

Школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты

УДК 620.197.5:622.691.4.053:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Ткач Максим Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубин А.Г.	к.х.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант – лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Поздеева Г.П.	к.филол.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	к.т.н, доцент		

Результаты обучения
по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**
профиль подготовки **«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	УК-1; УК-2; УК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы</i> –в области интеллектуальной собственности	УК-1; УК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	УК-1; УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать</i> современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	УК-2; УПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
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	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
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	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 " Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Организация работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.053" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов "</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) _____ (Дата) Шадрина А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Ткач Максиму Олеговичу

Тема работы:

Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 28.02.2020 г. №59-72/с
---	---------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.05.2020г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования данной дипломной работы является система электрохимической защиты магистрального газопровода.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Магистральный газопровод, противокоррозионная защита магистрального газопровода, мерзлые и вечномерзлые грунты, управление системой электрохимической защиты, экономическая часть, мероприятия по охране труда и технике безопасности.
---	--

Перечень графического материала	Рисунки, таблицы.
--	-------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., к.э.н. ОНД, ИШПР
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент ООД, ШБИП

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

1. Магистральный газопровод
2. Противокоррозионная защита
3. Мерзлые и вечномерзлые грунты
4. Управление системой электрохимической защиты
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
6. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2019г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубин Алексей Геннадьевич	к.х.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Ткач Максим Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Ткач Максиму Олеговичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	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>	Распределение сметной стоимости проведения ремонта после проведения диагностики и в случае отказа трубопровода
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2, Е22, Е11
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование перспективности капитального ремонта и применение более качественных элементов оборудования с целью повышения эффективности эксплуатации объекта.
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование бюджета на проведение мероприятия по капитальному ремонту магистральных газопроводов
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Обоснование экономической эффективности внедрения более качественного оборудования с целью повышения эффективности эксплуатации объекта.

Перечень графического материала:
Таблицы: <ol style="list-style-type: none"> 1. Время проведения работ 2. Необходимая специальная техника и оборудование 3. Расчет амортизационных отчислений при проведении капитального ремонта магистрального газопровода 4. Стоимость материалов на проведение мероприятия 5. Расчет заработной платы 6. Расчет страховых взносов при капитальном ремонте магистрального газопровода 7. Затраты на проведение организационно-технического мероприятия.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Ткач Максим Олегович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Ткач Максиму Олеговичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Тема ВКР:

Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: участок магистрального газопровода, на котором проводится капитальный ремонт. Работы проводятся в полевых условиях. Режим работы магистрального газопровода непрерывный, круглогодичный.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ установлены Правилами противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 "О противопожарном режиме");</p> <p>ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);</p> <p>Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ.</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Проанализировать выявленные вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение параметров климата на открытом воздухе. 2. Превышение уровня шума. 3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 4. Повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. <p>Проанализировать выявленные опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу. 3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 4. Поражение электрическим током.
3. Экологическая безопасность:	При выполнении ремонтных работ на линейной части газопровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы.

	<p>Виды воздействий на природную среду в период ремонтных работ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – воздействия объекта на атмосферу (выброс газа); – воздействие объекта на гидросферу (мусорные отходы); – воздействие объекта на литосферу (загрязнение почв производственными отходами и мусором).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>При проведении капитального ремонта магистрального газопровода возможные чрезвычайные ситуации могут возникать из-за паводковых наводнений, лесных пожаров, террористических актов и пожаров или взрывов при проведении работ в газоопасных местах.</p> <p>Возможные причины чрезвычайных ситуаций могут быть:</p> <p>Наиболее типичная чрезвычайная ситуация: пожар.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Ткач Максим Олегович		

Реферат

Магистерская диссертация содержит 141 стр. текстового материала, 39 рисунков, 20 таблиц, 33 источника, 3 приложения.

Ключевые слова: магистральный газопровод, противокоррозионная защита, вечная мерзлота, коррозия, электрохимическая защита, подсистема коррозионного мониторинга, измерительный зонд, электрод сравнения, вспомогательный электрод, контрольно-измерительный пункт.

Объектом исследования подсистема коррозионного мониторинга электрохимической защиты магистрального газопровода.

Цель работы – проанализировать управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты.

В результате анализа установлено, что ПКМ-ТСТ-КонтКорр удовлетворяет требованиям системы управления техническим состоянием и целостностью площадных объектов Организации.

В процессе исследования построенная технологическая схема размещения средств электрохимической защиты на участке магистрального газопровода. Проанализирована система управления электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты. Рассмотрены вопросы в области магистрального газопровода и противокоррозионной защиты. Приведены мероприятия по охране труда и окружающей среды, технико-экономической части.

Научная новизна работы: Разработана технологическая схема размещения средств электрохимической защиты магистрального газопровода (МГ) «С-С»: МГ на участке «Ч-Л». Впервые предложена новая подсистема коррозионного мониторинга ПКМ-ТСТ-КонтКорр, не имеющего аналогов в мире.

					<i>Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ткач М.О.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Зарубин А.Г.</i>					10	139
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Практическая значимость работы в разработке технологической схеме размещения средств электрохимической защиты магистрального газопровода (МГ) «С-С»: МГ на участке «Ч-Л»; анализ показаний снятых с ПКМ-ТСТ-КонтКорр, которые могут быть использованы для дальнейших решений по его эксплуатации.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

Сокращения и обозначения

В данной работе применены следующие сокращения:

- МГ – магистральный газопровод;
- ММП – многолетнемерзлые породы;
- ЭХЗ – электрохимическая защита;
- УКЗ – установка катодной защиты;
- УПЗ – установка протекторной защиты;
- УДЗ – установка дренажной защиты;
- ВЭИ – вставки электроизолирующие;
- КИП – контрольно-измерительные пункты;
- ПКЗ – противокоррозионная защита;
- СКЗ – станция катодной защиты;
- ГАЗ – глубинные анодные заземления;
- ПКМ – подсистема коррозионного мониторинга;
- ВЭ – вспомогательный электрод;
- ЭС – электрод сравнения;
- ИЗ – измерительный зонд;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- УПОУ – устройство приема очистного устройства;
- УЗОУ – устройство запуска очистного устройства.

					<i>Основные определения и сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
ГЛАВА 1 МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД (МГ)	17
1.1 Общие сведения о магистральном трубопроводе.....	17
1.2 Состав МГ	18
1.3 Виды магистральных трубопроводов	19
1.4 Конструктивные требования к магистральным газопроводам.....	27
ГЛАВА 2 ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА	31
2.1 Общие положения	31
2.2 Обоснование технических решений.....	34
2.3 Основное оборудование и материалы системы ЭХЗ подземных стальных коммуникаций	40
2.4 Основные способы защиты трубопроводов от коррозии	40
ГЛАВА 3 МЕРЗЛЫЕ И ВЕЧНОМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ.....	64
ГЛАВА 4 УПРАВЛЕНИЕ СИСТЕМОЙ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ	70
4.1 Характеристика района строительства	70
4.2 Изоляционные, защитные покрытия и материалы	73
4.3 Ингибиторная защита	76
4.4 Электрохимическая защита.....	76
4.5 Контрольно-измерительные пункты	80
4.6 Электрохимическая защита переходов трубопроводов через искусственные и естественные преграды	82
4.7 Протекторная защита	83
4.8 Временная электрохимическая защита.....	83
4.9 Дистанционный контроль средств электрохимической защиты и коррозионный мониторинг.....	84
4.10 Подсистема коррозионного мониторинга ПКМ-ТСТ-КОНТКОРР	85

					<i>Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Ткач М.О.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>				13	141	
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						
					<i>Оглавление</i>		

ГЛАВА 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	96
5.1 Расчет времени на проведение мероприятия	96
5.2 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования ..	97
5.3 Затраты на амортизационные отчисления.....	98
5.4 Расчет затрат на материалы	100
5.5 Расчет затрат на оплату труда.....	100
5.5 Расчет затрат на страховые взносы	101
5.6 Расчет затрат на проведение мероприятия.....	102
ГЛАВА 6 Социальная ответственность	104
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	104
6.2 Производственная безопасность.....	106
6.3 Экологическая безопасность.....	114
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	119
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	121
Приложение А.....	125
Приложение Б	140
Приложение В.....	141

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время значение газа для нашей страны исключительно велико. Газ играет решающую роль в развитии энергетики, разнообразных промышленных отраслей, транспорта и служит для удовлетворения бытовых потребностей населения. Природный газ является дешевым энергетическим и бытовым топливом, которое очень удобно и легко сжигать и транспортировать по трубопроводам.

Обеспечение высокой эффективности комплексной защиты от подземной коррозии является гарантией надежной и длительной безаварийной работы газопроводов. Основы эффективной защиты закладываются при проектировании и строительстве трубопроводов за счет правильного выбора рациональной технологической системы и высокого качества изоляционно-укладочных и строительных работ. Поддержание высокой эффективности комплексной защиты от коррозии обеспечивается путем выбора оптимальных режимов работы средств электрохимической защиты, своевременном пуске ее в эксплуатацию и грамотной эксплуатацией в полном соответствии с требованиями ГОСТов: 9.015 – 74, 25812 – 83, 51164 – 98 и других соответствующих нормативных документов. Последнее условие является особенно важным и значимым, так как невыполнение его сводит на нет все достоинства качественного проектирования и строительства. Указанные задачи защиты от коррозии особенно актуальны и важны применительно к газопроводам северных районов страны.

Исходя из этого **цель данной работы** – проанализировать управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты.

					<i>Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Ткач М.О.</i>				<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>						<i>15</i>	<i>139</i>
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2БМ81</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Задачи по достижению цели работы:

- провести обзор литературных источников в области магистральных газопроводов;
- рассмотреть способы противокоррозионной защиты магистральных газопроводов;
- проанализировать управление системы электрохимической защиты магистрального газопровода;
- провести технико-экономическое обоснование размещения средств электрохимической защиты для участка магистрального газопровода;
- выявить мероприятия по охране труда и защите окружающей среды.

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

ГЛАВА 1 МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД (МГ)

1.1 Общие сведения о магистральном трубопроводе

Преимущества трубопроводного транспорта:

- возможность прокладки труб в любых направлениях, а также на любые расстояния — по наименьшему пути между поставщиком и потребителем;
- бесперебойность поставок независимо от погоды, суток и времени года;
- высока степень автоматизации;
- высокая надёжность поставок и простота в эксплуатации продукта;
- возможность разгрузки других видов транспорта газа.

Недостатки трубопроводного транспорта:

- большие денежные затраты на первоначальном этапе строительства магистрального трубопровода, что делает целесообразным его прокладку только к крупным и надёжным потребителям;
- возможность транспортировки только одного вида энергоносителей;
- трудоёмкость врезки отводов для новых потребителей;

Основными параметрами магистрального газопровода являются:

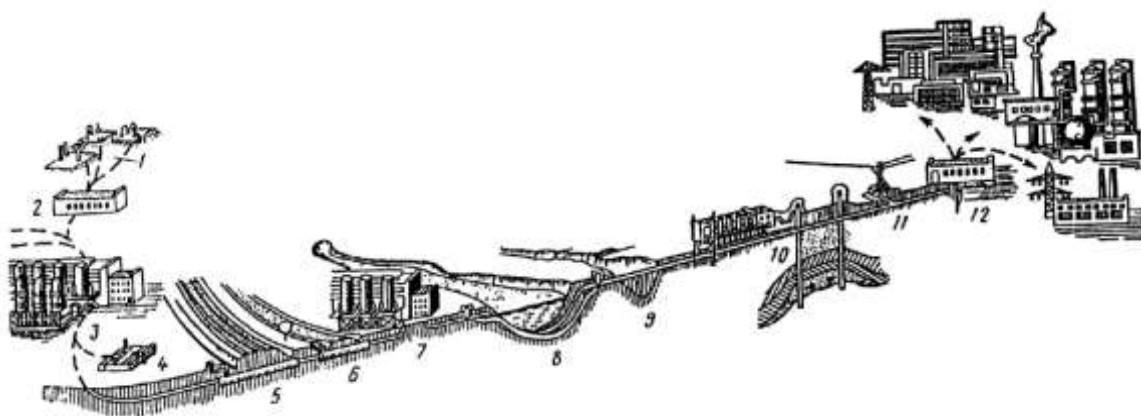
- давление и диаметр. Они определяют производительность газопровода: чем выше давление и диаметр, тем выше производительность;
- *длина*. Длина газопровода определяет температуру и давление газа.

В процессе движения потока газа его температура снижается за счёт теплообмена с окружающей средой (грунт в случае подземной прокладки, атмосферный воздух при надземной, морская вода при прокладке по дну моря). Снижение температуры приводит к уменьшению вязкости газа и, как следствие, к увеличению скорости потока. Газ движется с ускорением. Происходит переход потенциальной энергии в кинетическую, в результате чего падает давление.

