрома СССР 28 июня 1977 года основано Томское производственное объединение по транспорту газа – «Томсктрансгаз». В сентябре 1977 года одним из самых первых было основано Юргинское ЛПУМГ в Кемеровской области. В этом же году начала работу первая ГРС, и уже ноябре на зажжён в срок первый факел на Новокемеровской ТЭЦ.

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					14	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
<i>И.о. зав.</i>		Бурков П.В.						

Общая протяженность магистральных газопроводов в Сибири и Дальнем Востоке составляет более 6 тыс. км. Линейная часть газопровода включает 37 подводных переходов (15 из них - в Томской области) через крупные реки Обь, Иртыш, Томь, Васюган и другие. Территория, на которой сегодня предприятие занимается поставкой природного газа, сопоставима по своим размерам с Западной Европой. Магистральные газопроводы «Газпром трансгаз Томск» проложены в Тюменской, Новосибирской, Кемеровской, Томской, Омской, Иркутской областях в Алтайском и Хабаровском крае. В 2008 году создан филиал на Камчатке.

Для защиты газопровода и стабильной работы построено и эксплуатируются более 2 000 км ЛЭП, 540 станций катодной и дренажной защиты, 7 компрессорных станций, 29 узлов запуска и приема поршней для очистки и исследования внутренней части трубопровода. «Газпром трансгаз Томск» объединяет более ста газораспределительных станций, семь автоматизированных газонаполнительных компрессорных станций.

В состав компании «Газпром трансгаз Томск» входит 22 филиала (15 линейно-производственных управлений, 2 управления аварийно-ремонтных работ, Управление материально-технического снабжения и комплектации, Управление автомобильного и специального транспорта; Инженерно-технический центр; Управление безопасности и Томскавтогаз).

					Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Среди потребителей ООО «Газпром трансгаз Томск» такие флагманы российской промышленности, как Западно-Сибирский и Новокузнецкий металлургические комбинаты, Кемеровский «АЗОТ», Томский нефтехимический комбинат, Сибирский химический комбинат, новосибирский завод «Искра». «Газпром трансгаз Томск» сегодня поставляет природный газ более чем 400 потребителям областных энергосистем, цветной металлургии, стройиндустрии, химической промышленности и сельского хозяйства. Из них крупнейшими, кроме названных, являются АО «Тюменьэнерго», АО «Томскэнерго», АООТ «Юргинский машиностроительный завод», АО «Топкинский цемент», ОАО «Кузбассэнерго», АООТ «Новосибирскэнерго», ОАО «Новосибирский металлургический завод», АО «Новосибирский оловокомбинат», АООТ «Новосибирский электродный завод», АОЗТ «Коенское», ОАО «Омскэнерго», ОАО «Омскшина», ОАО «Омсктехуглерод», АО «Алтайэнерго», ОАО «Алтайкрайгазсервис», совхоз «Сухореченский».

Предприятие динамично развивается, практически удваивая объемы капиталовложений на ведение капитального ремонта. На производственных объектах линейной части магистральных газопроводов устанавливается современное оборудование, внедряется система телемеханики.

В марте 2004 года на участке подводного перехода по реке Бердь был впервые в истории «Газпром трансгаз Томск» применен метод наклонного бурения. Неоценимая польза метода наклонного бурения заключается в том, что он экологически безвреден. В ходе его применения не используется землеройная техника для вскрытия дна реки, не разрушается его почвенный слой. Метод наклонного бурения гарантирует надежное, глубокое закрепление газопровода под землей, его надежность в эксплуатации и снижение затрат.

					<i>Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

В 2006 году создано Хабаровское линейно-производственное управление. Это значит, что и на востоке страны, в Иркутской области, в Хабаровске роль предприятия возрастает в связи со стратегией «Газпрома» на востоке страны.

На Алтае предприятие как дочернее общество «Газпрома» выступает заказчиком строительства магистрального газопровода «Барнаул-Бийск-Горно-Алтайск с отводом на Белокуриху». 30 ноября 2006 года газ подан в город Бийск. В октябре 2007 года природный газ подан в город-курорт Белокуриха. В конце декабря 2007 года сдан в эксплуатацию газопровод «Братское газоконденсатное месторождение – Братск» и газораспределительная станция в Братске.

Обеспечение надежности в снабжении природным газом потребителей - это главная задача компании. Именно поэтому все усилия в последние годы жизнедеятельности предприятия направлены на техническое перевооружение и капитальный ремонт трассы. В ходе капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов внедряются системы автоматизации и телемеханизации, безлюдные технологии. В несколько раз за последние 3-4 года выросли объемы и масштабы капитального ремонта.

Все это подтверждает, что к определению старейшее предприятие, можно смело добавлять и другое - «Газпром трансгаз Томск» - это современное, технически оснащенное предприятие. А значит, появляются новые требования, в том числе и к персоналу.

					<i>Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17



Годовой объем поставки газа превысил уровень докризисного 1991 года и составляет:

в 2005 году – 14,6 млрд. м<sup>3</sup>

ожидаемое в 2009 году – более 16,1 млрд. м<sup>3</sup>.

Рост объемов потребления происходит за счет поэтапного перевода Северной ТЭЦ на природный газ, а также развития газификации в Омской области и в Алтайском крае.

В ООО «Газпром Трансгаз Томск» находится в эксплуатации 5 тыс. км газопроводов.

В газопровод «НВГПЗ -Парабель –Кузбасс» производится подача газа пятью поставщиками газа:

- Нижневартовским газоперерабатывающим заводом;
- Белозерским газоперерабатывающим заводом;
- Северо-Васюганским газоконденсатным месторождением;
- Мыльджинским газоконденсатным месторождением;
- Лугинецким нефтегазоконденсатным месторождением.

«Газпром трансгаз Томск» является поставщиком природного газа более чем 400 потребителям, в том числе таким крупным, как Сибирский химический комбинат, Томский нефтехимический комбинат и др.

ООО «Газпром трансгаз Томск» является самым восточным дочерним обществом «Газпрома» и осуществляет транспортировку природного газа по магистральным газопроводам в 6 областях Западной Сибири, это - Тюменская область (г. Нижневартовск), Томская, Омская, Новосибирская, Кемеровская области и Алтайский край. Но в феврале этого года произошло событие, имеющее очень важное значение для нашего Общества – решением Председателя правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллера «Газпром трансгаз Томск» был назначен ответственным за эксплуатацию газотранспортной системы на Востоке России – Восточной Сибири и Дальнего Востока.

					<i>Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

В связи с этим в структуре ООО "Газпром трансгаз Томск" произошли изменения – к 9 линейно – производственным управлениям магистральных газопроводов добавилось Хабаровское ЛПУ и появился еще один новый филиал - Томскавтогаз.

Чажемтовская промышленная площадка (ЧПП), входит в состав Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУМГ). Основная задача ЧПП – транспортирование газа с заданными параметрами по магистральным газопроводам (МГ) «Парабель-Кузбасс» первая нитка, «Парабель – Кузбасс» вторая нитка и газопроводам – отводам в количестве пяти, в целях бесперебойной поставки газа в соответствии с утверждённым планом. Зона ответственности ЧПП от 61км, находящегося на расстоянии 15км от посёлка Инкино, до 214км, находящегося на расстоянии 2км от посёлка Кривошеино. Общая протяжённость газопроводов, обслуживаемых ЧПП, в одностороннем исполнении 400км. Прокладка газопроводов подземная. Глубина заложения газопроводов с условным диаметром 1000мм – 1м до верхней образующей трубы.

### 1.1 Данные о топографии района расположения

Район расположения сети МГ и газопроводов – отводов ЧПП являются: Колпашевский, Молчановский, Кривошеинский районы Томской области, расположенной в пределах одной из величайших в мире низменных равнин Западно – Сибирской в Среднеобской котловине. (Рис.1). Характер местности – равнинный, высотные отметки на этой территории не превышают 150м. Большую часть территории составляет болотно-лесистая местность. Болота занимают до 40% территории. Леса елово-пихтово-кедровые. Почвы – суглинок переменных консистенций, от твёрдого до тугопластичного, реже мягкопластичного.

Регион характеризуется разветвлённой сетью рек. Магистральные газопроводы пересекают реки: Чая, Суготка, Чемондаевка, Большой Тотош,

					<i>Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

Малый Тотош, ширина русла которых в межень в местах подводных переходов не превышает 70м.

Из чрезвычайных ситуаций (ЧС) природного характера в регионе возможны лесные и торфяные пожары, высокий уровень паводковых вод, резкое понижение температуры окружающей среды в зимнее время до минус 55<sup>0</sup>С. Сейсмоактивность на территории расположения трасс газопроводов не наблюдается.

## **1.2 Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон**

Территория зоны ответственности Чажемтовской ПП включает площади земель Колпашевского, Чаинского, Молчановского и Кривошеинского районов Томской области, отведённых под трассы магистральных газопроводов и газопроводов-отводов с ГРС.

Запретных зон на линейной части газопроводов не существует. Территории, по которым проходят трассы газопроводов, не имеют запрета на проход посторонних лиц и соответственно не имеют какого-либо ограждения. Однако для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможных повреждений газопроводов в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов» устанавливаются охранные зоны.

Охранная зона газопроводов представляет собой участок земли, ограниченный условными линиями, проходящими в 25м от оси газопровода с каждой стороны, (см. «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов», далее ПТЭМГ). В охранной зоне существует запрет на проведение каких-либо земляных работ без предварительного согласования с ЛПУМГ, а также других действий, перечисленных в ПТЭМГ, которые могут привести к повреждению газопровода. На трассах газопроводов установлены опознавательные знаки и таблички с указанием ширины охранной зоны и запрещением производства земляных и взрывных работ в ней.

					<i>Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Запретными зонами локальных объектов: площадки КС «Чажемто», узла подключения КС к МГ, ГРС являются их огороженной территорией. Границы запретных зон отождествляются с ограждениями этих территорий, выполненными как сплошной бетонный забор или забор из металлической сетки с соответствующими знаками, запрещающими вход посторонним лицам.

Кроме запретных и охранных зон, в соответствии СНиП 2.05.06-85\* для газопроводов, КС и ГРС определены минимальные безопасные расстояния  $R_{\text{СНИП}}$  (МРБ) до населённых пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, авто- и железных дорог, ЛЭП, аэродромов и других сооружений, лесных массивов. Значения МБР зависят от класса и диаметра газопроводов, а также социальной значимости перечисленных объектов и возможности каскадного развития аварий, возникающих на газопроводах, КС, ГРС или на этих объектах. В ниже приведённой таблице приведены значения  $R_{\text{СНИП}}$  для газопроводов первого класса различных диаметров и соответствующих им КС, ГРС, определяемые СНиП 2.05.06-85\*.

Таблица 1

Минимальные безопасные расстояния от газопроводов, КС, ГРС  
(в соответствии со СНиП 2.05.06-85\*)

Диаметр газопровода 1 класса, мм	300 и менее	Свыше 300 до 600 вкл.	Свыше 600 до 800 вкл.	Свыше 800 до 1000 вкл.	Свыше 1000 до 1200 вкл.	Свыше 1200 до 1400 вкл.
$R_{\text{СНИП}}$ (м) от газопровода 1 класса	100	150	200	250	300	350
$R_{\text{СНИП}}$ (м) от КС	500	500	700	700	700	700
$R_{\text{СНИП}}$ (м) от ГРС	150	175	200	250	300	350

Таким образом, для МГ «Нижевартовск-Парабель-Кузбасс» первая нитка и «Нижевартовск-Парабель-Кузбасс» вторая нитка значение  $R_{\text{СНИП}}$  составляет 250м, для отводов с диаметром до 300мм – 100м, для КС «Чажемто» ширина зоны МБР составляет 700м, для ГРС 150м.

В соответствии с СанПиН 2.2.1./2.1.1.984-00 санитарно-защитные зоны (СЗЗ) для магистральных трубопроводов определяются с учётом минимальных расстояний от городов и других населённых пунктов, отдельных объектов, установленных с целью обеспечения их безопасности строительными нормами и правилами.

Для линейной части газопроводов Чажемтовской ПП размеры СЗЗ совпадают с минимальными безопасными расстояниями, определенными в СНиП 2.05.06-85\*.

Для КС «Чажемто» размеры СЗЗ совпадают с минимальными безопасными расстояниями, определёнными в СНиП 2.05.06-85\*, поскольку КС расположена в 1 км от ближайшего населённого пункта.

					<i>Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

### 1.3. Характеристика условий работ

Ремонт магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс» методом врезки «катушки» производится на участке км 170 – 214 вторая нитка, а именно км 183. Участок в административном отношении проходит по территории Томской области.

Рельеф возвышенности преимущественно ровный и плоский. Значительную часть занимают лес, пашня.

Участок газопровода обслуживается Чажемтовской ПП.

Газопровод км 170 – 214 вторая нитка не находится в одном техническом коридоре со следующими коммуникациями:

а) нефтепровод Ду 1200 «Александровское – Анджеро – Судженск» на расстоянии 525м от оси газопровода;

б) газопровод Ду 1000 первая нитка на расстоянии 500м от оси газопровода.

### 1.4 Транспортная схема

Для доставки оборудования, материалов, ремонтной бригады используется Федеральная автодорога Томск – Чажемто. Для подъезда к месту работ предусматривается устройство временных переездов через существующий нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск» и первую нитку газопровода «Парабель – Кузбасс». Транспортная схема изображена на рисунке 1.5.

					<i>Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

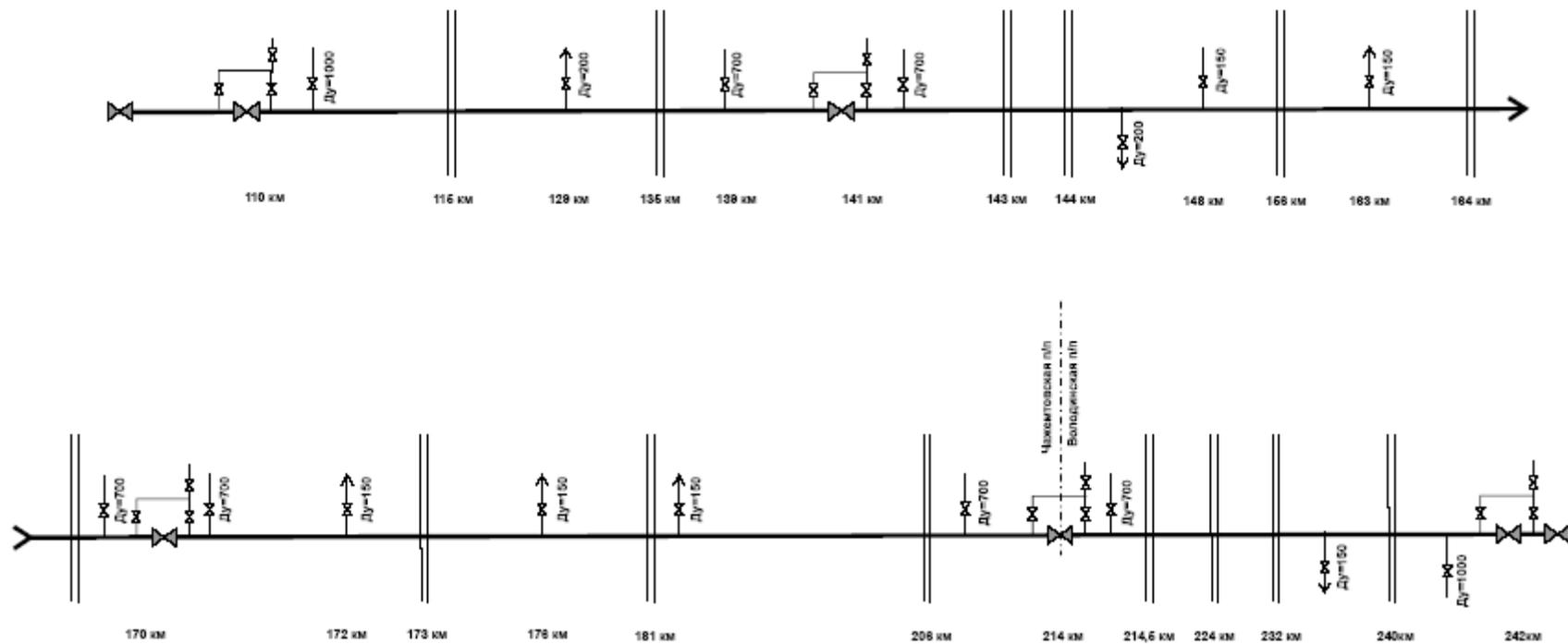


Рис. 1.4 Технологическая схема км. 110-242 вторая нитка.



Рис. 1.5 Ситуационный план км 170-214 вторая нитка.

					Технологическая характеристика МГ «Парабель-Кузбасс»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

## 2. Внутритрубная диагностика

Эксплуатационной надёжностью трубопровода является его свойство выполнять заданные функции в течении требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Указанная способность, в свою очередь, раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, обуславливающих его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Таким образом, уровень эксплуатационной надёжности определяется техническим состоянием магистрального трубопровода.

Для выявления дефектов стенки трубопроводов проводится их внутритрубная диагностика специальными внутритрубными инспекционными приборами (ВИП). При этом выявляются следующие дефекты стенки трубы:

- 1) дефекты, образовавшиеся при изготовлении труб - расслоения, закаты, включения, дефекты продольных и спиральных сварных стыков;
- 2) дефекты, образовавшиеся при строительстве трубопровод - риски, задиры, вмятины, гофры, дефекты кольцевых стыков;
- 3) дефекты, образовавшиеся при эксплуатации – внешняя и внутренняя коррозия, усталостные трещины тела трубы и сварных стыков по причине воздействия малоцикловых нагрузок.

Для определения скорости коррозии проводится повторная диагностика трубопроводов с интервалом в 3-5 лет. Сравнение результатов повторной диагностики с первичной позволяет рассчитать время утонения стенки трубы до критической величины.

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Внутритрубная диагностика</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					27	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

## 2.1 Данные о методе обследования, применяемом оборудовании и технологии производства работ по внутритрубной дефектоскопии

Магнитный метод дефектоскопии трубопроводов основан на регистрации магнитных полей (топографии тангенциальной составляющей напряженности магнитного поля). В основу работы дефектоскопа заложен принцип обнаружения дефектов в стальных трубах, состоящий в том, что контролируемое изделие намагничивается до индукции порядка 1,4-1,6 Тл и регистрирует значение магнитной индукции поля, рассеиваемого у поверхности трубы.

При наличии в стенке трубы каверн, пустот и других аномалий напряжённость магнитного поля у поверхности в этих местах изменяется. Сравнивая это изменение магнитного поля ( $\Delta H$ ) с полем в зоне, где нет дефектов ( $H$ ), делается заключение о наличии дефекта и его относительной величине. Магнитные поля в дефектоскопах контролируются датчиками на основе «перехода Холла» и (или) феррозондовыми датчиками. Намагничивание стенки трубы ведётся цилиндрической магнитной системой. Датчики дефектов размещаются между полюсами постоянного магнита по окружности корпуса дефектоскопа.

В основном сегодня применяются две конструкции дефектоскопов, построенных на основе магнитного метода - с продольным и поперечным намагничиванием. Так дефектоскопы с продольным намагничиванием лучше выявляют узкие поперечные дефекты, а дефектоскопы с поперечным намагничиванием несут основную нагрузку по выявлению узких, продольно ориентированных дефектов, в числе «стресскоррозионных». Наилучшие результаты обследований трубопроводов могут быть получены при совместной обработке магнитограмм, записанных этими снарядами.

					<i>Внутритрубная диагностика</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

Это позволяет в большинстве случаев более объективно оценить причину изменения магнитного сигнала.

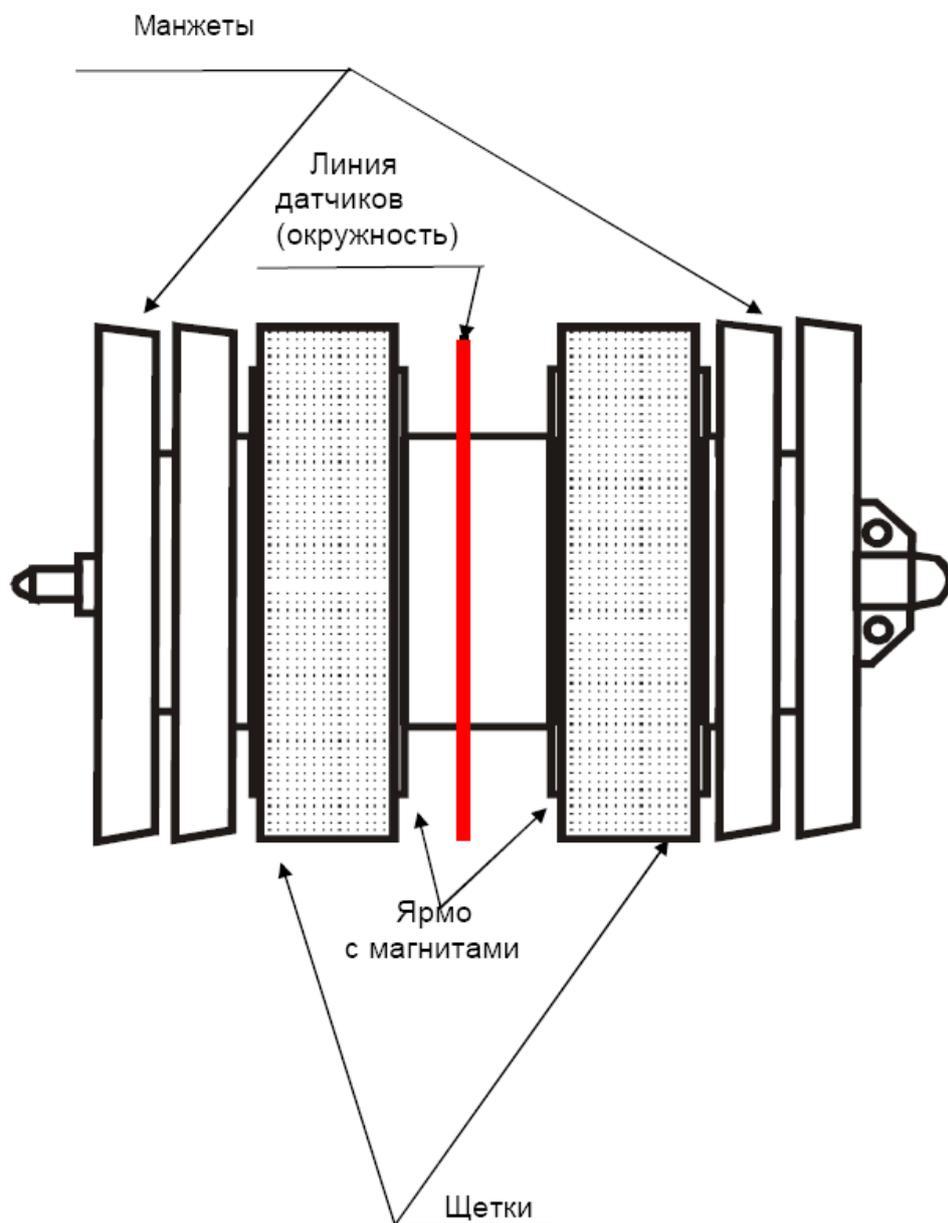


Рис.2.1 Схема построения магнитной системы дефектоскопа с продольным намагничиванием.

