

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01. «Нефтегазовое дело»  
Кафедра транспорта и хранения нефти и газа

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
Разработка модели для прогнозирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов

УДК 622.691.4.053-047.44:004

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Городов Артём Романович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Брусник О.В.	к.п.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н.В.	к.т.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯПР	Коротченко Т.В.	к.ф.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н.		

Томск – 2017 г.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределенных условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы – в области интеллектуальной собственности.
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 с, 24 рис, 2 табл., 38 ист., 1 прил.

Ключевые слова: магистральные газопроводы, условия Крайнего Севера, модель, техническое состояние, трещина, НДС участка, прогнозирование, эксплуатация МГ.

Объектом исследования является: модель газопровода Республики Саха(Якутия)

Цель работы: разработка модели для оценки и прогнозирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов, эксплуатирующихся в условиях Крайнего Севера.

В процессе исследования проводились: сбор и обработка данных по отказам и их причинам МГ, расчет на прочность и устойчивость, анализ напряженно-деформированного состояния газопровода в вечномерзлых породах, оценка влияния дефекта типа «трещина» на напряженно-деформированное состояние участка газопровода Республики Саха(Якутия). Прогнозирование дальнейшей эксплуатации участка газопровода, на основании приведенного исследования. Выявление опасных и вредных производственных факторов, изучение охраны окружающей среды и защиты в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации магистральных газопроводов.

В результате исследования: проведен анализ дефектов магистральных газопроводов, в том числе на теле трубы. Оценено влияние дефекта типа «трещина» на НДС в вечномерзлых породах, исследовано ее влияние на работоспособность магистрального газопровода с учетом технических характеристик, определении критической глубины дефекта для обеспечения надежной и долговечной эксплуатации подземных газопроводов, сделаны выводы и даны дальнейшие рекомендации по результатам математического моделирования.

Степень внедрения: научно-исследовательская разработка.

## Оглавление

Введение.....	6
1. Общая часть .....	8
1.1. Основные сведения о магистральных газопроводах Республики Саха (Якутия) .....	8
1.2. Природно-климатические условия трассы газопровода.....	9
1.3. Конструктивно-технологические особенности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера.....	10
1.3.1. Требования к строительству магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера	10
1.3.2. Способы прокладки трубопроводов в вечномёрзлых грунтах.....	12
1.3.3. Анализ методов балластировки газопроводов в условиях Крайнего Севера .....	14
1.4. Эксплуатационные особенности газопроводов в условиях Крайнего Севера .....	22
2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ .....	25
2.1. Исследование функционирования системы газоснабжения России .....	25
2.2. Анализ возможных дефектов на теле труб магистральных газопроводов .....	26
2.3. Изучение методов диагностики и прогнозирования технического состояния газопроводов	36
3. Разработка модели для прогнозирования технического состояния ЛЧ магистральных газопроводов.....	40
3.1. Объект исследования .....	40
3.2. Возможности программного продукта ANSYS.....	41
3.3. Анализ влияния дефекта типа «трещина» на НДС магистрального газопровода в программном комплексе ANSYS.....	42
4. «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ».....	46
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ .....	60
Заключение .....	72
Список используемых источников .....	73
Приложение А .....	78

## СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей работе используются следующие сокращения и определения:

ЛЧ МГ – линейная часть магистральных газопроводов

СВГКМ – Средневилюйское газоконденсатное месторождение

ГТС – газотранспортная система

ЕСГ – единая система газоснабжения

УБО – утяжелители бетонные охватывающего типа

ПКБУ – полимерно-контейнерные балластирующие устройства

ВТД – внутритрубная диагностика

НДС – напряженно-деформированное состояние

					<i>Разработка модели для прогнозирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Городов А.Р.</i>			<b>СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В</i>					5	1
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

## Введение

Проблема обеспечения надежной и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов объективно связана с увеличением риска аварий и отказов. Это ведет к серьезным экологическим последствиям и значительным экономическим потерям. Решение этой проблемы заключается в оценке и прогнозировании технического состояния линейной части магистральных газопроводов.

На данный момент в России эксплуатируется 171,2 тыс. км магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм, имеющих в основном подземный способ прокладки, при рабочих давлениях 5,4–7,5 МПа. Важной особенностью является: превышающий 30–летний период эксплуатации большинства газопроводов и природно–климатические условия. Условия представлены различными участками болот, участками вечной мерзлоты, непроходимыми таежными зонами с постоянно изменяющейся температурой от –60 до +40 °С.

В таких специфических природно–климатических и рельефных условиях обеспечение надежной и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов является актуальной задачей.

**Цель диссертационной работы** состоит в комплексной разработке методов оценки и прогнозирования технического состояния газопроводов, в условиях Крайнего Севера.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие задачи:

- изучение влияния вечномерзлого грунта на эксплуатацию магистральных газопроводов, эксплуатирующихся в условиях Крайнего Севера;
- анализ и исследование проблем диагностики технического состояния и возникающих дефектов линейной части магистральных газопроводов;

					<i>Разработка модели для прогнозирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Городов А.Р.			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					6	2
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						
						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		

- разработка модели прогнозирования типа аварий с учетом влияния природно-техногенных факторов
- разработка комплексной методики прогнозирования технического состояния и аварийности газопроводов.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						7
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

## 1. Общая часть

### 1.1. Основные сведения о магистральных газопроводах Республики Саха (Якутия)

Транспорт газа в Центральный регион Якутии производится со Средневилюйского «далее СВГКМ» и Мастахского газоконденсатных месторождений, образующие единый магистральный газопровод «СВГКМ-Мастах-Берге-Якутск», представлен на рис.1.

Данная газотранспортная система «далее ГТС» эксплуатируется с 1968 года, при вводе в эксплуатацию первого магистрального газопровода на территории РС(Я) «Таас-Тумус – Якутск», и на сегодняшний день морально устарела.

Имеет двухниточное исполнение, берущее начало от СВГКМ до г. Якутска, диаметром 530 мм и общей протяженностью 936 км (по трассе 466 км). Износ первой нитки составляет 100 процентов, второй – 63 процента, при проектной производительности двухниточного газопровода 4,2 млн. куб. м в сутки, имея максимальную пропускную способность – 6,3 млн. куб. м в сутки.

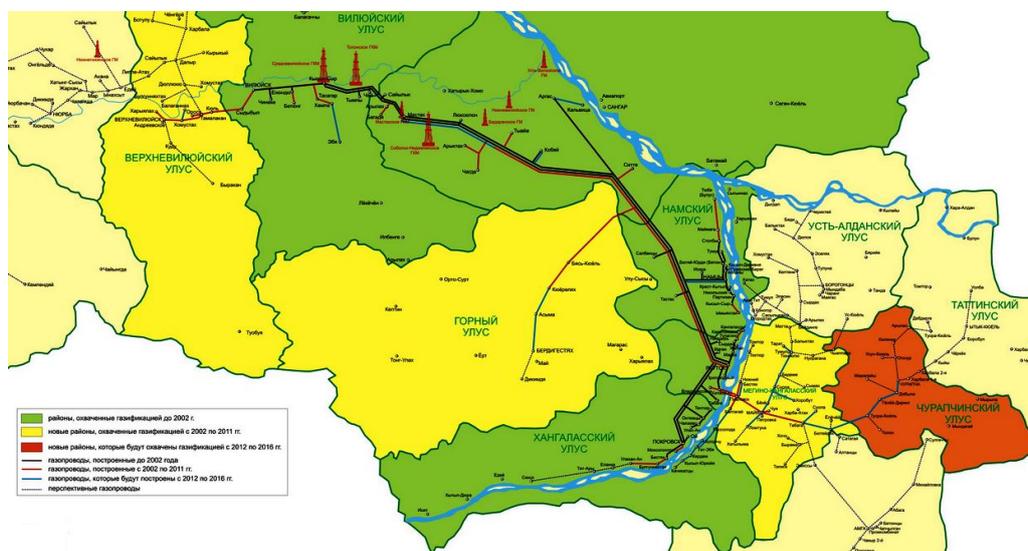


Рис.1. Газификация Центрального района Республики Саха (Якутия)

Большая сезонная и суточная неравномерность (коэффициент неравномерности составляет 0,6) характеризует газоснабжение в Республике. Данная неравномерность – это следствие особенностей потребления природного

					Разработка модели для прогнозирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Городов А.Р.			1. Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В					8	17
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

газа, в такой период максимум потребления приходится на зимние месяцы, что превышает среднегодовое значение суточного потребления более чем в два раза. В отдельные периоды (самые холодные месяцы), потребление природного газа достигает 6,6-6,8 млн. куб. м в сутки, что приходится дефицитом поставки природного газа. Это является тем случаем, когда пропускная способность ГТС не обеспечивает потребность в газе.

Так как износ действующих ниток магистрального газопровода «СВГКМ-Мастах-Берге-Якутск» имеет высокую степень и существует проблема перегрузки во время зимнего максимума, построена третья нитка газопровода, имеющая протяженность 384 км диаметром 720 мм[1].

Строительство третьей нитки магистрального газопровода позволило увеличить пропускную способность системы до  $Q=3,31$  млрд.  $\text{нм}^3/\text{год}$ .

## 1.2. Природно-климатические условия трассы газопровода

Рассмотренная газотранспортная система в п. 1.1. проложена в большей степени в восточном направлении Якутии по залесенной местности, за пределами правобережной поймы р. Вилюй. На пути преимущественно грядово-холмистая местность, с большим количеством болот, заболоченных и обводненных участков, водотоков по территории местных землепользователей: Кобяйского, Намского, Горного улусов РС(Я).

Прохождение трассы характеризуется наличием достаточного количества рек, ручьев с широкими заболоченными поймами. Одними из крупных пересекаемых водотоков являются: р.Лунгха, р.Хатынг Юрях, р.Чорон-Юрях, р.Сите и р.Кенкеме.

Наличие в сезонно-талом слое маломощного горизонта грунтовых вод в летний период характеризуют гидрогеологические условия района.

Развитие многолетнемерзлых пород до глубины 300-400 м характеризует Центральный-Якутский регион, за исключением пойменных отложений наиболее крупных рек. Многолетнемерзлые породы залегающие на глубине до 10 м (подошва слоя нулевых годовых температур) имеют температуру порядка минус  $3^{\circ}\text{C}$ .

					1. Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		9





### 1.3.2. Способы прокладки трубопроводов в вечномерзлых грунтах

Трасса прохождения трубопроводов представлена сложными и разнообразными геологическими, геоморфологическими и геокриологическими условиями (это многолетнемерзлые грунты с существующими явлениями криогенеза). В соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2012, рассматриваются два способа прокладки трубопровода: подземный и наземный. Схемы данных способов приведены на рис.2 и рис.3[1].



Рис.2. Подземная прокладка трубопровода

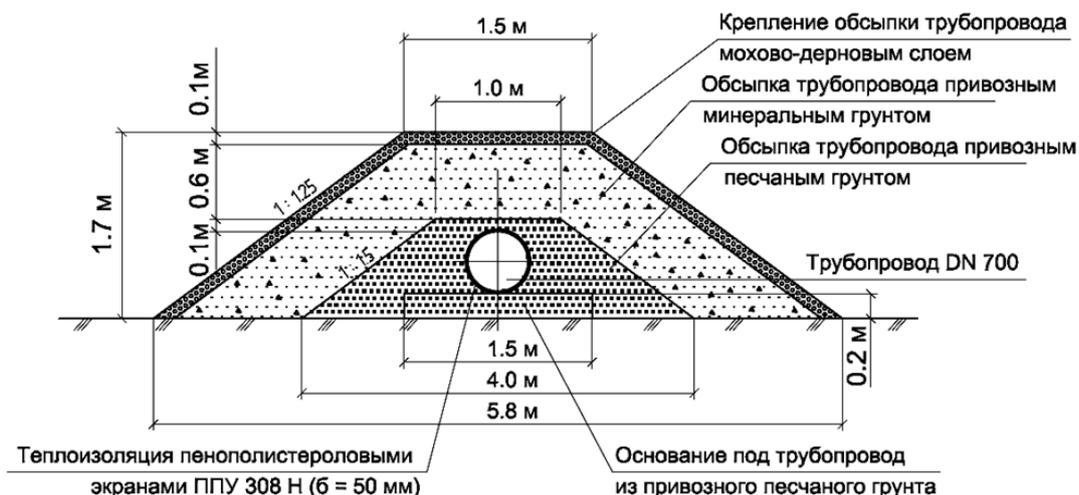


Рис.3. Наземная прокладка трубопровода

Исходя из рис.2. условием подземной прокладки трубопроводов следует параллельность рельефу местности с заглублением до верхней образующей трубы, или балластирующей конструкции не менее:

- на участках прокладки по землям Гослесфонда – 0,8 м;

					1. Общая часть		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			12

- глубина укладки не менее 0,5 м до верха балластирующей конструкции от линии возможного размыва, но не менее 1,0 м от отметок дна русла реки до верха трубы – на переходах через водные преграды;

Через естественные и искусственные препятствия на переходах, увеличивается глубина заложения, зависящая от вида препятствия, конструктивных решений и инженерно-геологических характеристик грунтов.

В зависимости от геокриологических условий многолетнемерзлых грунтов, трубопровод укладываются:

- в грунтах, не теряющих при оттаивании несущей способности, и мал опрос ад очных грунтах, дающих небольшую осадку, при оттаивании не превышающую 10% мощности оттаявшего слоя (I категория просадочности) – на глубину не менее 1.5 м (с учетом подушки 0,1 м);

- в льдонасыщенных грунтах II и III типов просадочности – с укладкой трубопровода на устойчивое основание (коренные породы, ММГ I типа просадочности) ниже грунтов, подверженных пучению. При этом максимальная глубина траншеи не должна превышать четырех метров.

На участках распространения криогенных грунтовых явлений (просадочность II-III типов, солифлюкция, термокарст и т.п.) прокладка трубопровода выполняется в многолетнемерзлом грунте ниже границы сезонно-талого слоя.

Разработка траншеи осуществляется роторными или одноковшовыми экскаваторами с предварительным рыхлением грунта механическим способом или взрывом мелкошпуровыми зарядами.

Наземная укладка предусмотрена на участках трассы, сложенных подземными «погребенными» льдами с наличием повторно-жильных льдов. Укладка трубопровода предусмотрена наземно, в обваловке. При прокладке газопровода в обваловании должны быть соблюдены следующие условия:

- использование разведанных песчаных карьеров мягкого и минерального грунта на стадии строительства I и II ниток действующих газопроводов для выполнения обвалования наземных участков;
- предусмотреть устройство водопропусков в местах понижения рельефа местности;

					1. Общая часть	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- устройство постоянных переездов через газопровод, из расчета, в среднем 1 переезд на каждые 2 км трассы.

Производство земляных работ, сборку, сварку и контроль качества сварных швов, изоляционные и трубоукладочные работы при строительстве газопровода следует выполнять в соответствии с действующими нормативными документами - СНиП Ш-42-80\*, СНиП 3.02.01-87. ГОСТ 16037-80, ВСН 004-88, ВСН 005-88, ВСН 006-89, ВСН 011-88, ВСН 012-88.

Для обеспечения уровней напряжений и деформаций в металле труб в допустимых пределах, установлена минимальная температура воздуха минус 40 °С, ниже которой не допускается укладка в траншею плетей протяженностью более 300 м, замыкание захлестов и засыпка уложенного трубопровода[1].

### **1.3.3. Анализ методов балластировки газопроводов в условиях Крайнего Севера**

Балластировка или закрепление используется для обеспечения устойчивого положения трубопровода на проектных отметках в траншее.

Для реализации данной цели используются конструкции, которые создают давление на трубопровод (в качестве пригрузки). А также конструкции, которые используют давление пассивное (отпор) грунта в основании траншеи[6].

Рассмотрим конструкции и способы балластировки и закрепления трубопроводов исходя из конкретных условий (участка трассы трубопровода, уровня грунтовых вод, характеристики грунтов, схемы прокладки трубопровода):

- утяжелите железобетонные охватывающего типа «далее УБО» и клиновидные типа 1–УБКм;
- устройства анкерные типа: винтового, раскрывающего(ВАУ, АР) и вмораживаемые;
- грунт минеральный, с применением рулонных нетканых синтетических материалов «далее НСМ»;
- полимерно-контейнерные балластирующие устройства «далее ПКБУ»;
- применимый групповой способ установки утяжелителей железобетонных, также анкерных устройств;
- повышенное заглубление трубопровода.

					1. Общая часть	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В соответствии с ТУ 102-300-81 происходит изготовление железобетонных утяжелителей охватывающего типа УБО. Данные утяжелители представлены на (рис4,а) состоящие из двух блоков железобетонных, также двух металлических, имеющие изоляционную защиту (покрытие), изготовленных из долговечного синтетического материала и соединительных поясов.