					<i>Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Ткач М.О.</i>				<i>Магистральный газопровод</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>						<i>17</i>	<i>141</i>
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2БМ81</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

1.2 Состав МГ

Магистральный газопровод — это трубопровод, который предназначен для транспортировки газа из районов добычи или производства в районы его потребления (до газораспределительных станций (ГРС) городов, населенных пунктов, предприятий). К этой категории относятся также трубопроводы, соединяющие отдельные газовые месторождения, ответвления от них, присоединенные непосредственно к ним и используемые для транспортировки газа до ГРС; газопроводы, транспортирующие товарный газ в пределах КС, ГРС и ГРП - газораспределительных пунктов. В систему магистральных газопроводов входят кольцевые и газопроводы - перемычки.



1 — промыслы; 2 — газосборный пункт; 3 — головная КС с очистными устройствами; 4 — отвод к ГРС; 5, 6 — переходы через железную и шоссейную дороги; 7 — промежуточная КС; 8, 9 — переходы через реку и овраг; 10 — подземное газохранилище; 11 — станция катодной защиты; 12 — конечная ГРС

Рисунок 1 – Схема сооружений магистрального газопровода[2]

В состав магистрального газопровода входят: линейные сооружения (собственно газопровод), система противокоррозионной защиты, линия связи, перекачивающие компрессорные станции (КС), газораспределительные станции (ГРС), рисунок 1.

Основными сооружениями на МГ являются:

1. Головное сооружение (ГС). На головном сооружении добываемый газ подготавливается к дальнейшей транспортировке;

					Магистральный газопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

2. Компрессорные станции (КС). Предназначены для перекачки газа по газопроводу. В начале МГ (после ГС) строят головную КС. По всей трассе МГ — линейные КС (через каждые 100 – 150 км), на подземных хранилищах газа, автомобильных газонакопительных компрессорных станциях, станциях сжижения газа, дожимные КС;

3. Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для снижения давления и подачи газа потребителям;

4. Подземные хранилища газа (ПХГ) предназначены для сглаживания неравномерного потребления газа в течение года;

Линейная часть: сам МГ с переходами через искусственные и естественные преграды, резервные нитки при переходах (дюкерах) через водные преграды, лупинги (параллельные нитки на отдельных участках для производства ремонтных работ без прекращения подачи газа и для увеличения пропускной способности), крановые узлы (по трассе МГ через 20 – 30 км), перемычки (для многониточного МГ, через 40 – 50 км), камеры запуска и приёма очистных устройств, конденсатосборники, метанольницы.

Вдольтрассовые коммуникации: ЛЭП, связь, телемеханика, сигнализация, подъездные дороги, вертолётные площадки, дома линейных обходчиков и т.д.

1.3 Виды магистральных трубопроводов

1.3.1 Классификация и категории магистральных газопроводов

В зависимости от давления магистральные газопроводы можно разбить на следующие два класса:

- I класс – при рабочем давлении от 25 до 100 кгс/см² включительно;
- II класс – при рабочем давлении от 12 до 25 кгс/см² включительно.

Помимо этого, в зависимости от диаметра, способа прокладки, а также характеристики местности, которую они пересекают, их подразделяют на категории. СНиП 2.05.06-85* предусматривает следующие категории магистральных газопроводов и их участков: В (высшая), I, II, III, IV (низшая).

					Магистральный газопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Категория магистральных газопроводов повышается при наиболее сложных (водные преграды, болота и т. д.) и ответственных участках трассы. К высшей категории относят газопроводы, которые сооружают внутри зданий и на территориях компрессорных и газораспределительных станциях. При проектировании разрешено повышать на одну категорию отдельные участки газопровода, против принятой СНиПом, если присутствует соответствующее обоснование.

В зависимости от коэффициента условий работы при расчете на прочность к категориям магистральных газопроводов и их участкам предъявляются определенные требования, которые включают в себя контроль сварных соединений физическими методами и предварительного гидравлического испытания Р исп. (таблица 1).

Таблица 1

Требования, предъявляемые к категориям магистральных газопроводов в зависимости от коэффициента условий работы

Категория	Коэффициент условий работы, m	Число монтажных сварных соединений, подлежащих контролю, %	Р исп.
V	0,6	100 рентгеновскими гамма-лучами	1,25 Р раб
I	0,75	100 рентгеновскими гамма-лучами	1,25 Р раб
II	0,75	100 не менее 25% рентгеновскими или гамма-лучами	Не предусматривается
III	0,9	100 не менее 10% рентгеновскими или гамма-лучами	1,25 Р раб
IV	0,9	20, не менее 5% рентгеновскими или гамма-лучами	1,25 Р раб

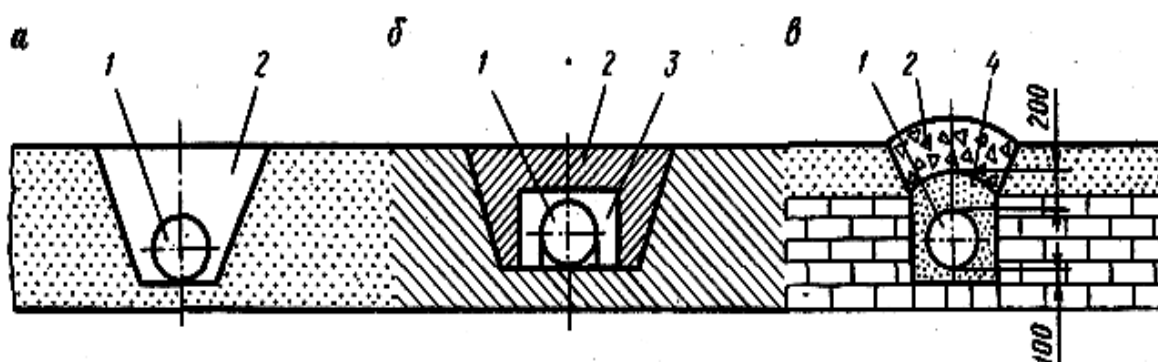
1.3.2. Способы прокладки магистральных газопроводов

Подземные газопроводы. Наиболее распространённый способ прокладки. Заглубление (расстояние от поверхности земли до верха трубы)

					Магистральный газопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

колеблется в пределах 0,6 – 1,1 м в зависимости от диаметра трубопровода и от грунтовых условий. При подземной прокладке газопровода в щебенистых и скальных грунтах его укладывают на мягкий грунт, то есть на подстилку толщина которой более 300 мм. Чтобы защитить магистральный газопровод от повреждений при засыпке обычно производят присыпку мягким грунтом на толщину 200 мм или применяют другой способ засыпки, при котором полностью исключают его повреждение. Чтобы снизить напряженное состояние в металле труб, газопровод в траншее обсыпают малозащемляющим материалом, например, таким как мелкий песок, толщина слоя которого должна быть более 300 мм. Если при проектировании магистрального газопровода, он проходит через инженерные сооружения или другие газопроводы, то он должен быть проложен на определенном расстоянии, которые регламентируются СНиП.

Расстояния от подземных магистральных газопроводов до других трубопроводов, электрических и телефонных кабелей должны быть более 8 м при диаметре до 500 мм включительно и 9 м при диаметре более 500 мм.



а — минеральный; б — переувлажненный, болотистый; в — скальный;
 1 — газопровод; 2 — грунт обратной засыпки; 3 — пригруз; 4 — подушка и присыпка из мягкого грунта

Рисунок 2 – Конструктивные схемы подземной прокладки газопровода в различных грунтах[2]

При подземной прокладке глубина заложения (в метрах) до верха трубы должна быть не менее:

- 0,6 – в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин;
- 0,8 – при диаметре до 1000 мм;

- 1,0 – при диаметре более 1000 мм;
- 1,0 – в песчаных барханах, считая от нижних отметок межбарханных оснований;

- 1,1 – на обводненных или заболоченных грунтах, подлежащих осушению.

При наземной прокладке возводят специальные земляные насыпи для укладки газопровода на поверхность грунта, на уровне грунта (труба укладывается непосредственно на поверхность земли), выше уровня грунта (на грунтовых подушках), либо ниже уровня грунта (полузаглубленная прокладка). Иногда трубу засыпают землёй (так называемая «обваловка»). Высота обваловки до верха трубы от 0,8 до 1,0 м в зависимости от диаметра.

Проводится послойное уплотнение и поверхностное закрепление грунта. Наземную прокладку уместно проводить на заболоченных и обводненных участках трассы, если при этом присутствует технико-экономическое обоснование, а также на участках с резко пересеченным рельефом местности. Надземные газопроводы. Используются опорные (на сваях) или висячие (на тросах) конструкции. Применяются на пересечениях небольших рек, озер, оврагов и каньонов. Также применяются в условиях вечной мерзлоты. Подземная прокладка в этом случае вызывает таяние грунта, соприкасающегося с трубой, в результате чего трубопровод теряет устойчивость, возникают разрывы.

					<i>Магистральный газопровод</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22



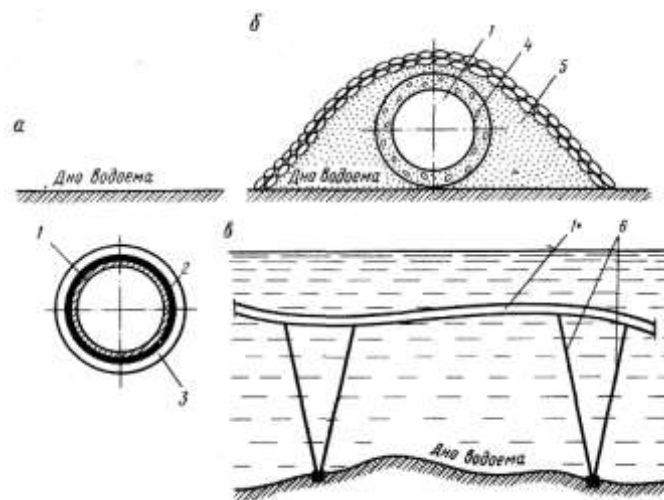
Рисунок 3 – Способы прокладки газопровода: подземный (вверху слева), надземный (вверху справа) и наземный (внизу)[2]

1.3.3. Переходы газопроводов через водные преграды

Существует два способа перехода газопровода через водные преграды.

Первый способ – подводные переходы. Подводные переходы проектируются на основании различных инженерно-геологических, гидрологических данных, а также топографических изысканий, при которых проводят учет условий эксплуатации в районах строительства ранее построенных, проектируемых и существующих подводных переходов, гидротехнических сооружений, которые влияют на режим водной преграды в месте перехода, и перспективных работ (дноуглубительных и т. д.). Причем

место перехода обязательно согласовывается с соответствующими органами управления и другими заинтересованными организациями.



а — заглубленная; б — не заглубленная; в — выше дна; 1 — газопровод; 2 — изоляция; 3 — утяжеляющее покрытие; 4 — защитное покрытие; 5 — обвалование; б — гибкое крепление

Рисунок 4 – Схемы укладки подводных газопроводов[2]

Места перехода газопровода через реки намечают на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими не размываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода, как правило, выбирают перпендикулярным к динамической оси потока. Устройство переходов на перекатах не допускается.

В зависимости от расположения относительной естественной поверхности дна водоемов, газопроводы можно укладывать тремя способами: ниже дна, на дне и выше дна. Трубы подводных переходов магистрального газопровода укладывают обычно ниже дна, так как это позволяет надежно защитить газопровод от опасных внешних силовых воздействий. Величину заглубления выбирают с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ. Она должна быть на 0,5 м (до верха пригруженного газопровода) ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

Подводные переходы газопровода допустимо сооружать в несколько ниток. Число резервных ниток и их диаметр определяются проектом. При

проектировании подводных переходов нужно учитывать минимальные расстояния между осями газопроводов. При зеркале воды в межень шириной более 25 м принимают не менее 30 м для газопроводов диаметром до 1000 мм включительно и 50 м для газопроводов диаметром свыше 1000 мм.

На обоих берегах, где проходит газопровод, устанавливают запорные арматуры, которые должны соответствовать отметкам не ниже отметок горизонта высоких вод, а также выше отметок ледохода. Границами подводного перехода газопровода являются: для однониточных переходов — участок, ограниченный горизонтом высоких вод; для многониточных переходов — участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах.

Особое внимание при проектировании уделяют выбору профиля трассы подводного газопровода. Его принимают с учетом способа укладки подводного газопровода, расчетной деформации, геологического строения дна и берегов, допустимых радиусов изгиба газопровода, рельефа русла реки, необходимой пригрузки.

Ширина траншеи для подводного газопровода устанавливается с учетом режима водной преграды, методов ее разработки, способа укладки и условий прокладки кабеля.

Второй способ - надводные переходы. При надводных переходах перекрытия пролетов могут быть висячие, балочные и арочные. Они применимы на переходах через небольшие речки, балки, овраги.