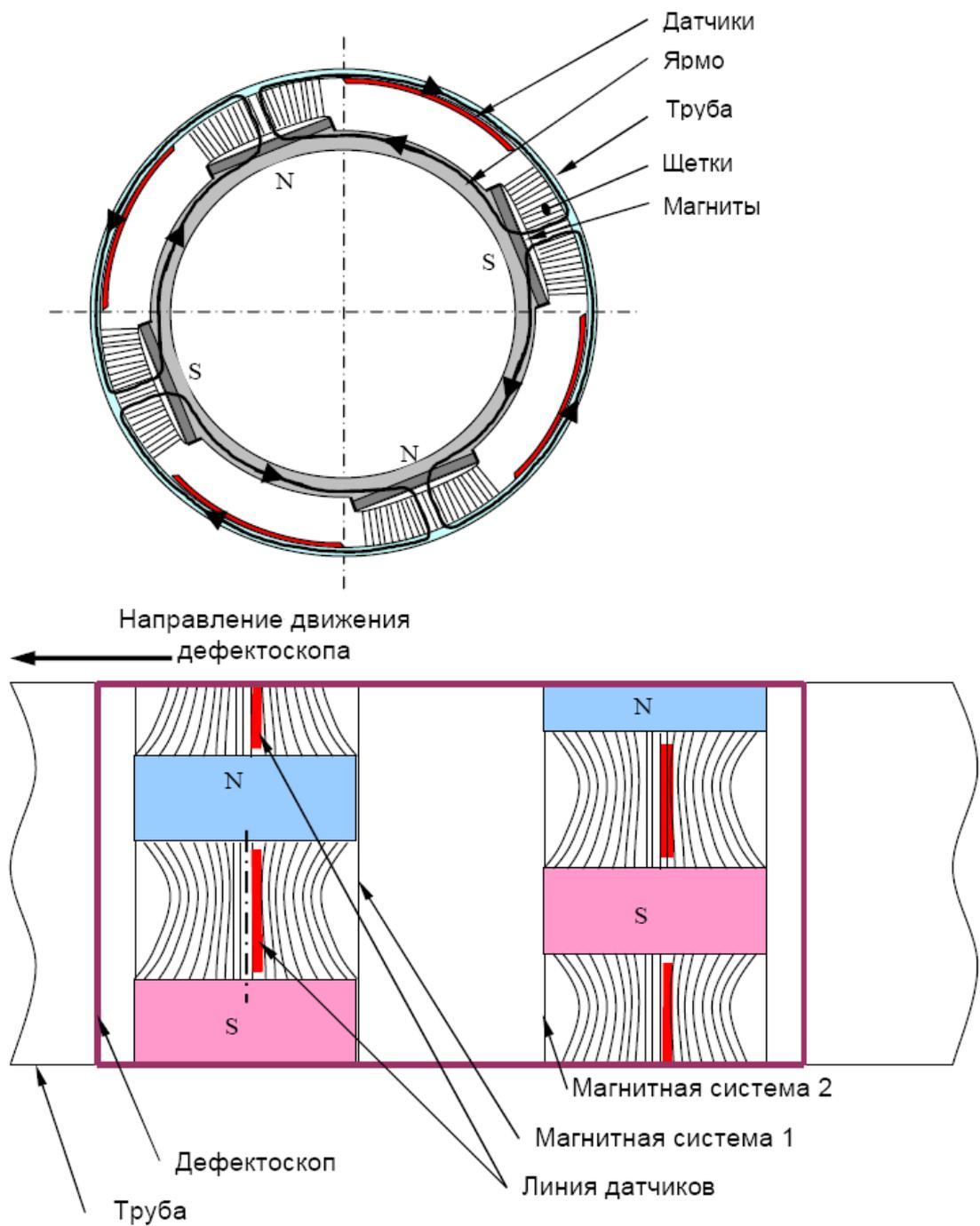


Рис. 2.2 Схема построения магнитной системы дефектоскопа с поперечным намагничиванием.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

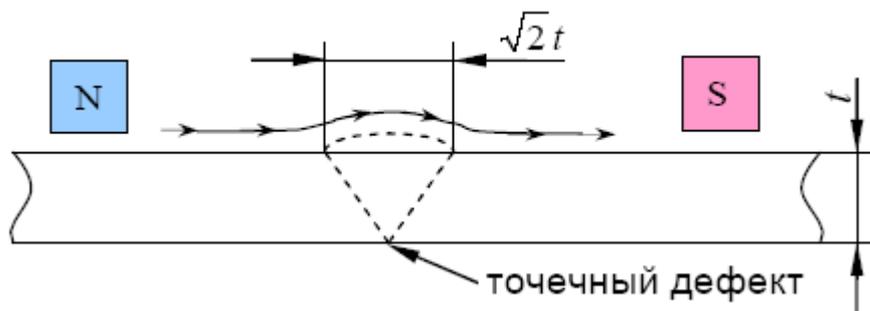


Рис. 2.3 Точечный дефект

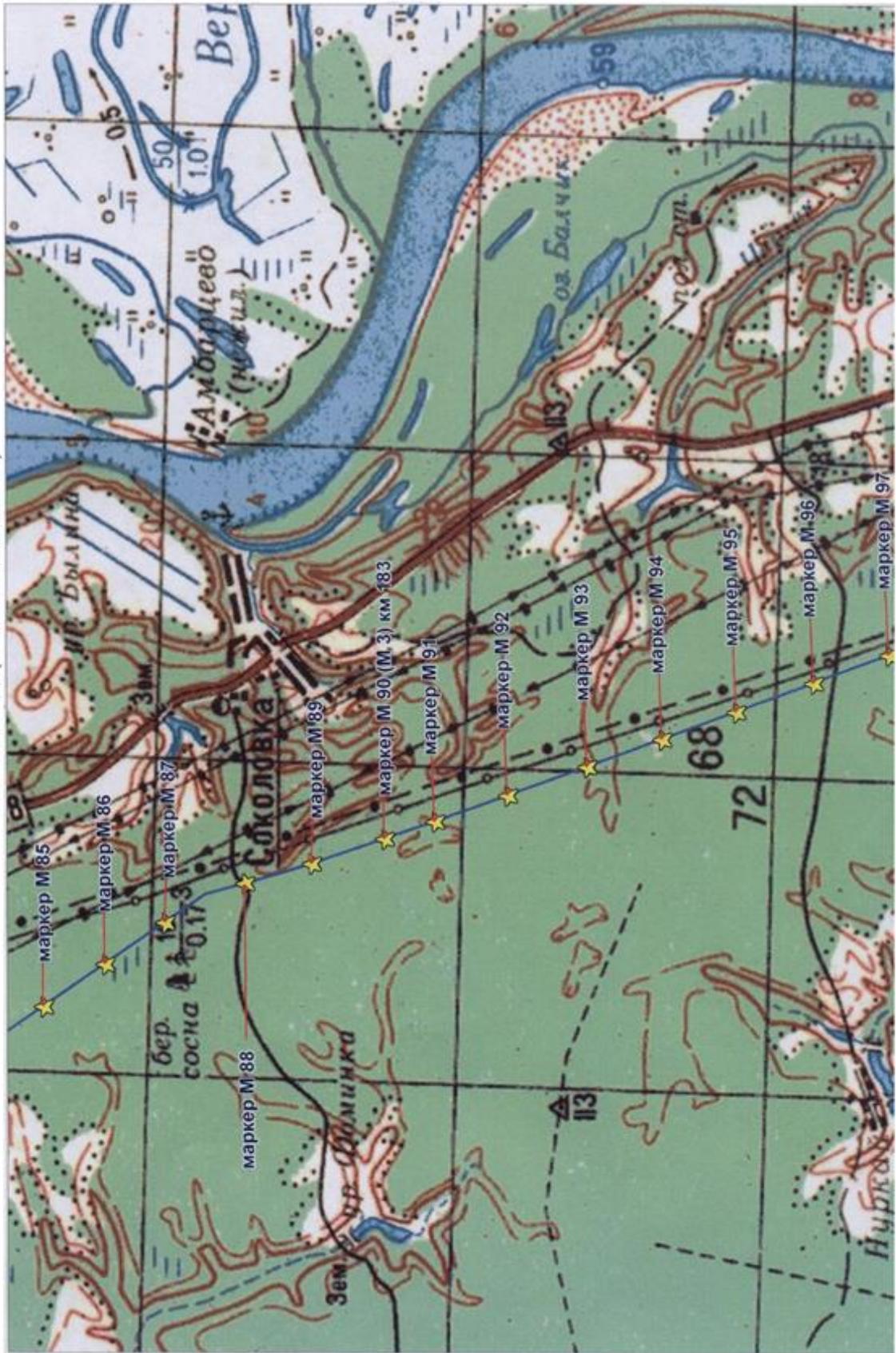
Основываясь на методике оценки дефектов института физики металлов Уральского филиала РАН точечный дефект (рис. 2.3) расположенный на внешней стороне трубопровода обуславливает изменение напряженности магнитного поля с внутренней стороны трубы, которое может фиксироваться измерителем (датчиком Холла) на площади окружности с диаметром около  $\sqrt{2}t$ , где  $t$  – толщина стенки трубы. Из этого следует, что датчики Холла, расположенные с шагом равным  $t$  могут уверенно фиксировать изменение напряженности магнитного поля. Более частая установка датчиков дополнительной информации не несёт, разве что увеличивает надёжность записи (частичный выход из строя датчиков).

В качестве реперных точек для привязки аномалий служат:

- 1) маркеры – маркерные металлические пластины, либо электронные маркеры. (оптимальное расстояние между реперными точками не более 2000м).
- 2) краны.

В случаях, когда установленных маркеров недостаточно, или дополнительная установка невозможна, допустимо в качестве реперных точек использовать следующие особенности трубопровода: выход кожуха (патрона) под автомобильной или железной дорогой; прямая врезка; тройник.

МГ «Парабель Кузбасс 2» КС Чажемто - КС Володино  
 110 - 242 км (Чажемтовская п/п)



карта привязки маркера км. 183

Рис.2.4 Карта привязки маркеров

Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

## 2.2 Данные по обследованному участку

Газопровод: МГ «Парабель-Кузбасс» вторая нитка.

Диаметр: 1020мм.

Участок: 110-214км (участок Чажемтовской ПП).

Газотранспортное предприятие: ООО «Газпром Трансгаз Томск».

Очистка и подготовка участка газопровода к обследованию

проводилась следующими средствами:

Таблица 5

Тип снаряда	Дата пропуска	Средняя скорость,		Результаты пропуска	Примечания
		км/ч	м/с		
Очистной поршень «ОП-1000»	1-день	8,47	2,35	Возможен пропуск «ОПМ-1000»	42кг
Очистной поршень магнитный «ОПМ-1000»	2-день	14,7	4,08	Возможен пропуск снаряда «М ДПР- 1000» с «МКС- 1000»	40кг загрязнений и
Повторный пропуск Очистного поршня «ОП-1000»	3-день	12	3,33	«МДР-1000» с «МКС-1000» допасован в камеру приема	

Таблица 6

Инспекция участка газопровода проводилась следующими средствами:

Тип снаряда	Дата пропуска	Средняя скорость.		Результаты пропуска	Примечания
		км/ч	м/с		
Снаряд-дефектоскоп «МДР-1000» с «МКС- 1000»	4-день	2,9	0,8	Остановка снаряда между 114 и 242 км. Принято решение о пропуске «ОП-1000» для допасовки «МДР-1000» в камеру приема. Запись произведена по всей длине участка.	20 кг загрязнений и 3 кг мет. мусора
Снаряд-дефектоскоп «М ДПР- 1000»	5-день	14,9	4,14	Участок записан полностью.	25 кг загрязнений и 2 кг

## 2.3 Результаты внутритрубной инспекции газопровода «Парабель-Кузбасс» 110-214 км вторая нитка

Общее количество реперных точек:	126	
маркеры	107	
краны	4	
тройники, отводы	4	
патроны	11	
Общее количество труб	13555	
прямошовные	8877	
одношовные	7915 (58,4%)	
двухшовные	713 (5,3%)	
с неопределённым швом	249 (1,8%)	
спиралешовные	4678 (34,5%)	
цельнотянутые	0 (0,0%)	
	аномалии	трубы
Общее количество	2696	1082
Дефекты потери металла	2270	757
По типам:		
продольные канавки	162	128
узкие продольные канавки	4	4
коррозия	1721	682
точечные коррозии:	0	0
питтинговые коррозии:	163	123
поперечные канавки	217	137
узкие поперечные канавки	3	3

По глубине:	Аномалии	Трубы
менее 10%	1733	659
10-20%	510	293
20-30%	20	18
30-40%	6	4
40-50%	1	1
более 50%	0	0
Дефекты сварного шва	33	33
Дефекты геометрического характера	13	13
овальности	0	0
гофры	0	0
вмятины	13	13
Изгибы	0	0
Заварки	193	177
Приварки	23	20
Группы продольных трещин	0	0
Аномалии	16	16
Механические повреждения	140	103
Прилегания металлических предметов	8	8

## 2.4 Идентификация аномалий

Геометрические параметры аномалий:

L-длина (протяженность аномалии вдоль оси трубопровода);

W-ширина (протяженность аномалии в окружном направлении);

t-толщина стенки трубы;

d-глубина аномалии (может быть представлена как абсолютная и как относительная величина, т.е. иметь размерность в миллиметрах, или в процентах (от номинальной толщины стенки трубы)).

Классификация дефектов потери металла принята в соответствии с диаграммой по международным требованиям, изложенными «Specifications and requirements for intelligent pig inspections» Version 3.2, January 2005.

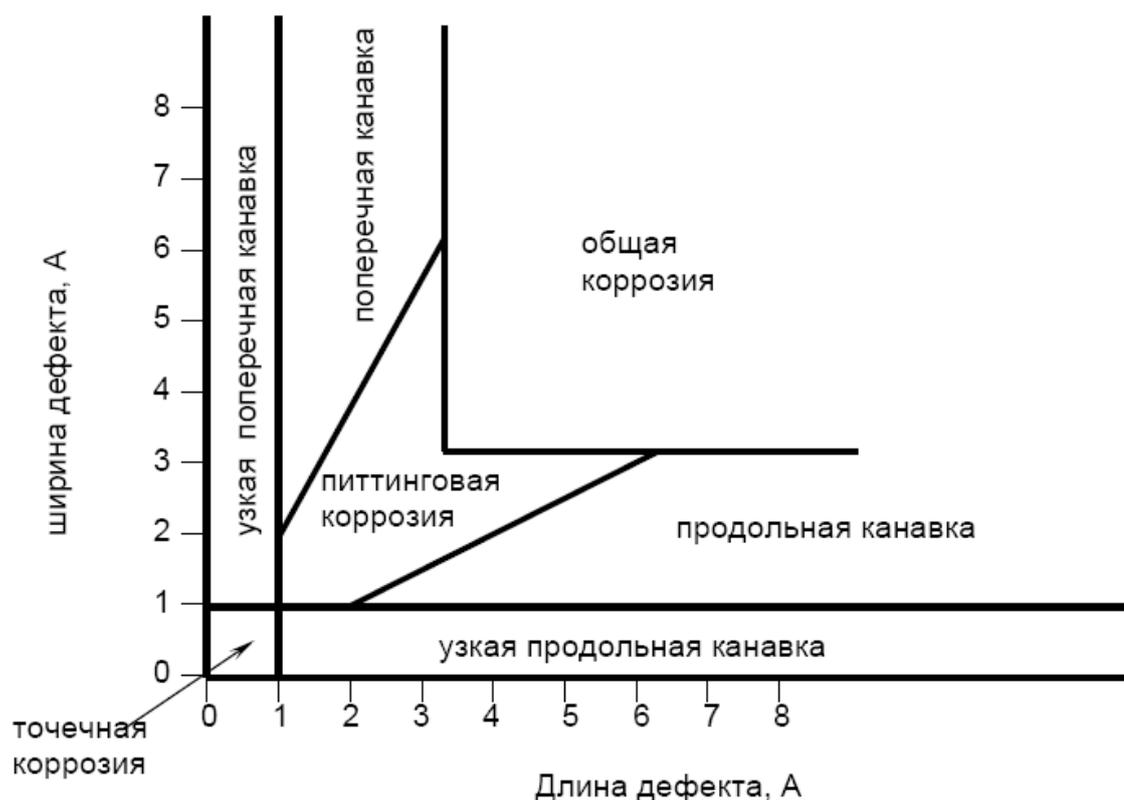


Рис. 2.7 Геометрические параметры дефектов.

Общая коррозия – дефект потери металла с параметрами длины и ширины более  $3A$ .  $W \geq 3A$  и  $L \geq 3A$ ;

Питтинговая коррозия (питтинг) – одиночные локальные коррозионные поражения с параметрами длины и ширины от  $A$  до  $6A$ , а также удовлетворяющая условию при котором отношение длины к ширине находится в пределах от  $0,5$  до  $2$ , при этом длина и ширина не должна превышать  $3A$ .  $1A \leq W \leq 6A$  и  $1A = L \leq 6A$  и  $0,5 < L/W < 2$  и не  $W \geq 3A$  и  $L \geq 3A$ .

Продольная канавка – дефект потери металла, ориентированный вдоль оси трубы, имеющий длину более  $2A$  и ширину от  $A$  до  $3A$ .  $1A \leq W \leq 3A$  и  $L/W \geq 2$ .

Поперечная канавка – дефект потери металла, ориентированный поперёк оси трубопровода, имеющий длину от  $A$  до  $3A$  и ширину более  $2A$ .  $L/W \leq 6A$  и  $1A/L \leq 3A$ .

Узкая продольная канавка – дефект, имеющий длину более  $A$ , а ширину менее  $A$ .  $0 < W < 1A$  и  $L \geq 1A$ .

Узкая поперечная канавка – дефект, имеющий длину менее  $A$ , а ширину более  $A$ .  $W \geq 1A$  и  $0 < L < 1A$ .

Точечная коррозия – дефект потери металла с размерами не превышающими  $A \times A$ .  $0 < W < 1A$  и  $0 < L < 1A$ .

Механические повреждения – дефект потери металла, вызванный механическими воздействиями (задир, царапина).

Вмятина/гофр – деформация стенки трубы, приводящая к изменению внутреннего диаметра, но не обязательно вызывающая местное уменьшение толщины стенки.

Оценка опасности дефектов проводится в соответствии с ВРД 39-1.10-004-99 «Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса» ПО Спецнефтегаз, Р 51-31323949-42-99 «Рекомендации по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов» ООО ВНИИГАЗ. Зависимость степени опасности дефектов от линейных размеров дефектов представлена на рисунке 2.8.