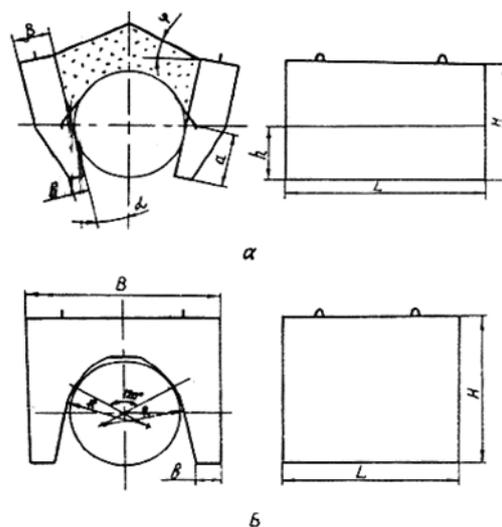


Рис.4. Схемы конструкций железобетонных утяжелителей:  
а- утяжелитель типа УБО; б- утяжелитель типа 1-УБКм

Техническая характеристика утяжелителя типа УБО приведена в ТУ 102-300-81.

Утяжелители железобетонные клиновидного типа 1-УБКм изготавливаются по ТУ 102-421-86. Представляет собой утяжелитель седловидный железобетонный блок (рис. 4, б) поверхность которого примыкает к трубопроводу, образовывается двумя пересекающимися цилиндрическими поверхностями, в условии радиусом больше, чем радиус трубы[7]. Техническая характеристика утяжелителя типа УБК приведена в ТУ.

Полимерно-контейнерные балластирующие устройства «далее ПКБУ» в исполнении с грунтовым заполнением (рис.5) изготавливаются в соответствии по ТУ 6-19-210-82, представляющие собой соединенные четырьмя силовым лентами два контейнера. Контейнеры изготавливаются из мягкого долговечного рулонного материала (синтетического) с металлическими распорными рамками.

					1. Общая часть	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Для изготовления лент применяется синтетический материал. Наблюдаются вшитые вертикальные противоразмывные перегородки между лентами.

Утяжелители бетонные и ПКБУ применяют групповой способ установки, для увеличения производительности труда и учета в балластировке массы грунта засыпки траншеи.

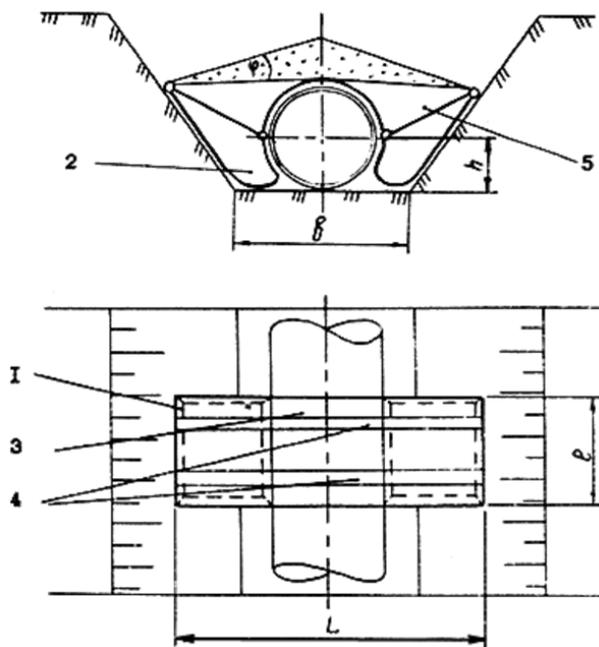


Рис.5. Схема конструкции полимерно-контейнерного балластирующего устройства: 1 - рамка жесткости; 2 - емкость из мягкой ткани; 3 - нижняя грузовая лента; 4 - верхняя грузовая лента; 5 - противоразмывная перегородка

Для изготовления лент применяется синтетический материал. Наблюдаются вшитые вертикальные противоразмывные перегородки между лентами.

Утяжелители бетонные и ПКБУ применяют групповой способ установки, для увеличения производительности труда и учета в балластировке массы грунта засыпки траншеи.

Путем увеличения глубины траншеи, происходит балластировка грунтом. Величина нормативной интенсивности балластировки достигается путем изучения характеристик грунтов, обратной засыпки и диаметра трубопровода.

Использование балластировки трубопроводов с применением нетканого синтетического материала (НСМ) выполняются по схемам, представленным на рис.

6. Балластировку осуществляется по всей длине трубопровода и отдельным участкам в зависимости от технических характеристик грунта.



Соответственно ВАУ-1 состоит из двух анкеров винтовых, также двух тяг анкерных и силового пояса.

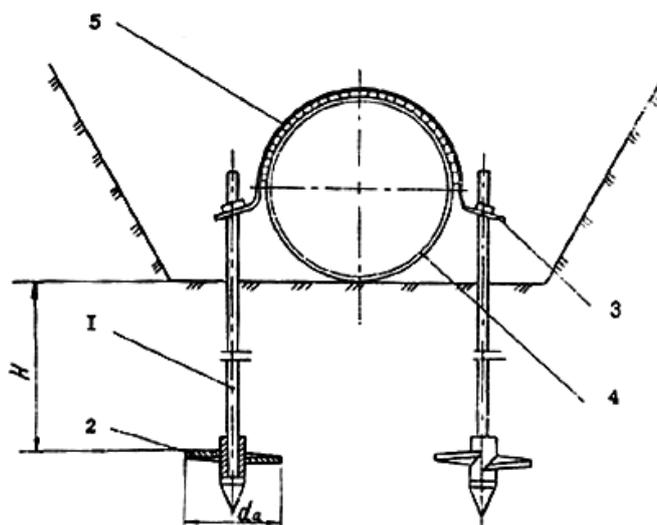


Рис.8 – Схема конструкции винтового анкерного устройства типа ВАУ: 1 - тяга анкерная; 2 - винт анкера; 3 - силовой пояс; 4 - трубопровод; 5 – прокладка

Рассмотрим анкерные устройства раскрывающегося типа «свайные» АР-401 и АР-401В, которые изготавливаются в соответствии с ТУ 102-318-82 и рабочим чертежам Тюменского филиала СКБ «Газстроймашина». Устройства типа АР состоят из двух свайных анкеров и представленного на рис.9. силового пояса. В свою очередь свайный анкер состоит из тяги, трубы диаметром 168 мм или также металлической полосы, к которой шарнирно крепятся лопасти, попарно в два яруса.

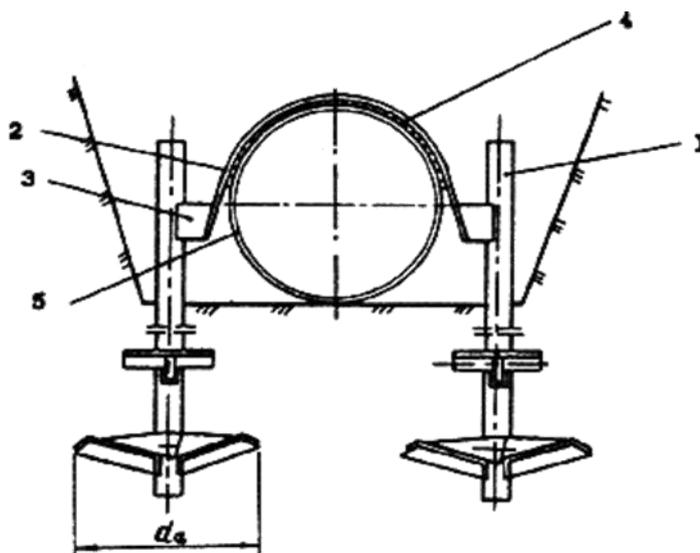


Рис.9. – Схема конструкции раскрывающегося анкерного устройства типа АР-401: 1 - анкер раскрывающийся; 2 - прокладка; 3 - хомут; 4 - мат; 5 – трубопровод

					1. Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		18

Анкерные устройства дискового и стержневого типа «вмораживаемые» изготавливаются в соответствии с ТУ 102-455-88, ССО Центртрубопроводстрой и рабочим чертежам ВНИИСТа.

Данные устройства дискового типа представлены на рис. 10, которые состоят из двух тяг с круглыми дисками. Диски располагаются на определенном расстоянии друг от друга, также двух ограничителей усилий и силового пояса.

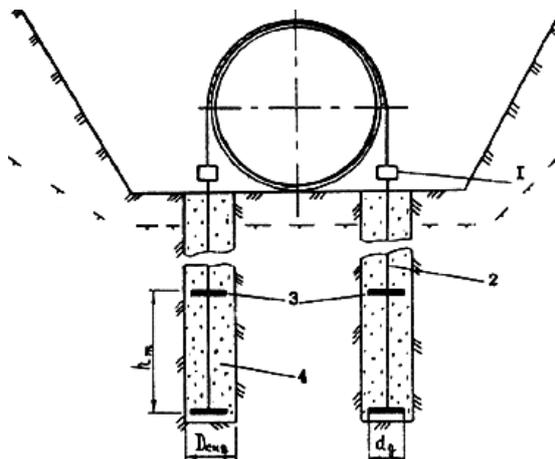


Рис. 10. – Схема конструкции вмораживаемого анкерного устройства дискового типа:

1 - ограничитель усилий; 2 - тяга; 3 - металлические диски; 4 - грунтовый раствор

На рис.11. представлено анкерное устройство стержневого типа. Оно отличается от предыдущего тем, что в нем не находятся диски, а тяги представлены выполнены из арматуры периодического профиля. В анкерном устройстве ограничители усилий применяются в случае закрепления трубопроводов, прокладываемых преимущественно в пучинистых грунтах.

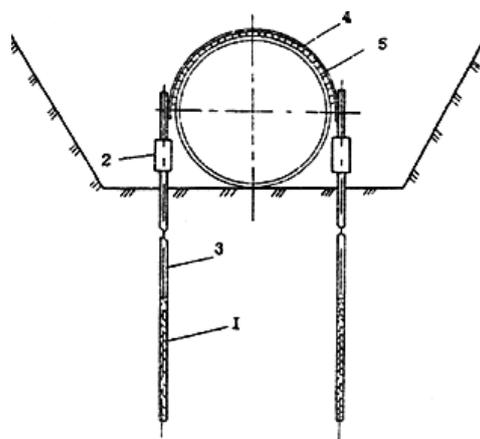


Рис.11. – Схема конструкции стержневого анкерного устройства:

1 - стержневой анкер; 2 - компенсатор; 3 - тяга; 4 - силовой пояс; 5 - футеровочный мат

					1. Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		19

Проектной организацией определяются применяемые в том или ином случае конструкции, также способы балластировки и закрепления трубопроводов, и отражаются в проекте, учитывая следующие основные факторы:

- тип грунта и его характера (как прочностных так и деформационных характеристик);
- глубину траншеи;
- уровень грунтовых вод;
- тип и глубину болот;
- рельеф местности;
- схему прокладки;
- методы и сезон производства строительного-монтажных работ;
- экономическую целесообразность.

На болотах всех типов, можно производить балластировку трубопроводов утяжелителями железобетонными УБО и УБК, независимо от глубины болот, пойм рек, вечномёрзлых грунтов. При том, что целесообразно применять утяжелитель типа УБО в том случае, когда имеет возможность применять в качестве дополнительного балласта грунт засыпки траншеи.

Винтовые анкерные устройства ВАУ-1 закрепляют трубопроводы на болотах, глубина которых равна или же меньше глубины траншеи, однако до осуществления засыпки траншеи должно быть обеспечено созданное проектом положение трубопровода. Для обеспечения экономической целесообразности несущей способности анкеров винтовых, подстилающие болота должны обеспечивать данную экономическую целесообразность. Также винтовые анкерные устройства необходимо применять для закрепления трубопроводов, которые прокладываются на участках с предполагаемым обводнением.

Анкеры типа раскрывающегося, например АР-401 и АР-401В можно применять для закрепления трубопроводов, которые прокладываются на болотах и обводненных территориях, при этом верхние лопасти анкеров после раскрытия, должны находиться непосредственно в минеральном грунте на глубине не менее 3 м.

Стоит отметить, что винтовые анкерные устройства применяют преимущественно на болотах, подстилаемых супесчаным и песчаными грунтами, а анкеры раскрывающегося типа АР-401 – глинистыми и суглинистыми грунтами.

					1. Общая часть	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таким образом, железобетонные утяжелители и анкерные устройства необходимо применять для балластировки и закрепления подводных переходов, шириной до 50 м, а также проектируемых с учетом продольной жесткости труб. Устанавливаются на не размываемых береговых участках.

Использование закрепленных грунтов при балластировке трубопроводов можно производить с прогнозируемым обводнением территории и на участках обводненной территории, при условии отсутствия нахождения воды в траншее в процессе производства работ (зимнее время, удаление воды специальными средствами и т.д.).

С применением нетканых синтетических материалов «далее НСМ» можно производить на участках с прогнозируемым обводнением, на заболоченных и обводненных участках трассы, также на вечномёрзлых грунтах, необходимым условием является отсутствие воды в траншее при производстве работ.

Вмораживаемыми анкерными устройствами производят закрепление трубопроводов в песчаных твердомерзлых и глинистых грунтах, включая болота с необходимой мощностью торфяного покрова, т.е. не более глубины траншеи при условии, что несущие элементы вмораживаемых анкеров необходимы быть в вечномёрзлом грунте в течении срока их эксплуатации[7].

Обеспечение устойчивого положения газопровода на проектных отметках – одно из условий надежной работы ГТС. Доказано, что использование традиционных средств балластировки, таких как: утяжелители бетонные охватывающие (УБО), утяжелители бетонные клиновидные (УБК) и закрепления (винтовые и вмораживаемые анкеры), это условие часто невыполнимо. Поэтому данную проблему можно назвать комплексной, так как стоит задача обеспечения высокого уровня надежности и функционирования МГ. Проблему устойчивости магистральных газопроводов необходимо решать не только на стадии производства, но и, как показывает практика, в периодах эксплуатации, когда проявляются участки с нарушением проектного положения.

					1. Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		21

#### 1.4. Эксплуатационные особенности газопроводов в условиях Крайнего Севера

Большая часть ГТС имеет возраст эксплуатации 30-40 лет и с каждым годом общее техническое состояние ЛЧ ухудшается, так как ресурс эксплуатации практически исчерпан. В данное время, моральный и физический износ газопроводов привел к значительному увеличению затрат на ремонт следующих дефектов: свищей, трещин, сварных швов, замену антикоррозионной смазки в местах нарушения, вырезку гофр, подсыпку и обвалку необходимых участков. За счет постоянного накопления дефектов при эксплуатации многолетней, резко увеличилась интенсивность отказов.

В результате старения металла труб газопровода, происходит изменение сопротивляемости сварных соединений и основного металла хрупкому разрушению и дальнейшее изменение трещиностойкости и механических свойств.

В приведенных условиях, риск разрушений отдельных участков трубопроводов, возраст имеющийся более 30 лет, длиной около 200 км, возрастает. Объясняется это тем, что скорость протекания разрушения в конструкциях гораздо больше, чем в конструкциях, имеющим большой запас прочности. Также должен быть учтен тот факт, что рассматриваемый газопровод спроектирован и смонтирован в те времена, когда опыт эксплуатации газопроводов в условиях Крайнего Севера не был достаточно изучен.

Сделаем вывод, что рабочие условия действующего металла и сварных соединений газопровода обладают своей спецификой и также имеются следующие факторы, влияющие на сопротивление разрушению:

- когда имеют место быть растягивающие компоненты напряжений, в двухосном напряженном состоянии работает трубный металл;
- присутствие начальных технологических дефектов в сварных соединениях и в конструкциях неизбежно, так как эти дефекты развиваются в период эксплуатации по разным механизмам роста, именно они определяют меру надежной и долговечной работы конструкции с наличием имеющихся разрушений металла труб;
- при перекачивании продукта, аккумулируемая газопроводом энергия может вызвать хрупкие и квазихрупкие разрушения, происходящие при высоких динамических нагрузках, стоит отметить, в действующих газопроводах аккумулируемая энергия деформации упругой металла, что непосредственно

					1. Общая часть	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

вызывает усложнение условий его работы в газопроводе;

- в условиях сурового климата эксплуатируются северные газопроводы, это приводит к тому, что трубный металл используется в широком диапазоне температур от -50 °С до +30 летом °С.

Проходящие трассы газопроводов северного исполнения, имеют достаточно экстремальные условия. Это характеризуется в основном присутствием низких температур, многочисленными болотам и болотистыми местностями, переходами через реки, в совокупности данные условия создают нестабильные напряженно-деформирующие состояния «далее НДС». Но большее время, линейная часть МГ имеет взаимодействие с мерзлым грунтом и сезонно со слабонесущим грунтом (замерзание, оттаивание, обводнение).

Так как в данных грунтах имеются значительные сжимающие продольные нагрузки, которые влияют на МГ при эксплуатации, допустим, в теплое время года, выделяются немалые поперечные перемещения оси газопровода, особенно в местах имеющих искривления, и как вывод, такие перемещения основываются на выходе газопровода из траншеи, наблюдается образование выпученных участков. Если взять зимнее время, то газопроводы, в данном случае, испытывают большое продольное усилие растяжению, и в участках с обводнением – всплытие газопровода частое явление.