Различают следующие схемы балочных переходов (рисунок 5): многопролетные без компенсаторов (а), однопролетные с компенсатором (б), многопролетные с П-образным компенсатором (в), многопролетные типа «Змейка», консольные. Выбор конкретной схемы перехода зависит от диаметра газопровода, нагрузки, гидрологических условий, способа монтажа и удобства обслуживания. Опоры, на которые укладывают газопровод, могут быть свайные, кольцевые, стоечные и плитные, а опорные части — катковые, скользящие и неподвижные.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

По конструкции различают следующие схемы висячих переходов: гибкие, (рисунок б) и вантовые. При гибкой системе, газопровод прикрепляют с помощью подвесок к одному или нескольким несущим тросам, перекинутым через пилоны. Гибкие висячие системы обладают малой вертикальной жесткостью, вследствие чего при динамических воздействиях конструкция может перейти в колебательное движение. В системе «провисающая нить» газопровод свободно провисает под действием собственной массы и массы газа. Эта система наиболее экономична, но менее жесткая. В ней возникают значительно большие напряжения в металле трубы. В вантовых системах газопровод удерживается в проектном положении с помощью наклонных тросов или жестких ферм. Все элементы работают на растяжение и образуют в вертикальной плоскости геометрически неизменяемую форму. Вантовые системы обладают большей вертикальной жесткостью, чем гибкие висячие системы.

Арочные переходы обычно применяют при пересечении каналов. Они состоят из жестких арочных конструкций.

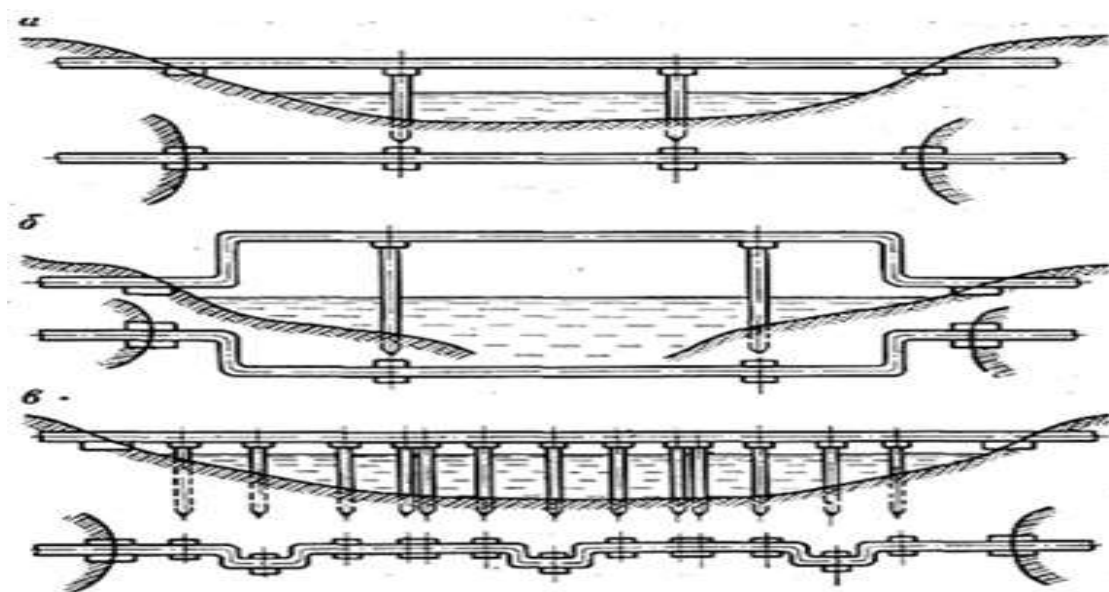
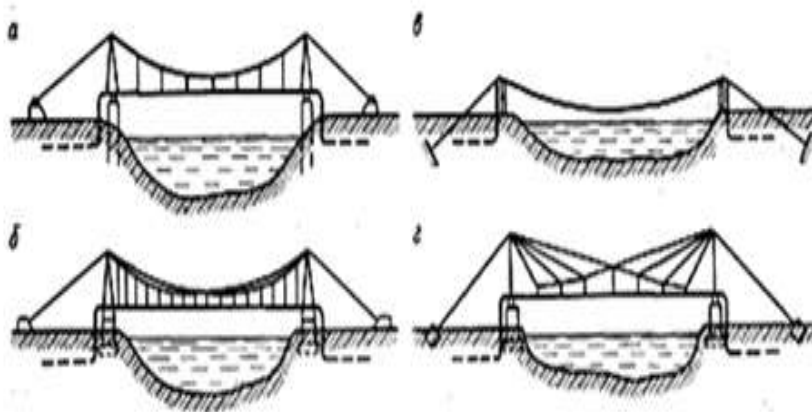


Рисунок 5 – Схемы надземных балочных переходов[2]



a – гибкие (одноцепная система с несущим, средним пролетом); *б* – гибкие (двухцепная система с подвеской газопровода к нижним тросам); *в* – «провисающая нить» с оттяжками из тросов

Рисунок 6 – Схемы висячих переходов[2]

1.4 Конструктивные требования к магистральным газопроводам

Трасса магистрального газопровода — линия на карте или местности, намечающая направление пролегания магистрального газопровода. Расстояние между начальным и конечным пунктами магистрального газопровода должно быть минимальным. При строительстве газопроводов в районах со сложными климатическими условиями для выбора трассы необходимо учитывать условия строительства и обслуживания в период эксплуатации. Кроме того, необходимо учитывать перспективное развитие районов, по которым будет проходить трасса газопровода.

Охранная зона магистрального газопровода представляет собой участок земли шириной по 25 м в обе стороны от оси МГ. Для многониточного МГ охранная зона составляет по 25 м от осей крайних ниток. При переходах через водные преграды охранная зона представляет водное пространство шириной 200 м над газопроводом (по 100 м в обе стороны от оси МГ). Кроме того, трассу многониточного МГ в пределах 3 м от осей крайних ниток необходимо расчищать от растительности, для МГ в однониточном исполнении – по 6 м в обе стороны от оси. Текущее обслуживание и ремонтно-восстановительные работы в охранной зоне МГ осуществляет эксплуатирующая организация.

					Магистральный газопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Сельхозработы выполняет землепользователь с предварительным уведомлением эксплуатирующей организации. Любые другие работы сторонними организациями в охранной зоне МГ проводятся только при получении у эксплуатирующей организации «Разрешения на производство работ в охранной зоне магистрального газопровода».

Запрещается проектировать и прокладывать газопроводы по территории населенных пунктов, городов, аэродромов, промышленных предприятий, морских и речных портов, железнодорожных станций, пристаней и других подобных сооружений. Минимальные расстояния от указанных и других объектов и сооружений до оси подземного магистрального газопровода принимают по СНиП 2.05.06-85*. В большинстве случаев для строительства газопроводов используют малоценные и неиспользуемые для сельскохозяйственных нужд земельные участки. Если газопровод прокладывают на землях, имеющих сельскохозяйственное назначение, то по окончании строительства плодородный слой на них должен быть восстановлен.

Трасса магистрального газопровода должна быть максимально приближена к дорогам общего назначения для их использования в период строительства и эксплуатации газопровода. Запрещается прокладывать магистральные газопроводы в автомобильных и железнодорожных тоннелях, в тоннелях и траншеях, где присутствуют электрические и телефонные кабели, с различными трубопроводами другого назначения, а также по мостам автомобильных и железных дорог всех категорий. На подводных переходах кабели связи и газопровод допускается прокладывать в одной траншее, а на переходах через железные и шоссейные дороги — в одном защитном кожухе. Прокладывать газопроводы по мостам, на которых расположены кабели междугородней связи, можно только с официального разрешения Министерства связи.

Диаметр магистрального газопровода определяют расчетным путем в соответствии с действующими нормами проектирования. Причем в зависимости от назначения газопровода, падения рабочего давления по длине газопровода и

					<i>Магистральный газопровод</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

условий его эксплуатации выбирают трубы с постоянной или переменной толщиной стенки.

Совместно с проектированием газопровода, особое внимание уделяют запорной арматуре, которые свариваются встык с газопроводом, равны проходному сечению, а также рассчитаны на рабочее давление в нем. Запорную арматуру применяют в бесколодезном исполнении (запорный орган устанавливают в земле, а узел управления его выводят на поверхность земли), соединяемую с трубопроводом сваркой. Размещают ее по трассе газопровода на расстоянии менее 30 км друг от друга. Запорную арматуру монтируют на обоих берегах водных преград на всех нитках газопровода, а также в начале каждого отвода и на участках, примыкающих к границам территорий КС, ГРС (охранный кран на расстоянии до 700 м.) В зависимости от диаметра газопровода запорную арматуру устанавливают на твердые фундаментные плиты или на плотное прочное основание.

Узлы запорной арматуры проектируют из унифицированных заготовок, причем толщину стенок трубных заготовок определяют исходя из соблюдения норм на стыковую сварку и условий обеспечения прочности.

Таблица 2

Минимальные расстояния между осями проектируемого и действующего газопроводов, м

Ду, проектируемого газопровода, мм	На землях несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства и землях государственного лесного фонда	На землях сельскохозяйственного назначения при снятии и восстановлении плодородного слоя
До 400 включ.	11	20
Св. 400 до 700 включ.	14	23
Св. 700 до 1000 включ.	15	28
Св. 1000 до 1200 включ.	16	30
Св. 1200 до 1400 включ.	18	32

Радиусы изгиба газопровода не должны превышать его допустимый радиус изгиба, который определяется расчетом из устойчивости стенок труб и условия прочности, а также устойчивости положения газопровода под воздействием собственного веса, внутреннего давления и продольных сжимающих усилий, которые возникают в результате изменения температуры металла труб при эксплуатации. Отводы искусственного гнущья изготавливают только из сварных прямошовных или так называемых бесшовных труб, а их радиусы устанавливают из возможности пропуска очистных устройств. Длину патрубков (прямых вставок), ввариваемых в газопровод, принимают равной диаметру трубы, но не менее 250 мм.

При эксплуатации происходит загрязнение внутренней поверхности газопровода. Поэтому для его периодической очистки необходимо предусмотреть узлы пуска и приема очистных устройств. На перемычках и отводах, диаметры которых равны диаметру основного газопровода или же составляют более 30 % от него, должны предусматриваться устройства, исключающие возможность попадания очистного поршня в отвод или перемычку. Для регистрации движения очистных устройств в определенных местах газопровода устанавливают сигнализаторы.

В наиболее низких местах трассы газопровода устанавливают трубы конденсатосборники. Для компенсации продольных перемещений газопровода, вызываемых изменением температуры металла, предусматривают установку П- и Z — образных компенсаторов.

Трассу газопровода на местности обозначают железобетонными или деревянными знаками на высоте от 1,5 м до 2 м от поверхности земли. Знаки должны иметь соответствующие щиты и отражать надписи-указатели. Расстояние между знаками составляет от 300 до 500 м и они, как правило, должны совмещаться с катодными выводами.

Одним из основных требований по размещению объектов и оборудования на трассе газопровода, исходя из удобства обслуживания, предусматривают максимальное совмещение или приближение объектов друг к другу.

					<i>Магистральный газопровод</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ГЛАВА 2 ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

2.1 Общие положения

Коррозия – это самопроизвольное разрушение металлов в результате их химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой. Слово коррозия произошло от латинского “corrosion”, что означает: разъедание.[3]

Коррозия металлов – физико-химический процесс взаимодействия металла с окружающей средой, приводящий к образованию на поверхности металла коррозионных повреждений, потере присущих металлу физико-механических свойств и уменьшению остаточного ресурса металлоконструкций.

Трубопроводы, трубопроводная арматура, газонефтехранилища, компрессорное оборудование, изготовленное из углеродистых и низколегированных сталей, подвержено коррозионному разрушению на воздухе, под землей, под водой и других коррозионно-активных средах.

Когда окисление металла – технологически необходимый процесс, термин "коррозия" обычно не употребляют. Например, при растворении анодного заземлителя в процессе катодной защиты подземных стальных сооружений, говорят не о его коррозии, а об его анодном растворении, при котором электроны растворяющегося анода принимают участие в электровосстановлении окислительных компонентов коррозионной среды (кислорода, ионов водорода) на защищаемом стальном сооружении.

Также, обычно не говорят о коррозии протекторов при осуществлении катодной защиты трубопроводов, резервуаров и другого оборудования, подверженного электрохимической коррозии, хотя физико-химическая сущность процессов, происходящих со сплавами анодных заземлителей и протекторов одинакова: сплав окисляется.

					<i>Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Ткач М.О.</i>				<i>Противокоррозионная защита</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>						31	141
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Стальные конструкции объектов трубопроводного транспорта газа на воздухе, под землей и под водой подвержены в основном электрохимической коррозии. Химическая коррозия в трубопроводном транспорте встречается существенно реже.

Электрохимическая коррозия представляет собой окисление железа в электропроводных средах, которое сопровождается образованием, а также протеканием электрического тока и при этом подчиняется законам электрохимической кинетики. Скорость коррозии трубной стали с окружающей средой характеризуется, как катодным, так и анодным процессами, протекающими на различных участках корродирующей поверхности. Продукты коррозии образуются только на анодных участках.[6]

Химическая коррозия относится к случаям коррозии, которое не сопровождается возникновением, а также протеканием электрического тока и подчиняется законам химической реакции. Но при этом, непосредственно на всем участке поверхности металла, находящемся в контакте с агрессивной средой, образуются продукты коррозии, которые разъедают металл. Химическая коррозия имеет место в жидких неэлектролитах, например, в нефти, безводных маслах, и т.д. или в сухих газах, где преобладают высокие температуры.