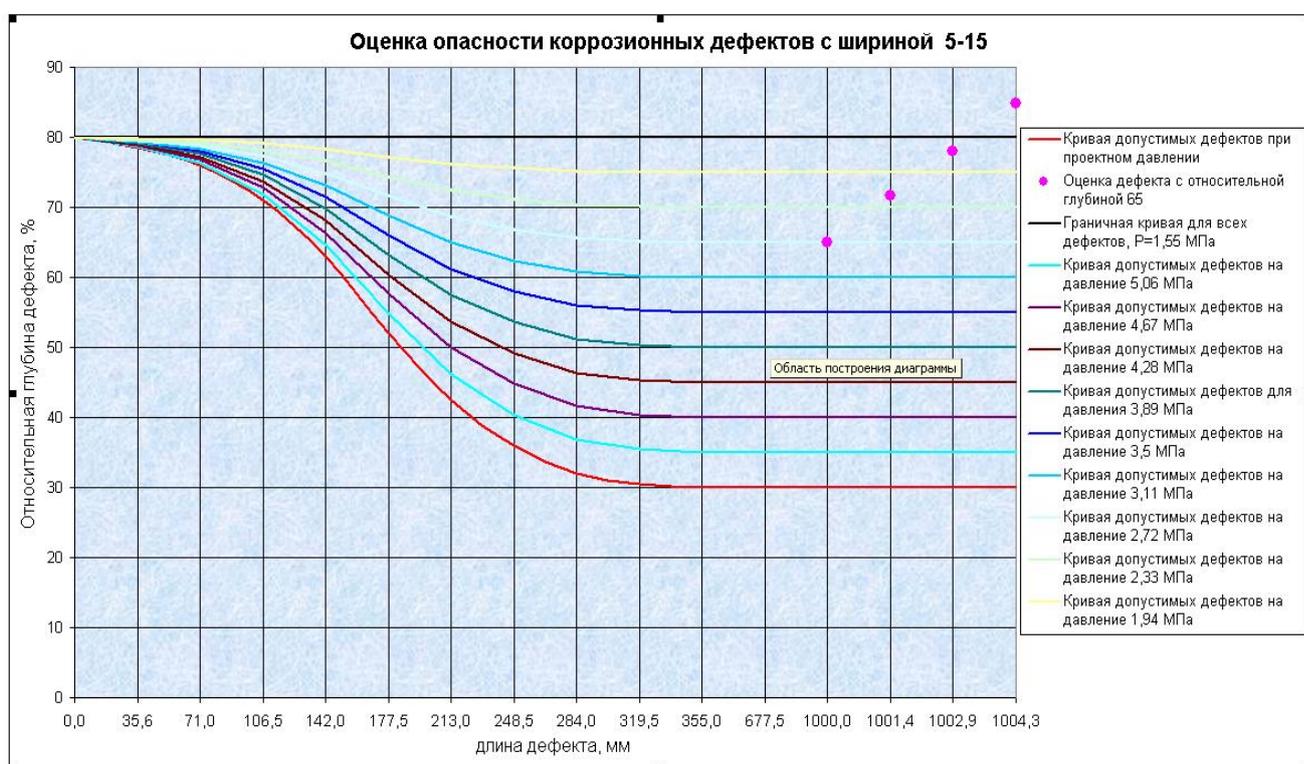


Рис. 2.8 Зависимость степени опасности дефектов от линейных размеров дефектов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

При проведении расчётов напряженно-деформированных состояний (НДС) использовались фактические данные о типоразмерах труб, размерах дефектов, справочные данные о механических свойствах, указанные в Р 51-31323949-42-99.

При проведении расчетов принято:

Скорость коррозии определялась исходя из величины изменения глубины дефектов между временем обследования участка и временем ввода его в эксплуатацию с учетом 10 лет – принятым сроком службы изоляции:

$$V_{\text{корр.}} = \frac{C_{\text{деф}}}{T_{\text{обсл}} - (T_{\text{ввода}} + 10)} = \frac{2,8}{2007 - (1991 + 10)} = 0,47 \text{ мм/год, где} \quad (2.1)$$

$T_{\text{ввода}}$  - время ввода участка в эксплуатацию, год;

$T_{\text{обсл.}}$  - время обследования, год;

$C_{\text{деф.}}$  - глубина дефекта, мм.

Еще 2003-2004гг. была проведена внутритрубная диагностика всех магистральных газопроводов. По результатам ВТД была выполнена прогнозная оценка безопасного времени эксплуатации до наступления предельного состояния металла трубы при данном рабочем давлении  $P_{\text{раб}}$ .

					<i>Внутритрубная диагностика</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

Перечень участков магистральных газопроводов с разрешенным рабочим давлением ниже проектного по состоянию на 01.12.2014г.

Таблица 7.

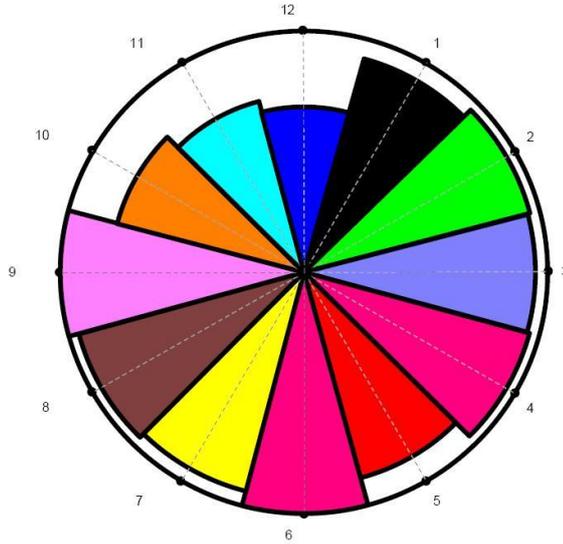
№ пп	Название газопровода	Нитка	Участки	км	2015	2014	2013	проект
					Рраз. МПа	Рраз. МПа	Рраз. МПа	Рпр. МПа
1	НВГПЗ- Парабель	1	НВГПЗ- Александровская	0-91	3,9	3,7	3,7	5,4
2	НВГПЗ- Парабель	1	НВГПЗ- Александровская	91-158	3,9	4,0	3,7	5,4
3	НВГПЗ- Парабель	1	Александровская - Вертикос	158-305	3,9	3,7	3,7	5,4
4	НВГПЗ- Парабель	1	Вертикос- Парабель	305-449	4,4	4,4	4,4	5,4
5	НВГПЗ- Парабель	2	Вертикос- Парабель	305-374	4,4	4,4	4,4	5,4
6	НВГПЗ- Парабель	2	Вертикос- Парабель	374-383	5,4	5,4	4,4	5,4
7	НВГПЗ- Парабель	2	Вертикос- Парабель	383-449	4,4	4,4	4,4	5,4
8	Парабель- Кузбасс	1	Парабель- Чажемто	0-36	3,8	3,8	4,4	5,4
9	Парабель- Кузбасс	1	Парабель- Чажемто	36-61	4,4	3,8	4,4	5,4
10	Парабель- Кузбасс	1	Парабель- Чажемто	61-104	3,8	3,8	4,4	5,4
11	Парабель- Кузбасс	1	Парабель- Чажемто	104-110	4,4	3,8	4,4	5,4
12	Парабель- Кузбасс	2	Парабель- Чажемто	0-36	4,4	4,4	4,4	5,4
13	Парабель- Кузбасс	2	Парабель- Чажемто	36-61	5,4	5,4	4,4	5,4
14	Парабель- Кузбасс	2	Парабель- Чажемто	61-110	4,4	4,4	4,4	5,4
15	Парабель- Кузбасс	1	Чажемто- Володино	110-141	5,4	5,4	5,4	5,4
16	Парабель- Кузбасс	1	Чажемто- Володино	141-170	5,4	3,6	3,6	5,4
17	Парабель- Кузбасс	1	Чажемто- Володино	170-214	5,4	5,4	5,4	5,4
18	Парабель- Кузбасс	1	Чажемто- Володино	214-242	4,4	4,4	4,4	5,4
19	Парабель- Кузбасс	2	Чажемто- Володино	110-242	5,4	5,4	5,4	5,4

Динамика разрешенных давлений по газопроводу «НГПЗ – Парабель – Кузбасс» на 2014 – 2017г.г. при отсутствии работ по капитальному ремонту (прогноз ООО «ВНИИГАЗ») в таблице 8.

Таблица 8

Участки	Разрешенное давление на 2014 г.	2015	2016	2017
НГПЗ - Парабель 1 0-91	3,29	2,86	2,44	2,00
НГПЗ - Парабель 1 91-158	2,23	1,70		
НГПЗ - Парабель 1 158-305	4,32	3,97	3,62	3,27
НГПЗ - Парабель 1 305-449	3,16	2,73	2,32	1,91
НГПЗ - Парабель 2 305-449	3,80	3,50	3,20	2,90
Парабель-Кузбасс 1 0-23	4,47	4,20	3,90	3,63
Парабель-Кузбасс 1 27-110	3,53	3,11	2,70	2,27
Парабель-Кузбасс 1 143-317	3,68	3,34	3,00	2,67
Парабель-Кузбасс 1 572-714	3,80	3,50	3,20	2,85
Парабель-Кузбасс 2 0-110	3,26	2,88	2,50	2,13
Парабель-Кузбасс 2 110-242	5,28	5,00	4,75	4,48
Парабель-Кузбасс 2 243-403	4,60	4,30	4,00	3,72

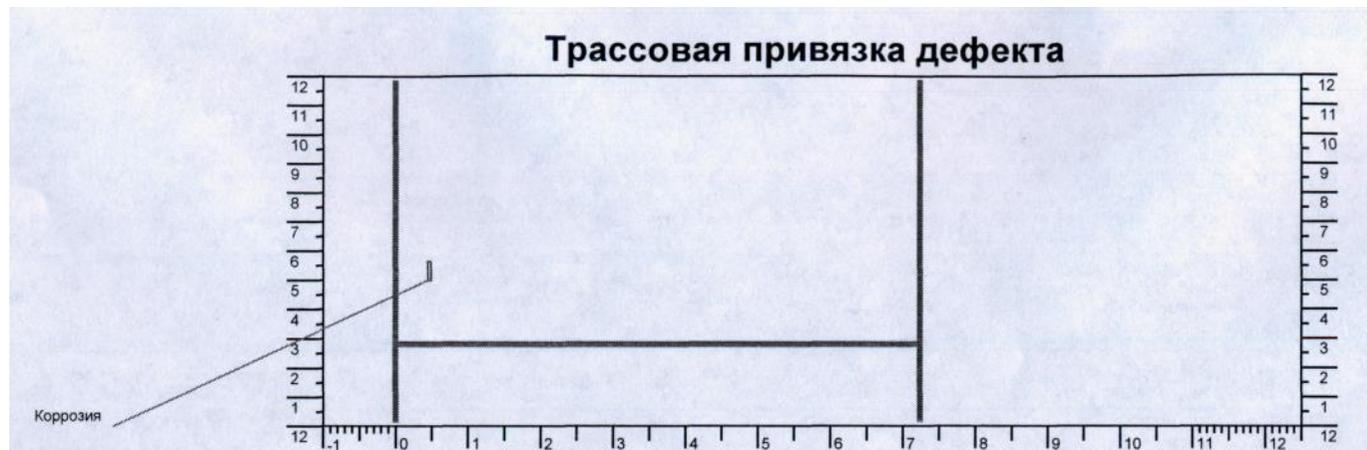
### Угловое расположение дефектов по часам



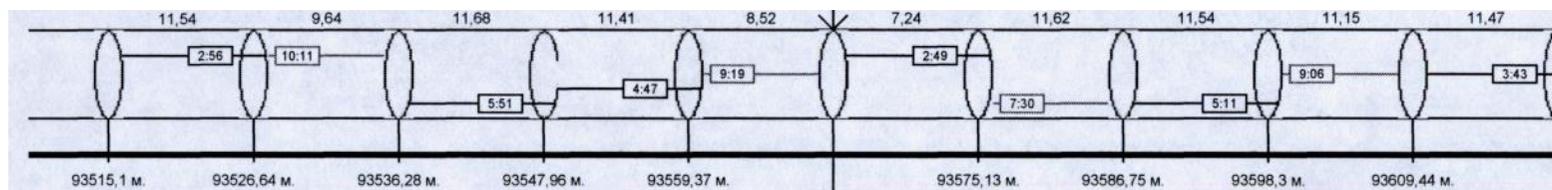
**Примечание**

1. Цвета в угловом распределении показаны только для иллюстрации.

Рис.2.9 Схема расположение дефектов по часам



Дистанция до поперечного  
шва по одометру от КЗ : 93567,89 м.



**Маркер М85**

№	Идентификация	Дистанция до дефекта по одометру	Расстояние до дефекта от (+) до (-) реперной точки, м	Расстояние до дефекта от (+) до Н поперечного	Оценка длины, м	Оценка ширины, м	Измен. толщины стенки трубы» %	Глубина мм	Ориентация час:мин	Примечание
708 8	Коррозия №532	93568,336	M85+88,64/M86-905,6	+0,45/-6,79	0,08	0,10	15-26	2,8	5:00-5:39	

Рис.2.10 Трассовая привязка дефекта

## 2.5 Расчёт допускаемого рабочего давления

МГ «Парабель – Кузбасс» вторая нитка 110-214км.

Место расположения дефекта: 183км.

Труба № 7088; дефект № 532; длина трубы 7,24м.

Параметры дефекта:

ширина  $b=10$ мм; длина  $l=8$ мм; глубина  $c=2,8$ мм.

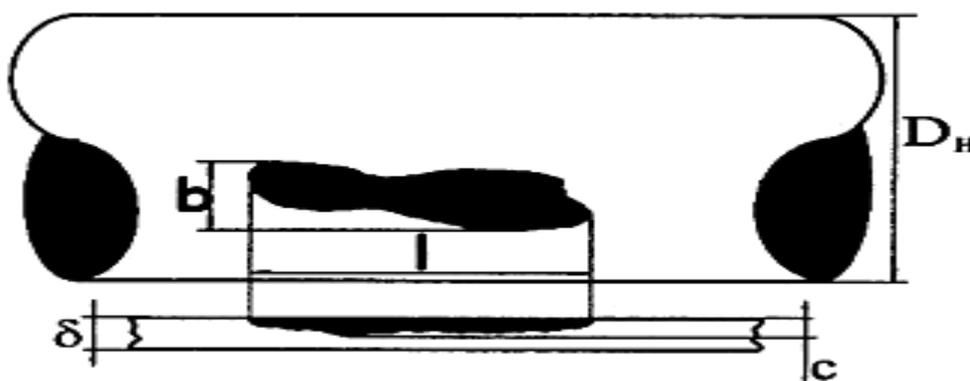


Рис. 2.11 Стенка трубы, подверженной коррозии

При общей (сплошной) коррозии, допускаемое рабочее давление необходимо назначать, исходя из остаточной толщины стенки трубы, проводя проверку прочности и устойчивости в соответствии с гл. 8 СНиП 2.05.06-85\* «Магистральные газопроводы».

Определяем допускаемое рабочее давление для участка газопровода III категории, изготовленного из труб 1020×10 (сталь 17Г1СУ), имеющего утонение стенки трубы  $c=2,8$ мм.

					<i>Внутритрубная диагностика</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

1. По формуле определяем допускаемые кольцевые напряжения:

$$[\sigma_{кц}] = \frac{m}{0,9k_n} \cdot R_2^H = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 363 = 330 \text{ МПа, где} \quad (2.2)$$

m- коэффициент условий работы трубопровода III категории;

k<sub>n</sub> – коэффициент надёжности по назначению трубопровода

(см. СНиП 2.05.06-85\*);

R<sub>2</sub><sup>H</sup> - предел текучести стали 17Г1СУ, МПа

2. По формуле рассчитываем допускаемое рабочее давление:

$$[P]_{\text{ДОП}} = \frac{2 \cdot [\sigma_{кц}] \cdot (\delta - c)}{D_n - 2(\delta - c)} = \frac{2 \cdot 330 \cdot (10 - 2,8)}{1020 - 2 \cdot (10 - 2,8)} = 4,72 \text{ МПа, где} \quad (2.3)$$

δ – толщина стенки трубы.

3. По формуле рассчитываем нормальное рабочее давление:

$$[P]_{\text{НОРМ.}} = \frac{2 \cdot [\sigma_{кц}] \cdot (\delta - c)}{D_H - 2 \cdot \delta} = \frac{2 \cdot 330 \cdot 10}{1020 - 2 \cdot 10} = 6,6 \text{ МПа} \quad (2.4)$$

4. Допускаемый коэффициент запаса по давлению:

$$[np] = [P]_{\text{ДОП.}} / [P]_{\text{НОРМ.}} = 4,72 / 6,6 = 0,71 \quad (2.5)$$

В связи с тем, что коэффициент запаса по давлению значительно ниже 1, то такой дефект относится к категории закритических и работа газопровода при давлении, превышающим 4,72 МПа, категорически запрещена. Но учитывая, что давление рабочее проектное равно 5,5 МПа, а скорость коррозии равна 0,47мм/год, очевидно, что необходим ремонт для увеличения пропускной способности МГ «Парабель – Кузбасс» 183 км второй нитки методом вырезки «катушки».

					<i>Внутритрубная диагностика</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

### 3. Разработка плана производства работ по устранению дефекта ПОР методом вырезки «катушки» км 183 вторая нитка МГ «Парабель–Кузбасс»

Суть этого вида ремонта заключается в том, что участок трубы с дефектом вырезают и заменяют бездефектной трубой – «катушкой».

Вырезка дефекта применяется в следующих случаях:

- недопустимое сужение проходного сечения газопровода;
- невозможность отремонтировать трубопровод другими, менее радикальными методами (протяжённая трещина, глубокая вмятина с трещиной или коррозией, чрезмерная длина дефектного участка).

#### Пояснительная записка

Обоснования (причина, цель) производства работ:

Устранение дефекта ПОР методом вырезки «катушки» 1020×10 длиной 2м (км 183 вторая нитка).

Характеристика устраняемого дефекта:

один закритический (ширина коррозии 10мм, длина коррозии 8мм, глубина коррозии 2,8мм).

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Разработка плана производства работ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					46	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

Характеристика отключаемого участка:

для производства работ отключается участок 170 – 214км 2 нитка, длиной 44км МГ «Парабель- Кузбасс».

Затраты времени на производство работ:

остановка газопровода, технологические переключения, закрытие кранов – 1 час;

стравливание газа из отключенного участка – 2 часа;

затраты времени на производство работ – 24 часа.

					<i>Разработка плана производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

## План проведения работ

1. Наименование подразделения: Томское ЛПУ МГ Чажемтовская промплощадка

2. Место проведения работ: МГ «Парабель – Кузбасс» км 183- 2 нитка

3. Ответственный за проведение комплекса огневых работ

---

4. Ответственный за подготовительные работы

---

5. Время начала работ \_\_\_\_\_

6. Время окончания работ \_\_\_\_\_

7. Цель огневых работ: км 183- 2 нитка. Устранение дефекта методом вырезки «катушки» длиной 2м.

8. Газоснабжение потребителей на период выполнения огневых работ: без прекращения газоснабжения потребителей.

9. Положение запорной арматуры до начала работ: на газопроводе «Парабель – Кузбасс»:

открыто: №170; №170-2; №214; №214-2;

закрыто: №170.12.9; №170.12.0; №214.12.9; №214.12.0; №170.1; №170.2; №170.3; №170-2.1; №170-2.2; №170-2.3; №214.1; №214.2; №214.3; №214-2.1; №214-2.2; №214-2.3.

10. Положение запорной арматуры на период выполнения огневых работ:

открыто: №170; №214; №170.12.0; №214.12.9; №170-2.3; №214-2.3

закрыто: №170-2; №214-2; №170-2.1; №170-2.2; №214-2.1; №214-2.2

					<i>Разработка плана производства работ</i>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		48

№ п/п	Посты	Ответственный	Персонал, участвующий в работе
1.	Пост №1 крановый узел №170-2	Старший поста	Лин. трубопроводчик, водитель, связист
2.	Пост №2 Устранение дефекта методом вырезки катушки L=2 м	Ответственный за проведение комплекса огневых работ	ПЕРСОНАЛ ТЛПУ МГ: лин. трубопроводчики: водители: связист: ПЕРСОНАЛ ТУАВР сварщики: механизаторы: дефектоскописты: изолировщики: электрики:
3.	Пост №3 крановый узел №214-2	Старший поста	Лин. трубопроводчик: водитель: связист:

Схема расстановки постов показана на рис. 4.1

#### Организационные мероприятия:

1. Изучить проектную и исполнительную документацию на участок проведения работ. Подготовить для согласования схему производства работ.
2. Получить лесобилет и согласовать с землепользователями производство работ.
3. Подготовить технологические карты на сварку замыкающих стыков и заплат.