По характеру воздействия и его длительности, нагрузки, которые испытывает газопровод делятся на: временные, постоянные и особые. Постоянными нагрузка можно назвать: давление грунта засыпки, выталкивающую силу воды, также собственную массу газопровода и силы, вызванные монтажом. Временными нагрузками являются: масса продукта, деформационные силы грунта, внутреннее давление и воздействие климата.

Основным силовым воздействием, определяющее НДС газопровода, является внутреннее давление. Под его воздействием возникают кольцевые растягивающие и вычисляются по безмоментной теории оболочек цилиндрических тонкостенных. Расчетная практика показывает, изменением радиальных напряжений по толщине стенки трубы пренебрегают, а также напряжениями, вызванными несовершенством формы поперечного сечения трубы. Продольные

					1. Общая часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

напряжения возникают при действии внутреннего давления и при температурном перепаде, это основной вклад в НДС по значимости.

При расчете газопроводов на прочность и устойчивость, в первую очередь стоит учитывать температурный перепад, который имеет широкий диапазон. Температура окружающего воздуха при сооружении – температура трубы, температура продукта – температура трубы при эксплуатации. Разность между расчетной и эксплуатационной температурами (стенки газопровода) называется величиной температурного перепада. Регламентируется температурный перепад и допускается для различных конструкционных решений нормами предельного состояния МГ.

При строительстве и эксплуатации МГ определяются условия грунта( условия мерзлоты), для того, чтобы соблюсти устойчивость газопроводов, возводимых в местах с грунтами многолетнемерзлыми.

Факторы, влияющие на несущую способность газопровода, определяются при инженерно-геокриологических условиях, также факторы при направленности в период строительства и эксплуатации. При известных технологиях строительства газопроводов, растительный покров, грунты, почвенный горизонт, микрорельеф, подвергаются воздействию. Оттуда, нарушение условий теплообмена между систем: литосфера-атмосфера, что приводит к смене как температурного режима грунтов, так и активации или по-другому деактивации различных экзогенных геологических явлений и процессов.

В пределах трассы газопроводов в условиях Крайнего Севера, основными видами нарушений естественных условий являются следующие признаки: временные притрассовые дороги, вырубка леса, уничтожение почвенного покрова, прокладка траншеи и др. Стоит отметить, что трасса также пересекает различные мерзлотные ландшафты, со встречающимися долинами ручьев и рек, характеризующиеся слабой дренирующей способностью. Большие трудности возникают, при освоении данных участков, которые требуют особую технологию строительства, которая направлена на уменьшение техногенного воздействия на природную окружающую среду.

					1. Общая часть	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

## 2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ

### 2.1. Исследование функционирования системы газоснабжения России

Важнейшей задачей ОАО «Газпром» в технико-экономическом плане является высокая надежность объектов газотранспортной системы. Данная задача реализуема путем формирования целого комплекса мероприятий, направленных на разработку технологий ремонта и технической диагностики, а также ряда решений по безопасности и надежности эксплуатации. Назревает необходимость совершенствования диагностической системы обслуживания, обеспечивающей надежную работу единой газотранспортной системы газоснабжения «далее ЕСГ», характеризующейся: сроком эксплуатации магистральных газопроводов, техническими параметрами труб, качеством строительства и изоляционными покрытиями.

Единую систему газоснабжения можно представить газопроводами по срокам эксплуатации, разделив на три группы:

Первая – магистрали, построенные в 1963-1966 гг.;

Вторая – магистрали, построенные в 1974-1980 гг.;

Третья – магистрали, построенные в первой половине 80-ых гг. до 20-го века.

Первая группа характеризуется средним сроком эксплуатации 45 лет, сооружалась по не соответствующим в настоящее время строительным нормам, особо это наблюдается I части требований к сварным соединениям и изоляционным покрытиям. Имеет общую протяженность около 20 тыс. км. Коррозионные повреждения по нижней образующей на длинных участках характерно для данной группы.

Вторая группа характеризуется средним сроком эксплуатации 30 лет, сооружалась с камерами запуска-приема очистных поршней, а также с равнопроходной арматурой. Применение пленочных изоляционных покрытий, срок службы составляет около 12 лет, является существенным минусом.

					<i>Разработка модели для прогнозирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Городов А.Р.			2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В					25	15
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

Коррозионные повреждения, носящие локальный характер, также характеризуют данную группу.

Третья группа характеризуется средним сроком эксплуатации от 20 до 25 лет. При производстве труб применяется заводская изоляция Харцызского и Волжского заводов, а также импортного производства.

Как мы видим, на всех трех группах газопроводов имеются различные дефекты. Некоторые, из которых были получены ещё при производстве труб на заводах[15].

## 2.2. Анализ возможных дефектов на теле труб магистральных газопроводов

Дефекты на трубах образуются как в процессе производства, монтажа в трассу, так и в процессе эксплуатации газопроводов.

Дефект – это отклонение качественных показателей от допустимых по назначению. Ранее выявление таких отклонений, является важной задачей неразрушающего контроля, с целью устранения их причин. Это важно также и в стадии докритического момента, еще допустимого образования дефектов. Стоит отметить, что некоторые дефекты возникают в результате влияния нескольких факторов, поэтому их причины следует определять от раскатки слябов до листов и полос.

Возможные дефекты определяются в зоне контроля тела трубы, конца трубы и сварных швов. Также это распространяется на лист, в какой-то степени на полосу и непосредственно на поверхность слябов (рис.12).

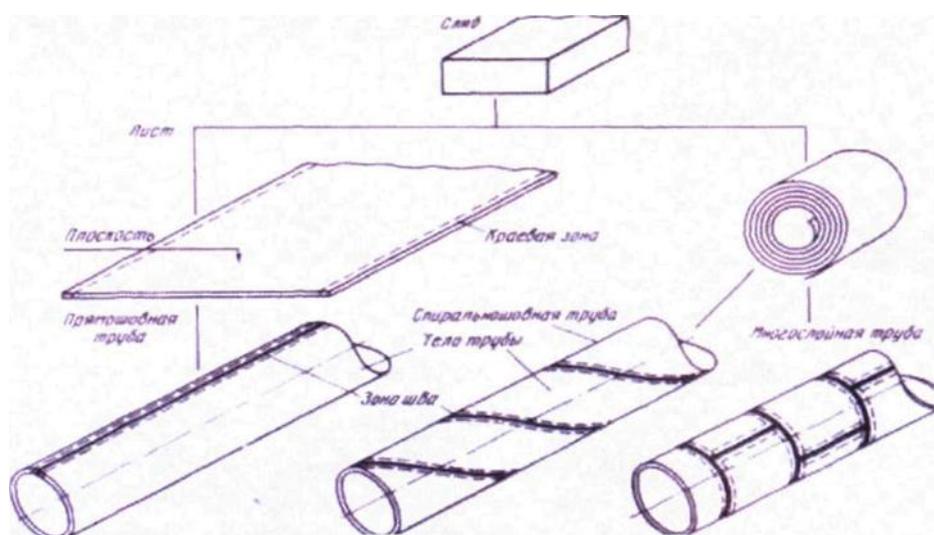


Рис.12. Зоны контроля на трубах и заготовках

					2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		26

Дефекты, выявляемые методами неразрушающего контроля, в основном металле труб большого диаметра, называются дефектами заготовок. К таким дефектам относятся: неметаллические включения, флокены, дефекты сердцевины, дефекты поверхности и отклонения от геометрии.

Неметаллические включения характеризуют степень чистоты стали. Анализ показал, часто встречающимися являются включения сульфиды и оксиды. В результате химической реакции ликвирующей серы с сероподобными легирующими элементами, возникают сульфиды, в условиях затвердевания стали.

В большинстве случаев образуются легко подающиеся деформации сульфиды марганца, при прокатке листа и полосы наблюдается растягивание в длинные строки (рис.13,а). В свою очередь оксиды как эндогенные продукты восстановления могут образовываться в стали. Следствие, экзогенные включения основываются в зависимости от величины, деформируемости и свойств стали и имеют самые разнообразные формы[17]. На рис.13,б изображено включение, содержащее  $Al_2O_3$ , которое раскатано в цепочку мелких частиц, из-за своей незначительной деформируемости.



Рис.13. Неметаллические включения: а) сульфиды марганца; б) оксиды x100

В результате использования высокопрочных огнеупорных материалов, применения различных технологических операций в процессе литья, количество экзогенных оксидных включений может быть уменьшено, при действии сепарации включений. Это благоприятные условия, создающие непрерывную разливку, так как она осуществляется при строгом контроле температуры и режима литья стали.

Исходя из того, что разливка слитков ведется сифонным способом, который требует тщательного соблюдения технологий, дабы избежать загрязнений металла,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

однако это ведет к появлению включений неметаллических в листе и полосе имеющих вид расслоений.

В середине листа могут наблюдаться ограниченные несплошности материала причиной является окалина, когда пористая сердцевина слябов разрывается на торцевой стороне и при нагревании в печах прокатного стана локально окисляется (рис.14). Данный момент можно избежать, контролируя состояние трубопровода и регулирования режима литья.

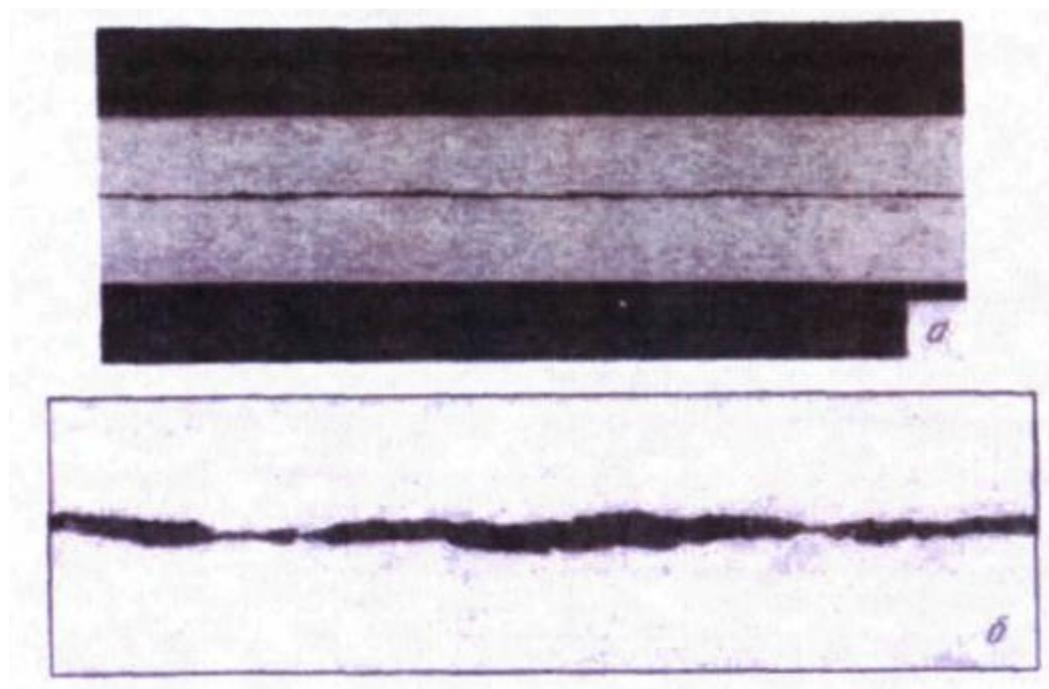


Рис. 14. Дефекты сердцевины: а) в натуре; б) x200

Флокены (рис.15) – это минимальные разрывы материала, возникающие при охлаждении листа после процесса прокатки. Результатом служит выделение водорода в наиболее уязвимых местах, допустим, на включениях и в местах неомогенной структуры.

Существенными факторами, которые необходимо учитывать для избегания флокенов, являются содержание водорода в стали, а также структура, толщина и скорость охлаждения листов после прокатки. Если с помощью различных мер в процессе производства невозможно полностью избежать образования флокенов, то необходимо после охлаждения листа до комнатной температуры провести его ультразвуковой контроль.

Дефектами поверхности являются в первую очередь пленки на листе и полосе, которые образовались из плен или трещин на поверхности слябов.

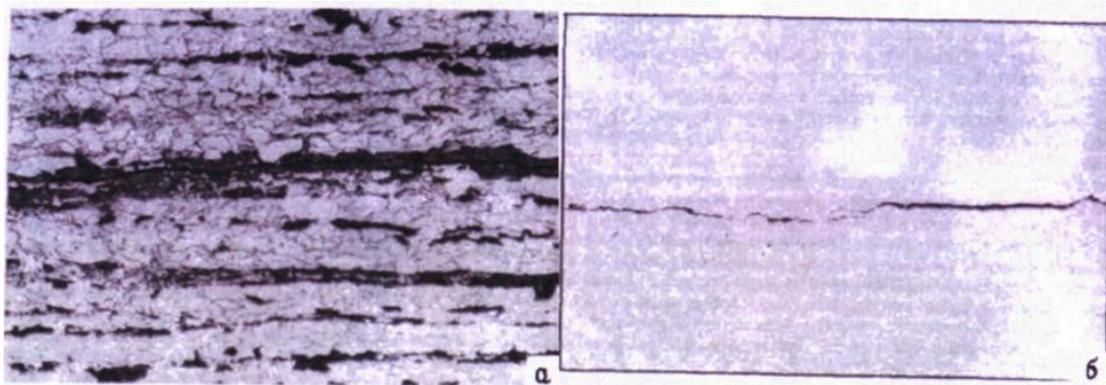


Рис. 15 Флокены: а) на протравленных  $\text{HNO}_3$ ; б) не протравленных образцах

При разливке в изложницы возникают плены, перечисляются завороты затвердевшей корки, в результате как колебаний скорости и продольные трещины кромок слитков, при слишком высокой скорости или температуры разливки (рис.16).

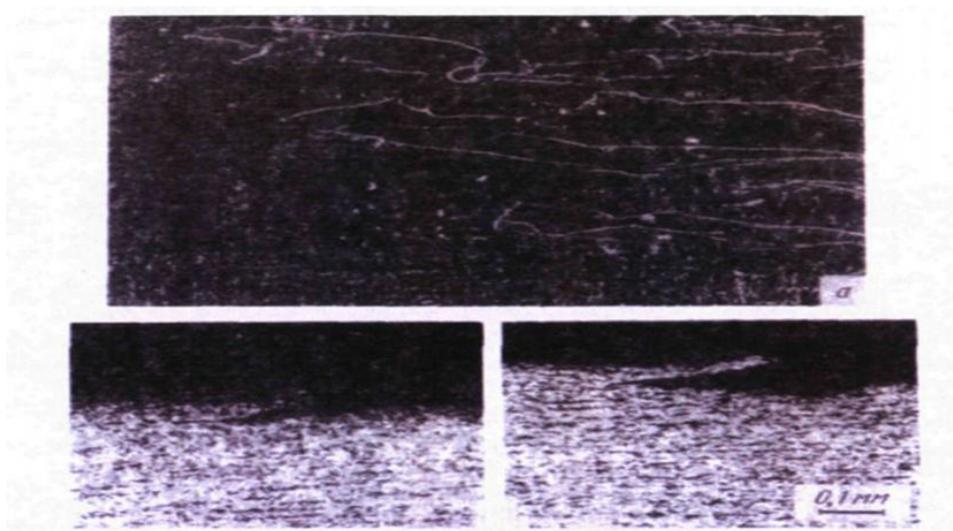


Рис. 16. Плены на поверхности трубы:  
а) – вид сверху; б) – поперечные шлифы, травление  $\text{HNO}_3$

Дефекты на непрерывнолитых слябах, приводящие к пленам на трубах – это продольные трещины, возникающие в результате усадочных напряжений во время кристаллизации в зоне кристаллизатора, а также мелкие трещины, вызванные напряжениями в результате охлаждения, которые в основном могут возникнуть в следах качания кристаллизатора поперек к направлению разливки на поверхности и кромках слябов. Эти дефекты можно предотвращать с помощью контроля за механическим состоянием установки и параметров разливки, а также благодаря выбору подходящих литейных порошков.

Во время прокатки листов и полосы возможно появление подкатов и закатов. Кроме того, на поверхности могут образовываться риски.

Дефекты поверхности как правило выявляются с помощью визуального контроля, эффективность которого значительно усиливается благодаря магнитно-порошковой дефектоскопии.

При геометрических отклонениях по толщине и ширине листов и соответственно полос, наблюдается влияние непосредственно на диаметре и толщине стенки труб. Путем обрезки кромок, возможно выдержать точную требуемую ширину листов. Хотя, при таком действии зачастую происходит смещение кромок полос на сварных швах труб. С помощью измерительных устройств или при размотке полосы, на входу в трубосварочный стан можно измерять серповидность. Чтобы осуществить контроль толщины стенки, применяется инструментальный способ: измерительный щуп, и неразрушающий контроль: метод с применением ультразвука для листа и различных изотопов для полосы.

У прямошовных и спиральношовных труб появление дефектов в зоне сваренного под слоем флюса шва и геометрия шва тесно связаны с технологией и металлургией процесса сварки.

Ниже рассматриваются возможные дефекты: поры, надрезы, шлаковые включения, трещины.