В системе ЭХЗ стальных сооружений применяют установки катодной (УКЗ), протекторной (УПЗ) и дренажной защиты (УДЗ), вставки электроизолирующие (ВЭИ), средства контроля, контрольно-измерительные пункты (КИП), средства управления, а также средства коррозионного мониторинга. В зависимости от конкретного трубопровода и конкретных условий его эксплуатации система ЭХЗ может включать все или некоторые из этих элементов.

Все средства электрохимической защиты, предусмотренные проектом, должны быть введены в действие до сдачи трубопровода в эксплуатацию.

При проектировании систем ЭХЗ необходимо учитывать действующую электрохимическую защиту эксплуатируемых трубопроводов и перспективное строительство соседних трубопроводов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

При эксплуатации систем ЭХЗ подземных трубопроводов не допускается влияние вредных или негативных факторов на сторонние коммуникации и трубопроводы.

К вредному или негативному влиянию ЭХЗ на сторонние коммуникации относится:

- при использовании катодной защиты не должно происходить смещение потенциалов защищаемого стороннего трубопровода за пределы защитного диапазона;
- проявление электрохимической коррозии на соседнем подземном трубопроводе, которому раньше не требовалось защиты.

Для того чтобы устранить вредные или негативные влияния ЭХЗ на соседние трубопроводы и добиться оптимального растекания защитного тока необходимо применять отдельные или совместные схемы ЭХЗ.

По результатам изысканий составляется проект, после которого определяется схема защиты участка конкретного трубопровода.

Использование отдельной ЭХЗ целесообразно использовать в следующих случаях:

- при большом различии параметров защитных покрытий соседних трубопроводов;
- для защиты каждого участка трубопровода многониточного коридора током силой более 10А;
- при расстояниях между трубопроводами не менее 50 м;
- для разделения защиты линейной части магистральных трубопроводов или сооружений различного назначения и различных собственников.

Эксплуатация отдельных или совместных систем ЭХЗ нескольких газопроводов допускается при любой разности потенциалов между ними при условии, что потенциалы на каждом трубопроводе находятся в пределах защитных диапазонов. Перевод в резерв средств электрохимической защиты

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

допускается с документальным оформлением при полном техническом обосновании.

Установки электрохимической защиты подземных трубопроводов должны учитывать полное подключение электрических цепей к защищаемым объектам через КИП. Кабели с медными жилами в полимерной оболочке и изоляции применяют при подземной прокладке.

Техническое обслуживание и контроль работы средств ЭХЗ осуществляется службами защиты от коррозии. Нормативной документацией определяется периодичность обслуживания средств ЭХЗ. Контроль работы и результаты замеров величин средств электрохимической защиты вносят в эксплуатационную документацию.

Защитные заземления оборудования и сооружений, не имеющих гальванической развязки с защищаемыми сооружениями, а также заземлители систем молниезащиты для снижения негативного влияния на систему ЭХЗ рекомендуется выполнять из оцинкованной стали.

2.2 Обоснование технических решений

Технические решения по электрохимической защите от коррозии обоснованы требованиями п.22 «Правил безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» и ГОСТ Р 51164-98:

- защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную (по этой причине) работу на весь период эксплуатации;
- при всех способах прокладки, кроме, надземной, трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами ЭХЗ, независимо от коррозионной агрессивности грунта.

Основные требования к системе противокоррозионной защиты:

1. сопротивление изоляции на законченных строительством и засыпанных участках трубопровода должно составлять не менее $3 \cdot 10^5$ Ом·м;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2. станции катодной защиты (СКЗ) выполняются модульного типа со 100% резервированием силовых и измерительных модулей (1 модуль основной + 1 модуль резервный);

3. СКЗ оснащены модулями сопряжения с системами дистанционного контроля и управления собственными выходными параметрами и параметрами ЭХЗ;

4. в составе СКЗ предусмотрены устройства защиты от атмосферных (грозовых) перенапряжений на вводах в станции электрических цепей от питающей сети, нагрузки (дренажных цепей) и контроля (измерения) потенциала на защищаемом сооружении;

5. конструкция СКЗ обеспечивает замену вышедших из строя силовых и измерительных модулей в кратчайшие сроки, но не более сроков, регламентируемых требованиями ГОСТ Р 51164-98 и Р Газпром 9.2-025-2013.

Мероприятия, обеспечивающие выполнение требований Правил безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 по средствам защиты от возможных видов коррозии, обеспечивающих безаварийное (по причине коррозии) функционирование опасных производственных объектов (ОПО):

1. при проведении регламентных и ремонтных работ суммарная длительность перерыва в работе для каждой установки системы ЭХЗ не более 80 часов в квартал;

2. общая продолжительность временного отключения средств ЭХЗ при проведении опытных или исследовательских работ (с документальным оформлением и обоснованием срока отключения) составляет не более 240 часов в год;

3. аварийные отказы оборудования системы ЭХЗ или нарушения в работе энергообъекта в составе системы ЭХЗ на объектах, расположенных в зонах ВКО и ПКО, а также на объектах, сопровождающихся снижением потенциалов (по абсолютной величине) должны быть устранены в срок не более 24 часов;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4. в целях исключения простоя и продления срока службы системы ПКЗ, эксплуатирующему и специализированному персоналу в рамках защиты от коррозии, обеспечивающих безаварийное (по причине коррозии) функционирование ОПО, необходимо своевременно проводить техническое обслуживание по поддержанию работоспособности и исправности оборудования ЭХЗ и защитных покрытий, а также технический ремонт для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделия с заменой или восстановлением составных частей и контролем технического состояния составных частей оборудования и изделий в течение полного жизненного цикла эксплуатируемого объекта.

5. при необходимости выполняется капитальный ремонт для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые (полная замена технического изделия).

6. система технического обслуживания и ремонта должна обеспечивать своевременное и качественное выполнение работ, направленных на поддержание работоспособного состояния, безопасной и надежной эксплуатации систем противокоррозионной защиты.

7. техническое обслуживание и ремонт объектов эксплуатирующей организации проводить на планово-предупредительной основе с учетом их технического состояния на основании диагностического контроля и дефектных ведомостей.

8. эксплуатирующей организации необходимо проводить регулярное наблюдение за коррозионным состоянием подземных коммуникаций и контролировать работу средств ПКЗ в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-454-2010, СТО Газпром 2-5.1-632-2012 и Р Газпром 9.2-025-2013.

9. кроме плановых ремонтов средств ЭХЗ служба эксплуатации должна проводить внеплановый ремонт, вызванный внезапным отказом элементов системы, которые связан с наличием брака, скрытого дефекта, нарушением правил технической эксплуатации или чрезвычайными явлениями. Организация

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

службы защиты от коррозии должна обеспечить проведение таких ремонтов в кратчайший срок.

10. в процессе эксплуатации рекомендуется осуществлять плановые коррозионные обследования подземных сооружений в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, СТО Газпром 9.4-052-2016.

11. при коррозионном обследовании ПКЗ трубопроводов должно быть определено:

- состояние изоляционного покрытия (сопротивление изоляции, места нарушения ее сплошности, изменение физико-механических свойств за время эксплуатации и др.), степень ЭХЗ (наличие защитного потенциала на всей поверхности трубопровода);
- коррозионное состояние трубопровода (по результатам электрометрии, шурфовки, приборами внутритрубной дефектоскопии или другими методами) по НТД;

12. периодичность коррозионных обследований:

- комплексные периодические обследования проводят не реже одного раза в десять лет (с момента проведения предыдущего) с учетом фактического технического состояния объекта и рекомендаций предыдущих обследований;
- детальные обследования проводят не реже одного раза в пять лет (с момента проведения предыдущего обследования: - на участках, расположенных в зонах ВКО, после проведения ремонтных работ по устранению выявленных несоответствий;
- сроки проведения комплексных периодических и детальных обследований в отдельных случаях могут быть сокращены (при необходимости продления срока безопасной эксплуатации трубопровода);
- инспекционно-технические обследования проводят с периодичностью не реже одного раза в пять лет.

13. документация по контролю состояния ЭХЗ и защитного покрытия подлежит хранению в течение всего периода эксплуатации трубопроводов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

14. по результатам контроля технического состояния средств ЭХЗ и проведения коррозионных обследований, эксплуатирующей организации на планово- предупредительной основе необходимо проводить техническое обслуживание и ремонт средств ЭХЗ в соответствии с графиками планово- предупредительных работ.

15. состав технического обслуживания и ремонта и необходимость их проведения определяются следующими документами:

- дефектными ведомостями;
- актами обследования состояния средств ЭХЗ;
- предписаниями надзорных органов;
- ремонтными формулярами.

16. служба защиты от коррозии должна быть оснащена резервным фондом (неснижаемый запас) и аварийным запасом оборудования и материалов ЭХЗ в целях своевременного устранения неисправностей и отказов средств ЭХЗ для сохранения работоспособности системы ЭХЗ в целом для обеспечения безопасной эксплуатации на протяжении всего жизненного цикла ОПО:

Таблица 3

Резервный фонд основного оборудования и изделий (неснижаемый запас)¹

Наименование	% ²	Количество
Модули (силовые и измерительные) СКЗ	%	5
Блоки автоматического ввода резерва	%	5
Блоки телеконтроля для системы ЭХЗ	%	10
Блоки грозозащиты	%	10
Блоки диодно-резисторные, блоки совместной защиты	%	5
ЗИП для СКЗ	%	5

Модули телеконтроля для систем ЭХЗ	%	10
Анодные заземлители	%	10
Протекторы комплектные МПМ	%	10
Электроды сравнения	%	5
Счетчики электроэнергии	%	5
Счетчики времени наработки	%	2
Блоки управления СКЗ	%	5
Контрольно-измерительные пункты	%	10
Устройства контроля скорости коррозии (индикаторы коррозионных процессов, индикаторы скорости коррозии и т.п.)	%	5
Аварийный запас оборудования и материалов ¹		
Наименование	% ²	Количество
Модули (силовые и измерительные) СКЗ	%	3
Электроды сравнения	%	3
Счетчики электроэнергии	%	3
Счетчики времени наработки	%	3
Блоки управления СКЗ	%	3
Контрольно-измерительные пункты	%	3
Протекторы комплектные ПМ	%	5
Анодные заземлители	%	2

1– полный перечень (Типовой таблицей оснащения служб защиты от коррозии) представлен в Р Газпром 9.2-025-2013;
2– % от общего эксплуатационного фонда.

2.3 Основное оборудование и материалы системы ЭХЗ подземных стальных коммуникаций

Тип применяемых основного оборудования и материалов, разрешенных к применению на объектах Организации, представлен в таблице 4.

Таблица 4

Перечень основного оборудования и материалов

№ пп	Обозначение	Наименование	Срок службы
1	КМО НГК-ИПКЗ-Евро	Комплекс модульного оборудования	15 лет
2	«Менделеевец»-МТ	Магнетитовый анодный заземлитель	35 лет
3	«Менделеевец»-МГБ	Глубинный блочный ферросилидовый анодный заземлитель	35 лет
4	ПГА «ЭЛГАЗ-К», «ЭЛГАЗ»	Анодный заземлитель серии ЭЛГАЗ, протяженного типа из электропроводного эластомера	30 лет
5	МПИМ	Магниевый протектор модифицированный	10 лет
6	КИП.ЭФС	Контрольно-измерительный пункт	10 лет
7	СМЭС 2ВЭ	Медно-сульфатный электрод сравнения	15 лет
8	ИКП	Индикатор коррозионных процессов	10 лет

2.4 Основные способы защиты трубопроводов от коррозии

2.4.1 Пассивная защита

При пассивной защите трубопроводов в качестве защиты, как правило, применяют различные рода вещества, которые обладают высокими диэлектрическими свойствами. Например, пластмассы, эмали, лаки, мастики и краски. Изоляционные материалы наносят на поверхность металла жидким

					<i>Противокоррозионная защита</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

слоем после чего, они высыхают, образуя твердую пленку. Все эти материалы обладают хорошей адгезией, т.е. сцеплением с поверхностью защищаемого стального трубопровода и достаточной прочностью.

Использование изоляционных материалов увеличивают омическое сопротивление коррозионной цепи, в следствии чего, происходит замедление коррозионного разрушения металла защищаемого трубопровода. Использование изоляционных покрытий при подземной прокладке трубопровода предотвращает почвенную коррозию, отделяя поверхность металла от почвенного электролита. При надземной прокладке трубопровода изоляционные материалы отделяют поверхность металла от кислорода воздуха и влаги, тем самым предотвращая химическую и электрохимическую коррозию.

Кроме того, при наличии изоляционного покрытия поляризационное сопротивление защищаемого трубопровода (катод), увеличивается, в следствии чего, сила защитного тока снижается. Отсюда следует, что при защите трубопровода внешним наложенным током энергозатраты уменьшаются и, следовательно, эффективность электрохимической защиты возрастает.