					<i>Разработка плана производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		49

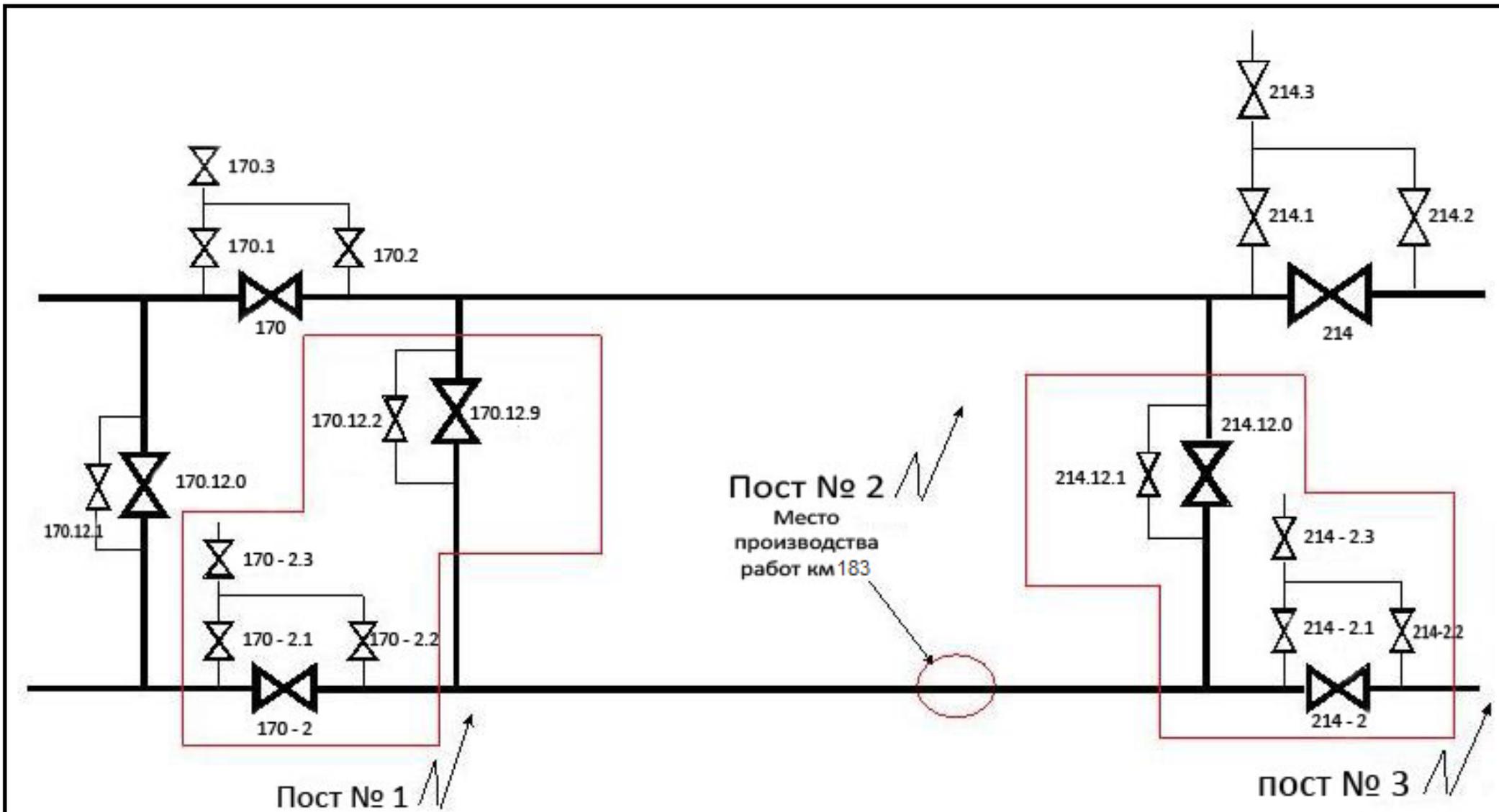


Рисунок 4.1 Схема расстановки постов

					Разработка плана производства работ	Пист
Изм	Пист	№ докум	Подпись	Дата		50

4. Согласование и утверждение плана организации работ.
5. Получение разрешения на производство работ в охранной зоне.
6. Дать запрос и получить разрешение на отключение участка газопровода км 170-214 вторая нитка и проведение работ.
7. Подготовить наряд-допуск на производство огневых работ.
8. Уведомление администрации Молчановского района, населения, ЛПДС «Молчаново», МЧС, УВД, экологии о проведении работ на участке МГ.
9. Провести инструктаж персонала, участвующего в производстве огневых работ с оформлением в наряде-допуске или журнале регистрации инструктажа на рабочем месте.
10. Составить акт на стравливание газа.

**Содержание и технологическая последовательность выполнения  
огневых (ремонтных) работ**

1. Сверление на 183 км газопровода отверстия диаметром 6-8мм, проверка наличия конденсата и установка U-образного манометра на месте работ.
2. Установление давления газа в отключенном участке газопровода 10-50 мм водяного столба и регулирование его кранами №170-2.1; №170-2.3.
3. Вырезка в газопроводе технологических окон (ТО) размером не менее 250мм на 350мм для установки запорных устройств (УГО) на расстоянии 8-10м по обе стороны от места вырезки «катушки» (рисунок 4.2).
4. Сброс остаточного давления открытием кранов №170-2.2; №170-2.3; №214-2.1; №214-2.3.
5. Установка запорных устройств марки УГО-1000. Накачивание их до давления 450-500мм водяного столба. Контроль давления воздуха в УГО-1000 вести через U-образный манометр каждые 15 минут с записью в журнале.
6. Продувка отсечённого участка газопровода через вырезанные технологические окна. Контроль содержания газа прибором ПГА-4, ШИ-12.

					<i>Разработка плана производства работ</i>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

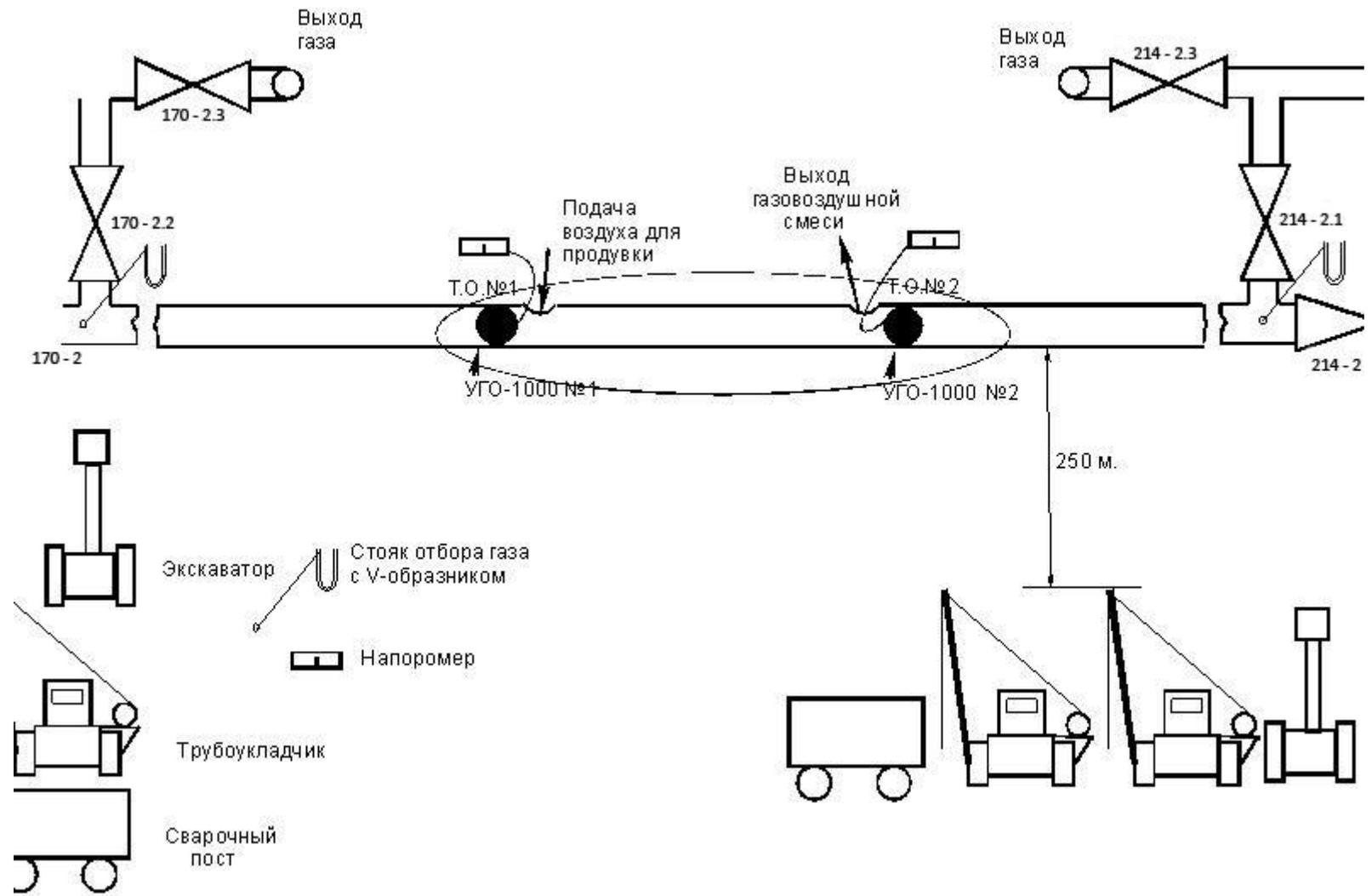


Рисунок 4.2 Производство огневых работ. Расстановка техники, установка УГО для продувки.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

7. После полного освобождения участка от газа и продувки отсечённого участка вырезка «катушки». Смотри рисунок 4.2.

8. Подгонка «катушки» для выполнения захлёстов.

9. Выполнение прихваток.

10. Выполнить сварку корневого слоя шва.

11. Выполнить сварку заполняющих слоев с механической обработкой.

12. Выполнить облицовочный слой сварных швов.

13. Контроль сварных швов 100% рентгенографии и 100% УЗК.

Выдача заключений.

14. Удалить УГО и приступить к продувке ремонтируемого участка газопровода газом, заварить ТО при избыточном давлении газа 10-50мм вод. ст.

15. Заварка технологических отверстий.

16. Контроль качества заварки технологических отверстий.

					<i>Разработка плана производства работ</i>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		53

## Содержание и технологическая последовательность выполнения завершающих работ.

### 1. Изоляция отремонтированного участка.

После проведения работ по врезке «катушки» отремонтированный участок покрывают противокоррозионной изоляцией.

Согласно ГОСТ Р 51164-98 для изоляции применяем комбинированное покрытие усиленного типа состоящую из: грунтовки битумно-полимерной Транскор, ТУ 5775-003-32999231-00, толщиной не менее 0,1мм; мастики битумно-полимерной Транскор, ТУ 5775-002-32989231-99, толщиной не менее 3,0мм; обёртки защитной термоусаживающейся (в два слоя), Политерм, ТУ 2245-003-05801845-00, толщиной не менее 1,4мм. Общая толщина покрытия не менее 4,5мм.

Грунтовка наносится на очищенную поверхность газопровода для того, чтобы обеспечить лучшее сцепление (адгезию) между изоляционным покрытием и металлической поверхностью газопровода. Обёрточные материалы в битумной изоляции служат для защиты от механических повреждений. Кроме того, они защищают битумные мастики от оплывания.

### 2. Контроль качества изоляционного покрытия газопровода

Операционный контроль подразумевает проверку отдельных операций и готового покрытия при изоляции трубопровода. При нанесении изоляции на битумной основе контролируются следующие операции и параметры:

- качество очистки поверхности трубы;
- толщина грунтовки;
- адгезия (прилипаемость) слоя мастики;
- толщина изоляции.

					<i>Разработка плана производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		54

Толщину грунтовки лучше измерять электронным толщиномером. Адгезию изоляции – путём надреза покрытия в виде равностороннего треугольника с углом  $60^{\circ}$  в вершине и длиной стороны 3-5см и отслаивания вершины надреза. Изоляция считается удовлетворительной, если она не отслаивается, а при отрыве часть мастики остаётся на поверхности. Если покрытие отрывается от металла сплошным, неповреждённым полотном, то изоляцию бракуют. Толщину изоляционного слоя рекомендуется контролировать с помощью вихретоковых толщиномеров, предел измерения толщины 0-10мм.

3. Засыпка траншеи.

4. Удаление персонала и механизмов за охранную зону.

5. Вытеснение газовой смеси давлением  $1 \text{ кгс/см}^2$  на участке 170-214 км вторая нитка открытием крана №170-2.1; закрытием крана №170-2.3.

6. Закрытие кранов №214-2.1; №214-2.3 и заполнение участка 170-214км вторая нитка со стороны кранового узла 170-2.

7. После выравнивания давления (перепад не более  $1 \text{ кгс/см}^2$ ) между «северным» и «южным» участками, открытие линейных кранов №170-2, №214-2 закрытие перемычек №170.12.0 и №214.12.9.

					<i>Разработка плана производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		55

#### 4. Земляные работы

Согласно СН 452-73, ширина и длина полос земель, отводимых во временное пользование для капитального ремонта магистральных трубопроводов, определяются проектом, утверждённым в установленном порядке, при этом ширина указанных полос не должна превышать ширины, предусмотренной таблицей 10 для соответствующих диаметров.

Нормы отвода земель

Таблица 10

Диаметр трубопровода, мм	Ширина полосы земель, отводимых для одного подземного трубопровода, м	
	на землях несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства и землях государственного фонда	на землях сельскохозяйственного назначения худшего качества (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
≤ 426	20	28
>426 – 720	23	33
>720 – 1020	28	39
>1020 – 1220	30	42
>1220 – 1420	32	45

Ремонтный котлован предназначен для выполнения работ в месте вырезки «катушки», поэтому его размеры должны обеспечить нормальную и безопасную работу ремонтного персонала.

					Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Кровяков Д.В.			Земляные работы	Лит.	Лист	Листов	НИИ ТПУ 3-2Б31Т			
Руковод.		Крец В.Г.						56				114
Консульт.												
И.о. зав. каф.		Бурков П.В.										

Длина котлована определяется из расчёта:

$$L = \lambda + 3 = 2 + 3 = 5 \text{ м} \quad (5.1)$$

$\lambda$  – длина заменяемого участка, м

Ширина котлована определяется из условия обеспечения расстояния между трубой и стенками котлована не менее 1,5 м.

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается. Значения откосов приведены в таблице 11.

Таблица 11

Допустимая крутизна откосов траншеи и ремонтного котлована

Грунт	Глубина траншеи, котлована, м					
	< 1,5		1,5-3,0		3,0-5,0	
	угол откоса, градус	уклон	угол откоса, градус	уклон	угол откоса, градус	уклон
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1,00	38	1:1,25
Песчаные и гравийные	63	1:0,50	45	1:1,00	45	1:1,00
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,85
Суглинок	76	1:0,25	63	1:0,50	53	1:0,75
Глина	76	1:0,25	76	1:0,25	63	1:0,50
Лессовидный сухой	76	1:0,25	63	1:0,50	63	1:0,50

Расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована должно быть не менее 0,6 м. Отвал грунта, извлечённого из котлована для предотвращения падения его в котлован, должен находиться не менее 0,5 м от края котлована. Котлован необходимо оборудовать приставными лестницами из расчёта по две лестницы на каждую сторону торца котлована.

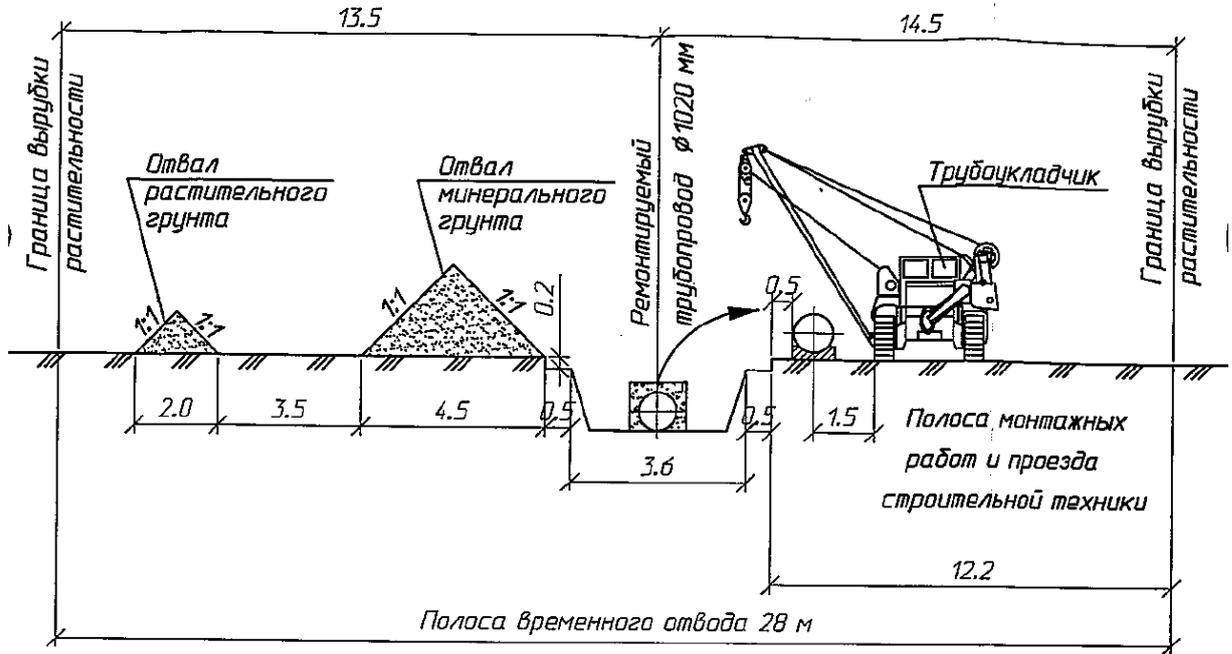
Разработка котлована производится следующим составом:

Таблица 12

№ п/п	Профессия	Разряд	Количество, чел.
1	Машинист экскаватора	6	1
2	Машинист бульдозера	5	1

## Схема производства работ

### Демонтаж катушки



### Монтаж катушки

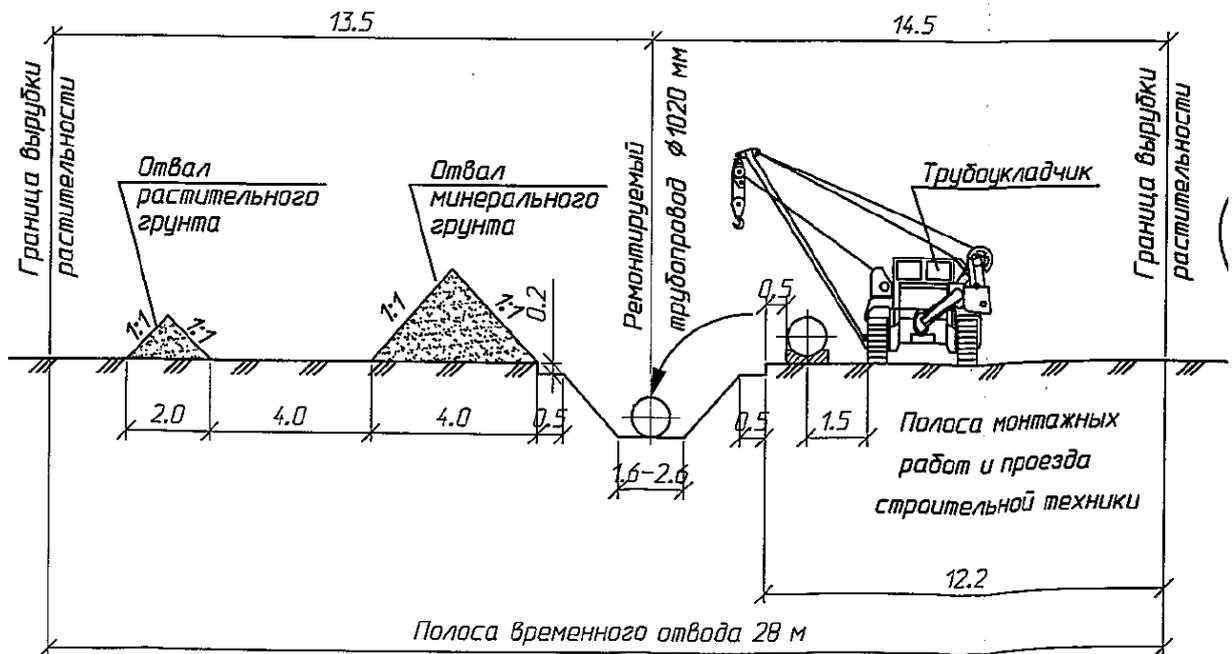


Рис.6.2 Параметры ремонтного котлована

Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

## 5. Вырезка черновой «катушки» и разделка кромок трубы и «катушки»

Согласно СТО Газпром 14-2005 огневые работы на линейной части газопровода состоят из четырёх основных этапов:

- вырезка технологических отверстий (ТО), люков с установкой УГО;
- разъединение газопровода под избыточным давлением газа или после освобождения ремонтного участка от газа;
- сварочно-монтажные работы;
- заварка технологических отверстий.

В местах вырезки ТО и на расстоянии не менее 100мм от контура предполагаемого отверстия выполняется ультразвуковой контроль с целью определения толщины стенки трубы.

Перед началом огневых работ должна быть выбрана схема вырезки и герметизации ТО. ТО должны иметь форму овала (эллипса) и располагаться в верхней четверти газопровода со смещением от верхней образующей трубы  $\pm 20^{\circ}$ . Размеры отверстия не должны превышать 250×350мм и не должны быть менее 100×150мм. Отверстия должны располагаться не ближе 250мм от продольного и 500мм от кольцевого шва.

Для вырезки технологических отверстий и черновой катушки используем воздушно-плазменную резку ДС120П.33 под давлением газа в газопроводе в пределах 100-500Па (10-50мм водяного столба) при условии стабилизации давления газа после стравливания.

Пламя загорающего газа при вырезке ТО и выполнении черновых резов следует гасить войлочной кошмой или асбестовым полотном, а линию реза по мере продвижения резака – замазывать мятой мокрой или бентонитовой глиной.

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Вырезка черновой «катушки»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					59	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

## 5.1 Воздушно-плазменная резка

Аппарат ДС120П.33 предназначен для резки электропроводных материалов толщиной до 40мм в цеховых и монтажных условиях, в том числе для резки жаропрочных сталей и цветных металлов.

Для подачи плазмообразующего газа может быть задействован компрессор. В качестве плазмообразующего газа чаще всего используют воздух или азот. Сравнение воздушно-плазменной резки с газокислородной показывает, что более высокие первоначальные затраты на оборудование для воздушно-плазменной резки быстро окупаются за счет низких эксплуатационных затрат. Учитывая стоимость рабочей силы и значительные преимущества воздушно-плазменной резки по производительности, окупаемость затрат на оборудование, как показывает производственный опыт, составляет не более 3 месяцев.

К важным преимуществам воздушно-плазменной резки следует отнести:

- небольшую зону термического влияния;
- универсальность процесса по отношению к видам металлов;
- нечувствительность к качеству поверхности разрезаемого металла.