При затвердевании сварного шва, поры могут представляться в разной форме, с различным распределением и в разном количестве. На (рис.17, а) хорошо видны появляющиеся на поверхность поры, на (рис.17,б) речь идет о порах удлиненной формы. На (рис.17,в) поры в шве представлены в форме шара, и продолговатой формы, которую в зависимости от размера можно обнаружить при рентгеновском или ультразвуковом контроле. Поры появляются как по отдельности, так и в виде цепочек, и могут образовываться в виде гнезд.

Причиной образования пор выступает оксид или диоксид углерода, выступающий в соединениях: азот, водород, кислород. Газовые пузырьки при затвердевании металла расплавленного могут оставаться и выходить на поверхность металла. Поры образуются различной формы, в зависимости от

					2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		30

скорости образования газовых пузырей и скорости затвердевания сварочной ванны.

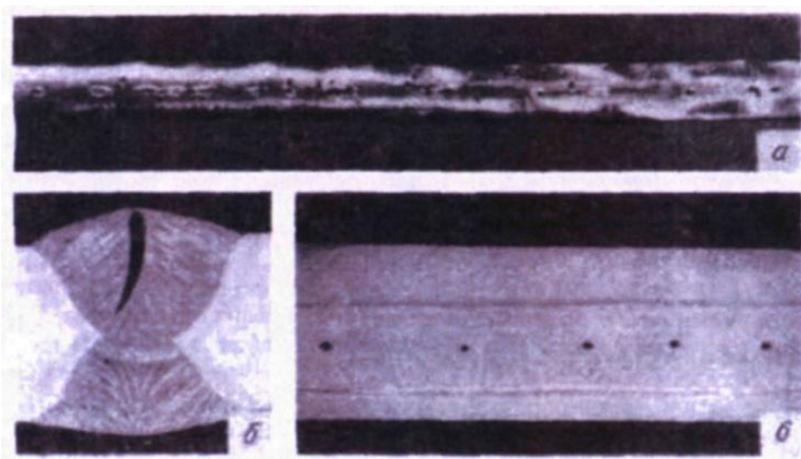


Рис. 6. Поры в наплавленном материале:  
а) – цепочка пор; б) – пора удлиненной формы; в) – мелкие

Надрезы могут возникать вследствие того, что стык не полностью заполняется. Подобные надрезы, проходящие чаще всего по кромке раздела шва, объясняются несоответствием между наплавляемым в единицу времени количеством металла и объемом стыка. Подобный дефект связан с неправильной настройкой параметров сварки.

Особо следует упомянуть надрезы, которые возникают локально, на кромках сварного шва (рис.18). Чаще всего они имеют незначительную глубину (<0,2 мм), но возможны и глубиной до 1 мм. Недопустимые надрезы проходят процедуру удаления путем шлифовки. Состав сварочного флюса и параметры сварки – определяют склонность к надрезу.

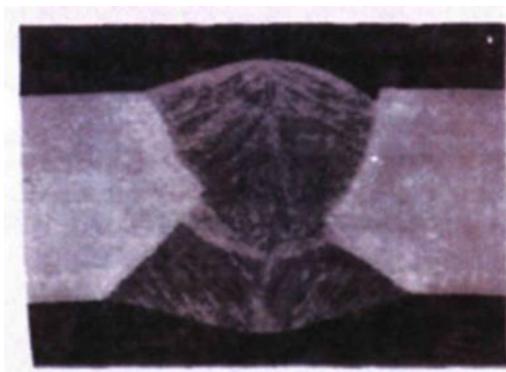


Рис. 18. Подрезы, травление  $\text{HNO}_3$

Возникновение шлаковых включений определяется металлургической реакцией между шлаком и каплей, отделяющейся от конца электрода, а также

					2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		31

ванной расплавленного металла. При нормально проходящем процессе шлак оседает на шов и может быть легко удален с охлажденного шва. Только при отклонении от заданных режимов сварки шлаковые включения могут оставаться в шве.

Если расстояние между слоями шва при многоэлектродной сварке слишком большое, то могут образоваться шлаковые включения между сварочными слоями шва и кромками разделки шва (рис.19). Эти отложения встречаются только местами.

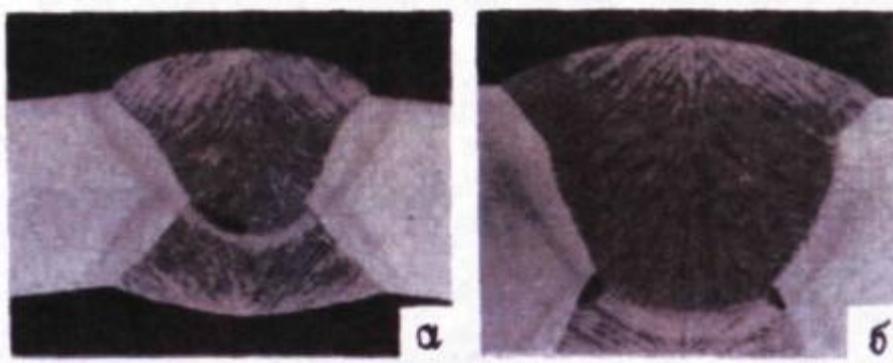


Рис.19. Шлаковые включения:  
а) – между слоями шва; б) – на кромках разделки

Трещинами являются разрывы материала, они различаются в зависимости от величины, характера расположения и причин возникновения. Различают макро– и микротрещины, в зависимости от их длины. Также, они могут быть интеркристаллитными и транскристаллитными. В процессе затвердевания шва, исходя из момента возникновения, выделяют «холодные» и «горячие» трещины. В свою очередь «горячие» трещины относятся к жидкому состоянию, а «холодные» образуются в твердом состоянии, и во многих случаях при температуре окружающей среды.

Горячие трещины объясняются легкоплавкими фазами на границах первичного зерна, которые разрываются при деформации в результате усадки шва. В соответствии с моментом образования различают трещины, возникающие в процессе затвердевания и расплавления. Трещины при затвердевании образуются непосредственно при охлаждении наплавленного металла до температуры, близкой к температуре солидуса. Трещины расплавления образуются в зонах с повторной заваркой.

Горячие трещины могут образовываться исходя из химического состава, особенно в нелегированных сварных швах, а также не хорошо исполненной форме шва, отсюда при неблагоприятном направлении кристаллизации. Анализ показал, высокое содержание углерода, в особенности серы, при одновременно низком содержании марганца, приводят к образованию продольных трещин в середине шва (рис.20).

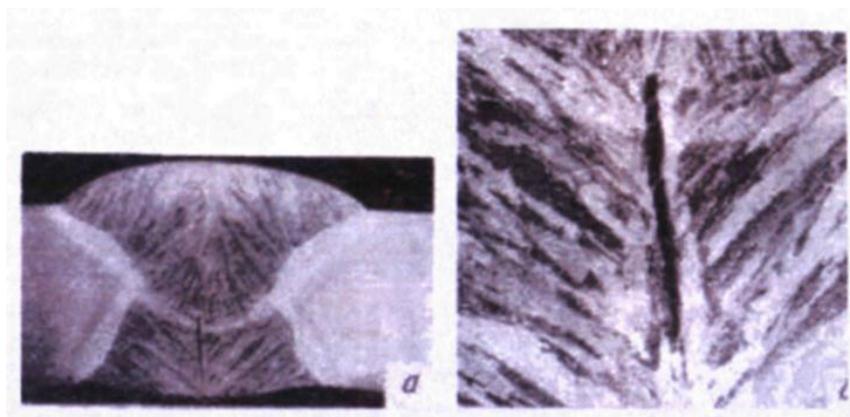


Рис. 20. Горячая трещина в наплавленном материале: а) при увеличении; б) травление  $\text{HNO}_3$

Опасность возникновения «горячих» трещин увеличивается тогда, когда отношение параметров шва, т.е. ширины шва к его высоте является  $<1$ . Такое соотношение может иметь место при сварке толстых листов. В этой связи при сварке одного слоя снаружи и подварке второго изнутри необходимо предусмотреть меры для устранения горячих трещин за счет выбора соответствующих присадочных материалов для сварки и настройки оптимальных параметров.

Похожие на «горячие» трещины дефекты, могут быть вызваны также и тем, что в область шва извне попадают легирующие составные части, образующие легкоплавкие пленки на границе зерен. В первую очередь следует иметь в виду медь, вызывающую охрупчивание границ зерен. Омедненные сварочные электроды подаются к месту сварки через сопла из меди. Кроме того, при сварке спиральношовных труб внутренний шов сваривается на медном седле. Однако, как показали лабораторные испытания на модели, требуется значительное истирание меди на еще горячий шов, чтобы медь проникла к границам зерен и под действием продольных напряжений образовались поперечные трещины (рис. 21).

					2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		33

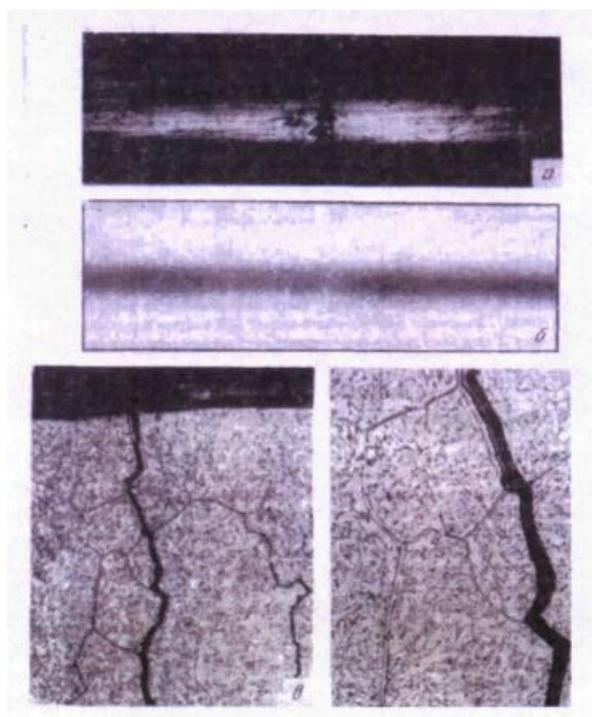


Рис.21. Поперечная трещина в наплавленном материале

Возникновение «холодных» трещин зависит от величины внутренних напряжений и содержания водорода. Типичные закалочные трещины, или трещины вследствие внутренних напряжений не могут возникнуть в швах труб большого диаметра, структура которых состоит из бейнита и феррита. Сварка одного слоя, снаружи, и подварка второго изнутри создает наиболее благоприятные условия для исключения, с самого начала холодных трещин, возникающих в результате влияния водорода, вследствие высокого тепловложения и связанной с этим медленной скорости охлаждения.

В результате проведенного анализа, можно обобщить данные о наиболее опасных дефектах, получаемых при производстве труб, их монтаже и во время эксплуатации в трассовых условиях и проверить их классификацию:

Потеря металла (каверна, язва, коррозия, продольная канавка, поперечная канавка) – дефект, связанный с утонением стенки трубы коррозионного, технологического или механического характера.

Аномалия поперечного шва (несплошность плоскостного типа) – дефект плоскостного типа «трещина», «непровар», «несплавление» представляющий собой разрыв- металла по поперечному сварному шву усталостного, технологического или коррозионного происхождения.

					2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Аномалия поперечного шва – изменение физических характеристик металла в шве или околошовной зоне. Дефекты типа: «поры», «шлаковые включения», «утяжины», «подрезы», «превышение проплава», «смещение кромок».

Продольная трещина – трещинообразный дефект плоскостного типа, представляющий собой разрыв металла по телу трубы (стресс-коррозия, расслоения с выходом на поверхность, трещины).

Аномалия продольного шва (трещина) – дефект плоскостного типа «трещина», «непровар», «несплавление» представляющий, собой разрыв металла по продольному сварному шву усталостного, технологического- или коррозионного происхождения.

Аномалия продольного шва – изменение физических характеристик металла в шве или околошовной зоне. Дефекты типа: «поры», «шлаковые включения», «утяжины», «подрезы», «смещение кромок».

Аномалия трубного материала (технологический дефект) – особенность, обусловленная локальным изменением магнитных свойств материала (например, внутриваловые дефекты, немагнитные включения по телу трубы или на продольном сварном шве) и имеющая признаки, по которым не может быть однозначно интерпретирована, как потеря металла.

Вмятина, гофра – локальное сужение внутреннего диаметра трубопровода, обусловленное механическим воздействием на поверхность трубопровода твердого тела (идентора) с образованием вмятины или обусловленное деформацией трубы с образованием круговой складки на теле трубы (гофры).

Сужение – уменьшение проходного сечения трубы, обусловленное:

- механическим воздействием на поверхность трубопровода твердого тела (идентора) с образованием вмятины;
- деформацией трубы с образованием круговой складки на теле трубы (гофры);
- частями конструктивных элементов;
- овальностью трубы.

Смещение кромок – дефект сборки, представляющий собой несовпадение срединных линий стенок стыкуемых труб (для кольцевых швов), или стыкуемых листов (для продольных или спиральных швов).

					2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		35

Производственный дефект – дефект типа "потеря металла" производственно-технического, не коррозионного происхождения.

Таким образом, обнаружение эксплуатационных дефектов в газопроводе является важнейшей задачей служб отвечающих за эксплуатацию газопроводов. В настоящее время для выявления-дефектов и анализа технического состояния существуют и используются различные способы диагностики и аппаратные средства. Используются различные методики диагностики и выполняются различные программы по обследованию и диагностике магистральных газопроводов.

Достоверная диагностика технического состояния газопроводов и определение реального состояния дефектных участков является необходимым условием их эксплуатации.

Для определения преимуществ и недостатков различных способов выявления дефектов следует провести анализ существующих методик. Подобный анализ позволит выявить, какие из методик используются в настоящее время, и какие из анализируемых являются более точными.

### **2.3. Изучение методов диагностики и прогнозирования технического состояния газопроводов**

В настоящий момент, состояние ГТС РФ можно охарактеризовать увеличенным сроком эксплуатации и развитием большого количества дефектов, в основном коррозионного характера. Возникает проблема детального изучения технического состояния магистральных газопроводов, прежде всего, сложных участков эксплуатирующихся в условиях Крайнего Севера[7,20].

Обеспечение надежной эксплуатации газопроводов в течении долгого времени, строилось на проведении капитальных и планово-предупредительных ремонтах, в большинстве случаев с заменой изоляционного покрытия и труб. С развитием ВТД ключевым моментом обеспечения безопасной эксплуатации МГ является эксплуатация по «техническому состоянию». Развитие технологий и средств ВТД, которая позволяет выявить, определить и дать оценку размерам дефектам различного вида. В целом, увеличение объемов диагностики снижают

					2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		36

аварийность, позволяют произвести прогнозирование технического состояние МГ и повышают общую надежность системы МГ.

Учитывая большую протяженность системы магистральных газопроводов и нарастающее количество дефектов, возникает вопрос о необходимости ранжирования участков для ремонта, по степени их значимости. Рассматривается проблема выбора оптимальных и близких к оптимальным стратегий диагностических и ремонтно-восстановительных работ. Основой для такой оптимизации является оценка технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной диагностики, прогнозирование остаточного ресурса поврежденных участков, выбор способов и технологий ремонта [30].

Для того, чтобы получить конкретную информацию о техническом состоянии газопроводов, в настоящее время применяются методы неразрушающего контроля, которые позволяют произвести проверку состояния элементов слагающих систему газоснабжения, без перерыва эксплуатации[24,25,26].

В масштабной практике, особое внимание уделяется разработке и совершенствованию данных методов. Из проведенного анализа следует, что наиболее перспективными методами неразрушающего контроля ТС являются: ВТД на ультразвуковом и магнитографическом методах, также метод акустической эмиссии.

В свою очередь метод акустико-эмиссионный[27] основан на обнаружении упругих волн, в момент роста дефекта, генерируемых деформацией напряженного материала. Регистрация волн осуществляется датчиками, преобразующими их в электрические сигналы. Посредством получения информации, оценивается состояние и поведение материала конструкции под напряжением. С применением этого метода могут быть обнаружены и локализованы: зарождение микроскопических трещин, развитие трещин и др.

Внутритрубная диагностика [29] основывается на применении инспекционных дефектоскопов, которые позволяют получать информацию о состоянии трубы. ВТД представляется, как наиболее технологичный метод инспекции технического состояния ЛЧ МГ. ОАО «Газпром» для ВТД использует

магнитные дефектоскопы, конструкции двух типов: с продольным и поперечным намагничиванием.

Дефекты кольцевых и спиральных сварных швов определяются с помощью магнитных дефектоскопов, с продольным намагничиванием. Данные дефектоскопы создают в трубе магнитное поле, скажем так, «повернутое», в окружном направлении, это позволяет выявить как продольные трещины, так и дефекты продольных сварных швов. Но наиболее точная и полная информация о состоянии металла газопровода определяется при пропуске совместно двух типов дефектоскопов, что позволит нам получить максимальный объем данных о форме и размерах дефектов.