Требования к изоляционным покрытиям

Для эффективной защиты трубопровода защитные изоляционные материалы должны удовлетворять свойствам, а также требованиям, которые прописаны в нормативной документации. Основными требованиями являются: хорошие диэлектрические и высокие механические характеристики, низкая влажностепрооницаемость, стойкость к катодному отслаиванию, высокая и стабильная во времени адгезия покрытия к стали, устойчивость покрытия к ультрафиолету и тепловому старению. Основными свойствами являются: хорошая прилипаемость (адгезия), сплошность, водонепроницаемость, электрохимическая нейтральность, химическая стойкость, термостойкость, механическая прочность, возможность нанесения изоляционного материала в базовых и полевых условиях, диэлектрические свойства (сопротивление прохождения тока), отсутствие коррозионного и химического воздействия на защищаемый трубопровод, растяжимость, доступность и экономичность.

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

Исходя из вышеперечисленных свойств и требований, изоляционные покрытия должны обеспечивать защиту трубопровода от коррозии на максимально возможный срок эксплуатации в широком интервале температур.

В зависимости от диаметра и конкретных условий эксплуатации на трубопроводах применяют два типа защитных покрытий: усиленный и нормальный.

Усиленный тип защитных покрытий следует применять на трубопроводах диаметром 820 мм и более независимо от условий прокладки, а также на всех трубопроводах любого диаметра, прокладываемых в зонах повышенной коррозионной опасности[4]:

- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, а также на участках перспективного обводнения или орошения; на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги, и на расстоянии в обе стороны от переходов по соответствующей НД;
- на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;
- в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодях, сорах и др.);
- на территориях компрессорных, газораспределительных и насосных станций, а также установок комплексной подготовки газа и нефти и на расстоянии в обе стороны от них по соответствующей НД;
- на участках блуждающих токов источников постоянного тока;
- на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта выше 303 К (30 °С);
- на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, прокладываемых на выбранных по НД расстояниях от рек, каналов, озер, водохранилищ, а также от границ населенных пунктов и промышленных предприятий;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

– на пересечении с различными трубопроводами, включая по 350 м в обе стороны от места пересечения с применением покрытий заводского или базового нанесения в соответствии с НД;

– для транспортирования сжиженных углеводородов и аммиака.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

Контроль качества изоляционного покрытия участков магистральных газопроводов методом катодной поляризации должен осуществляться на стадии завершения строительства (в соответствии с проектом) перед врезкой в действующий трубопровод. Переходное сопротивление изоляции на законченных строительством участках магистральных газопроводов и подводных переходах должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 51164-98.

2.4.2 Активные методы защиты

Катодная защита подразумевает собой, катодную поляризацию стального трубопровода, которая осуществляется от внешнего источника электрической энергии. При использовании катодной защиты, на подземный трубопровод подается отрицательный потенциал, в следствии чего, происходит снижение скорости коррозии до минимальных значений, не превышающих 0,01 мм/год;

Существует и другой метод активной защиты, *протекторная защита*. Слово протектор происходит от латинского protector – защитник. Суть этого метода заключается в катодной поляризации, которая вызвана электрическим контактом трубопровода с металлом, обладающим более отрицательным электродным потенциалом, чем трубопровод. Примером может служить магниевый сплав. В процессе эксплуатации, более электроотрицательный металл (протектор) подвергается разрушению и его следует периодически заменять.

Следующий метод активной защиты, *электродренажная защита*. При электродренажной защите происходит отвод блуждающих токов с трубопровода на сборную шину отсасывающих кабелей тяговой подстанции железной дороги или, в большинстве случаев, в рельсовую часть цепи электротяги.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

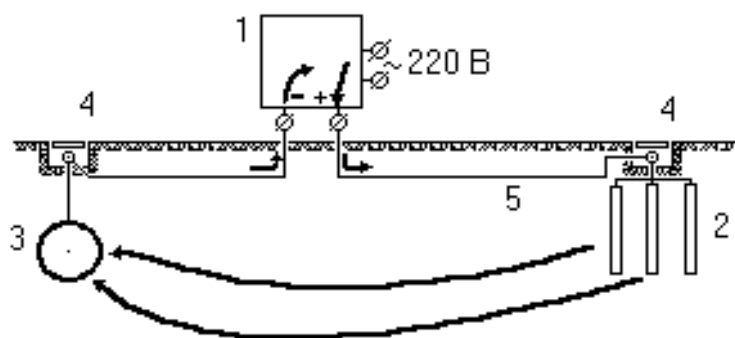
2.4.2.1 Катодная защита

Общие сведения

Катодную защиту применяют для предотвращения разрушения сооружения от коррозии. В редких случаях, катодную защиту допускается применять для защиты от блуждающих токов, если нецелесообразно использование электродренажный метод защиты.

При использовании катодной защите положительный полюс источника постоянного тока подключен к искусственному аноду, т.е. к заземлению, а отрицательный – к трубопроводу. При включении источника тока электрическая цепь замыкается через грунтовый электролит, и на оголенных участках трубопровода в местах повреждений изоляции начинается процесс катодной поляризации (рисунок 7).

В преобразователь 1 из сети переменного тока поступает электрическая энергия, которая необходима для электрохимической защиты. В преобразователе происходит снижение напряжения переменного тока до необходимого уровня, ток выпрямляется, а затем используется для создания постоянного регулируемого по величине тока защиты.



1 - преобразователь переменного тока в постоянный; 2-анодный заземлитель;
3-защищаемый трубопровод; 4-контактные устройства; 5- кабельная линия

Рисунок 7 – Схема соединений катодной станции[7]

Исходя из схемы соединений, выпрямленный ток от положительного полюса преобразователя «бежит» к анодному заземлителю 2, после чего по земле натекает на сооружение (трубопровод) 3, выполняя свои защитные функции, далее ток возвращается на отрицательный полюс в преобразователь.

					Противокоррозионная защита	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Для измерений потенциалов и подключений кабельных линий 5 используют контактные устройства 4 или разъемные болтовые соединения.

Помимо вышеперечисленного, катодная станция включает в себя: счетчик электрической энергии, понижающий трансформатор высоковольтных сетей для питания станции, защитный заземлитель корпуса преобразователя, предохранительное устройство на высоковольтной линии, которое обладает автоматическим отключением, ограждение в виде колючей проволоки вокруг преобразователя и трансформатора и блоки для совместной защиты.

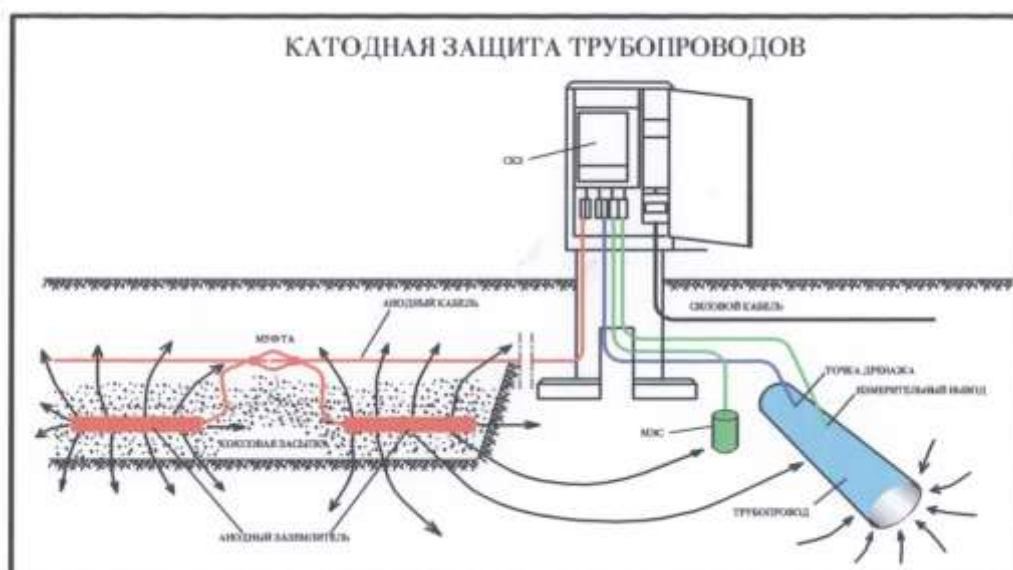


Рисунок 8 – Катодная защита трубопроводов[7]

Исходя из принятой классификацией способов защиты от коррозии катодную защиту принято считать активным способом, а защита с помощью изоляционных материалов – к пассивным. При подземной прокладке трубопровода целесообразно использовать оба способа совместно. Но при этом считается, что пассивная защита является основным способом защиты, в то время как активная относится к вспомогательной.

Защитный потенциал

Защитным потенциалом называют, потенциал защищаемой конструкции, измеренный по отношению к электролиту, при котором ток коррозии практически равен нулю.

При эксплуатации систем ЭХЗ сооружения или трубопровода на всем протяженном участке не удастся создать одинаковых значений защитного потенциала. Это обусловлено тем, что на ближайших участках газопровода создается наибольший защитный потенциал, что ускоряет разрушение и отслаивания покрытия от металла, а в наиболее удаленных точках участка трубопровода должен быть минимальный защитный потенциал.

Это объясняется тем, что в результате скопления миграционной воды, т.е. электроосмотического явления, адгезии оказывается недостаточно для того, чтобы противостоять силе, которая действует на границе раздела металл-покрытие. В ГОСТ Р 51164-98 представлены ограничения максимальных защитных потенциалов для подземных трубопроводов.

На действующих подземных изолированных трубопроводах, необорудованных специальными КИП для измерения поляризованных потенциалов, допускается осуществлять катодную поляризацию таким образом, чтобы среднее значение разности потенциалов находилось в следующих пределах: для битумной изоляции от минус 0,9 до минус 2,5 В, для полимерной пленочной изоляции – от минус 0,9 до минус 3,5В с омической составляющей по медно-сульфатному электроду сравнения (ГОСТ Р 51164-98).

Анодное заземление

Для того чтобы создать электрический низкоомный контакт положительного полюса источника тока станции катодной защиты с грунтом при наложении на трубопровод внешнего тока используют анодное заземление. Анодные заземлители являются положительными электродами электрохимических элементов, которые образуются благодаря станции катодной защиты и работают в режиме непрерывного заряда.

Анодные заземления можно разбить на следующие типы: по материалу – неметаллические и металлические; по форме – прутковые, уголковые, рельсовые, трубчатые, стержневые; по характеру работ – расположенные непосредственно в грунте, с засышкой и голые; по технологии заготовки – неупакованные и упакованные; по расположению рабочих элементов –

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

горизонтальные, вертикальные, а также комбинированные; по конфигурации заземления – сложные, двухрядные одnorядные; по глубине установки – поверхностные, глубинные; в зависимости от расстояния заземления до трубопровода – приближенные и удаленные; в зависимости от размещения по длине трубопровода – распределенные, сосредоточенные и точечные; по расположению относительно точки дренажа СКЗ – выносные и противоположащие.

К анодным заземлителям предъявляется целый ряд требований: невысокая стоимость; не дефицитность; долговечный материал; габаритность для удобства в монтаже; простота в установке; минимальное переходное сопротивление растеканию тока.

В зависимости от способа размещения анодные заземления бывают поверхностного и глубинного заложения. Поверхностные заземления в свою очередь подразделяют на горизонтальные, вертикальные, комбинированные и протяженные.

Требования к катодной защите

Система катодной защиты включает несколько установок катодной защиты, каждая из которых состоит из следующих восстанавливаемых элементов: источника электроснабжения, катодной станции (преобразователя), анодного заземления и линий постоянного тока, объединенных в электрическую цепь, и, при необходимости, регулирующих резисторов, шунтов, поляризованных элементов, блоков дистанционного контроля и регулирования параметров защиты.

В установках катодной защиты могут быть использованы катодные станции или другие внешние источники защитного тока.

В установках катодной защиты используют сосредоточенные, распределенные, глубинные и протяженные анодные заземления. Для снижения растворения электродов анодного заземления и их сопротивления используют коксовую мелочь и другие материалы в соответствии с НД.

					<i>Противокоррозионная защита</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

Срок службы анодного заземления (включая линию постоянного тока и контактные узлы) независимо от условий эксплуатации для строящихся и реконструируемых трубопроводов - не менее 15 лет, а для эксплуатируемых - не менее 10 лет.

Контактный узел электродов анодного заземления и токоотводящий провод должны иметь изоляцию с сопротивлением не менее 100 МОм, выдерживающую испытание на пробой напряжением не менее 5 кВ на 1 мм толщины изоляции.

Соединение точки дренажа и минуса катодной станции должно производиться только кабелем из меди с двойной изоляцией и сечением не менее 35 мм.

2.4.2.2 Протекторная защита

Протекторная защита – защита от коррозии с помощью протекторов, подсоединяемых к сооружению.

Протектор – устройство, изготовленное из сплава, имеющего более отрицательный электродный потенциал, чем потенциал защищаемого сооружения.

Установка протекторной защиты – комплекс устройств, включающий один или несколько протекторов, провода (кабели) и контрольно-измерительный пункт.