Аппарат ДС120П.33 имеет:

Толщину разрезаемой стали до 40 мм (разделительный рез) и 35 мм (качественный рез), алюминиевых сплавов - 30 мм, меди и её сплавов – 20 мм.

Бесконтактное возбуждение дуги.

Встроенный регулятор подачи плазмообразующего газа.

Манометр, контролирующий давление газа.

Фильтр-влагомаслоотделитель.

Воздушный клапан с подогревом для работы при отрицательных температурах.

Встроенные сетевые фильтры для работы от дизель-генератора.

					<i>Вырезка черновой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

Увеличенный срок службы электрода за счет плавного нарастания тока резки и постепенного увеличения расхода газа до максимального значения после возбуждения дуги.

Защиту резака за счет блокировки аппарата при отсутствии или низком давлении плазмообразующего газа.

Легкое прожигание возможных загрязнений поверхности. Основная дуга (между катодом и разрезаемым материалом) зажигается при помощи косвенной (пилотной) дуги.

Возможность работы с ручным резаком, автоматическим резаком в составе трубореза ТР-2 или других машин автоматической резки.

Специальный шлангопакет для работы при температурах до -40 С.

**Труборез ТР-2 используются с аппаратом ДС 120П.3М для резки труб диаметром от 56 до 1420мм и листовых материалов.**

Передвижение трубореза по трубе или листу осуществляется по специальной цепи. Труборез состоит из самоходной тележки, выполненной в виде шарнирной рамы с валом и двумя зубчатыми шестернями. Вал связан через редуктор с приводным двигателем постоянного тока. Шарнирная рама снабжена опорными колесами и механизмом натяжения цепи. На одной из сторон шарнирной рамы закреплен плазмотрон, который можно передвигать вдоль трубы или листа по направляющим для точного позиционирования.

					<i>Вырезка черновой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

На рисунке 5.1 приведена схема установки плазмотрона на трубе при полуавтоматической резке.

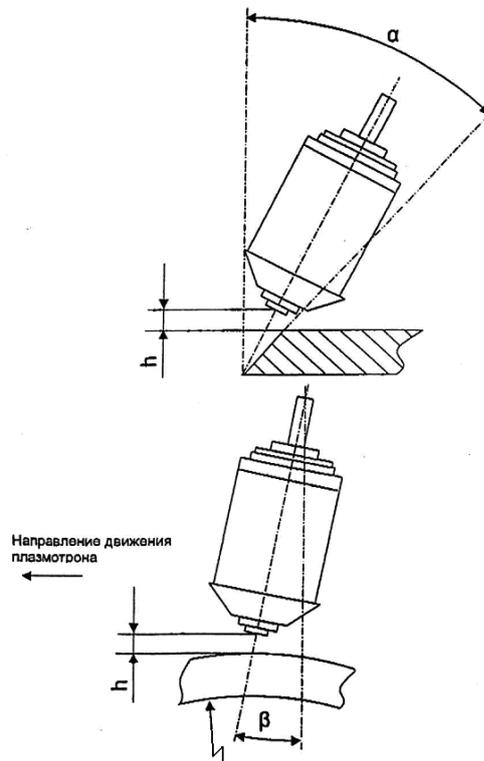


Рисунок 5.1 – Схема установки плазмотрона на трубе при полуавтоматической резке.

Корректировать оптимальную скорость ручной и полуавтоматической плазменной резки можно на основе оценки угла, под которым выбрасывается материал со стороны нижнего края разрезаемой детали, а также на основе наблюдения поверхности детали после выполнения испытательной резки (рисунок 5.2).

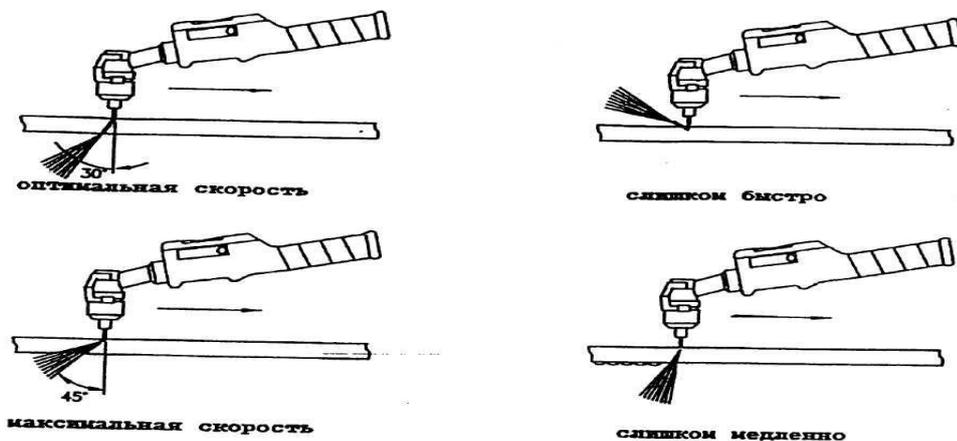


Рисунок 5.2 – Подбор скоростей резки

Резку труб с толщиной стенки выше 10 мм рекомендуется начинать медленно. Скорость резки следует увеличивать только после проникновения дуги через нижний край разрезаемой стенки.

Схема вырезки демонтируемого участка после вентиляции полости между ВГУ, установленными в сторону запорной арматуры и в сторону проведения работ, показана на рисунке 5.3, 5.4, 5.5.

Временное герметизирующее устройство (ВГУ): Резиновый шар или другое устройство, применяемое при проведении огневых работ для временной локализации участка проведения огневых работ

ВГУ устанавливаются в газопроводе на расстоянии не менее 8-10 м в обе стороны от места выполнения огневых работ (местом реза) между технологическими отверстиями и местом работы. При невозможности установки ВГУ на расстоянии 8 м от места реза допускается установка на меньшем расстоянии при условии их защиты дополнительными средствами от попадания искр и сварочного грата (асботканью, огнезащитными стенками из асбоцементных щитов и т.п.).

Помещенное в газопровод ВГУ накачивается воздухом или инертным газом до давления, установленного изготовителем и обозначенного на ВГУ или в его паспорте. ВГУ должно плотно прилегать к внутренней поверхности трубы.

За состоянием и давлением внутри ВГУ необходимо осуществлять регулярный контроль с записью в журнале значений давления. Периодичность и порядок регистрации давления определяет ответственный за проведение огневых работ. Персонал, на который возложен контроль за состоянием ВГУ, к выполнению других видов работ не привлекается. В случае снижения давления в каком-либо из ВГУ необходимо немедленно приостановить огневые работы, подкачать ВГУ, проверить дальнейшее изменение давления в нем. Если давление снижается медленно, то через определенный интервал времени производить его подкачку до заданного давления. В случае быстрого снижения давления дефектное ВГУ подлежит замене.

Установка ВГУ 1, 2 через технологические отверстия в сторону запорной арматуры и вытеснение газа путем продувки воздухом, азотом или естественная вентиляция (рисунок 5.3).

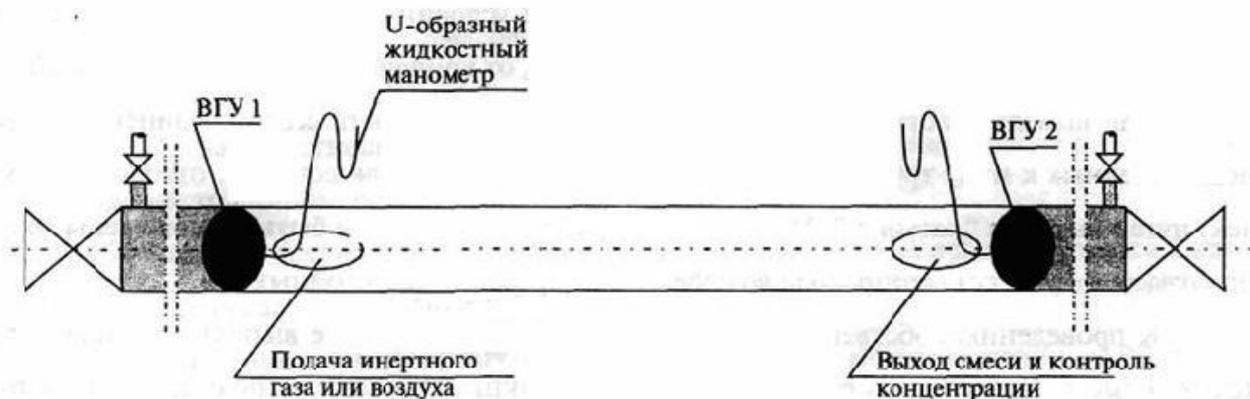


Рисунок 5.3 Установка ВГУ 1, 2

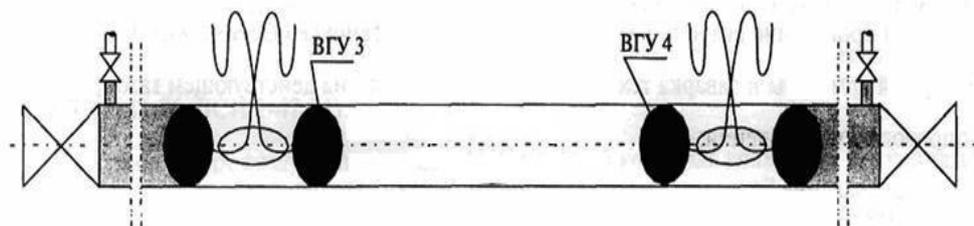


Рисунок 5.4 Установка ВГУ 3,4, разметка «катушки»

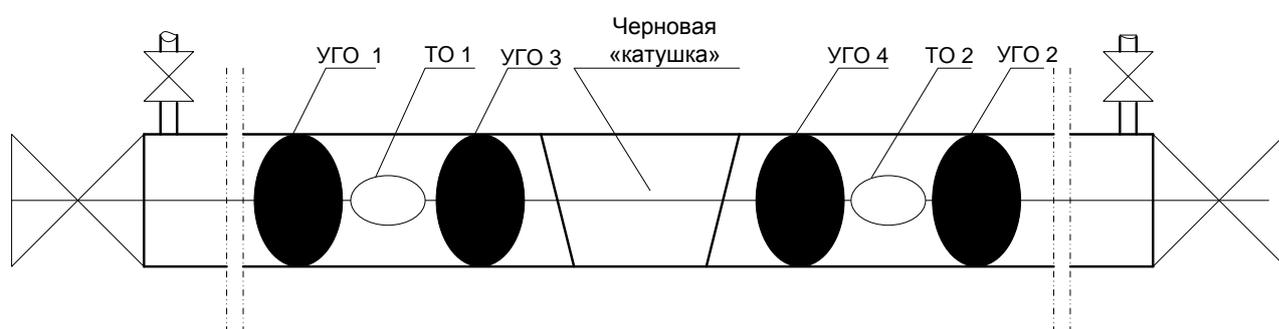


Рисунок 5.5 Вырезка черновой «катушки»

## 6. Сварочные работы

После вырезки дефектного участка газопровода оси его соединяемых концов должны находиться на одной прямой линии. Другими словами, на месте врезки «катушки» не должно быть искривления оси газопровода, то есть плоскости торцовых поверхностей стыкуемых труб должны быть перпендикулярны осям этих труб и параллельны друг другу. Это достигается перемещением свободных концов газопровода.

При несоосности концов газопровода его свободные концы дополнительно освобождаются от грунта. При невозможности центровки газопровода с требуемой точностью ремонт данного участка производится с использованием гнутых отводов.

Перед началом сварочных работ торцы труб сушат или подогревают. Сушка производится нагревом до температуры 20-50<sup>0</sup>С при температуре воздуха ниже +5<sup>0</sup>С и при наличии следов влаги на кромках.

Температура предварительного подогрева концов труб назначается в зависимости от эквивалента углерода  $C_{\text{э}}$ , толщины стенки трубы, температуры окружающего воздуха и вида электрода.

Качество сварных швов зависит от правильного выбора основных параметров ведения сварочных работ: величины зазора, марки и диаметра электродов и параметров режима сварки (сила тока, напряжение, полярность).

Операционная технологическая карта сборки и ручной сварки неповоротных стыков труб одной толщины. См. таблицы 15; 16; 17.

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Сварочные работы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					66	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

## 6.1 Техническое задание на разработку технологии сварки катушки

Ликвидация дефекта врезкой катушки.

1. Наименование объекта МГ «Парабель-Кузбасс» км 183(2-нитка)
2. Описание задания (РВ работы, аттестация) Врезка катушки ДУ-1020.
3. Схема узла, (конструкция контрольного сварного соединения):

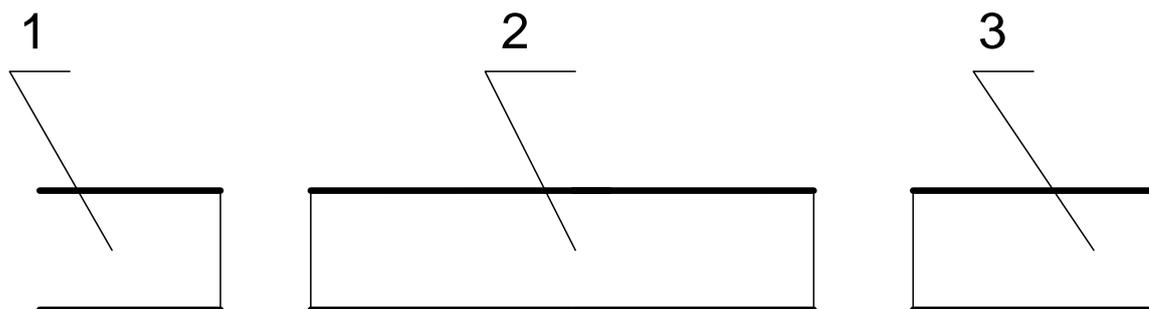


Рисунок 6.1 Конструкция контрольного сварного соединения

### 4. Характеристика труб, деталей трубопроводов, арматуры

Таблица 6.1

№	Наименование	Диаметр м.м.	Толщина стенки м.м.	Марка стали	ТУ, гост	Нормативный (по ТУ) предел текучести, МПа
1	Действующий газопровод	1020	10	17Г1СУ	14-3-1424-86	363
2	Катушка	1020	10	17Г1СУ	14-3-1424-86	363
3	Действующий газопровод	1020	10	17Г1СУ	14-3-1424-86	363

## 6.2 Техническое задание на разработку технологии сварки заплата

На разработку технологии сварки. Заварка технологической заплата.

1. Наименование объекта МГ «Парабель-Кузбасс" км183 (2-нитка)
2. Описание задания (РВ работы, аттестация) ремонтные работы
3. Схема узла, (конструкция контрольного сварного соединения):

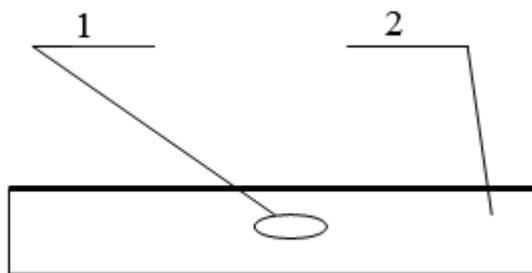


Рисунок 6.2 Конструкция контрольного сварного соединения

Характеристика труб, деталей трубопроводов, арматуры Таблица 6.2

№	Наименование	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали	ТУ, ГОСТ	Нормативный (по ТУ) предел текучести, МПа
1	Технологическая заплата	1020	10	17Г1СУ	14-3-1424-86	363
2	Действующий газопровод	1020	10	17Г1СУ	14-3-1424-86	363

Сварочные материалы, режимы проковки и сварки Таблица 6.3

Назначение	Марка электрода	Диаметр, мм	Температура проковки, °С	Время проковки, ч	Сварочный ток, А
Первый (корневой) слой шва	ОК 5370	3,25	250-300	1,0	90-130 нижн. 80-120 верхн. 90-110 потол.
Подварочный слой шва	ОК 5370	3,25	250-300	1,0	90-130 нижн. 80-120 верх. 90-110 потол.
Заполняющие и облицовочный слои шва	ОК 5370	4,0	300-350	1,5	140-180 нижн. 110-170 верхн. 150-180 потол.

Выполнение сварочно-монтажных работ.

Удаление ВГУ:

- выпустить воздух из ВГУ в соответствии с требованиями инструкции по их эксплуатации;
- извлечь ВГУ через технологическое отверстие.
- герметизация (заварка) технологических отверстий.

Разделка кромок труб для ручной дуговой сварки для труб диаметром 1020мм с толщиной стенки до 16мм, согласно ВСН 006-89 показана на рисунке 6.3.

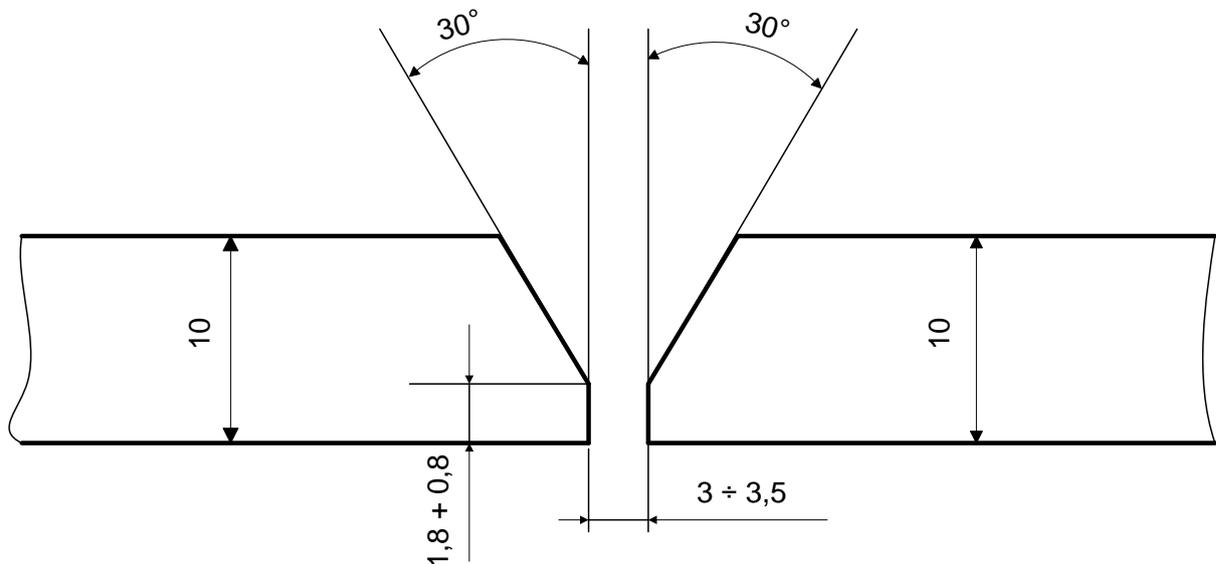


Рисунок 6.3 Разделка кромок труб для ручной дуговой сварки

### 6.3 Разметка «катушки»

Наиболее сложная и ответственная операция при замене дефектного участка трубы – сварочно-монтажные работы. Определённую сложность при замене дефектного участка представляет выполнение разметки, от которой зависит точность операции: необходимо вырезать «катушку», обработать ее кромки под сварку, а также аккуратно обработать концы основного трубопровода и подогнать «катушку» по размеру. Устройство для разметки «катушки» на рисунке 6.4.

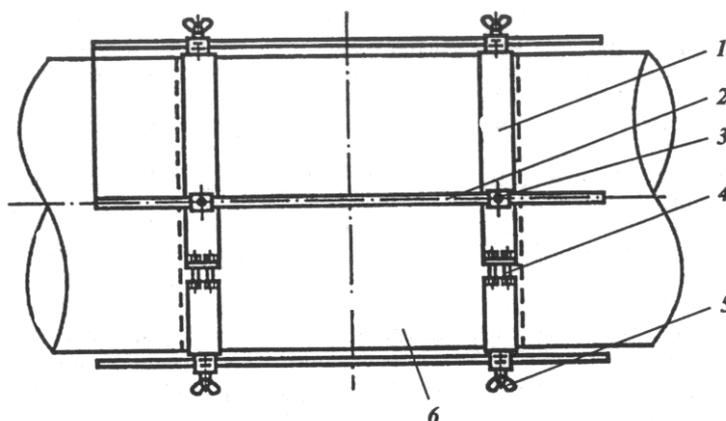


Рисунок 6.4 Шаблон для разметки катушек: 1-хомут; 2-направляющий стержень; 3-втулка; 4-затяжной болт; 5-винт-фиксатор; 6-трубопровод

#### 6.4 Магнитное дутье при сварке и способы его устранения

В связи с использованием для диагностики газопровода магнитных дефектоскопов, в нашем случае МДР-1000, МДПР- 1000, столкнулись с таким явлением, как остаточная намагниченность труб. При сварке намагниченных труб результирующее магнитное поле определяется в основном, двумя составляющими:

- магнитным полем самой дуги;
- остаточным магнитным полем труб.

Результирующее магнитное поле приводит к созданию магнитного дутья, препятствующее стабильному горению сварочной дуги при сварке труб. При этом наблюдается отклонение дуги в поперечном и продольном направлениях от оси электрода под воздействием электромагнитных сил.

Для устранения или уменьшения магнитного дутья и улучшения стабильности горения дуги при сварке неповоротных стыков, до мероприятий по размагничиванию труб или стыков, необходимо:

- исключить влияние внешних магнитных полей (внутритрубная дефектоскопия с применением магнитных устройств);
- провести симметричное заземление труб (заземлить оба участка трубы непосредственно в траншее);
- каждый сварщик должен иметь отдельный обратный провод;
- при сварке обеспечить минимальное расстояние между обратным проводом и местом сварки по периметру стыка (электродом);
- прихватку и сварку стыка проводить в направлении крепления обратного провода;
- перед сваркой не допускать контакта электрододержателя или оголённого сварочного провода на поверхность трубы;
- при сварке стыка изменить наклон электрода в сторону, противоположную отклонению сварочной дуги.