Дефектоскопы обеспечивают выявление и определение размеров дефектов практически всех типов, которые снижают прочность и ресурс участков магистральных газопроводов. Главным преимуществом является высокая производительность и возможность определения размеров дефектов. Проведенные исследования показывают, что главные недостатки двух основных методов выявления стресс-коррозионных дефектов (невозможность оценки глубины дефектов без вскрытия газопровода при обследовании в протяженных шурфах и невозможность выявления дефектов глубиной менее 20% от толщины стенки трубы) могут быть преодолены при совместном использовании этих методов. При этом в результате внутритрубной дефектоскопии выявляются локальные дефектные участки с наиболее крупными стресс-коррозионными дефектами, а при последующем обследовании в протяженных шурфах определяются границы этих участков и способы их ремонтов.

На современном этапе внутритрубная диагностика получила наибольшее распространение и позволяет находить множество различных дефектов. Внутритрубная дефектоскопия является основным средством контроля технического состояния магистральных газопроводов, позволяющим оперативно обследовать протяженные участки газопроводов и давать оценку их коррозионного и стресс-коррозионного состояния. В последнее время сделан большой прорыв в области обнаружения трещин магнитографическими методами в комбинации с технологией обнаружения трещин упруго-волновым методом. Созданы

					2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		38

инспекционные снаряды, позволяющие получить информацию об уровне сжимающих и растягивающих напряжений в стенке трубы.

Опыт эксплуатации ультразвуковых диагностических систем показал, что ультразвуковая технология [23] обеспечивает высокую точность измерений толщины стенки и глубины дефекта, высокую повторяемость результатов, четкую идентификацию дефектов, возможность измерения толщины стенки и глубины дефекта при непостоянной скорости снаряда. Наибольшее влияние на качество обследования оказывает наличие предметов и отложений различной природы на внутренней поверхности трубопровода. Аппаратура ультразвукового контроля включает набор датчиков, содержащих пьезоэлементы для излучения и приёма ультразвуковых колебаний. При излучении датчиком, погруженным в пространство, заполненное жидкостью, обеспечивающей акустический контакт с исследуемым объектом, происходит отражение ультразвукового сигнала сначала от внутренней, а затем от внешней границы исследуемого объекта. Время первого и второго отраженного сигнала фиксируется. Время прихода первого отраженного сигнала позволяет при известной скорости распространения ультразвука в жидкой среде определить расстояние между датчиком и внутренней поверхностью трубы, а время прихода второго отраженного сигнала – толщину стенки трубы.

					2. Исследование вопросов диагностики, прогнозирования технического состояния и эксплуатации МГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		39

### 3. Разработка модели для прогнозирования технического состояния ЛЧ магистральных газопроводов

#### 3.1. Объект исследования

В качестве модели рассмотрел участок магистрального газопровода Республики Саха (Якутия), имеющего следующие технические параметры, представленные в таблице 1. Моделирование участка газопровода и влияние дефекта типа «трещина» проводилось в программном комплексе ANSYS с использованием CAE системы.

Таблица 1

Общие характеристики и параметры газопровода

Диаметр трубопровода (наружный), мм	Толщина стенки и трубы, мм	Длина участка трубы, мм	Трубопровод изготовлен из стали	Рабочее давление, МПа
720	8	20000	13Г1С-У	5,5

- предел кратковременной прочности  $\sigma_b - 540$  МПа;
- предел текучести для остаточной деформации  $\sigma_T - 380$  МПа[]

					Разработка модели для прогнозирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Городов А.Р.			3. Разработка модели для прогнозирования технического состояния ЛЧ МГ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В					40	3
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

### 3.2. Возможности программного продукта ANSYS

Программный продукт ANSYS в наше время, является одним из самых широко используемых в сфере автоматических инженерных расчётов, решения линейных и нелинейных, стационарных и нестационарных пространственных задач механики деформируемого твёрдого тела и механики конструкций.[35] С помощью программной системы конечно-элементного анализа было выполнено моделирование коррозионного растрескивания.

					3. Разработка модели для прогнозирования технического состояния ЛЧ МГ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

### 3.3. Анализ влияния дефекта типа «трещина» на НДС магистрального газопровода в программном комплексе ANSYS

Обеспечение безопасной и надежной работы трубопроводного транспорта углеводородов является главной задачей, которая позволит сократить риск возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций. Решение этой задачи улучшит экологическую обстановку, снизит невозвратимые утечки углеводородов, предотвратит разрушение трубопроводной системы и обеспечит ее оптимальное функционирование.

Особенностью рассматриваемой газотранспортной системы является экстремальные условия эксплуатации. Резко континентальный климат отличается продолжительным зимним (от 6,5 до 9 месяцев) и коротким летним периодами. Средняя температура самого теплого месяца (июля) от 18 до 25 °С, в то время, как средняя температура холодного периода времени года лежит в пределах от -35 до -50 °С.[34]

Актуальностью данной работы является то, что для подземных трубопроводов грунт представляет собой одновременно нагрузку и среду, в которой развиваются деформации сооружения.

Различные отклонения напряженно – деформированного состояния (НДС) от проектного, наблюдаются в процессе эксплуатации газопроводов, в результате действия нагрузок, не предусмотренных проектом.[2]. В данном случае существенным отклонением НДС служит дефект типа «трещина» в нижней части газопровода. Дефект имеет следующие параметры: длину – 100 мм, ширину – 2 мм, глубину – 4 мм.

Объектом исследования является указанный дефект и участок трубопровода, наружным диаметром 720 мм, рабочим давлением 5,5 МПа и длиной 20 м. Толщина стенки трубопровода рассчитывается в соответствии со СНиП 2.05.06-85\* и принимается равной 8 мм. Изготовлен из стали 13Г1С-У, являющейся конструкционной низколегированной и имеющей следующие механические характеристики:

- предел кратковременной прочности  $\sigma_B$  – 540 МПа;

					3. Разработка модели для прогнозирования технического состояния ЛЧ МГ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- предел текучести для остаточной деформации  $\sigma_T - 380 \text{ МПа}$ [4]

Для представления стали в программном продукте ANSYS в виде изотропного материала, используем Structural Steel, применяя постоянные свойства модуля Юнга и коэффициента Пуассона.

В ходе работы был смоделирован участок газопровода в системе ANSYS, проложенный в многолетнемерзлом грунте, имеющий дефект типа «трещина» при глубине 4 мм (соответствует половине толщины стенки газопровода). Модель трещины представляет собой вид фигуры с трапецеидальным продольным и поперечным сечением. Данная модель в большей степени позволяет учитывать форму пространственной, коррозионно-растворенной трещины. Рассмотрим дефект с нескольких ракурсов, для удобства представления поставленной проблемы.

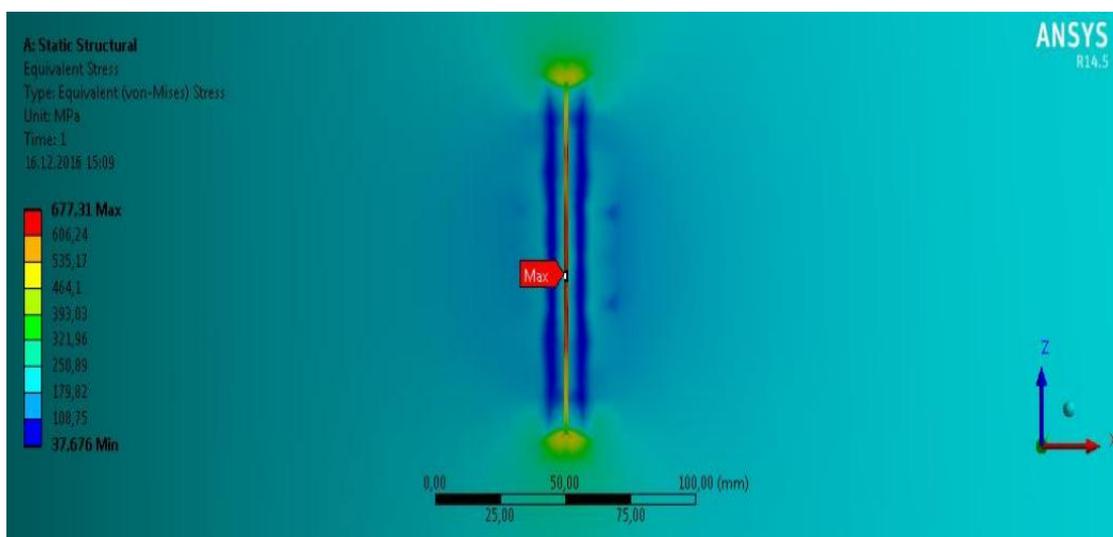
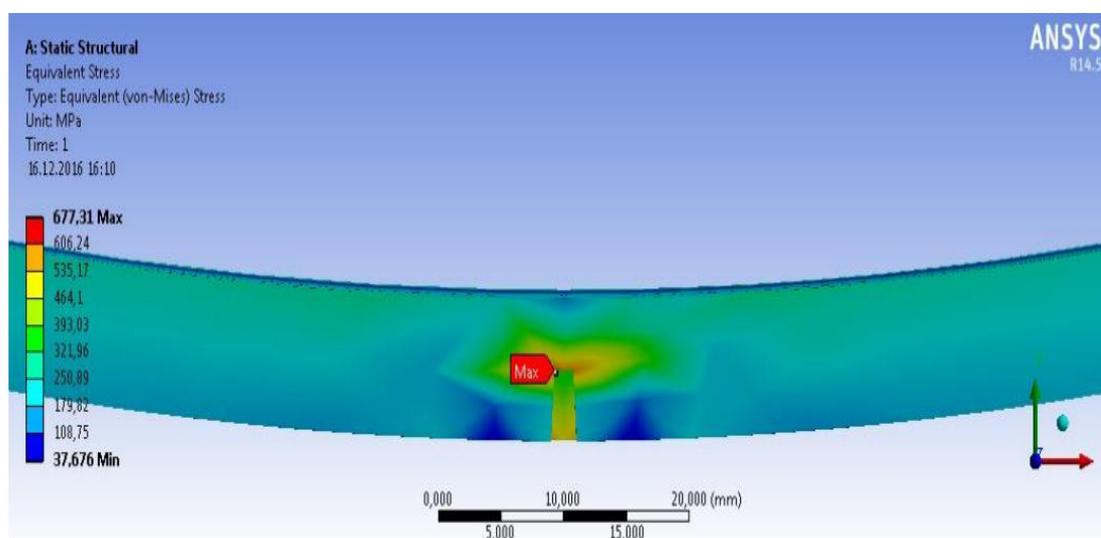
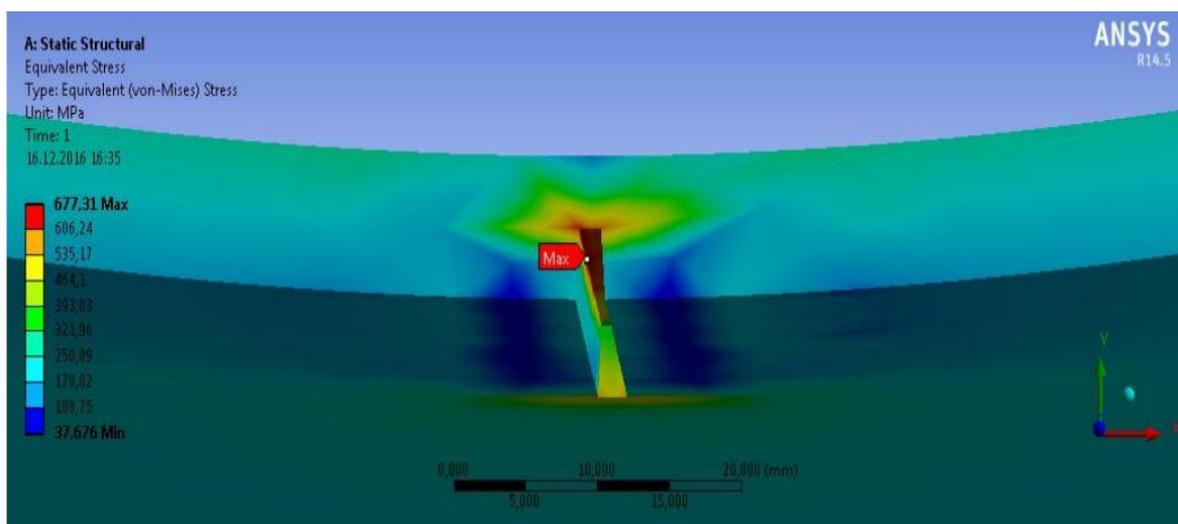


Рис.22. Эквивалентные напряжения по Мизесу (вид снизу)

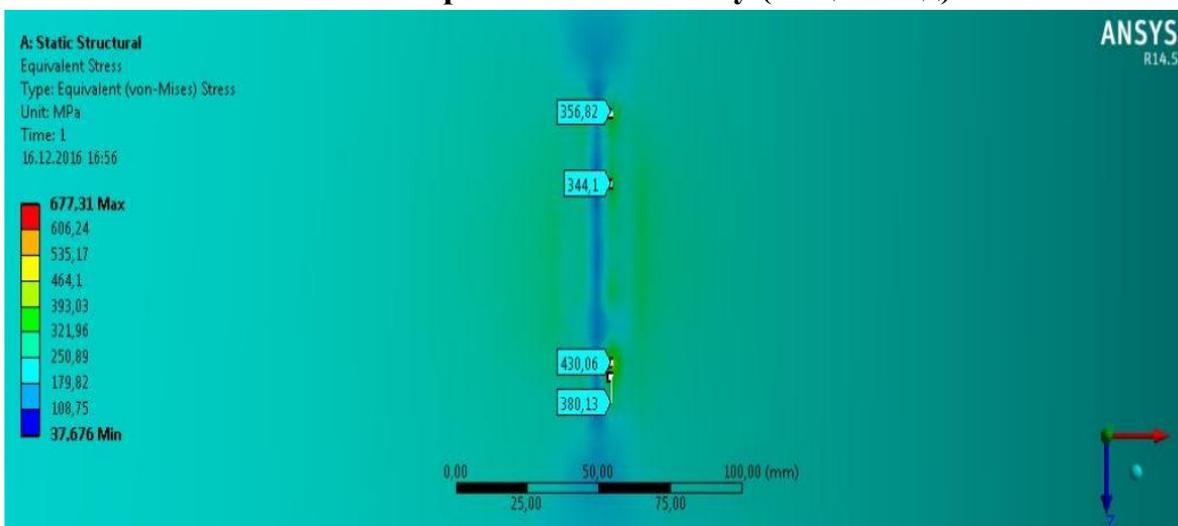


					3. Разработка модели для прогнозирования технического состояния ЛЧ МГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		43

**Рис.23. Эквивалентные напряжения по Мизесу (вид сбоку)**



**Рис.24. Эквивалентные напряжения по Мизесу (общий вид)**



**Рис.24. Эквивалентные напряжения по Мизесу (вид изнутри газопровода)**

Все расчеты проведены согласно исходным данным, а также рекомендациям по проверке прочности и устойчивости магистральных трубопроводов. Полученная эпюра эквивалентных напряжений Мизеса представлена на рис. (22– 24).

Таблица 2

**Результаты расчета эквивалентных напряжений по Мизесу**

Эквивалентные напряжения по Мизесу, МПа
677,31
606,24
535,17
464,1
393,83
321,96
179,82
108,75
37,676

Результаты моделирования показывают (см. таблица 24), что эквивалентные напряжения по Мизесу согласно глубине трещины 4 мм – существенны. На вершину трещины приходится максимальное напряжение, которое составляет 677,31 Мпа, а это в 1,8 раз больше предела текучести материала  $\sigma_T = 380$  МПа. Сделаем вывод, что пластическая деформация материала произойдет именно в вершине трещины. Увеличение коэффициента интенсивности приведет к увеличению скорости роста трещины. Во внутренней стенке газопровода наблюдается линия высоких напряжений вдоль прохождения трещины (рис.4.).

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- наибольшие напряжения возникают в нижних и верхних областях трещины, с внутренней стенки газопровода наблюдается линия высоких напряжений, которая проходит вдоль расположения трещины;
- максимальные значения эквивалентных напряжений по Мизесу, возникающих при влиянии дефекта типа «трещина», в среднем в 1,5 раза больше предела текучести для остаточной деформации материала газопровода, что совершенно неприемлемо с точки зрения возможности эксплуатации газопровода при данных условиях;
- при дальнейшей эксплуатации газопровода возможно нарушение работоспособности. Отметим, что при глубине трещины составляющей 50% от толщины стенки газопровода, безопасная эксплуатация не наблюдается.

					3. Разработка модели для прогнозирования технического состояния ЛЧ МГ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

**«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФНО</b>
2БМ5А	Городову Артёму Романовичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>Направление/ специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости ресурсов на балластировку магистрального газопровода утяжелителями бетонными охватывающего типа УБО в условиях Крайнего Севера. Оценка затрат на балластировку магистрального газопровода минеральным грунтом в условиях Крайнего Севера.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СТО Газпром РД 1.12-096-2004
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 № 444-ФЗ

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

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Сравнение двух методов балластировки магистрального газопровода, проложенного в условиях Крайнего Севера. (применение утяжелителей бетонных охватывающего типа УБО и минерального грунта).
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Планирование видов работ, формирование кадрового состава, расчет основных статей расходов при балластировке предлагаемого объекта (магистрального газопровода).
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности при балластировки магистральных газопроводов, проложенных в условиях Крайнего Севера, утяжелителями бетонными охватывающего типа УБО и минеральным грунтом.