Назначение и принцип работы

Протекторные установки применяют в нескольких целях:

- при переходах через автомобильные и железные дороги для защиты от почвенной коррозии трубопровода;
- на стадии строительства для временной защиты от почвенной коррозии трубопровода;
- при нецелесообразности применения СКЗ для защиты от почвенной коррозии больших участков трубопроводов;
- при совместном использовании с СКЗ для обеспечения необходимого защитного потенциала;

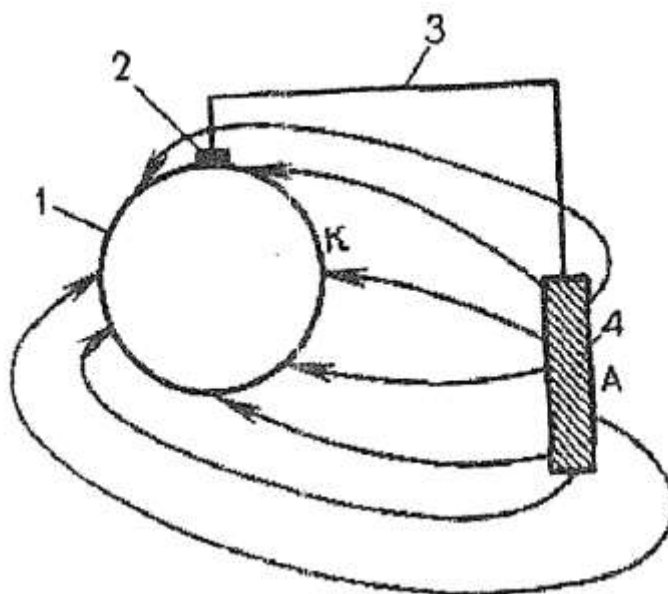
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

– на участках блуждающих токов – в качестве земляных микродренажей.

Средний срок службы протектора: 5 – 10 лет, в зависимости от условий эксплуатации.

В качестве материалов протекторов используют алюминий, цинк и магний, а также сплавы на их основе. Протекторы можно разделить по конструктивному исполнению на прутковые, стержневые и плоские. Токоотдача протекторов зависит от их формы и размеров.

Если в процессе эксплуатации протектора происходит снижение величины защитного тока или протектор покрывается плотным слоем коррозии это говорит о неработоспособном состоянии протектора, в следствии чего, его необходимо заменить. Протекторную защиты целесообразно использовать в грунтах с удельным сопротивлением до 50 Ом*м. В грунтах с удельным сопротивлением до 300 Ом-м применяют прутковые (ленточные) магниевые протекторы.



1 – газопровод; 2 – точка дренажа; 3 – изолированный соединительный провод; 4 – протектор; А – анод; К – катод

Рисунок 9 – Принципиальная схема протекторной защиты[7]

Исходя из принципиальной схемы протекторной защиты видно, что к газопроводу 1 с помощью протекторных установок подключают действующий протектор 4, который имеет более низкий электрохимический потенциал, чем потенциал трубы. При этом происходит разрушение участков поверхности

металла с наиболее отрицательным потенциалом (анод), с которых ток стекает во внешнюю среду – электролит (почву), а участки металлов с более положительным потенциалом (катод), в которые ток втекает из внешней среды, – не разрушаются. При использовании протекторной защиты происходит превращение всей поверхности защищаемого трубопровода в один общий неразрушающий катод, при этом анодом является протектор.

Вследствие работы гальванической пары протектор-защищаемый трубопровод вырабатывается электрической защитный ток. Протектор называют «жертвенным анодам», так как в процессе эксплуатации протектор изнашивается (растворяется), защищая при этом металл трубопровода.

Типовые схемы

Защиту подземных трубопроводов можно осуществлять с помощью групповых или одиночных протекторных установок. Одиночные протекторы применяют при хорошем состоянии изоляционного покрытия трубопровода на расстоянии 3 – 7 м от трубопровода. Глубина залегания протектора должна быть более 2 м и ниже промерзания грунта на 0,2 м. Для защиты патронов на переходах трубопроводов через автомобильные и железные дороги для увеличения срока службы используют групповые протекторные установки. Число протекторов в группе рассчитывается исходя из диаметра трубопровода, состояния изоляционного покрытия трубопровода и удельного сопротивления грунта. Групповые протекторные установки принято размещать на расстоянии 10 – 12 м от оси трубопровода. Расстояние между протекторами в группе 5 м. Групповые протекторные установки рекомендуется располагать через 500 – 1000 м.

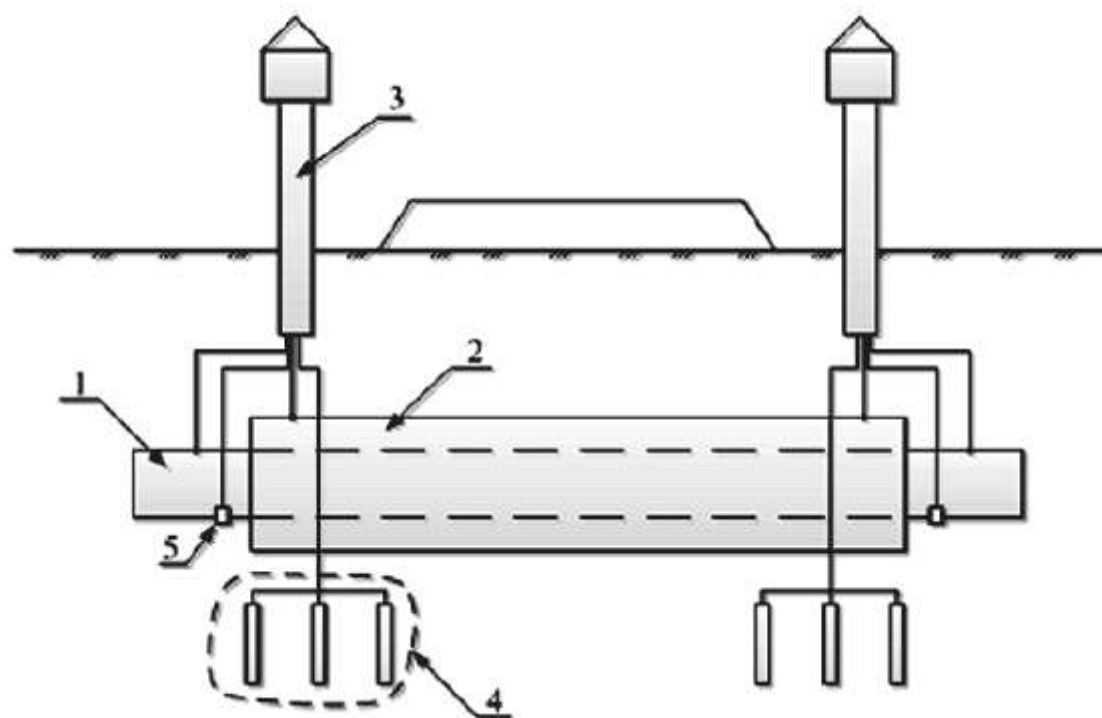
Выбор типа и схемы расстановки протекторов проводят с учетом конкретных условий прокладки защищаемого сооружения.

На рисунке 10 видно, что протекторы необходимо располагать по одну сторону от защищаемого трубопровода и с разных сторон от защищаемых кожухов. При защите параллельном проложенном трубопроводе, протекторы устанавливаются с внешних сторон каждой трубы. Протекторы разрешается

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

устанавливать, как горизонтально в общей траншее, так и вертикально в пробуренные для этого скважины. Коммутация выводов от протекторов и защищаемого сооружения выполняется на клеммной колодке контрольно-измерительного пункта.

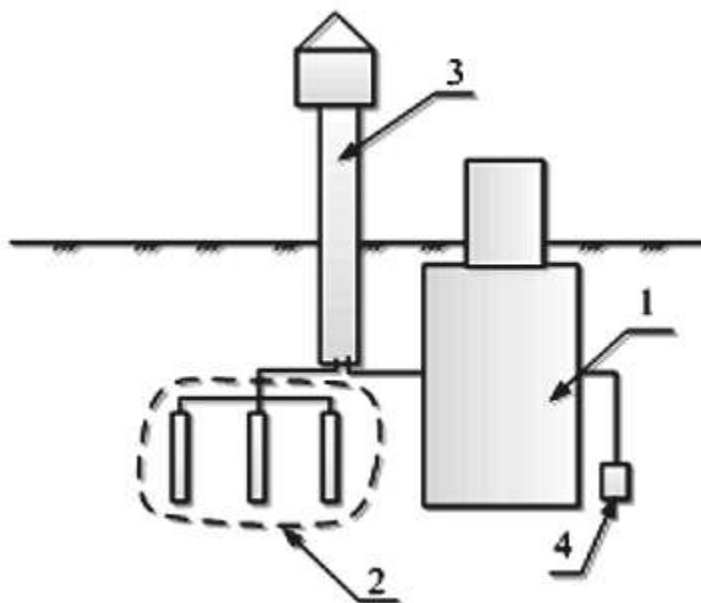
Рассмотрим схему протекторной защиты на переходе газопровода через автомобильную или железную дорогу.



1 – газопровод; 2 – патрон (кожух); 3 – контрольно-измерительный пункт (КИП); 4 – протекторная установка; 5 – медно-сульфатный электрод сравнения
Рисунок 10 – Схема протекторной защиты на переходе газопровода через автомобильную или железную дорогу[7]

Кожух, который изолирован от трубопровода, не подвергается воздействию блуждающих токов, вследствие небольшой протяженности, а разрушается из-за действия почвенной коррозии. Исходя из этого, кожух защищают наложением катодной поляризации его поверхности током гальванической пары «протектор – патрон», тем самым подключая к нему протекторные установки с обеих сторон. Исходя из удельного сопротивления грунта, диаметра и длины кожуха, а также потенциала и плотности тока рассчитывают необходимое число протекторов.

Рассмотрим схему протекторной защиты подземных металлических емкостей, которые тоже подвергаются почвенной коррозии и должны быть защищены (рисунок 11).



1 – металлическая емкость; 2 – протекторная установка; 3 – контрольно-измерительный пункт (КИП); 4 – медно-сульфатный электрод сравнения
Рисунок 11 – Схема протекторной защиты подземных металлических емкостей[7]

Из-за небольших размеров металлических емкостей, блуждающие токи практически не оказывают вредного влияния. Однако, поверхности емкостей перед укладкой изолируют и по периметру устанавливают протекторы на расстоянии 2 – 4 м от емкости. Число протекторов зависит от длины и ширины защищаемой подземной емкости, а также удельного сопротивления грунта.

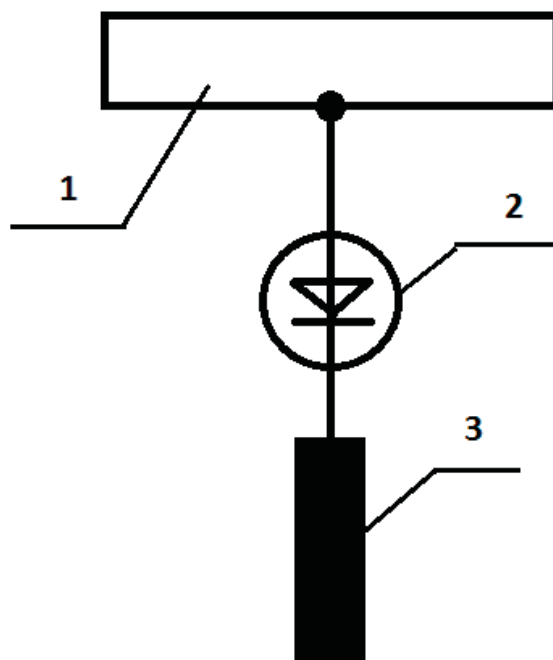
Но не всегда протекторная защита дает положительный результат. При определенных условиях, например, при установке протекторной группы вблизи работающей СКЗ то защиты, который стекает с анода, проходит через протектор и попадает на трубопровод. Вследствие чего уменьшается защитная зона станции катодной защиты и падает эффективность ее работы.

Протекторную защиту магистральных трубопроводов не рекомендуется применять в зоне действия блуждающих токов, так как плотность катодного тока, входящего в трубопровод, увеличивается из-за наличия протекторов в катодной и знакопеременной зонах. Однако использование поляризационных

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

протекторных установок дают возможность регулировать в определенных пределах потенциалы на поверхности защищаемого трубопровода и тем самым, помогают устранить эти отрицательные явления.

На рисунке 12 представлена схема поляризационной протекторной установки, которая включает в себя обычную систему металлических протекторов, которые присоединены к защищаемому трубопроводу через полупроводниковые элементы.