					<i>Сварочные работы</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

## 7. Гидравлическое испытание трубы 1020×10 для «катушки»

Для проведения гидравлического испытания давление внутри трубы создают водой или жидкостями с пониженной температурой замерзания, предусмотренной проектом.

Так как гидравлическое испытание трубы для «катушки» будет проводиться вблизи промышленной площадки, то источником воды будет являться водопровод.

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубы входят:

- подготовка к испытанию;
- наполнение трубы водой;
- подъём давления до испытательного;
- испытание на прочность;
- сброс давления до проектного рабочего;
- проверка на герметичность;
- сброс давления до 0,1- 0,2 МПа (1-2кгс/см<sup>2</sup>).

При необходимости выполняются работы, связанные с выявлением и устранением дефектов: замена трубы.

Гидравлическое испытание на прочность необходимо производить для: трубопроводов (кроме магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов) – на давление  $1,1P_{\text{раб}}$  в верхней точке и не более гарантированного заводом испытательного давления  $P_{\text{зав}}$  в нижней точке (рисунок 7.1).

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Гидравлическое испытание трубы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					72	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

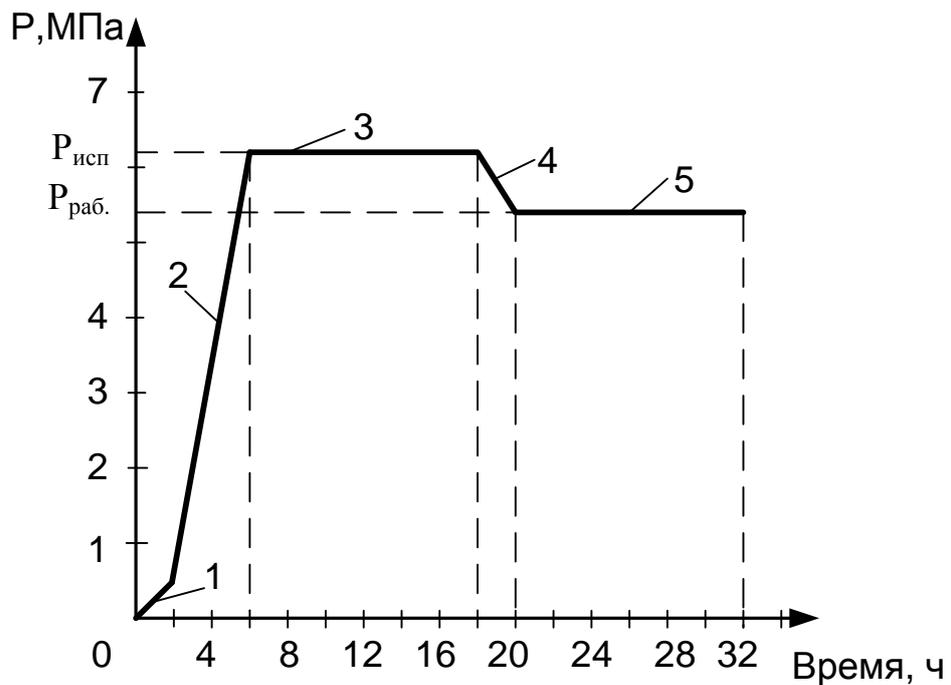


Рисунок 7.1 График изменения давления при гидравлическом испытании трубы: 1- заполнение трубы водой; 2-подъем давления до P<sub>исп</sub>; 3- испытание на прочность; 4- снижение давления; 5- проверка на герметичность.

При подготовке к гидравлическому испытанию трубы для «катушки» необходимо в соответствии с принятой схемой испытания выполнить следующие операции:

- смонтировать и испытать обвязочные трубопроводы наполнительных и опрессовочных агрегатов и шлейф подсоединения к трубопроводу;
- установить контроль – измерительные приборы;
- смонтировать воздухопускные и сливные краны.

При заполнении трубы водой для гидравлического испытания из него необходимо удалить воздух.

Схема гидравлического испытания трубы для «катушки» показана на рисунке 7.2.

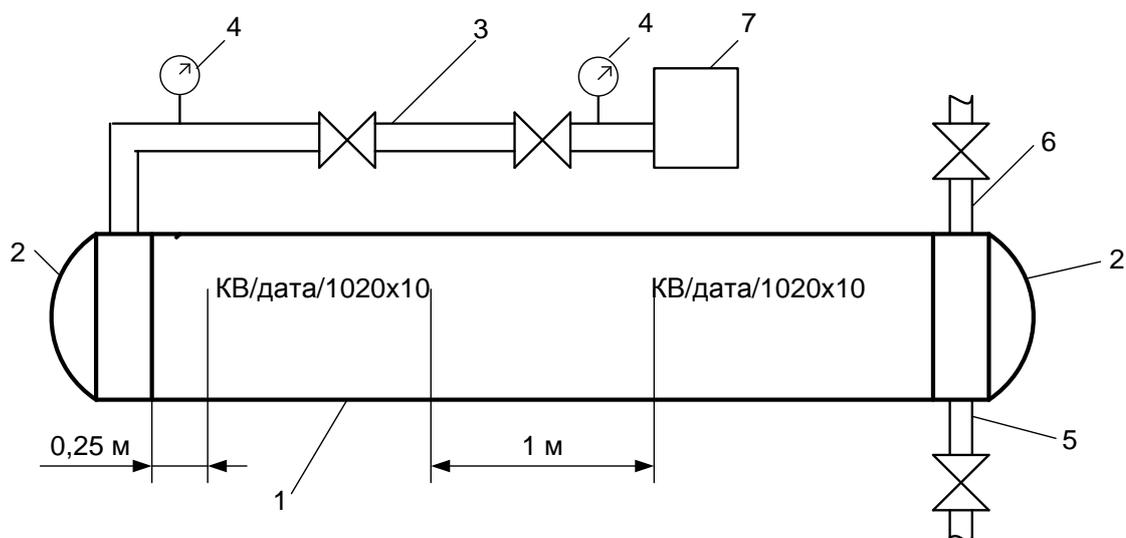


Рисунок 7.2: 1-труба 1020×10 (марка стали 17ГСУ); 2-сферические заглушки; 3-шлейф; 4-манометры; 5-сливной патрубок; 6-воздухоспускной патрубок; 7-гидравлический насос.

Для гидравлического испытания трубы и поднятия давления используется гидравлический насос НГ-25.000.00.

#### 1. Насос гидравлический НГ-25.000.00

Насос гидравлический НГ-25.000.00 служит для перекрытия шарового крана вручную при отсутствии давления газа в трубопроводе или, если оно недостаточно (т.е. менее 10кГс/см<sup>2</sup>).

Насос гидравлический устанавливается на краны шаровые ДУ-1000 равнопроходны с пневмогидроприводом на магистральных трубопроводах, на пунктах сбора и подготовки газа, на компрессорных станциях.

## 2. Технические характеристики

Эксплуатация насосов — распределителей предусматривается при температурах окружающего воздуха от минус 40° до +40° С.

Относительная влажность окружающего воздуха до 98% при температуре 30 °С.

Рабочее тело: жидкость ЛЗ-ГА-1ТУ38-30138 или масло АМГ-10ГОСТ6794-75, ПМС-20РК.

Максимальное развиваемое давление: 10Мпа/см<sup>2</sup> (100 кгс/см<sup>2</sup>).

Усилие на рукоятке при максимальном рабочем давлении - 25 кгс.

Вес - 12 кг.

## 3. Устройство насоса

Насос - распределитель состоит из следующих основных деталей (см. рис. 7.3): 1 - цилиндр (1), поршень (2), крышка цилиндра (3), рукоятка (4) на крышке цилиндра, кинематически связанная с поршнем (2), корпус переключателя (5), золотник (6), которые служат для переключения управления кранами на ручное или дистанционное, нагнетательный клапан (7,8), всасывающий клапан (8,9,10), рукоятка золотника (12), пружиненная пружиной (11), штифт (13), фиксирующий рукоятку золотника (12) в определенном положении согласно маркировке на крышке (14), четыре шпильки(15), гайки (16), соединяющие крышку (3), цилиндр (1), и корпус переключателя (5), резиновые кольца (17, 18, 19, 20), обеспечивающие герметичность соединений.

					<i>Гидравлическое испытание трубы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		75

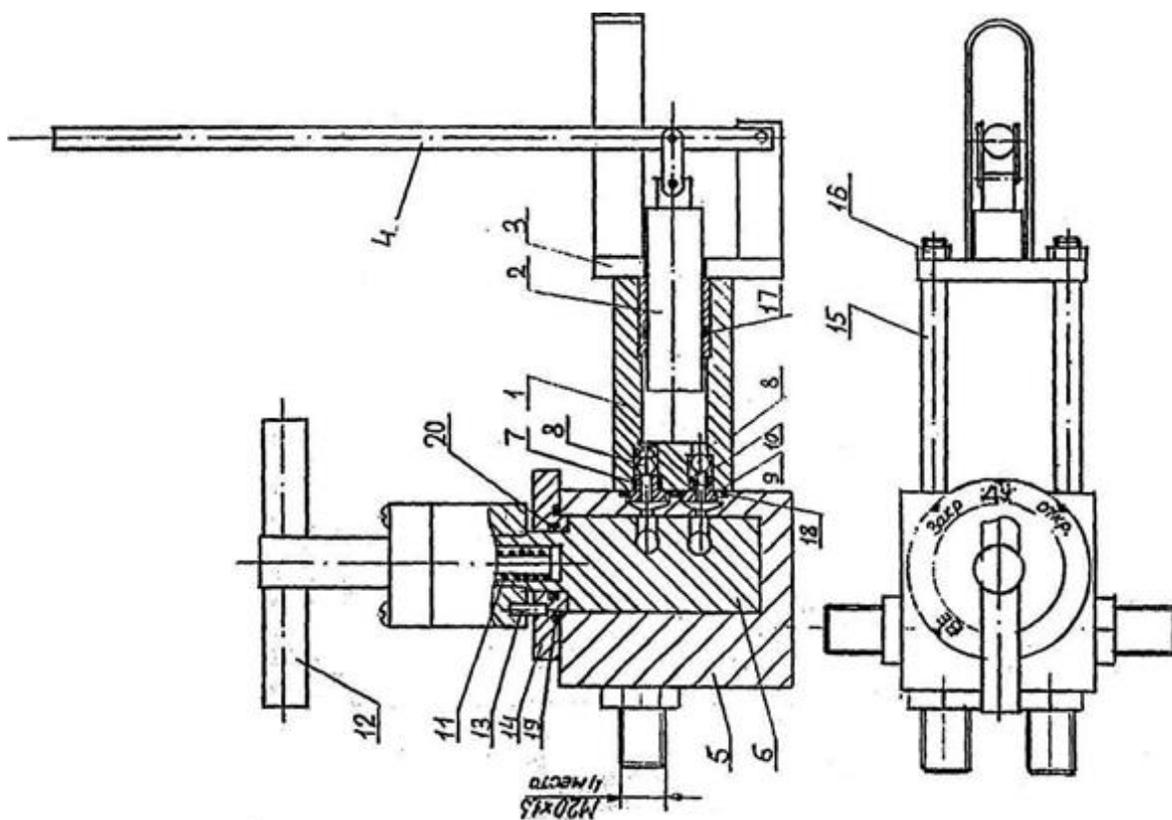


Рисунок 7.3 Устройство насоса НГ-25.000.00

						Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 8. Расчёт подземного газопровода

Прочностной расчёт газопровода осуществляется по методу предельных состояний. Сущность метода заключается в том, что рассматривается такое напряжённое состояние газопровода, при котором дальнейшая его эксплуатация невозможна. Первое предельное состояние – несущая способность газопровода (разрушение его под воздействием внутреннего давления), второе – предельно допустимые деформации. Характеристикой несущей способности газопровода является временное сопротивление металла труб (предел прочности). При расчёте на предельно допустимые деформации используется предел текучести материала трубы.

Данные для расчёта:

$R_{\min} = 1000D_n$  – минимальный радиус упругого изгиба;

$D_n = 1020$  мм – наружный диаметр газопровода;

$P = 5,5$  МПа – рабочее давление;

$R_1 = \sigma_{вр} = 510$  МПа – временное сопротивление материала труб;

$R_2 = \sigma_T = 363$  МПа – предел текучести материала труб;

17Г1СУ – марка стали труб;

продукт перекачки – природный газ;

категория газопровода III;

$\Delta t = \pm 40^\circ\text{C}$  – расчётный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании;

$h_0 = 1,0$  м – высота засыпки от верхней образующей газопровода до поверхности грунта;

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Расчёт подземного газопровода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					77	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

$\gamma_{гр}=19\text{кН/м}^3$  – удельный вес грунта, суглинок;

$c_{гр}= 15\text{кПа}$  – сцепление грунта;

$\varphi_{гр}= 20\text{град}$  – угол внутреннего трения грунта;

$K_0= 20\text{МН/м}^3$  – коэффициент постели грунта при сжатии;

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

$k_n= 1,0$  – коэффициент надёжности по назначению газопровода.

### 8.1 Расчёт толщины стенки газопровода

Расчётное сопротивление:

$$R_1 = \frac{R_1''}{k_n} \cdot \frac{m}{k_1} = \frac{510}{1,0} \cdot \frac{0,9}{1,4} = 327,86 \text{ МПа, где} \quad (10.1)$$

$m$  – коэффициент условий работы газопровода при расчёте его на прочность, устойчивость и деформативность.

Толщина стенки трубы:

$$\delta = \frac{n_p P D_n}{2(R_1 + n_p P)} = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 1,02}{2(327,86 + 1,1 \cdot 5,5)} = 0,0092 \text{ м, где} \quad (10.2)$$

$n_p$  - коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему давлению в газопроводе.

Продольные осевые напряжения:

$$\sigma_{npN} = \sigma_{npt} + \sigma_{np.p} = -\alpha_t E \Delta t + 0,3 \frac{n_p P D_n}{2\delta} = \quad (10.3)$$

$$= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 1,02}{2 \cdot 0,0092} = -8,22 \text{ МПа, где}$$

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

$E$  – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

$\Delta t$  – расчётный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

					<i>Расчёт подземного газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

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

Знак «минус» в результате формулы (10.2) указывает на наличие осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо определить коэффициент  $\psi_1$ , учитывающий двухосное состояние металла труб:

$$\begin{aligned} \psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{8,22}{327,86} \right)^2} - 0,5 \frac{8,22}{327,86} = 0,987, \end{aligned} \quad (10.4)$$

тогда толщина стенки трубы:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 1,02}{2(0,987 \cdot 327,86 + 1,1 \cdot 5,5)} = 0,0096 \text{ м}, \text{ принимаем } \delta = 0,010 \text{ м}.$$

## 8.2 Проверка прочности и деформации подземного газопровода

Проверяем газопровод на прочность по условию:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1, \text{ где} \quad (10.5)$$

$|\sigma_{npN}|$  – продольные осевые напряжения

Кольцевые напряжения, действующие тангенциально поверхности газопровода:

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p P D_{вн}}{2\delta} = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 1}{2 \cdot 0,01} = 303 \text{ МПа} \quad (10.6)$$

Коэффициент учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{303}{327,86} \right)^2} - 0,5 \frac{303}{327,86} = 0,07 \quad (10.7)$$

$$\psi_2 R_1 = 0,07 \cdot 327,86 = 22,95;$$

$|-8,22| < 22,95$  условие (10.5) выполняется.

					<i>Расчёт подземного газопровода</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления:

$$\sigma_{\kappa\zeta}^H = \frac{P D_{\text{вн}}}{2\delta} = \frac{5,5 \cdot 1}{2 \cdot 0,01} = 275 \text{ МПа} \quad (10.8)$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\begin{aligned} \psi_3 &= \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{\kappa\zeta}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\kappa\zeta}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H} = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{275}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} 363} \right)^2} - 0,5 \frac{275}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} 363} = 0,2735 \end{aligned} \quad (10.9)$$

$$\text{Условие } \sigma_{\kappa\zeta}^H \leq \frac{m}{0,9} R_2^H \quad 275 < \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} 363 \quad (10.10)$$

275 < 330 МПа условие выполняется

Продольные напряжения  $\sigma_{np}^H$  для полностью заземлённого подземного газопровода:

- для положительного температурного перепада  $\Delta t = +40^\circ\text{C}$ :

$$\begin{aligned} \sigma_{np}^H &= \mu \sigma_{\kappa\zeta}^H - \alpha_t E \Delta t - \frac{E D_n}{2R_{\min}} = 0,3 \cdot 275 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1000} = \\ &= -88,8 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (10.11)$$

- для отрицательного температурного перепада  $\Delta t = -40^\circ\text{C}$ :

$$\begin{aligned} \sigma_{np}^H &= \mu \sigma_{\kappa\zeta}^H - \alpha_t E \Delta t + \frac{E D_n}{2R_{\min}} = 0,3 \cdot 275 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 + \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1000} = \\ &= 89 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (10.12)$$

$$\text{Проверяем выполнение условия: } |\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} \quad (10.13)$$

					<i>Расчёт подземного газопровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Для положительного температурного перепада:

$$|88,8| < 0,2735 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} 363 = 90,3 \text{ МПа} \text{ условие выполняется}$$

Для отрицательного температурного перепада:

$$|89| < 0,2735 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} 363 = 90,3 \text{ МПа} \text{ условие выполняется.}$$

### 8.3 Проверка общей устойчивости подземного газопровода в продольном направлении

Проверка общей устойчивости подземного газопровода в продольном направлении выполняется по СНиП 2.05.06-85\* в плоскости наименьшей жёсткости системы в соответствии с условием:

$$S \leq mN_{кр} \quad (10.14)$$

Площадь поперечного сечения металла трубы:

$$F = \frac{\Pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} (1,02^2 - 1^2) = 0,032 \text{ м}^2 \quad (10.15)$$

Эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в прямолинейном или упругоизогнутом газопроводе, возникающее от действия двух расчётных нагрузок и воздействий: внутреннего давления и положительного перепада температур:

$$S = (0,2\sigma_{кц} + \alpha_t E \Delta t) F = (0,2 \cdot 303 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40) \cdot 0,032 = 5,01 \text{ МН}, \text{ где} \quad (10.16)$$

$\sigma_{кц}$  - кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления, МПа

Осевой момент инерции поперечного сечения металла трубы:

$$J = \frac{\Pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (1,02^4 - 1^4) = 4,044 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4 \quad (10.16)$$

					<i>Расчёт подземного газопровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{с.в.} \gamma_m \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_g^2) = 0,95 \cdot 78500 \frac{3,14}{4} (1,02^2 - 1^2) = 2365 \text{ Н/м}, \text{ где} \quad (10.17)$$

$n_{с.в.}$  – коэффициент надёжности по нагрузкам от действия собственного веса трубы для подземных газопроводов.

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$\begin{aligned} q_{из} &= n_{с.в.} (q_{и.п.}'' + q_{об.}'' ) = n_{с.в.} (k_{из} ПД_n \delta_{и.п.} \rho_{и.п.} g + k_{из} ПД_n \delta_{об} \rho_{об} g) = & (10.18) \\ &= 0,95 (1,09 \cdot 3,14 \cdot 1,02 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9,81 + 1,09 \cdot 3,14 \cdot 1,02 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 \cdot 9,81) = \\ &= 43 \text{ Н/м}, \text{ где} \end{aligned}$$

$n_{с.в.}$  – коэффициент надёжности по нагрузкам от действия веса изоляции;

$k_{из}$  – коэффициент, учитывающий величину нахлёста;

$\delta_{и.п.}$  – толщина изолирующей плёнки, мм;

$\rho_{и.п.}$  – плотность изолирующей плёнки, кг/м<sup>3</sup>;

$\delta_{об.}$  – толщина обёртки, мм;

$\rho_{об.}$  – плотность обёртки, кг/м<sup>3</sup>.

Нагрузка от веса продукта, находящегося в газопроводе единичной длины:

$$q_{пр.} = n_{с.в.} 100\rho D_{вн}^2 = 0,95 \cdot 100 \cdot 5,5 \cdot 1^2 = 523 \text{ Н/м}, \text{ где} \quad (10.19)$$

$n_{с.в.}$  – коэффициент надёжности по нагрузкам от действия продукта, находящегося в газопроводе.