**Перечень графического материала**

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Расчетные формулы</li> <li>2. Таблицы:</li> </ol> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Процесс балластировки газопровода методами: утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов;</li> <li>– Расчет стоимости материалов на проведение работ при балластировки газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов;</li> <li>– Время на выполнение мероприятия при балластировке газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов;</li> <li>– Расчет амортизационных отчислений при балластировки газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов;</li> <li>– Расчет заработной платы при балластировки газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов;</li> <li>– Расчет страховых взносов при балластировки газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов;</li> <li>– Затраты на проведение организационно- технического мероприятия при балластировки газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов.</li> </ul>
--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Городов Артём Романович		

Одним из условий надежной работы газотранспортных систем является обеспечение устойчивого положения подземного газопровода на проектных отметках. Для реализации данной задачи, в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85\*, ВСН 007-88, использовал следующие способы и средства балластировки: железобетонные грузы (утяжелители бетонные охватывающего типа УБО-720-2,3-12,5-Т ТУ 102-300-91) и минеральным грунтом разработки. Экономический расчет производится с целью определения наиболее эффективного метода, применяемого в условиях Крайнего Севера.

**I вариант: применение железобетонных грузов (утяжелителей бетонных охватывающего типа УБО-720-2,3-12,5-Т ТУ 102-300-91).**

В состав работ по балластировке газопроводов железобетонными утяжелителями различных типов входят: доставка, разгрузка утяжелителей и раскладка их в местах, предусмотренных проектом производства работ, подача утяжелителей к месту монтажа, сборка и установка комплектов утяжелителей на уложенный в проектное положение трубопровод.

**1) Расчет количества необходимой техники и оборудования**

В процессе осуществления данного метода потребуется следующая техника: автокран. Он необходим для погрузки железобетонных утяжелителей, что позволит с помощью автомобиля-самосвала доставить их на объект. В качестве такого крана был выбран Автокран КС-45714, являющийся высокопроходимым, и имеющий грузоподъемность 16 тонн. В качестве автомобиля-самосвала выступает "Урал-IVECO-6539" с максимальной скоростью 78 км/ч и грузоподъемностью 40 тонн. Доставка рабочего персонала осуществляется вездеходами ДТ-30, предназначенными для транспортировки в сложных климатических условиях, на грунтах с низкой несущей способностью (болото, снежная целина, бездорожье, пересечённая лесистая местность) при температуре окружающей среды от плюс 40 до минус 50°С. На газопроводе для разгрузки утяжелителей, раскладки и монтаже на проектных отметках используется трубоукладчик KOMATSU D355C-3. Установка комплектов утяжелителей и засыпка траншеи производится экскаватором Komatsu PC200-7, имеющий высокую производительность и низкий расход топлива. Ознакомиться с перечнем необходимой техники и оборудования можно в таблице 1.

*Таблица 1 – Процесс балластировки газопровода железобетонными грузами*

Виды работ	Оборудование	Количество
Погрузка утяжелителей	Автокран КС-45714	1
Доставка материала	Автомобиль-самосвал "Урал-IVECO-6539"	1
Доставка рабочего персонала	Вездеход ДТ-30	2
Разгрузка утяжелителей/ раскладка, монтаж	Трубоукладчик KOMATSU D355C-3	2
Установка комплектов утяжелителей	Экскаватор Komatsu PC200-7	1
<b>ИТОГО:</b>		<b>7</b>

Исходя из таблицы 1, необходимой техники для выполнения основных работ по погрузке утяжелителей, доставке материала, раскладке, монтажу и установке комплектов потребуется в количестве 7 шт.

## 2) Расчет стоимости материалов для балластировки газопровода железобетонными утяжелителя

Для балластировки газопровода используются комплекты железобетонных утяжелителей типа УБО, состоящие из:

- Утяжелитель типа УБО-720-2,3-12,5-Т.
- Пояс мягкий соединительный МСП-720.
- Мат футеровочный МФ-2-720.

Траверсы линейные в количестве 2 штук необходимы для разгрузки утяжелителей, раскладки и монтажа на проектных отметках.

Расчет производится для участка газопровода длиной 1000 метров. Согласно СП107-34-96 «Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках», потребуется 250 комплектов утяжелителей железобетонных, выше упомянутых. Стоимость одного комплекта – 5700 рублей.

Материалы для строительных работ закупаются по рыночной цене, без каких-либо скидок. Расчет стоимости материалов на проведение балластировки газопровода железобетонными грузами можно свести в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Количество, нат.ед	Цена за единицу, руб	Стоимость, руб.
Утяжелитель типа УБО-720-2,3-12,5-Т	250	5150	1287500
Пояс мягкий соединительный МСП-720	250	200	50000
Мат футеровочный МФ-2-720	250	350	87500
Траверс линейный	2	3580	7160
Масло моторное	200	250	50000
Дизельное топливо	3000	47	141000
<b>ИТОГО:</b>			<b>1 623 160</b>

Согласно таблице 2, стоимость материала для осуществления метода закрепления газопроводов утяжелителями бетонными, составит 1623160 тыс. руб.

## 3) Расчет времени на проведение мероприятия

Работы по балластировке газопровода выполняются в одну смену, продолжительность рабочего времени в течение смены составляет:

$$T_{\text{раб.}} = (11,0 - 1,0) \times 0,828 = 8,28 \text{ час,}$$

где 0,828 – коэффициент использования механизмов по времени в течение смены (время, связанное с подготовкой к работе и проведение ЕТО – 15 мин, перерывы, связанные с организацией и технологией производственного процесса и отдыха машиниста – 10 мин через каждый час работы).

Определим нормы времени для балластировки газопровода железобетонными утяжелителями. Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е22» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 3.

Для определения времени на доставку утяжелителей на газопровод воспользуемся формулами:  $t = \frac{S}{V} = \frac{10}{40} = 0,25 \text{ ч}$ , где  $V$  – средняя скорость автомобиля-самосвала "Урал-IVECO-6539",  $S$  – расстояние от пункта до объекта( участка газопровода). Аналогичный расчет производится для вездехода ДТ-30.

*Таблица 3 – Время на выполнение мероприятия*

Операция	Время, мин	Общее время, ч
Погрузка утяжелителей автокраном КС-45714	8	33,3
Доставка утяжелителей на газопровод	15	5,9
Доставка рабочего персонала на объект	18	5
Разгрузка утяжелителей/ раскладка, монтаж	20	83,3
Установка комплектов утяжелителей	2	41,31
Другие операции	10	13,3
<b>Итого:</b>	<b>73</b>	<b>177,71</b>

Так как основные и вспомогательные операции могут выполняться одновременно, то общее время на мероприятие будет равно наибольшему значению из этих двух времен. Следовательно, общее время на выполнение мероприятия будет равно:  $T = 82 \text{ (ч)}$ .

#### 4) Затраты на амортизационные отчисления

Сумма амортизации (амортизационных отчислений) рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту. Амортизация для оборудования нефтегазовой отрасли рассчитывается по линейному способу. Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\% \text{ , где}$$

$K$  – норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;

$n$  – срок полезного использования объекта.

Расчет амортизационных отчислений при балластировке газопровода бетонными утяжелителями можно свести в таблицу 4.

*Таблица 4 – Расчет амортизационных отчислений балластировки газопровода бетонными утяжелителями*

Объект	Стоимость руб./ Гарантийный срок эксплуатации (год)	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Автокран КС-45714	3800000 15	6,7	254600	127,81	1	33,3	4256,07
Автомобиль-самосвал "Урал-IVECO-6539"	3114000 5	20	1868400	937,95	1	5,9	5533,9
Вездеход ДТ-30	6850000 10	10	1974000	990,96	2	2,5	4954,8
Трубоукладчик KOMATSU D355C-3	5500000 15	6,7	368500	184,9	2	42	15402,17
Экскаватор Komatsu PC200-7	4900000 15	6,7	328300	2459,8	1	41,31	101614,33
<b>Итого</b>			<b>131761,1</b>				

Расчет амортизационных отчислений показал, что при балластировки газопровода данным методом сумма амортизации составит 131761 тыс.руб.

#### 5) Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

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

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

Для осуществления метода балластировки бетонными утяжелителя необходима бригада в составе 9 человек. Ответственный за проведение работ – мастер. Машинист самосвала доставляет материал на объект, в то время как стропальщики и машинисты трубоукладчиков выполняют основную работу по раскладке и монтажу комплектов оборудования. Заработную плату каждому члену бригады можно свести в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	6	1	165	82	13530	14720,64	28250,64
Машинист самосвала	3	1	87	6	522	567,93	1089,93
Водитель вездехода ДТ-30	3	2	81	2,5	404,64	440,64	845,28
Машинист трубоукладчика	5	2	87	42	7308	7951	15259
Стропальщик	4	2	75	42	6300	6854,4	13154,44
Машинист экскаваторщик	5	1	90	41	3690	4014,7	7704,7
<b>Итого</b>							<b>663039,5</b>

Сумма оплаты труда бригады по балластировке магистрального газопровода ( с учетом надбавок) составит 663039 тыс. руб.

#### б) Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при балластировке магистрального газопровода в условиях Крайнего Севера представлены в таблице 6.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.6).

Таблица 6 – Расчет страховых взносов при балластировке газопровода бетонными утяжелителями

Показатель	Мастер	Машинист самосвала	Водитель вездехода ДТ-30	Машинист трубоукладчика	Стропальщик	Машинист экскаваторщик
Количество работников	1	1	2	2	2	1
ЗП, руб.	28250,64	1089,93	845,64	15259	13154,4	7704,7
ФСС (2,9%)	819.27	31.61	24.52	442.51	381.48	223.44
ФОМС (5,1%)	1440.78	55.59	43.13	778.21	670.87	392.94
ПФР (22%)	6215.14	239.78	186.04	3356.98	2893.97	1695.03
Страхов-ие	254.26	9.81	7.61	137.33	118.39	69.34

от несчаст. случаев (тариф 0,9%)						
Всего, руб.	8729,45	336,79	261,32	4715,03	4064,71	2380,75
Общая сумма, руб.	<b>20488,05</b>					

Исходя из таблицы 6 установлено, затраты на страховые взносы, составят 20488 тыс. руб.

#### 7) Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 7).

Таблица 7 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	131761,1
Затраты на материалы	1 623 160
Оплата труда	663039,5
Страховые взносы	20488,05
Накладные расходы (20%)	324632
<b>Всего затрат:</b>	<b>2763080,65</b>

Затраты на проведение организационно-технического мероприятия включающего в себя (амортизационные отчисления, затраты на материалы оплата труда страховые взносы накладные расходы), при балластировки газопровода утяжелителями бетонными УБО составит: 2763080,65 руб.

#### **II вариант: применение минерального грунта засыпки с применением геотекстильных материалов.**

Основными функциями геотекстиля «Геоком» являются укрепление грунтов, разделение слоев сложных строительных конструкций, дренирование и фильтрование жидкостей. Геотекстиль «Геоком» изготовлен из высококачественных полиэфирных волокон иглопробивным способом. Некоторые разновидности дополнительно укреплены с помощью высокотемпературного воздействия (термоукрепление).

#### 8) Расчет количества необходимой техники и оборудования

Балластировка газопроводов минеральными грунтами засыпки может производиться лишь после укладки трубопроводов на проектные отметки. Для осуществления данного метода потребуется техника и выполнение работ, представленных в таблице 8.

*Таблица 8 – Процесс балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки с применением геотекстильных материалов*

Виды работ	Оборудование	Количество
Доставка материала	Автомобиль-самосвал "Урал-IVECO-6539"	2
Доставка персонала	Вездеход ДТ-30	2
Рабочий процесс, установка, засыпка траншеи	Экскаватор Komatsu PC200-7	1
<b><i>ИТОГО:</i></b>		<b>5</b>

Исходя из таблицы 8 видно, что при балластировке минеральным грунтом засыпки потребуется техники в количестве 5 шт, что значительно меньше чем при использовании метода утяжелителями бетонными УБО.

**9) Расчет стоимости материалов для балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки с применением геотекстильных материалов**

Согласно «СП 107-34-96 Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках» для осуществления метода потребуются следующие материалы, представленные в таблице 9.

*Таблица 9 – Расчет стоимости материалов на проведение работ*

Наименование материала	Количество, нат.ед	Цена за единицу, руб	Стоимость, руб.
Геотекстиль«Геоком Д-450»	10 620	58	615960
Газовая горелка пропановая ГВ-250	4	1 082	4 328
Газовый редуктор пропановый БПО-5МГ	4	872	3 488
Газовый баллон пропановый, 50 л	17	1 750	29 750
Комплект газосварочный КГС-1М-П	2	2 705	5410
Масло моторное	200	250	50000
Дизельное топливо	900	47	42300
<b><i>ИТОГО:</i></b>			<b>751236</b>



Расчет показал, что сумма амортизационных отчислений балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки с применением геотекстильных материалов составляет 183943 тыс. руб.

### 12) Расчет затрат на оплату труда

Для осуществления метода балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки с применением геотекстильных *материалов* утяжелителя необходима бригада в составе 10 человек. Ответственный за проведение работ – мастер. Машинист самосвала доставляет материал на объект, в то время как слесари, работники машинист экскаваторщик выполняют основную работу по раскладке и монтажу комплектов оборудования. Зарботную плату каждому члену бригады можно свести в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Зарботная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	6	1	165	61,3	10114,5	11004,57	21119,07
Машинист самосвала	3	2	87	32,5	5602,8	6095,8	11698,68
Водитель вездехода ДТ-30	3	2	81	2,5	405	440,64	845,64
Слесарь	5	2	87	48	8352	9869	17438,9
Рабочий	4	2	75	48	7200	8136	15336
Машинист экскаваторщик	5	1	90	48	4320	4700,16	9020,16
<b>Итого</b>							<b>56368,55</b>

Сумма заработной платы бригады в составе 10 человек с учетом надбавок при балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки составит 56368,55 тыс.руб.

### 13) Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при балластировки магистрального газопровода в условиях Крайнего Севера представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет страховых взносов при балластировки газопровода геотекстильными материалами

Показатель	Мастер	Машинист самосвала	Водитель вездехода ДТ-30	Слесарь	Рабочий	Машинист экскаваторщик
Количество работников	1	1	2	2	2	1

ЗП, руб.	21119,07	11698,68	845,64	17438,9	15336	9020,16
ФСС (2,9%)	612.45	339.26	24.52	505.73	444.74	261.58
ФОМС (5,1%)	1077.07	596.63	43.13	889.38	782.14	460.03
ПФР (22%)	4646.20	2573.71	186.04	3836.56	3373.92	1984.44
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	190.07	105.29	7.61	156.95	138.02	81.18
Всего, руб.	6525,79	3613,29	261,3	5388,62	4737,7	2787,16
Общая сумма, руб.	<b>23312,78</b>					

Исходя из таблицы 13 установлено, затраты на страховые взносы, составят 23312 тыс. руб.

1) **Затраты на проведение мероприятия**

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 14).

Таблица 14 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	183943,2
Затраты на материалы	751236
Оплата труда	56368,55
Страховые взносы	23312,78
Накладные расходы (20%)	150247.2
<b>Всего затрат:</b>	<b>1165107,73</b>

Затраты на проведение организационно-технического мероприятия включающего в себя (амортизационные отчисления, затраты на материалы оплата труда страховые взносы накладные расходы), при балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки с применением геотекстильных материалов составит: 1165107,73 руб.

**Вывод:** Затраты на балластировку магистрального газопровода минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов составляют 1165107,73 руб, что на 1597972,92 руб. меньше, чем при балластировки утяжелителями бетонными УБО.

Экономический расчет показал что переход к новому методу балластировки позволил снизить затраты и количество времени на проведение работ по закреплению газопроводов в условиях Крайнего Севера.

## «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5А	Городов Артём Романович

<b>Институт</b>		<b>Кафедра</b>	
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01. «Нефтегазовое дело» профиль: «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)</i>	Рабочим местом является участок магистрального газопровода, эксплуатирующего в условиях Крайнего Севера. Режим работы магистрального газопровода непрерывный, круглогодичный.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> <i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i>	Работа по эксплуатации магистрального газопровода непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда: 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Тяжесть и напряженность физического труда
<i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i>	Также во время работ могут возникнуть опасные ситуации способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека: 1. Электрический ток; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования ( в т.ч. грузоподъемные) 3. Пожаро-взрывоопасность;
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	При эксплуатации магистрального газопровода будет оказываться негативное воздействие на состояние

	атмосферного воздуха и загрязнение почв, рек, водоемов, в связи с утечками токсичных и вредных веществ.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	В районе деятельности возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера: воспламенение газа и термическое воздействие пожара на окружающую среду.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Специальные правовые нормы трудового законодательства.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Наталья Викторовна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Городов Артём Романович		

## Глава 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

*Социальная ответственность* или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров[38].