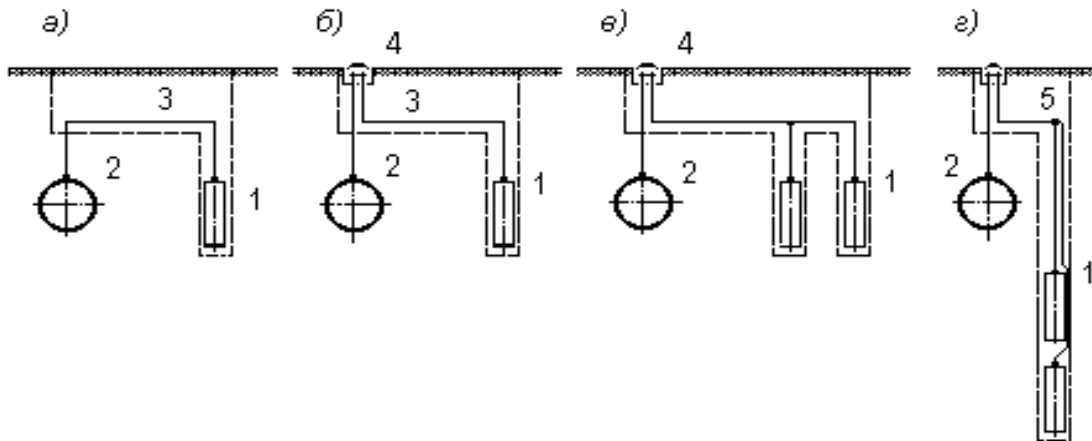


1 – защищаемое сооружение (газопровод); 2 – полупроводниковый диод;
3 – протекторная установка

Рисунок 12 – Поляризационная протекторная установка[7]

Размещение протекторов

На рисунке 13 представлены виды протекторных установок



а - короткозамкнутая; б - контролируемая по току (с КИПом); в - групповая с N протекторами вдоль трассы; г - групповая под трубопроводом в скважине. 1- протектор; 2- трубопровод; 3 - изолированный соединительный провод; 4 - контрольно-измерительный пункт под ковром или в колонке; 5- скважина
Рисунок 13 – Виды протекторных установок[7]

Неконтролируемые протекторные установки (рисунок 13, а) применяют в системе протекторной защиты из расчета примерно 5 неконтролируемых установок на одну контролируемую (рисунок 13, б).

Если тока одного протектора недостаточно для защиты трубопровода, а также имеются дефекты в изоляции, то целесообразно применение групповых установок (рисунок 13, в). Групповые установки (рисунок 13, г) удобно применять в стесненных городских условиях.

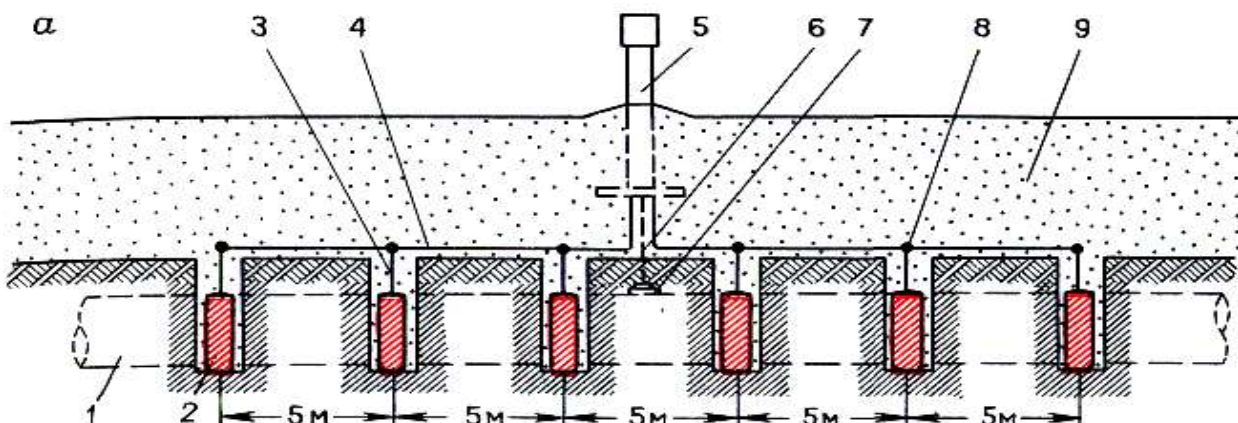


Рисунок 14 – Групповая протекторная установка[7]

Глубину заложения протектора выбирают обычно на уровне трубопровода, а расстояние – 3...5 м. Расстояние между протекторными установками

определяются расчетом.

Бурение неглубоких скважин для протектора, а также рытье траншей для соединительных проводов проводят в строительные работы вместе с трубопроводом. После этого, протектор в комплекте с активатором укладывается в скважину вместе с мешком и засыпается с утрамбовкой и увлажнением. Такой вид установки протекторной группы дает свой максимальный ток только спустя несколько дней. В зависимости от сопротивления цепи “протектор-земля-сооружение” можно выявить величину тока протекторной установки ($I_{пр}$), например, для изолированных трубопроводов величина тока равна $I_{пр} = 20...200$ мА.

Требования к протекторной защите

Система протекторной защиты включает установки протекторной защиты, состоящие из одиночного сосредоточенного или протяженного протекторов или их группы, соединительных проводов (кабелей), а также контрольно-измерительных пунктов и, при необходимости, регулирующих резисторов, шунтов и/или поляризованных элементов.

Протекторы должны изготавливаться из сплавов на основе магния, алюминия или цинка, обладающих стабильным во время эксплуатации электродным потенциалом более отрицательным, чем потенциал защищаемого трубопровода.

При отключении от трубопровода протектор не должен самопассивироваться и при подключении должен восстанавливать прежнюю силу защитного тока.

Сосредоточенные протекторы следует применять в грунтах с удельным электрическим сопротивлением не более 50 Ом·м.

Протяженные протекторы следует использовать в грунтах с удельным электрическим сопротивлением не более 500 Ом·м.

Групповые протекторные установки, единичные и протяженные протекторы должны быть подключены к защищаемому трубопроводу через контрольно-измерительные пункты.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2.4.2.3 Дренажная защита

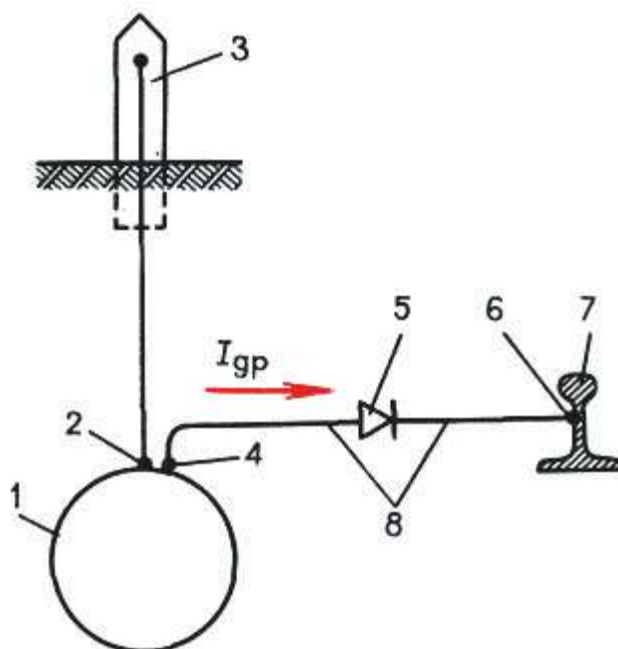
Общие сведения

Электродренажную защиту применяют вблизи железных дорог принцип, которой заключается в отводе блуждающих токов с трубопровода на сборную шину отсасывающих кабелей тяговой подстанции железной дороги или в рельсовую часть цепи электротяги (рисунок 15).

Исходя из принципиальной схемы электродренажной защиты видно, что к трубопроводу 1 подсоединено дренажное устройство 5 в точке дренажа 4 с помощью дренажного кабеля 8, который тоже подключен к сборной шине отсасывающих кабелей тяговой подстанции или к рельсовой сети электрифицированного транспорта.

В случае положительной разности потенциалов между трубопроводом и рельсами в цепи «газопровод – рельс» потечет ток $I_{гр}$ обратно в рельс.

Электродренажная защита магистрального трубопровода на знакопеременных анодных участках действует периодически, при появлении на газопроводе положительных потенциалов, а на анодных – непрерывно.



1 – газопровод; 2 – контакт катодного вывода; 3 – катодный вывод; 4 – точка дренажа на газопроводе; 5 – поляризованная электродренажная установка; 6 – контактное устройство с рельсовой сетью; 7 – рельсовая сеть; 8 – дренажный кабель

Рисунок 15 – Принципиальная схема электродренажной защиты[7]

Станция электродренажной защиты включает в себя катодный вывод трубопровода, электродренажная установка, контактное устройство с рельсовой цепью, соединительные электролинии. (дренажные кабели, шины, провода). При помощи усиленных или поляризованных станций дренажной защиты осуществляется защита трубопровода. Применение прямого дренажа целесообразно при устойчивой положительной разности потенциалов «труба – рельсы», что определяет возникновение на трубопроводе устойчивого анодного участка. Поляризованный дренаж целесообразно применять при знакопеременной разности потенциалов «труба – рельсы», который обеспечивает прохождение блуждающих токов с трубопровода на рельсы и не допускает или существенно ограничивает его в обратном направлении. Для обеспечения защиты трубопровода как на знакопеременных, так и на анодных участках используют усиленный поляризованный дренаж, работающего по аналогии СКЗ, в цепь которой вместо анодного заземления включена рельсовая сеть. При устойчивой отрицательной разности потенциалов «труба – рельсы», определяющей возникновение на газопроводе устойчивого катодного участка, электрический дренаж неприменим.

Дренажный кабель подключают в рельсовую цепь железной дороги, не нарушая ее работы. На участке электротяги рельсовый путь создает цепи сигнализации переменного тока и цепь постоянного тягового тока. Он разбит на отдельные блок-участки, которые ограничены установкой изолирующих стыков. Каждый из этих участков имеет отдельное электропитание переменным сигнальным током и оборудованы сигнальными путевыми реле. Короткое замыкание рельсовых изолирующих стыков влечет за собой опасность возбуждения путевых реле от источника питания смежной рельсовой цепи, появление ложных сигналов и расстройство системы автоблокировки.

На рельсовых цепях, оборудованных одной ниткой тяговый ток проходит по одному рельсу, а второй рельс служит для сигнальных токов и секционирован на блок-участки длиной 550 – 900 м. На рельсовых цепях,

					<i>Противокоррозионная защита</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

оборудованных двумя нитями переменный сигнальный и постоянный тяговый токи подаются по обеим нитям одновременно.

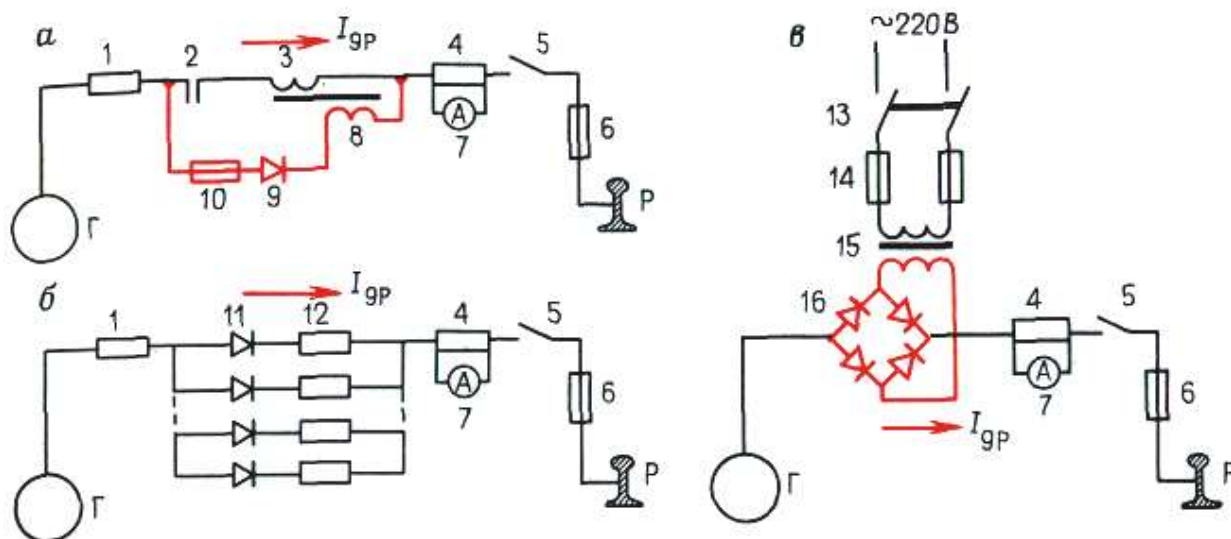
Путевые дроссели применяют для пропуска тягового тока через изолирующий стык на соседнюю рельсовую цепь, которые представляют собой очень малое сопротивление (0,3 – 0,6 Ом) для переменного сигнального тока и (около 5 – 10 Ом) для постоянного тягового тока.

В исключительных случаях допускается применение дроссель-трансформаторов с дополнительной повышающей обмоткой, где рельсовая цепь подключается к реле и источнику питания. Дроссель трансформаторы и дроссели устанавливаются через 1500 – 3000 м.

Электрические поляризованные дренажные установки

Все станции электродренажной защиты, которые применяются на магистральных трубопроводах, являются автоматическими.

СДЗ по принципу регулирования можно разделить на СДЗ автоматическим регулированием потенциала и на СДЗ с автоматическим регулирование направления тока. Поляризованные и усиленные СДЗ относят к СДЗ с автоматическим регулированием направления тока. Электродренажные установки таких станций способны регулировать направление тока в системе «труба – рельс».