Нагрузка от собственного веса газопровода:

$$q_{тр} = q_m + q_{из} + q_{пр} = 2365 + 43 + 523 = 2931 \text{ Н/м} \quad (10.20)$$

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта газопровода с грунтом:

$$P_{cp} = \frac{2n_{cp}\gamma_{cp}D_n \left[ \left( h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{cp}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{ПД_n} = \quad (10.21)$$

$$= \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 1,02 \left[ \left( 1 + \frac{1,02}{8} \right) + \left( 1 + \frac{1,02}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{20}{2} \right) \right] + 2931}{3,14 \cdot 1,02} = 18999 \text{ Па, где}$$

$n_{гр}$  – коэффициент надёжности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр}$  – удельный вес грунта, суглинок, кН/м<sup>3</sup>;

$h_0$  – высота засыпки от верхней образующей газопровода до поверхности грунта, м;

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

Предельные касательные напряжения по контакту газопровода с грунтом:

$$\tau_{пр} = p_{гр} \operatorname{tg} \varphi_{гр} + c_{гр} = 18999 \times \operatorname{tg} 20^\circ + 15 = 6,93 \times 10^{-3} \text{ МПа} \quad (10.22)$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка газопровода единичной длины:

$$p_0 = ПД_n \tau_{пр} = 3,14 \times 1,02 \times 6,93 \times 10^{-3} = 22,2 \times 10^{-3} \text{ МН/м} \quad (10.23)$$

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям:

$$q_{верт} = n_{cp} \gamma_{cp} D_n \left( h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{ПД_n}{8} \right) + q_{mp} = \quad (10.24)$$

$$= 0,8 \cdot 19000 \cdot 1,02 \left( 1 + \frac{1,02}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,02}{8} \right) + 2931 = 19,985 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}.$$

Для прямолинейных участков подземных газопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие:

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt[4]{p_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^6 J^3} = \quad (10.25)$$

$$= 4,09 \cdot \sqrt[4]{(22,2 \cdot 10^{-3})^2 (19,985 \cdot 10^{-3})^4 \cdot 0,032^2 (2,1 \cdot 10^5)^6 \cdot (4,044 \cdot 10^{-3})^3} = 18,73 \text{ МН}, \text{ где}$$

$p_0$  – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка газопровода единичной длины, МН/м;

$F$  – площадь поперечного сечения трубы,  $\text{м}^2$ ;

$E$  – модуль упругости, МПа;

$J$  – осевой момент инерции поперечного сечения металла трубы,  $\text{м}^4$ .

Проверяем выполнение условия  $S \leq mN_{кр}$ :

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 18,73 = 16,857 \text{ МН}$$

$$S < mN_{кр}; 5,01 < 16,857 \text{ МН} – \text{условие выполняется}$$

$S$  – эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в прямолинейном или упругоизогнутом газопроводе, МН.

Проверим выполнение условия  $S \leq mN_{кр}$  в случае упругой связи прямолинейного газопровода с грунтом:

$$N_{кр} = 2 \sqrt{k_0 D_n E J} = 2 \sqrt{20 \cdot 1,02 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}} = 263,2 \text{ МН}, \text{ где} \quad (10.26)$$

$k_0$  – коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии),  $\text{МН}/\text{м}^3$ ;

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 263,2 = 236,88 \text{ МН}, \text{ где}$$

$m$  – коэффициент условий работы газопровода при расчёте его на прочность, устойчивость и деформативность. Газопровод III категории.

$$5,01 < 236,88 \text{ МН} – \text{условие выполняется.}$$

Расчётная длина волны выпучивания:

$$L_{кр} = \Pi_4 \sqrt{\frac{EJ}{k_0 D_n}} = 3,14 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}}{20 \cdot 1,02}} = 7,98 \text{ м}, \text{ где} \quad (10.27)$$

$J$  – осевой момент инерции поперечного сечения металла трубы,  $\text{м}^4$

					<i>Расчёт подземного газопровода</i>	<i>Лист</i>
						84
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 8.4 Оценка устойчивости упруго изогнутых участков газопровода

Определим параметры  $Z$  и  $\Theta$ :

$$\theta = \frac{1}{R_{\min} \sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{EJ}}} = \frac{1}{1000 \cdot \sqrt[3]{\frac{19,985 \cdot 10^{-3}}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}}}} = 0,0349, \text{ где} \quad (10.28)$$

$q_{\text{верт}}$  – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям, МН/м

$$Z = \frac{\sqrt{\frac{p_0 F}{q_{\text{верт}} J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{EJ}}} = \frac{\sqrt{\frac{22,2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,032}{19,985 \cdot 10^{-3} \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}}}}{\sqrt[3]{\frac{19,985 \cdot 10^{-3}}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}}}} = 103,5 \quad (10.29)$$

Используя монограмму, найдём  $\beta = 17$ .

Критическое усилие для криволинейных (выпуклых) участков газопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом:

$$N_{\text{кр}} = \beta^3 \sqrt[3]{q_{\text{верт}} \cdot EJ} = 17 \cdot \sqrt[3]{(19,985 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}} = 11,856 \text{ МН} \quad (10.30)$$

$$mN_{\text{кр}} = 0,9 \cdot 11,856 = 10,67 \text{ МН};$$

$$\text{или } N_{\text{кр}} = 0,375 q_{\text{верт}} R_{\min} = 0,375 \cdot 19,985 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 \cdot 1,02 = 7,644 \text{ МН, где} \quad (10.31)$$

$R_{\min}$  – минимальный радиус упругого изгиба

$$mN_{\text{кр}} = 0,9 \cdot 7,644 = 6,88 \text{ МН}$$

в первом случае  $5,01 < 10,67 \text{ МН}$  условие  $S \leq mN_{\text{кр}}$  выполняется;

во втором случае  $5,01 < 6,88 \text{ МН}$  условие  $S \leq mN_{\text{кр}}$  выполняется.

					<i>Расчёт подземного газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

## 9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

1. Затраты по перевозке работников строительной организации от места проживания (временный городок на территории Чажемтовской П.П.) до места ремонта линейной части магистрального газопровода.

а) Время работы автобуса:

$$T = \frac{70(\text{км}) \cdot 1(\text{рейс}) \cdot 2(\text{раб.дня})}{50(\text{км/час})} = 2,8 \text{ маш.час} \quad (1)$$

Затраты по перевозке:

$$115,68 (\text{руб/маш. час}) \times 2,8 (\text{маш.час}) = 323,9 \text{руб.}$$

2. Затраты, связанные с командированием работников.

На основании Постановления Правительства РФ от 02.10.02г. №729 возмещение расходов, связанных со служебными командировками, осуществить в следующих размерах:

а) расходы на выплату суточных в размере 100рублей за каждый день нахождения в служебной командировке:

$$T = 100 (\text{руб.}) \times 2 (\text{дня}) \times 25 (\text{чел}) = 5000 \text{руб.}$$

3. Расходы по перебазировке работников строительной организации от места расположения подрядной организации (г. Томск) к месту командировки и обратно арендованным или собственным транспортом.

а) Время работы автобуса:

$$T = \frac{290(\text{км}) \cdot 2(\text{рейса}) \cdot 1(\text{автобус})}{80(\text{км/час})} = 7,25 \text{ маш.час}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»		
Разраб.		Кровяков Д.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				86	114
Консульт.					НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
И.о. зав. каф.		Бурков П.В.					

4. Затраты по перебазировке строительной техники от места расположения подрядной организации.

- место дислокации строительной техники – с. Чажемто;

- дальность транспортировки – 70км;

- средняя скорость транспортировки трейлерами с прицепом – 40км/ч, своим ходом – 60км/ч;

Продолжительность перебазировки:

трейлера с прицепом – 70км: 40км/ч = 1ч 45мин (3ч 30мин туда и обратно);

техника своим ходом -70км: 60км/ч = 1ч 11мин (2ч 22мин туда и обратно);

а) Расходы по перебазировке гусеничной и прочей техники на трейлере с прицепом:

$$T = 134,01(\text{руб.маш.час}) \times 3\text{ч } 30\text{мин} = 469,04\text{руб};$$

б) Расходы по перебазировке строительной техники собственным ходом:

$$T = 115,68(\text{руб.маш.час}) \times 2\text{ч } 22\text{мин} = 270,69 \text{ руб.}$$

Согласно локальному сметному расчёту, представленному ниже, сметная стоимость работ по устранению дефекта по результатам внутритрубной дефектоскопии на участке газопровода «Парабель-Кузбасс» км 183 второй нитки составила 90422 рубля, в том числе заработная плата 14,3 тыс. рублей. Нормативная трудоёмкость 600 чел.-часов. Указанная сумма будет отнесена на себестоимость транспорта газа. Работа будет проводить ТУАВР (Томское управление аварийно-восстановительных работ) при финансировании из собственных ООО «Газпром трансгаз Томск».

					<i>Финансовый менеджмент</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

Наименование ремонтируемого объекта: газопровод «Парабель-Кузбасс» участок 170-214км вторая нитка.

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА

Устранение дефекта по результатам внутритрубной дефектоскопии.  
Участок км.183

Основание: опись работ		Сметная стоимость	90,42 тыс. руб.
Строительный объём:	0,00м <sup>3</sup>	Нормативная трудоёмкость	600 чел. час.
Стоимость ед. стр. объёма	руб/м <sup>3</sup>	Стоимость оборудования	0,00 тыс. руб.

№ п/п, шифр единицы расценки и наименование работ	Ед. изм.	Колич.	Стоимость_Единицы,_руб_Эксплуатации		Общая_Стоимость,_руб_Эксплуатации		Затр. Труда Раб._чел-ч Не_занятых_обслуж. маш обслужив. машины на единицу всего	
			Всего в т/ч.	З/п	Всего Основн. зарплата в т/ч.	З/п	в т/ч.	З/п
используются коэффициенты:								
Районные	-	Районный коэффициент к зарплате		1,5				
Нак. от прям.-		Накладные на строительные работы		1,151				
		Врем. здания и сооружения		1,0216				
		Зимнее удорожание		1,015				
1.	E1	Уборка снега с трассы трубопровода бульдозерами с перемещением на расстояние до 20м	1000м <sup>3</sup> 448	14,83	14,83	0,00	0,00	0,00
				0,00	2,18	0,00	977	2,81 1259,87

№ п/п, шифр единицы расценки и Наименование работ	Ед изм	Колич_	Стоимость_		Единицы, _руб_		Общая_Стоимость, _руб_		Затр.Труда_Раб._Чел-ч_	
			Эксплуатации		Эксплуатации		Эксплуатации		Не_занятых_обслуж.машин	
			_Всего_		_машин_		Всего Основн. _машин_		обслужив. машины	
			в т/ч.	з/п	в т/ч.	з/п	зарплата в т/ч.	з/п	на единицу всего	
2.	Е1К-1									
Уточнение положения залегания газопровода (при забивании кольшкков через 50м) I-II группа грунта										
	1км	0.1	1	27.00	21.00			588	9.00	252.00
				6.00	5.00	756	168	140	6.45	180.60
3.	Е1-960									
Обнаружение газопровода шурфованием, грунт 2 группы										
	100м <sup>3</sup>	0.03		74.50	0.00			0.00	154.00	1801.80
				74.50	0.00	827	827	0.00	0.00	0.00
4.	Е1К-3									
Разработка растительного слоя грунта бульдозером с перемещением и укладкой его в отвал, 1 группа грунта										
	100м <sup>3</sup>	64.8		8.00	8.00			518	0.00	0.00
				0.00	3.00	518	0.00	194	3.87	250.78
5.	Е1К-6									
Восстановление растительного грунта бульдозером с укладкой его на полосе для I группы грунта										
	100м <sup>3</sup>	64.8		7.00	7.00			454	0.00	0.00
				0.00	2.00	5454	0.00	130	2.58	167.18
6.	Е1К-7									
Окончательная планировка растительного грунта на полосе										
	1000м <sup>2</sup>	0.1		2.00	2.00			43	0.00	0.00
				0.00	1.00	43	0.00	22	1.29	27.86

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		89

№ п/п, шифр единицы расценки и Наименование работ	Ед изм	Колич	Стоимость, руб				Общая стоимость, руб		Затр.Труда Раб. Чел-ч	
			Единицы, _руб_		Эксплуатации		Эксплуатации		Не занятых обслуж.машин	
			_Всего_		_машин_		Всего	Основн.	_машин_	
		в т/ч.	з/п	в т/ч.	з/п	зарплата	в т/ч.	з/п	на единицу всего	
7. Е1К-7										
Окончательная планировка растительного грунта на полосе	1000м <sup>2</sup>	0.1	2.00	2.00			43	0.00	0.00	0.00
			0.00	1.00	43	0.00	22		1.29	27.86
8. Е1К-4										
Разработка грунта в траншеях одноковшовым экскаватором глубиной до 3м II группы грунта. Стесненные условия										
ЭМ=16*1.2=19.2			19.20	19.20			2696	0.00	0.00	0.00
3М=6*1.2=7.2	100м <sup>3</sup>	0.48	0.00	7.20	2696	0.00	1011		9.29	1304.04
9. Е1К-8										
Доработка грунта вручную в 82.44			113.00	0.00			0.00		229.00	
группа грунта II	100м <sup>3</sup>	0.03	113.00	0.00	41	41	0.00		0.00	0.00
10. Е25К-3										
Дефектовка участков газопровода- 12.96			128.50	121.50			131		12.00	
газопроводы диаметром 1020мм	1000м	0.002	7.00	21.40	139	7.56	23		27.61	
29.81										
11. Е25К-2										
Немеханизированная очистка газопровода от старой изоляции- 44.28			69.00	0.00			0.00		123.00	
газопроводы диаметром 1020мм	100п.м.	0.03	69.00	0.00	25	25	0.00		0.00	
0.00										

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		90

№ п/п, шифр единицы расценки и Наименование работ	Ед изм	Колич_	Стоимость_		Единицы, _руб_		Общая_Стоимость,_руб_		Затр.Труда_Раб._Чел-ч_	
			Эксплуатации		Эксплуатации		Эксплуатации		Не_занятых_обслуж.машин	
			_Всего_		_машин_		Всего Основн. _машин_		обслужив. машины	
			в т/ч.	з/п	в т/ч.	з/п	зарплата в т/ч.	з/п	на единицу всего	
12. E25K-2 Вырезка дефектного участка газопровода в траншее- газопровода диаметром 1020 мм	I перерез	2	2.50	0.00			0.00		2.50	90.00
			1.60	0.00	90	58	0.00		0.00	0.00
13. E25K-5 Вырезка катушки из новой трубы диметром 1020 мм	I перерез	2	6.90	5.30			95		0.90	16.20
			0.70	0.94	124	13	17		1.21	21.83
14. E25K-7 Монтаж и сварка газопровода на захлеста в траншее, газопроводов диаметром 1020 мм	I захлест	2	85.20	58.60			1758		22.20	666.00
			17.60	9.80	2556	528	294		12.64	379.26
15. E61 прил.2.143 Стоимость стальных труб диам. 1020x10	м	1,5	68.70	0.00			0.00		0.00	0.00
			0.00	0.00	1031	0.00	0.00		0.00	0.00
16. E61 прил.2.144 Стоимость стальных труб диам. 1020x11	м	1,5	75.20	0.00			0.00		0.00	0.00
			0.00	0.00	1128	0.00	0.00		0.00	0.00

№ п/п, шифр единицы расценки и Наименование работ	Ед изм	Колич	Стоимость				Общая Стоимость, руб		Затр.Труда Раб. Чел-ч					
			Единицы, руб		Эксплуатации		Эксплуатации		Не занятых обслуж.машин					
			Всего	машин	Всего	Основн. машин	зарплата	в т/ч.	з/п	обслужив. машины	на единицу всего			
			в т/ч.	з/п	в т/ч.	з/п	в т/ч.	з/п						
17. Ц04-393 100%-Контроль просвечивания рентгеновскими установками трубопровод через две стенки, толщина стенки, мм,до 15, диаметр, мм, до:720 К = 2.0	стык	2	40.60	4.36	29.80	0.32	1462	1073	157	12	36.00	0.41	1296.00	14.86
18. Е13-263 Очистка трубопровода от ржавчины металлическими щетками вручную (прим.)	м <sup>2</sup>	3	0.59	0.00	0.59	0.00	151	151	0.00	0.00	0.90	0.00	230.40	0.00
19. Е61-118 Противокоррозионная изоляция импортной полимерной лентой в 2 слоя с защитной оберткой в 1 слой тр-да 1000мм	км	0.003	14850	1018	90.00	218.00	1188	7.20	81	17	144.00	281.22	11.52	22.50
20. Е1К-5 Засыпка отремонтированного газопровода бульдозером для II группы грунта	100м <sup>3</sup>	0.2	4.00	4.00	0.00	2.00	285	0.00	285	142	0.00	2.58	0.00	183.72

№ п/п, шифр единицы расценки и Наименование работ	Ед изм	Колич_	Стоимость_		Единицы, _руб_		Общая_Стоимость, _руб_		Затр.Труда Раб._Чел-ч_				
			Эксплуатации		Эксплуатации		Эксплуатации		Не_занятых_обслуж.машин				
			Всего		Всего	Основн.	Всего	Основн.	обслужив. машины				
			в т/ч.	з/п	в т/ч.	з/п	зарплата в т/ч.	з/п	на единицу всего				
21. Е1К-4													
Обратная засыпка траншеи экскаватором (т.ч.п.1.1.8)	1000м <sup>3</sup>	0,52	10.00	0.00	10.00	4.00	700	0.00	280	5.16	0.00	0.00	361.20
22. С311-1-36													
Погрузо-разгрузочные работы стальных труб	т	3	3.55	0.00	3.55	0.00	244	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23. С311-25													
Транспортировка стальных труб	т	3	10.46	0.00	10.46	0.00	255	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
									23943			5495	
ИТОГО затраты по СМЕТЕ, руб:							42824	3570	7812			10076	
В том числе материалы, руб.							15311						
ИТОГО затраты по СМЕТЕ с начислениями на зарплату и эксплуатацию машин, руб:							44531	4106	8984			5494	10077
Стоимость строительных работ					42824 руб.								
Начисления на зарплату					1707 руб.								
Накладные на строительные работы					6724 руб.								
Нормативная трудоемкость в Н.Р,					600 чел-ч								
Сметная заработная плата в Н.Р.					1210 руб.								
Врем. здания и сооружения					1838 руб.								
Всего с начислениями					86921 руб.								

					Финансовый менеджмент					Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата						93

Зимнее удорожание	2164 руб.
Всего с начислениями	89086 руб.
Непредвиденные работы и затраты	1336 руб.
Всего с начислениями	90422 руб.
Всего, стоимость строительных работ	90422 руб.
Нормативная трудоемкость	600 чел-ч
Сметная заработная плата	14300 руб.

ВСЕГО, по СМЕТЕ	90422 руб.
Нормативная трудоемкость	600 чел-ч
Сметная заработная плата	14300 руб.
Зарботная плата с учетом НДС	16159 руб.
Плановые накопления	17451 руб.

## 10. Социальная ответственность

### Характеристика объекта исследования и области его применения

Район работ находится в Томской области на территории Молчановского района, расположен в пределах Западно-Сибирской равнины и Среднеобской котловины. Характер местности равнинный, высотные отметки на этой территории не превышают 150м. Большую часть территории составляет болотно-лесистая местность. Болота занимают до 40% территории.

Работы проводятся на открытой площадке магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» второй нитки 183 км. Подготовительный этап работы заключался в подготовке к огневым работам для замены участка трубы на магистральном газопроводе. В процессе работ был вскрыт участок газопровода и отремонтирован методом вырезки катушки. Работы проводятся в летнее время, в связи с меньшим разбором природного газа.

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					95	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

## 1. Производственная безопасность

В таблице 10.1 приведены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе.

Таблица 10.1

Этапы работ	Наименование запроектированных работ и параметров производства	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативный документ
		Опасные	Вредные	
1. Полевой	Ремонтные работы на магистральном газопроводе	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке 3. Взрывоопасность и пожароопасность 4. Электрический ток.	1. Превышение уровня шума. 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 3. Отклонение показателей климата. 4. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.	ГОСТ 12.0.003-74 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.003-83 ВСН 51-1-80 ГОСТ 12.3.009-76

Бригада ЛЭС по ремонту на МГ, выезжая на огневые работы, должна быть полностью обеспечена спецодеждой и средствами технической безопасности в соответствии с «Правилами безопасности при проведении огневых работ на МГ».

К работе допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, а также проверку знаний СТО Газпром 14-2005.

Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проводить проверку знаний правил безопасности.

Перед началом работ результаты проверки должны быть занесены в "Журнал инструктажа на рабочем месте".

Все работники бригады должны знать и уметь самостоятельно оказывать первую помощь пострадавшему. Бригада должна быть обеспечена аптечкой первой помощи. Медикаменты должны пополняться по мере расходования и с учетом сроков их годности.

## 1.1. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

### 1. Превышение уровня шума

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

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83.

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников;
- беруши;

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звук (ГОСТ 12.1.003-83).

Таблица 10.2

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавах полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	331,5	663	1125	2250	5500	11000	22000	44000	88000	
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей	1100	887	779	772	668	665	663	661	559	80
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей (пассажиры) легковых автомобилей	993	779	770	663	558	555	552	550	449	80
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала тракторов, самоходных шасси, строительно-дорожных и других аналогичных машин	1107	995	887	882	778	775	773	771	669	80

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

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

Работающие, пользующиеся средствами индивидуальной защиты, должны быть проинструктированы о правилах пользования этими средствами и способам проверки их исправности.

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

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.). Определение класса условий труда при воздействии производственного шума.

Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником.

Оценка условий труда при воздействии на работника постоянного шума проводится по результатам измерения уровня звука, в дБА, по шкале "А" шумомера на временной характеристике "медленно".

Примечание. Постоянный шум - шум, уровень звука которого в течение смены изменяется во времени не более чем на 5 дБА при измерении на характеристике шумомера "медленно".

Оценка условий труда при воздействии на работника непостоянного шума производится по результатам измерения эквивалентного уровня звука за смену (интегрирующим шумомером) или расчетным способом.

Непостоянный шум - шум, уровень звука которого в течение рабочего дня (смены) изменяется во времени более чем на 5 дБА при измерении на характеристике шумомера "медленно".