Рабочим местом является участок магистрального газопровода, эксплуатирующийся в условиях Крайнего Севера. Газопровод находится в северной строительно-климатической зоне, климатический подрайон I А. Климат района резко-континентальный.

В целом для района характерны продолжительная суровая зима и короткое жаркое лето. Наблюдаются резкие колебания температуры в течение года, месяца и даже суток. По данным многолетних наблюдений – средняя годовая температура воздуха составляет - 10,2 °С. Продолжительность зимнего периода – шесть месяцев, с октября по апрель.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников на объекте эксплуатации магистрального газопровода. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

### **1. Производственная безопасность**

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 1 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации магистральных газопроводов».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.) [39]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной

классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 15 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации магистрального газопровода.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Земляные работы; 2. Подъем, укладка и очистка газопровода от старой изоляции; 3. Сварочно-восстановительные работы; 4. Изоляционно-укладочные работы; 5) Испытание отремонтированного газопровода.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4. Тяжесть и напряженность физического труда.	1. Электрический ток; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 3. Пожаро- и взрывоопасность.	ГОСТ 12.0.003.-74[2] ГОСТ 12.1.003-83[3] ГОСТ 12.1.010-76[5] ГОСТ 12.1.011-78[6] ГОСТ 12.4.011-89[7] ГОСТ 12.1.004-91[8]

### **1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

#### **1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе**

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0 °С. В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0 °С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (Табл. 2) [40].

Таблица 16 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой:

- костюм от защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;
- комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов;
- костюм противоицефалитный;
- футболка;
- сапоги резиновые с жестким подноском или сапоги болотные с жестким подноском;
- нарукавники из полимерных материалов;
- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки резиновые или из полимерных материалов;
- каска защитная;
- подшлемник под каску;
- очки защитные;
- маска или полумаска со сменными фильтрами.

## **2. Превышение уровней шума**

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать

установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши [41].
- соблюдение режима труда и отдыха.

### ***3. Тяжесть и напряженность физического труда***

В связи с большой протяженностью и удаленностью газопровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть восьми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13<sup>00</sup> – 14<sup>00</sup>) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

## **1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Работники линейно–эксплуатационной службы подвержены влиянию таких опасных факторов как:

1. ***Электрический ток.*** Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании

электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82 и быть не более 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электробезопасности: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [42, 43, 44].

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

Все движущиеся машины и механизмы на производстве нефтегазовой промышленности, могут стать причиной различного рода телесных повреждений работника отрасли. Так как машины, оборудования представляют собой достаточно небезопасные устройства, в которых участвуют различные подвижные элементы, можно предположить, что повреждения, которые влекут за собой, могут быть достаточно серьезными для человека. При автоматизированном производстве, т.е. без участия человека, возникает риск неожиданных движений оборудования без ведома работника.

Ситуации, связанные с такими несчастными случаями, влекут за собой летальные исходы(смерть), серьезные телесные повреждения(переломы, ушибы), а также материальные убытки(поломка устройства, механизмов, приборов)

Меры по предупреждению таких ситуаций выполняются в виде:

- установок ограждений на периметре работающих установок, оборудования;
- использование работниками средств индивидуальной защиты;
- использование оборудования, находящихся в списке реестра используемых устройств организации;

Данный вид опасных факторов регламентируется и контролируется ГОСТ 12.0.003-74[40].

**3. Пожаро– и взрывоопасность.** Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам  $300 \text{ мг/м}^3$ , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти  $2100 \text{ мг/м}^3$ [6].

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе [43, 44].

## **2. Экологическая безопасность.**

### **2.1. Анализ влияния объекта и процесса эксплуатации на окружающую среду**

Охрана окружающей среды – это система мер, направленная на поддержание рационального взаимодействия между деятельностью человека и окружающей средой, обеспечивающая сохранение и восстановление природных богатств, разумное

использование природных ресурсов, предупреждающая вредное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия проектируемых работ первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные ресурсы, растительность, атмосферный воздух.

В таблице 3 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 17. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении строительно-монтажных работ и дальнейшей эксплуатации магистральных газопроводов

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков н/п, х/р, мусора и т.д.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв ГОСТ 17.4.3.04-85
Воздушный бассейн	Выбросы: выхлопные газы двигателей транспорта; утечка газа на компрессорных станциях и линейной части; выбросы вредных веществ при сгорании природного газа	Мероприятия согласно пособию к СНИП 11-01-95 от 01.01.1970

## 2.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Обеспечение экологической безопасности трубопроводов требует глубокой и всесторонней проработки целого комплекса предупредительных природоохранных мероприятий. По возможности, магистральные трубопроводы следует прокладывать в пределах районов с благоприятными инженерно-геологическими условиями.

Газотранспортное предприятие, являясь субъектом – природопользователем, т.е. предприятием, которое при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности оказывает или может оказывать негативное воздействие (загрязнение) на качество окружающей природной среды и ее составляющие (атмосферный воздух, воды, почвы, недра), обязано [47]:

- осуществлять все виды деятельности с обязательным учетом возможных последствий воздействия на окружающую природную среду;
- неукоснительно выполнять комплекс всех необходимых природоохранных мероприятий при эксплуатации объектов;
- оснащать технологические процессы и оборудование аппаратурой для контроля уровня их воздействия на окружающую природную среду;
- соблюдать установленные и согласованные технологические режимы, обеспечивающие наименьшее воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать надежную и эффективную работу всех очистных сооружений, установок и средств контроля и утилизации отходов;
- своевременно представлять необходимую и достоверную информацию об аварийных случаях, предаварийных ситуациях и стихийных бедствиях и принимаемых мерах по ликвидации их последствий.

### **3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### ***3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.***

Магистральный газопровод является опасным производственным объектом, т.к. по нему транспортируется опасное вещество – газ природный в количестве больше, чем пороговые.

Чрезвычайные ситуации на газопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);

- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

### 3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований.

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального газопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При взрыве паро- и газозвушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом ( $R_1$ ), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения (рис. 25).

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q}(\text{м}), \quad (1)$$

где  $Q$  – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{\text{спл}} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q}(\text{м}) \quad (2)$$

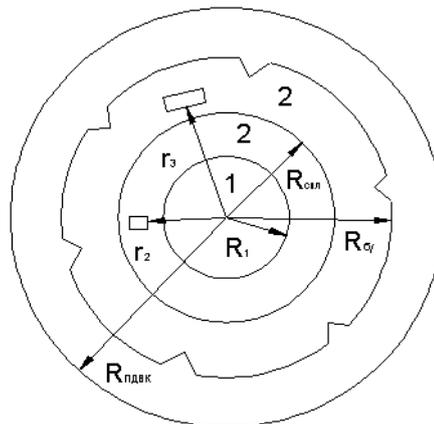


Рисунок 25 – Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси:

1 – Зона детонационной волны; 2 – Зона ударной волны;  $R_1$  – радиус зоны детонационной волны (м);  $R_{\text{спл}}$  – радиус зоны смертельного поражения людей;  $R_{\text{бз}}$  – радиус безопасного удаления,  $\Delta P_{\text{ф}} = 5$  (кПа);  $R_{\text{пдвк}}$  – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;  $r_2$  и  $r_3$  – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

### **3.3. Мероприятия по предотвращению ЧС**

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

– перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;

– работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;

– для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

## **4. Законодательное регулирование проектных решений**

### **4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.**

В соответствии с законодательным регулированием РФ, на рабочих участках с вредными и опасными условиями труда, работодатель в свою очередь обязан обеспечить работника средствами специализированными под данный вид работы, согласно типовым отраслевым нормам (СИЗ, репелленты и т.д.) «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»[49]. Работники без средств индивидуальной защиты, касок защитных и других необходимых средств защиты к работе не допускаются.

Также работодатель обязан обеспечить коллектив работников при строительстве объекта транспорта углеводородного сырья всеми необходимыми санитарно-бытовыми помещениями (склады для материалов, гардеробы, душевые, сушилки для одежды, помещения для отдыха, приема пищи и проч.) согласно строительным нормам и правилам, коллективному договору, тарифному соглашению.

В документах о решениях по организации прописываются форма организации труда (бригадный, вахтовый, экспедиционно-вахтовый; режим труда; режим отдыха; состав бригад.

При описании режимов труда: указывается продолжительность смены, вахты, количества смен в месяц, трудовой распорядок дня, часы начала рабочего дня, часы окончания рабочего дня, сменные перерывы на отдых, перерывы на прием пищи.

При строительстве переходов в экстремальных погодных условиях (повышенные или пониженные температуры) работодатель должен обеспечить работников дополнительными средствами индивидуальной защиты от холода или жары, дополнительными санитарно-бытовыми помещениями для обогрева, дополнительным временем приема пищи для восстановления.

#### ***4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.***

Подготовка санитарно-бытовых помещений и устройств должны быть закончены до начала строительных работ, и отвечать всем стандартам сообщества. При реконструкции старых существующих санитарно-бытовых помещений необходимо учитывать новые правила обустройства помещений, особенности местности проведения работ, количество работников в бригаде, оснастить всеми необходимыми средствами для комфортного отдыха. Производственные участки территории, рабочие места должны быть оснащены: необходимыми средствами индивидуальной, коллективной защиты; средствами пожаротушения; линиями связи; сигнализациями и другими необходимыми средствами обеспечивающих безопасные и надежные условия труда строительному персоналу в соответствии с нормативными документами. Все объекты санитарно-бытовых, производственных помещений, места отдыха, проходы, рабочие места должны быть расположены на безопасных расстояниях за пределами опасных зон. На действующих опасных зонах при производстве должны быть установлены защитные ограждения, не позволяющие работнику без надобности проникнуть в эту зону. В потенциально опасных зонах устанавливаются сигнальные ограждения, знаки безопасности. Проезды, переходы на территории производства не должны быть загромождены, замусорены. Рабочие участки должны быть всегда содержаться в чистоте и порядке, периодически очищаться от мусора, хлама, ненужных для производства объектов.

Находясь на территории производства (санитарно-бытовых помещениях, производственных помещениях участках работ и т.д.), работник, а также представители других организаций обязаны выполнять все требования внутреннего трудового распорядка организации. По всей территории, рабочие места должны быть обеспечены средствами связи.

Все помещения организации должны быть оборудованы согласно принятым нормативным документам, санитарно-бытовые помещения иметь в наличии аптечки, носилки, шины и другие средства первой и основной медицинской помощи пострадавшему на объекте строительства трубопровода. В соответствии с законодательством РФ работодатель обязан должным образом провести расследование в отношении произошедших несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Российской Федерации от 11 марта 1999 г. №27[50]. По установленным причинам, должны быть проведены и разработаны мероприятия по предупреждению таких ситуаций производственного травматизма, профзаболеваний.

## Заключение

Произведен анализ существующих нормативных документов, технической литературы, научно-исследовательских работ, отечественного и зарубежного опыта эксплуатации и обслуживания линейной части магистральных газопроводов, по результатам которого определены основные проблемы системы диагностического обслуживания и прогнозирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов.

Разработана методика комплексной оценки линейных участков магистральных газопроводов по результатам внутритрубного обследования. Критерием оценки технического состояния ЛЧ МГ является показатель технического состояния, характеризующий поврежденность линейного участка МГ.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- наибольшие напряжения возникают в нижних и верхних областях трещины, с внутренней стенки газопровода наблюдается линия высоких напряжений, которая проходит вдоль расположения трещины;
- при глубине трещины составляющей 50% от толщины стенки газопровода, безопасная эксплуатация не наблюдается.

					<i>Разработка модели для прогнозирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Городов А.Р.</i>			<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В</i>					72	1
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

### Список используемых источников

1. Общая пояснительная записка. Книга 1. Магистральный газопровод Средне-Вилуйское месторождение: Мастах – Берге – Якутск. – Киев: Укргазпроект, 2004. – 179 с.
2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*. – Москва: Стандартинформ, 2013.– 97с.
3. СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. –Москва: ОАО «НИЦ «Строительство», 2013. – 123 с.
4. СНиП III-42-80\* Магистральные трубопроводы. – Москва: ВНИИСТ, 1981.
5. ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. – Москва: ВНИИСТ, 1989.
6. СП 107-34-96 Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. Москва: ВНИИСТ, 1996.
7. ВСН 39-1.9-003-98 Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. – Москва: ВНИИГаз, 1998.
8. ВСН 007-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка. – Москва: ВНИИСТ, 1998.
9. Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают // Газовая промышленность. – 1999.– № 8. – С. 20-22.
10. Дедешко В.Н. «Техническое состояние магистральных трубопроводов РАО "Газпром" и организация работ по внутритрубной диагностике». Сб. трудов международной деловой встречи "Диагностика-98".- М., ИРЦ Газпром, 1998. С. 3-31
11. Абрамов Л.М., Капустин В.Ф. "Математическое программирование", изд. ЛГУ, Л., 1981г.
12. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. ВРД 39-1.10-004-99.-М.: ИРЦ Газпром, 2000.

					Разработка модели для прогнозирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Городов А.Р.				Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В						73	5
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
Зав. Каф.	Бурков П.В.							

13. Магнитная диагностика газонефтепроводов.-М.:Энергоатомиздат, 2001.440 с: ил.
14. Губанок И.И., Харионовский В.В. Прогноз технического состояния газопроводов: инженерные подходы. // Газовая промышленность. - 2005, №11.
15. Канайкин В.А. Диагностика коррозионных повреждений магистральных газопроводов/Под ред. В.Ф.Чабуркина.-М.:МГТУ,2000.-108с.
16. Порядок продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром». ВРД 39-1.20-043-2001.- М.:ИРЦГазпром,2001
17. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. ВРД 39-1.10-006-2000.-М.:ИРЦ Газпром,2000
18. Прогнозирование остаточного ресурса прочности магистральных газонефтепроводов с учетом продолжительности эксплуатации /Ю.И. Пашков,Ю.И. Анисимов, Г.А. Ланчаков и др.//Строительство трубопроводов.-1996.-№2.-С.2-5.
19. СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003 Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»
20. СТО Газпром 2-3.5-045-2006 Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»
21. ГОСТ 25.502-79 Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Методы испытаний на усталость.
22. СТО «Газпром» 2-2.3-112-2007 Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами

					Список используемых источников	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		





44. ГОСТ 12.4.011–89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Москва: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с.
45. ГОСТ 12.1.004–91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – Москва: Изд-во стандартов, 1992. – 83 с.
46. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.– Москва: Изд-во стандартов, 1986.
47. Пособие к СНИП 11-01-95. «Пособие к СНИП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации \охрана окружающей среды\». – Москва: ГП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», 2000.
48. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – Москва, 2005.
49. Кукин П.П. Лапшин Е.А. Учебное пособие для вузов. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда). – М.: Высш. шк. 1999. – 318 с.
50. Ильин А.М., Антипов В.Н. Безопасность труда на открытых горных работах. – М.: Недра, 1995. – 265 с.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

## Приложение А

### Раздела ВКР, выполненный на иностранном языке

Gas Pipeline Ballasting in the Far North Conditions

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Городов Артём Романович		

Консультант кафедры ТХНГ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Брусник О.В.	к.п.н.		

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯПР	Коротченко Т.В.	к.ф.н.		

## Gas Pipeline Ballasting in the Far North Conditions

To ensure position stability of pipeline in the trench at the required elevations, pipeline ballasting is applied.

For this purpose, constructions which produce pressure on the pipeline (weights) and constructions which create passive pressure at the base of the trench are used.

Depending on the specific conditions of the pipeline route, soil characteristics, groundwater level and pipeline layout, the following constructions and ballasting methods are applied:

- pipeline wrap-around concrete weight (УБО) and V-shaped type of weights (УБК);
- Screw pipe anchorage, bascule type (BAY, AP), and frozen;
- Mineral soil, including using roll non-woven synthetic material (HCM);
- Polymer-containing ballast unit (ПБКУ);
- Group method of installing concrete weighting and anchoring systems;
- Increased pipeline buried depth.

Pipeline wrap-around concrete weights (УБО) are manufactured according to 102-300-81 standard. Wrap-around concrete weights (Fig. 1a) consist of two concrete blocks, two metal protected by an insulating coating or soft, made of durable synthetic material, joining girdles.

V-shaped concrete weights are produced in accordance with 102-421-86 standard.