При воздействии в течение смены на работающего шумов с разными временными (постоянный, непостоянный - колеблющийся, прерывистый, импульсный) и спектральными (тональный) характеристиками в различных сочетаниях измеряют или рассчитывают эквивалентный уровень звука. Для получения в этом случае сопоставимых данных измеренные или рассчитанные эквивалентные уровни звука импульсного и тонального шумов следует увеличить на 5 дБА, после чего полученный результат можно сравнивать с ПДУ без внесения в него понижающей поправки, установленной СН 2.2.4/2.1.8.562-96.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

Для измерения уровня шума используют шумометры отечественного производства ИШВ-1, ВШВ-003, Роботрон, а также зарубежного – «Брюль и Кьер». Измерение шума на рабочих местах производится при включенных приборах и механизмах. Осуществляется периодически службой Охраны Труда и сводится к измерению уровня звукового давления на любых частотах и сравнения.

## *2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.*

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию целого комплекса опасных и вредных производственных факторов физической и химической природы: Излучение инфракрасных волн, сварочный аэрозоль, искры и брызги расплавленного металла и шлака.

Именно эти факторы вызывают профессиональные заболевания и травматические повреждения. Другие вредности: газы, шум, электромагнитные поля, образование аэроионов имеют меньшее значение и обычно не служат причиной профессиональных заболеваний.

Спектр излучения сварочной дуги включает в себя участок инфракрасных волн (3430 - 760 нм), видимый участок (760 - 400 нм) и ультрафиолетовый участок (400 -180 нм). При этом доля инфракрасных лучей составляет от 30 до 70% всей энергии излучения дуги. Именно инфракрасные лучи способны вызвать профессиональную катаракту. Видимый свет электрической дуги нестерпимо ярок. Смотреть на него сколько-нибудь долго невозможно, поэтому ни у кого из сварщиков не вызывает сомнения необходимость использования светофильтров. Наибольшее значение с точки зрения охраны труда имеет ультрафиолетовая часть спектра. Даже кратковременное воздействие ультрафиолетовых лучей на незащищенный глаз способно вызвать ожог роговой оболочки электроофтальмию.

Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов. Состав сварочного аэрозоля зависит от состава сварочных и свариваемых материалов. В силу своих мельчайших размеров (иногда меньше 1 микрометра) сварочный аэрозоль беспрепятственно проникает в глубинные отделы легких (легочные альвеолы) и частично остается в их стенках, вызывая профессиональное заболевание, называемое пневмокониоз сварщика, частично всасывается в кровь.

Чтобы избежать описанного неблагоприятного воздействия производственных факторов, характерных для электросварки, необходимо не допускать облучения сварочной дугой глаз и открытых участков кожи, защищать их от попадания искр и брызг металла и шлака и, наконец, препятствовать попаданию в органы дыхания сварочного аэрозоля. Работники, занятые производством газопламенных и электросварочных работ, должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Применяемые средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.011.

Выбор конкретных типов средств индивидуальной защиты должен проводиться в зависимости от вида работ, применяемых веществ и материалов. Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны находиться во время работы у работника или на его рабочем месте. Выбор СИЗ следует определять в зависимости от уровня загрязнения воздушной среды и поверхностей изделия токсичными веществами, интенсивности шума, вибрации, степени электробезопасности, микроклимата на рабочем месте и характера выполняемой работы. СИЗОД применяются в том случае, когда при помощи вентиляции не обеспечивается требуемая чистота воздуха рабочей зоны, предусмотренная требованиями ГОСТ 12.1.005.

Выбор СИЗ лица и органов зрения должен производиться в зависимости от методов, режимов и видов работ, интенсивности излучения, индивидуальной особенности зрения. Для защиты глаз от излучения, искр и брызг расплавленного металла и пыли должны применяться защитные очки типа ЗП и ЗН. Выбор защитных очков следует производить в соответствии с требованиями. Допускается использование светофильтров.

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

Вспомогательным рабочим, работающим непосредственно со сварщиком, резчиком или работником, выполняющим ПН, рекомендуется пользоваться защитными очками со стеклами марки СС-14 со светофильтрами П-1800. Для защиты лица при сварке, резке, закалке, зачистке, нагреве и ПН работники должны обеспечиваться щитками в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.023. Для ГОМ и ПН рекомендуется применять щитки типа:

НФ - с наголовным креплением, корпус щитка - светофильтрующий;

КФ - щитки с креплением на каске, корпус щитка светофильтрующий;

РФ - щиток с ручкой, корпус щитка - светофильтрующий.

Спецодежда должна быть безвредной, удобной, не стеснять движения работающего, не вызывать неприятных ощущений, защищать от искр и брызг расплавленного металла, свариваемого изделия, влаги, производственных загрязнений, механических повреждений, отвечать санитарно - гигиеническим требованиям и условиям труда. Выбор спецодежды в зависимости от методов сварки и условий труда должен производиться в соответствии с рекомендациями ГОСТ 12.4.044 и ГОСТ 12.4.010.

При выполнении работ по сварке, наплавке, резке, а также когда температура окружающего воздуха выше 50 град. С, спецодежда должна обеспечивать эффективную теплозащиту.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

Для защиты рук при сварке, наплавке, ПН и резке работники должны обеспечиваться рукавицами, рукавицами с крагами или перчатками, изготовленными из искростойкого материала с низкой электропроводностью.

Запрещается использовать рукавицы и спецодежду из синтетических материалов типа лавсан, капрон и т.д., которые не обладают защитными свойствами, разрушаются от излучений сварочной дуги и могут возгораться от искр и брызг расплавленного металла, и спекаться при соприкосновении с нагретыми поверхностями.

Для защиты ног от ожогов брызгами расплавленного металла, механических травм, переохлаждения при работе на открытом воздухе зимой, перегревания при сварке изделий с подогревом, а также от поражения электрическим током, особенно при работе в закрытых сосудах, отсеках, работники должны обеспечиваться специальной обувью. Применять спецобувь с открытой шнуровкой и металлическими гвоздями не допускается. Природный газ бесцветен, значительно легче воздуха, малотоксичен, если не содержит вредных примесей более допустимых норм.

Если природный газ очищен в соответствии с требованиями ОСТ 51.81-82, "Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы", его свойства мало отличаются от свойств метана.

Примеси тяжелых углеводородов изменяют свойства природного газа: повышают его плотность; снижают температуру воспламенения (НКПВ), а следовательно, и допустимое объемное содержание газа в воздухе рабочей зоны; при значительном их содержании в газе придают ему запах бензина; снижают минимальную энергию зажигания.

При значительном содержании природного газа в воздухе из-за снижения содержания кислорода смесь газа с воздухом действует и их вредные свойства становятся заметными при более низких концентрациях газа в воздухе.

Перед началом и во время огневых работ, при возможности выделения сжиженных углеводородных газов (далее – СУГ), в помещениях, а также в 20-метровой зоне от продувочных свечей и рабочего места на территории должен проводиться анализ воздушной среды на содержание СУГ не реже чем через каждые 30 мин. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела воспламенения пламени. При наличии паров пропана нижний концентрационный предел воспламенения газа составляет 2,1 %, паров нормального бутана 1,5 % (п. 1.3.2.2. Гост 20448-90). Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах.

При наличии в воздухе паров СУГ, независимо от концентрации, огневые работы должны быть приостановлены. Ремонтные работы могут быть возобновлены только после ликвидации и устранения утечек газа и анализа отсутствия опасной концентрации газа в воздухе на рабочем месте. При предельно допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны, превышающей 300 мг/м<sup>3</sup>, работы по ликвидации и устранению утечек газа должны выполняться в шланговых противогазах. Устранение утечек газа на работающем технологическом оборудовании.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

### 3. Отклонение показателей климата

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

Зимой, работы на открытом воздухе запрещаются при следующих условиях:

Таблица 10.3

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

4. Повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся в летний период.

Места неблагоприятные по клещевому энцефалиту (КЭ) и клещевому боррелиозу (КБ), определяются местными Центрами госсанэпиднадзора. Территория Томской области считается неблагоприятной по КЭ и КБ.

Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ и КБ возможно в весенне-летний период, при среднесуточной температуре –  $+3^{\circ}$ . В условиях Томской области это с начала апреля по октябрь месяцы. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне.

К полевым работам в весенне-летний период допускаются только лица, привитые против КЭ. Прививки начинают заблаговременно, в сентябре-октябре месяцах. Созданный иммунитет должен подкрепляться дополнительными прививками (ревакцинации), проводимыми в марте-апреле не позже 15 дней до выезда на полевые работы (согласно схемы иммунопрофилактики). Все работающие, в том числе и сезонные работники, направленные на работу в неблагополучные по КЭ и КБ места, при контакте с клещами должны быть обеспечены специальной одеждой для индивидуальной защиты. Лица, подлежащие обеспечению защитной спецодеждой, все полевые работы в весенне-летнее время выполняют только в защитной одежде, остальные работники приспособливают любую рабочую одежду так, чтобы под нее не заползали клещи. Куртку на молнии или рубашку нужно заправить в брюки, ворот плотно застегнуть. Брюки заправить в носки, а затем в сапоги или ботинки. Волосы и уши прикрыть капюшоном, косынкой или беретом. Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты от клещей: репеллентами и акарицидами (для пропитки одежды и смазывания открытых участков тела).

В весенне-летний период времени необходимо проводить регулярные самоосмотры одежды и взаимоосмотры и не реже 2-х раз в течение рабочего дня осмотры тела (во время перерыва и по окончании работы). Обнаруженных клещей снять и сжечь. Осмотры проводятся под наблюдением специалиста ответственного за работу в данном районе.

При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать настойкой йода. Сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт серофилактики для введения иммуноглобулина. Начальник службы (участка) или ответственный специалист несет ответственность за своевременное, не позднее 2 суток, обращение пострадавшего в медицинское учреждение и информацию руководителю учреждения, инженеру по охране труда о случае укуса и принятых мерах. По факту укуса должен быть составлен акт произвольной формы с указанием места, времени и выполняемой работы при которой произошел укус.

Ежегодно разрабатывать и согласовывать с местными органами санитарной службы мероприятия по профилактике КЭ и КБ с учетом местных условий и специфики предстоящей работы в весенне-летний период, доводить до их сведения каждого работника из числа профессионально уязвимых контингентов.

Каждый случай заболевания КЭ подлежит расследованию как профессиональное заболевание с представлением материала в установленные сроки и принятия мер по недопущению повторных случаев.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103

## 1.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

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

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80. Техника безопасности в строительстве, "Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" и инструкциями заводов-изготовителей.

Руководители организаций, выполняющих строительно-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

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

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место их установки, способы зануления (заземления) машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование. Если машинист или моторист, управляющий машиной, не имеет достаточную обзорность рабочей зоны или не видит рабочего (специально выделенного сигнальщика), подающего ему сигналы, между машинистом и сигнальщиком необходимо установить двухстороннюю радио- или телефонную связь. Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Значение сигналов, подаваемых в процессе работы или передвижения машины, механизма, оборудования, должно быть разъяснено лицам, участвующим в работе. В зоне работы оборудования должны быть установлены знаки безопасности и предупредительные надписи. Запрещается оставлять без надзора оборудование, машину с работающим (включенным) двигателем. При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76, СНиП III-4-80. Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза.

Установка (укладка) грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение транспортного средства и груза при погрузке, транспортировке и разгрузке.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104

Запрещается при выполнении погрузочно-разгрузочных работ строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе.

Такелажные приспособления (пеньковые канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны), применяемые при эксплуатации и ремонте, должны быть проверены и снабжены клеймами или бирками с указанием допустимых нагрузок, дат приведенного и очередного испытания.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

## 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Допускаются к сварочным работам на газопроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с "Правилами аттестации сварщиков" и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки.

Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитными щитком или маской. При потолочной сварке сварщик должен дополнительно надевать асбестовые или брезентовые нарукавники.

При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противогазом. Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами. При зачистке сварных швов от шлака и грата работники должны быть в предохранительных очках.

Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагать не ближе 20м от места огневой работы.

После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

### 3. Электрический ток

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

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

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее  $0,5 - 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов (СНиП 12.1.030-81.ССБТ).

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно “Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС, которые должны иметь соответствующую группу допуска по электробезопасности”. Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности.

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

## 2. Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального газопровода выполнены в соответствии с разделом 13 СНиП III-42-80\* и рабочим проектом.

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Строительная организация, выполняющая строительные–монтажные работы, несёт ответственность за соблюдением проектных решений, связанных с охраной окружающей среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

Временные автомобильные дороги и проезды должны устраиваться с учётом требований по предотвращению повреждения плодородного слоя и древесно-кустарниковой растительности.

Потери растительного слоя при прокладке временных дорог должны быть минимальными. Низкие кустарники вдоль полосы отвода не рекомендуется вырубать. Они сохраняют устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов.

Простейшим методом расчистки трассы в редких лесах является прижимание растительности к поверхности будущей дороги.

Ширина полосы отвода земли на время строительства и ремонта магистральных трубопроводов определяется проектом в соответствии с нормами отвода земель для магистральных трубопроводов.

Производство строительно-монтажных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается.

Мероприятия по предотвращению эрозии почв, оврагообразования, а также защитные противообвальные и противооползневые мероприятия должны выполняться в строгом соответствии с проектными решениями.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов (превращение древесных отходов в промышленную щепу, многократное использование воды при очистке полости и гидравлических испытаниях трубопровода и т. д.).

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ должен быть снят и уложен в отвалы для восстановления (рекультивации) земель. При производстве указанных работ следует строго соблюдать требования проекта рекультивации и положения Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов и Основных положений по восстановлению земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и иных работ.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

Снятие, транспортировка, хранение и обратное нанесение плодородного слоя грунта должны выполняться методами, исключающими снижение его качественных показателей, а также его потерю при перемещениях.

Использование плодородного слоя грунта для устройства подсыпок, перемычек и других временных земляных сооружений для строительных целей не допускается.

Не допускается сливать в реки, озёра и другие водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

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

#### Природоохранные мероприятия:

Для снижения воздействия на окружающую среду и затрат на их возмещение при проведении ремонтных работ на магистральном газопроводе необходимо выполнение следующих мероприятий:

1. Использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;
2. Оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;
3. Строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне.
4. Озеленение водоохраных зон;
5. Ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы ремонтной бригады;
6. Соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах

Таблица 10.4

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	<p>1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель.</p> <p>2. Засорение почвы производственными отходами и мусором.</p> <p>3. Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности.</p>	<p>1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель.</p> <p>2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду.</p> <p>3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой.</p>
Лес и лесные ресурсы	<p>1. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.</p> <p>2. Лесные пожары.</p>	<p>1. В пределах водоохранных зон запрещена вырубка леса</p> <p>2. Запрещается разведения костров рядом с лесным массивом.</p>
Вода и водные ресурсы	<p>1. Загрязнение мусором.</p>	<p>1. В водоохранных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы.</p>
Животный мир	<p>1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение.</p> <p>2. Браконьерство</p>	<p>1. Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли.</p> <p>2. Предусматривается ограничение количества переездов через ручьи и овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах.</p>

### 3. Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

Возможные аварии на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, которая может наступить по нескольким причинам:

Она происходит в результате образования свища, трещины на трубе, фасонных частях или оборудовании линейной части, а также в случае аварийного отказа в работе запорной арматуры, которые возникают вследствие:

а) общих коррозионных повреждений, уменьшивших толщину стенки трубы до величины, которая меньше необходимой для обеспечения прочности магистрального трубопровода при максимально разрешенном рабочем давлении газа, питтинговых коррозионных повреждений, создающих реальную угрозу возникновения утечки газа;

б) любых воздействий, создающих сверхнормативные нагрузки на трубопровод, или его перемещений в пространстве в результате стихийных явлений, происходящих в окружающей среде (оползень, паводок, землетрясение и др.), механических воздействий техники, которые отрицательно влияют на безопасность функционирования объекта;

в) любых видов трещинообразования или дефектов материала труб и оборудования, которые понижают прочность и требуют для обеспечения безопасности снижения рабочего давления на 20% и более от установленного или отключения объекта;

г) при возникновении кристаллогидратной пробки, вследствие которой возникает давление превышающее максимально разрешенное рабочее давление;

д) при проведении диверсионных и террористических актов.

Утечку газа можно обнаружить приборами-газоанализаторами, а также визуально и "на слух" по следующим характерным признакам:

- шуму и запаху газа;
- изменению цвета растительности;
- появлению пузырьков на водной поверхности в обводнённых местах;
- потемнению снежного покрова.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		110

При обнаружении утечки с непрерывным выходом газа линейным трубопроводчиком должны быть приняты меры по скорейшему оповещению диспетчерской службы, руководства подразделения, по оценке размеров загазованной зоны (до 20 % НПВ), опасности для населённых пунктов и других объектов и отключению повреждённого участка. В случае аварии с выходом большого количества газа вблизи населённого пункта, дороги, или водной артерии линейный трубопроводчик с целью предупреждения несчастных случаев до прибытия аварийной бригады обязан:

- выставить предупредительные знаки на расстоянии не менее 300 м от места повреждения трубопровода;
- при необходимости организовать объезд или выставить знаки, запрещающие въезд транспорта в опасную зону;
- предупредить жителей близлежащего пункта об опасности распространения огня и соблюдения ими правил безопасности;
- находиться в районе повреждения вне зоны загазованности до прибытия ремонтно-восстановительной бригады.

Сопровождается резким хлопком, напоминающим взрыв с последующим сильным шумом, выбросом грунта, кусков металла в радиусе до 250 - 300 метров. Как правило, происходит с возгоранием потока газа. Зона термического воздействия при горении составляет 300 метров и представляет наибольшую опасность для людей, объектов и сооружений.

При разрыве без возгорания опасность представляет взрывная волна и возможность возгорания (взрыва) потока газа в любой момент. Поэтому категорически запрещается приближаться к месту разрыва газопровода до полного прекращения выхода газа ближе 500 метров.

При значительном расстоянии от места аварии разрыв трубопровода определяется по резкому и прогрессирующему падению давления в газопроводе с обеих сторон от места разрыва.

Обнаруживший аварию должен немедленно сообщить о ней на коммутатор и сменному инженеру и принять меры к локализации аварии.

До подъезда аварийно-ремонтной бригады, к месту аварии для взятия проб воздуха и выяснения обстановки пешком должна направляться бригада из трех человек. Транспорт движется вслед за бригадой с интервалом не менее 100 м. Продвижение возможно до тех пор, пока бригада не обнаружит в воздухе углеводородные пары, содержание которых превышает 20% от нижнего предела взрываемости.

После этого средства транспорта должны быть остановлены (по сигналу старшего бригады). Если ветер от загазованной зоны направлен в сторону транспортных средств, они должны быть отведены назад.

Бригада путем замеров должна определить границы загазованной зоны и установить на ней соответствующие знаки.

## Заключение

В данной ВКР освещена Техническая характеристика магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс» в зоне ответственности Чажемтовской промышленной площадки, входящей в состав Томского ЛПУ. Описана внутритрубная диагностика км 110-214 вторая нитка. Произведён анализ существующих технологий ремонта, гидравлического испытания трубы для «катушки». Разработан план производства работ км 183 магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» вторая нитка.

Проведён гидравлический расчёт, и расчёт на прочность и устойчивость участка магистрального газопровода. Также рассмотрены мероприятия по безопасному проведению работ и экологичности.

Разработанный в составе ВКР план производства работ соответствует требованиям, предъявляемым ООО «Газпром трансгаз Томск».

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					112	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Г		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

## Список использованной литературы

1. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. «Типовые расчёты при сооружении трубопроводов». – М.: Недра, 1995. – 246с.
2. Вайншток С.М. «Трубопроводный транспорт нефти». I том – М.: Недра, 2002 – 407с.
3. ВСН 012-88 «Контроль качества и приёмка работ».
4. ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация».
5. ВСН 51-1-97 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов».
6. ВСН 51-1-80 «Инструкция по производству работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Мингазпром».
7. ВРД 39-1.10-006 2000 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов».
8. ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод».
9. Инструкция по гидравлическому и топливному расчёту магистральных газопроводов, прокладываемых в северных районах.
10. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов ВНИИГАЗ, 1984г.
11. РД 51-2-97 «Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем», ОАО «Газпром», 1997.
12. РД 558-97 «Технология сварки труб при производстве ремонтно – восстановительных работах на газопроводах».
13. СТО Газпром 14 – 2005, «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на объектах ОАО «Газпром».

					<i>Устранение дефектов на участке 180-185 км магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки «катушки»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кровяков Д.В.			<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					113	114
<i>Консульт.</i>						НИИ ТПУ 3-2Б31Т		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

14. СНиП 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».
15. СНиП III-42-80\* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ».
16. СН 452 «Нормы отвода земель».
17. СП 104-34-96 «Земляные работы».
18. СП 111-34-96 «Очистка полости и испытание газопроводов».
19. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы»
20. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»
21. ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность»
22. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»
23. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
24. ГОСТ 12.3.009-76 «Работы погрузочно-разгрузочные»
25. СТО Газпром 14 – 2005
26. Обучение приемам и способам оказания первой медицинской помощи в чрезвычайных ситуациях. 2008г
27. СНиП 3-4-80 «Техника безопасности в строительстве»
28. Сан.ПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03«Санитарные правила и нормы к естественному, искусственному освещению»
29. СНиП12.1.030-81«Электробезопасность. Защитное заземление»
30. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах»
31. ГОСТ 12.4.051 «Средства индивидуальной защиты органа слуха»
32. ГОСТ 12.4.4044 «Выбор спецодежды для сварки»
33. ГОСТ 12.4.011 «Средства защиты работающих»
34. ГОСТ 12.4.023 «Щитки защитные лицевые»
35. ГОСТ 20448-90 «Газы углеводородные»
36. Инструкция по борьбе с клещевым энцефалитом
37. ГОСТ 12.1.010-76 «Взрывобезопасность»

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		114