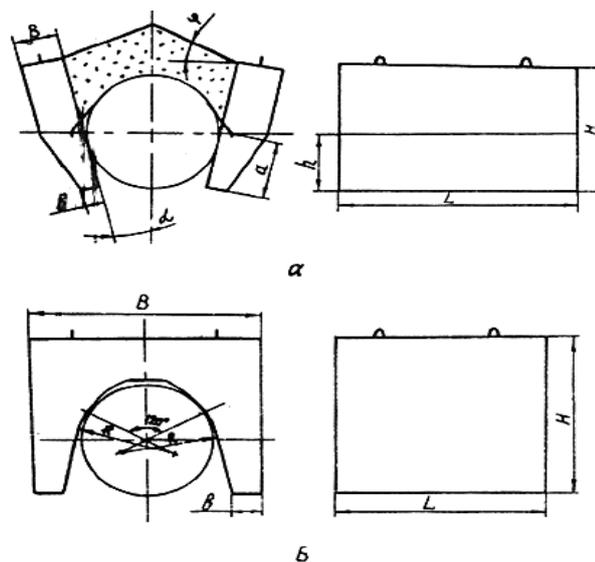


Figure 1. – Reinforced Concrete Weight Design:  
a – wrap-around concrete weights; b - V-shaped weights

Weight is a saddle shaped brick (Fig. 1b), the surface of which adjoining the pipeline is formed by two intercrossing cylindrical surfaces, with a radius being greater than the radius of the pipe.

Polymer-containing ballast unit (ПБКУ) (Fig. 2) is produced in accordance with 6-19-210-82 standard and includes two containers of soft durable synthetic web material with metal spacers frames which are connected by four power strips.

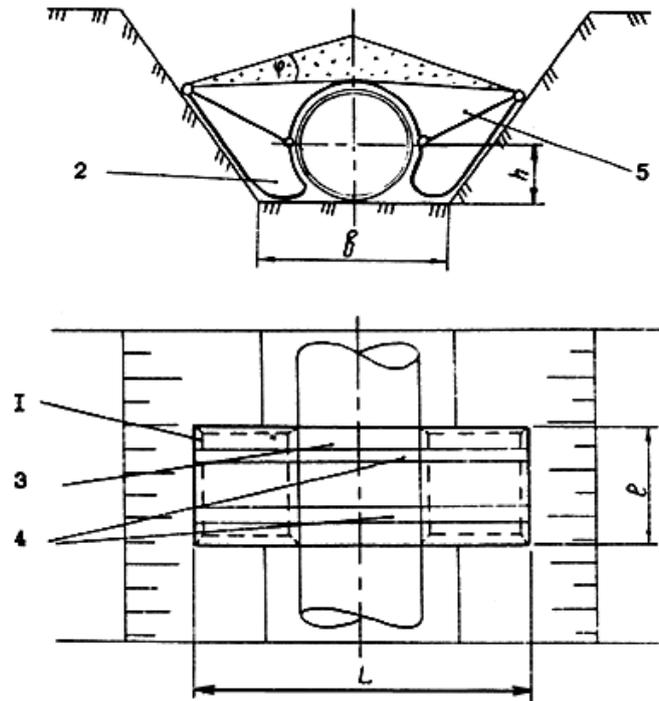


Figure 2 – Polymer-containing ballast unit:

1 - frame rigidity; 2 - the capacity of the soft tissue; 3 - lower freight tape; 4 – overhead freight tape; 5 – anti-scour baffle

Tapes are produced by synthetic material. The vertical anti-scour baffles are fixed between the tapes.

Ferro-concrete ballasting and polymer-containing ballast unit are fixed by combined method to increase productivity and forecast the volume of excavated soil to be backfilled.

Ballasting of pipelines by soil is performed by increasing the depth of the trench. Partial or total value of the regulatory intensity of ballasting is achieved according to the backfill soil characteristics and the pipe diameter.

Ballasting of pipelines by soil using non-woven synthetic material (HCM) is carried out by the schemes shown in Fig. 3. Depending on the soil characteristic, ballasting is carried out along the whole length of pipeline, as well as in the definite pipeline sections.

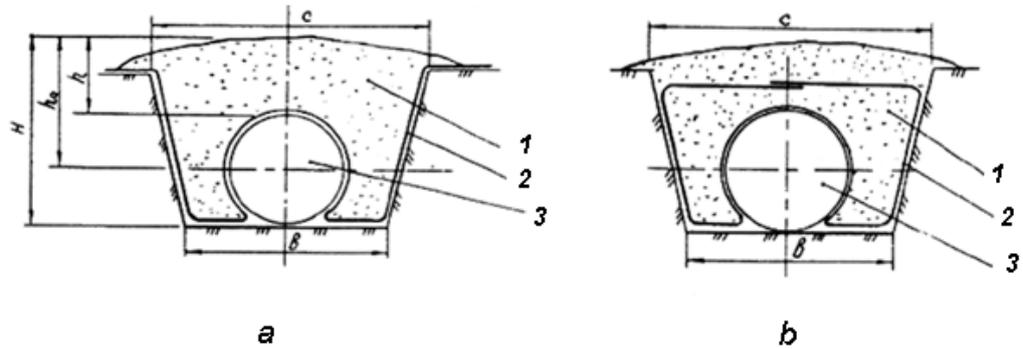


Figure 3 – Schemes pipeline ballasting by soil using the use of non-woven synthetic material: a - for sand; b - for clay; 1 - mineral soil; 2 - non-woven synthetic material; 3 – pipeline

Soil can be applied for ballasting by adding special binding components and substances in accordance with 38-101960-83 standard (heavy cracking residues, bitumen, etc.). Ballasting of pipelines by stabilized soil is performed in the form of bridges with ferro-concrete weights or anchoring devices (Fig.4) .

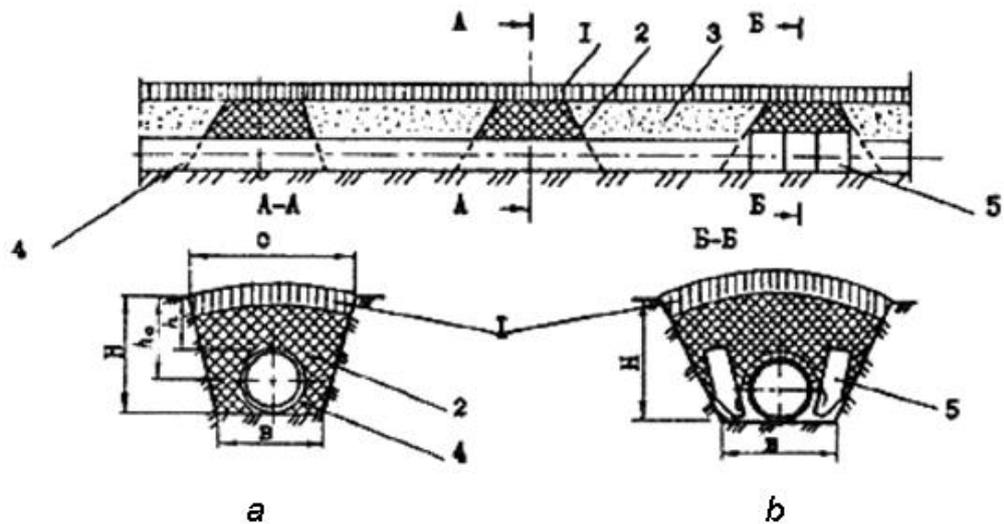


Figure 4 – The scheme design of ballast bridges:  
a - the ballast bridge by stabilized soil; b - combined ballasting; 1 - reclamate soil layer; 2 - stabilized soil; 3 - mineral soil; 4 – pipe; 5 - wrap-around concrete weight

Screw anchors of BAY-1 type (Fig. 5) is produced according to 102-164-80 standard and operation schemes VNIIST. BAY-1 consists of two screw anchors, two anchor rods and a power belt.

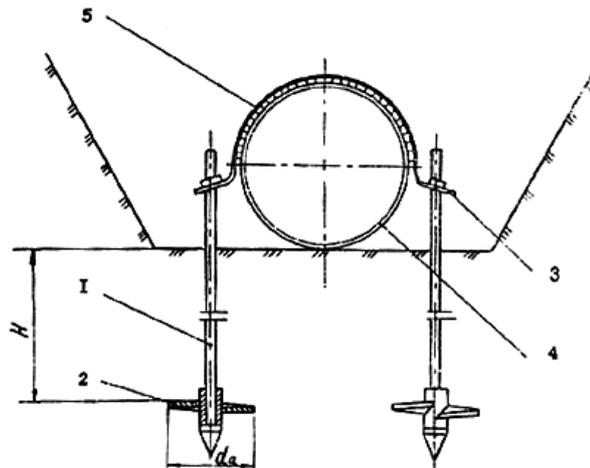


Figure 5 –Scheme construction of a screw anchor of BAY type:  
1 – anchor rod; 2 - screw anchor; 3 - power belt; 4 – pipe; 5 – interlining

Pile drop-down anchors of AP-401 and AP-401B types are manufactured according to 102-318-82 standard and operation schemes of the Tyumen branch of SCB «Gazstroy Mashina». Anchors of AP type consist of two pile anchors and power belt (Fig. 6). Pile anchor consists of rod with 168 mm in diameter or metallic strip to which the blades are pivotally mounted, arranged in pairs in two tiers.

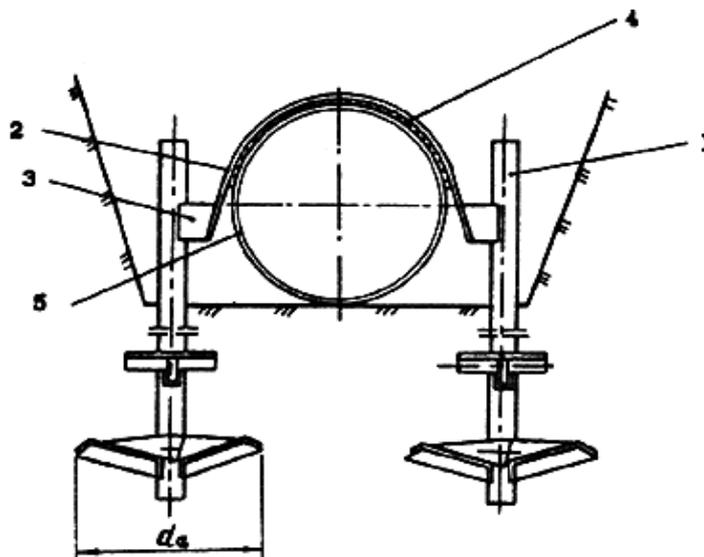


Figure 6 –The scheme design of AR-401 drop-down anchor:  
1 – drop-down anchor; 2 – interlining; 3 – bowl; 4 – mat; 5 – pipeline

Frozen anchors disk and rod types are produced according to 102-455-88 standard and operation schemes VNIIST, CCO Tsentruboprovodstroy.

Anchor disk type (Fig. 7) consists of two rods, with circular discs being arranged at a distance from each other, two force limiters, and power belt.

Anchor rod type (Fig. 8) differs from the previous one in that there are no discs and rods were made of rebar periodic profile. Limiters are used to anchor the device in case of fixing pipelines constructed in heaving soils.

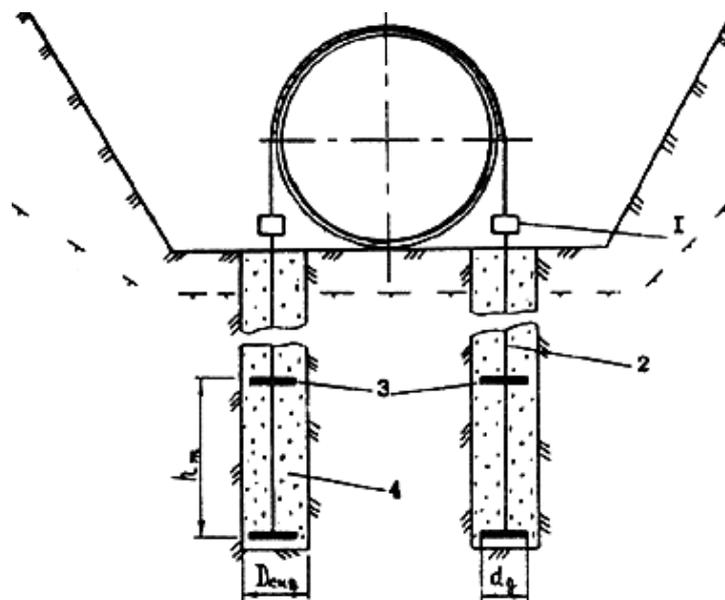


Figure 7 – The scheme design of frozen anchor disk:  
1 - force limiter; 2 – rod; 3 - metal discs; 4 - ground solution

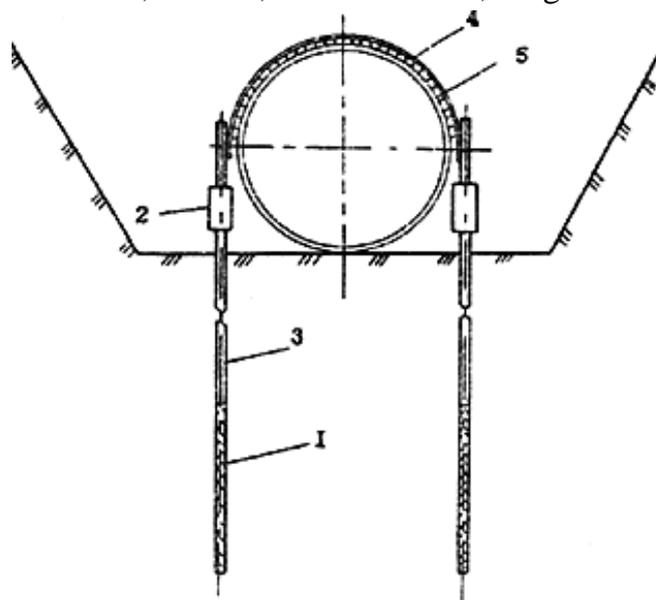


Figure 8 – Scheme for construction of anchor rod device:  
1 - anchor rod; 2 – compensator; 3 – Rod; 4 - force belt; 5 - Lining mat

The type of pipeline ballasting techniques are determined by the pipeline design specifications and stated in project documentations (working drawing). In most cases the choice between this or that ballasting techniques depends on the following factors:

- the nature and type of soil (their strength and deformation characteristics);
- the trench depth;
- the ground water level;
- depth and type of swamps;
- the conditions of land lay;
- laying schemes;
- methods and season of construction and installation works;
- economic feasibility.

Ballasting of pipelines by ferro-concrete pipe weight of УБО and УБК types can be done in the swamps of all types, with no regard to their depth, permafrost soils, floodplains. In this case, it is more cost-effective to apply a weighting agent such as УБО, especially when it is possible to use backfilling soil as additional ballast.

Securing pipelines by screw anchor devices BAY-1 can be produced in the swamp, the depth of which is equal to or less than the depth of the trench, with the pipeline being fixed in accordance with design specifications before backfilling. The underlying wetland soils should provide economically feasible screw anchors bearing capacity. Also, screw anchors should be used to secure pipelines, constructed in the regions where flooding is quite possible.

AP-401 and AP-401B drop-down Anchors can be used to secure pipelines, constructed in swamps and wet places, and the upper blade anchors should be in the mineral soil at a depth of not less than 3 m after their disclosure.

Screw anchors are used mainly in swamps underlain by sandy and sandy loam soils, and drop anchor type AP - clayey and loamy soils.

Ferro-concrete weights and anchors are used to ballast and secure underwater line width of 50 m or less and design taking into account the pipe longitudinal stiffness. At the same time weights or anchors are installed on an anti-washout water front.

Polymeric-containing ballasts are used for ballasting pipelines, constructed in water-flooded areas, as well as in the regions where water-flooding is possible. When filling containers by imported mineral soil, it is possible to apply these devices in swamps no deeper than the trench depth.

Ballasting of pipe by stabilized soil can be done in the water flooding areas and with predictable water flooded sections in the case of water absence in the trench during construction activities (construction activities in winter, the removal of water using technical equipment, etc.).

Ballasting pipelines using non-woven synthetic material (HCM) can be done in areas with predictable water flooding, in water flooded and swamped sections along the route, in permafrost soils in the case of water absence in the trench during construction activities (construction activities in winter, the removal of water by technical means etc.).

Ballasting using soil combined with HCM scheme Fig. 4 a is produced when pipeline is constructed in sandy soils under the scheme Fig. 4 b - in clay.

Securing pipelines by frozen anchors is produced in hard frozen sandy and clay soils, including peat cover thickness no more than the trench depth, provided that the load-bearing elements of frozen anchors are in the permafrost ground throughout the whole period of pipeline operation.

One of the conditions for reliable gas transmission system operation is to ensure the sustainable provision of underground pipeline on the design reference mark. It is established that the use of traditional means of ballast, such as wrap-around concrete weight (УБО), concrete V-shaped weights (УБК) and fixing (screws and frozen anchors), can hardly contribute to ensuring pipeline stability.

The task of ensuring a high level of reliability and efficiency of the gas pipeline is a complex problem. One of the reasons for the decrease of gas pipeline efficiency is pipeline floating with release weighting.

The problem of the main gas pipelines stability should be solved not only at the production stage, but, in practice, during the operation, when it is a common place to change the designed position of pipeline.

Development of methods for improving the stability of the northern gas pipelines, including the assessment of efficiency of the piping in difficult conditions and recommendations to ensure their sustainability, is relevant for both built and operating systems for gas pipelines and is performed in accordance with the priority areas of science and technology of «Gazprom».