а – поляризованных электромагнитных; б – поляризованных вентильных; в – усиленных; 1 – регулировочный реостат; 2 – контакты контактора; 3 – дренажная обмотка катушки контактора; 4 – шунт; 5 – выключатель постоянного тока; 6 – предохранитель дренажа; 7 – амперметр; 8 – включающая обмотка катушки контактора; 9 – полупроводниковый диод; 10 – предохранитель включающей цепи; 11 – силовой полупроводниковый вентиль; 12 – балансный резистор; 13 – выключатель переменного тока; 14 – предохранитель переменного тока; 15 – трансформатор; 16 – выпрямительный блок; Г – газопровод; Р – рельс
Рисунок 16 – Принципиальные схемы электродренажных установок[7]

Поляризованные электродренажные установки подразделяют на вентильные, в схеме которых применены полупроводниковые диоды-вентили, обладающие односторонней проводимостью и электромагнитные, в схеме которых используют электромагнитные реле и контакторы для включения установки при прямых и отключения ее при обратных токах. Вентильные дренажи более предпочтительны, чем электромагнитные, так как в них отсутствуют движущиеся части и контакты. Но они чувствительны к мгновенным перегрузкам как в прямом, так и в обратном направлении, а также резко повышают свою температуру. От применяемых в схеме вентилей зависит характеристика дренажа. В схеме усиленного дренажа применение электромагнитных установок недопустимо.

Схема поляризованной электродренажной установки (рисунок 16, а) включает в себя две параллельные цепи: основная цепь, предназначенная для дренирования номинальных токов дренажа и вспомогательная цепи, предназначенная для питания включающей обмотки контактора и включения дренажной цепи. Главным элементом дренажной цепи служит

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

электромагнитный контактор с нормально открытым контактом 2. В его катушку входит две обмотки: включающая 8 и дренажная 3. В дренажную цепь входят следующие элементы: предохранитель дренажа 6, выключатель 5, амперметр 7 со шунтом 4 и реостат 1.

Диод 9, входит в состав включающей обмотки, катод которого присоединен к включающей обмотке контактора, а анод включен в дренажную цепь до контактора. Предохранитель 10 служит для защиты вентиля.

Принцип работы электромагнитной дренажной установки заключается в следующем. При отсутствии разности потенциалов между трубопроводом рельсом, ток в дренаже тоже отсутствует.

Если потенциал трубопровода становится положительнее потенциала рельса, ток с трубопровода через реостат 1, включающую обмотку катушки контактора 8, амперметр 7 с шунтом 4, включенный выключатель 5 и предохранитель 6 потечет в рельсовую цепь.

При достижении определенной для данного дренажа величины ток включающей обмотки включает контакт контактора 2, и блуждающий ток идет по обеим цепям в соотношениях, обратно пропорциональных их сопротивлениям. При значении разности потенциалов между трубопроводом и рельсом больше нуля, т.е. потенциал рельса становится положительнее потенциала трубопровода, сила обратного тока, проходящего через полупроводниковый диод 9 и включающую обмотку катушки контактора 8, оказывается недостаточной для удержания контакта контактора. Происходит отключение тока в цепи под действием пружины и собственной массы. Если диод 9 теряет свои униполярные (односторонняя проводимость) свойства, обратный ток во включающей обмотке не будет ограничен и контактор останется во включенном положении. Это может вызвать приток на трубопровод тягового тока из рельсовой сети, что влечет за собой коррозионную опасность. Вот почему защита диода 9 в электромагнитных дренажных установках очень важна.

При неплотном контакте в контакторе (окисление и подгорание контакторов, расстройство механической части) сопротивление дренажной цепи

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

возрастает, и токи между цепями перераспределяются: через включающую цепь проходит дренажный ток перегрузки, который выше допустимого, что вызывает пробой диода, причем предохранитель во многих случаях выдерживает значительно большие токи перегрузки, чем диод.

Для того чтобы не допустить перегрузку диода следует первым делом включать контактор, а также бережно содержать контактные поверхности при эксплуатации.

В схеме вентильной электродренажной установки (рисунок 16, б) применяют мощные кремниевые вентили 11. Число вентиляй регулируется в зависимости от величины дренируемого тока и устанавливаются параллельно относительно друг друга. В редких случаях последовательно с вентилями устанавливают резисторы 12, которые способны балансировать нагрузку между вентилями.

Вентили пропускают ток с трубопровода в рельсы. В момент, когда потенциал рельсов становится положительнее потенциала трубопровода, в обратном направлении протекает очень маленький ток. Надежность вентильных электродренажных установок обусловлена применением мощных силовых кремниевых вентиляй, которые рассчитаны на высокие обратные напряжения и большие токи.

Поляризованные дренажи являются устройствами периодического действия.

Если происходит равенство потенциалов между трубопроводом и рельсами, ток в дренаже не протекает. При этом возможен случай, когда потенциал трубопровода не достигнет защитных значений, что приведет к замене поляризованного дренажа усиленным или установке дополнительной установки СКЗ.

Схема усиленного дренажа (рисунок 16, в) представляет собой дренажное устройство, в цепь которого включен источник постоянного (выпрямленного) тока. Данная схема эффективна, если поляризованный дренаж не может обеспечить защитный эффект на трубопроводе. Выпрямительный блок 16

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

обеспечивает одновременно униполярную проводимость дренажа от газопровода к рельсам и усиливает эффект электрохимической защиты газопровода за счет наложенного тока катодной станции, питающегося через трансформатор 15 от сети переменного тока напряжением 220 В.

Усиленные и поляризованные дренажные установки, которые по своей комплектации являются автоматическими по регулированию направления тока, не могут полностью обеспечить автоматическое регулирование потенциала трубопровода в точке дренажа (место подключения). Для автоматического регулирования потенциала трубопровода при электрохимической защите в зонах блуждающих токов применяют автоматические усиленные дренажные установки, принцип регулирования и конструктивное выполнение которых соответствуют автоматическим СКЗ.

Требования к дренажной защите

Система дренажной защиты включает установки дренажной защиты, состоящие не менее чем из одного электрического дренажа, соединительных проводов (кабелей), контрольно-измерительных пунктов, а также, при необходимости, электрических перемычек, регулирующих резисторов и поляризованных блоков.

Катодную поляризацию трубопроводов с непрерывным обеспечением требуемых защитных потенциалов в зонах действия блуждающих токов источников постоянного тока следует осуществлять с помощью поляризованных электрических дренажей, в том числе автоматических поляризованных дренажей с управлением сопротивлением цепи защиты по дренированному току, а также автоматическими катодными станциями с поддержанием защитного потенциала и, по возможности, усиленными электрическими дренажами.

Дренажные установки следует подключать к рельсовой цепи только через отсасывающие фидеры и средние точки путевых дросселей по ГОСТ 9.602.

Оценку коррозионного влияния блуждающих токов от источников постоянного и переменного токов на подземные сооружения и меры защиты от этого влияния осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

					<i>Противокоррозионная защита</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

Среднечасовой ток всех установок системы дренажной защиты, находящихся в зоне действия одной тяговой подстанции электрифицированной железной дороги, не должен превышать 20 % общей среднечасовой токовой нагрузки этой подстанции.

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

ГЛАВА 3 МЕРЗЛЫЕ И ВЕЧНОМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ

К мерзлым грунтам относятся грунты имеющие отрицательную или равную нулю температуру, а также содержащие ледяные включения. Мерзлые и вечномерзлые грунты относятся к особым видам грунтов с неустойчивыми структурными связями. Таким грунтам свойственно резкое снижение прочности структурных связей между частицами при некоторых обычных для строительства и эксплуатации сооружений воздействиях: увлажнение, вибрационное воздействие, нагревание, быстрое нагружение или нагревание. Существует различие между сезонномерзлым грунтом и многолетнемерзлым грунтом. Грунт, который находится в мерзлом состоянии на протяжении определенного сезона является сезонномерзлым. Многолетнемерзлым грунтом называют грунт, который находится в мерзлом состоянии более трех лет[11].

На территориях, где зима имеет отрицательные температуры распространены сезонномерзлые грунты. При этом скальные породы принимают на себя отрицательную температуру, вода начинает кристаллизоваться в трещинах. Из-за возникаемого напряжения в результате температурного расширения льда происходит активное разрушение пород. За счет кристаллизации воды в порах происходит процесс цементации дисперсных грунтов.

Дисперсные грунты, в процессе сезонного промерзания, становятся водонепроницаемые, приобретая повышенную прочность за счет связывания льдом.

С приходом весны происходит процесс таяния льда. В связи с этим, ранее сцементированные грунты становятся водонасыщенными, а также теряют свои прочностные характеристики.

					<i>Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Ткач М.О.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>					64	141
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						
					<i>Мерзлые и вечномерзлые грунты</i>		

Наибольшую водонасыщенность можно наблюдать в органических грунтах, в которых грунты переходят в разжиженное состояние с большими потерями несущей способности.

В Сибири и на севере Европейской части России наибольшую площадь занимают вечномёрзлые грунты. К таким грунтам относятся чистые льды в виде линз и прослоек.

Территорию вечномёрзлых грунтов можно разделить на три зоны:

- Зона островной мерзлоты занимает южную часть Сибири, мерзлота встречается отдельными участками мощностью до 30 метров;
- Зона с таликами находится южнее, отдельные участки представляют собой талые грунты мощностью до 100 метров;
- Сплошная мерзлота, которая находится на Крайнем Севере страны. Мощность грунтов может достигать сотни метров.



Рисунок 17 – Зоны мерзлых грунтов на территории России[11]

К районам вечномёрзлых грунтов принято относить Магаданскую область, Якутию, часть Читинской и Иркутской областей, Хабаровского края, Красноярского края. Небольшая территория Свердловской и Тюменской области.

Зона сплошного распространения вечномёрзлого грунта составляет 63% территории вечномёрзлого грунта, из них 9% относятся к арктической зоне, субарктическая зона составляет 27%, умеренно-холодная 27%. Южная зона занимает 37% территории вечномёрзлых грунтов.

На севере западной Сибири по условиям строительства нефтегазовых объектов выделяют 5 инженерно-строительных районов, которые характеризуются методами производства работ, учитывающих множественные гидрометеорологические и геокриологические условия[12].

К первому инженерно-строительному району относится зона арктической и субарктической тундры, которая расположена севернее Полярного Круга. Данному району свойственно сплошное распространение мерзлоты мощностью до 500 метров, среднегодовая температура составляет от -9°C до -3°C . Максимальная глубина оттаивания составляет 2,8 м.

Ко второму инженерно-строительному району относят территорию расположенную южнее полярного Круга в северной части тайги. Мощность таких многолетнемерзлых пород может достигать 150 м, среднегодовая температура грунта составляет от -3°C до 0°C . Сезонное оттаивание грунта достигает 3,2 м.

Третий инженерно-строительный район заключен между водоразделами рек Надым, Казым и широтным коленом реки Обь. Район характеризуется островным распределением температур от 0°C до 3°C .

Четвертый инженерно-строительный район находится в зоне средней тайги, району свойственны талые грунты с островным распространением мерзлых пород до 20 м. Глубина максимального сезонного промерзания составляет 1,75 м.

					<i>Мерзлые и вечномёрзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

Пятый инженерно-строительный район располагается южнее Ханты-Мансийска и Нефтеюганска, многолетнемерзлые породы не наблюдаются.

Вечномерзлые грунты по физическому состоянию делятся на три вида:

- Сыпучемерзлые – в виде гравия или песка, где обломки не сцементированы, а находятся в сыпучем состоянии;
- Пластичномерзлые – сцементированная глина с включением жидкой воды, которая может сжиматься под нагрузкой;
- Твердомерзлые – сцементированный песок, со свойствами скального грунта.

Для районов вечной мерзлоты характерны такие криогенные процессы как бугры пучения, термокарст, солифлюкция и наледи.

В результате подъема слоя за счет давления подземных вод образуются – бугры пучения. В течение долгого времени бугры могут достигать больших размеров по ширине и высоте. В районах, где преобладает сезонная мерзлота бугры пучения имеют периодичный характер и называют их морозным пучением. В зимнее время проявляются в виде локальных поднятий слоя до 0,5 метра. В весенний период при оттаивании грунта образуется яма.

Термокарст представляет собой процесс вытаивания льда при поступлении тепла с поверхности, в результате начинается просадка грунта, в отдельных случаях образуются карсты. Развитие термокарста (рисунок 18) связано с изменением на поверхности условий проникновения его в грунт или непосредственным действием тепла (при увеличении теплопотока в связи с производственной деятельностью человека, уничтожении грунтового и растительного покрова из-за ухудшения стока поверхностных вод, при общем потеплении климата, и др.).

					<i>Мерзлые и вечномерзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67



Рисунок 18 – Термокарст[13]

Солифлюкация (рисунок 19) – процесс при котором наблюдается стекание поверхностного слоя грунта по мерзлой поверхности в следствие перенасыщения грунта водой.



Рисунок 19 – Солифлюкция[13]

Наледи – образование льда при прорыве грунтовых вод на поверхность.

В мерзлых грунтах не вся вода замерзает при отрицательной температуре. В рыхлых грунтах (песок, супесь) практически вся вода замерзает при температуре -2°C , то в глинах вода может находится в жидком состоянии до -70°C . Это объясняется высокой способностью связывать поровую воду у мелкодисперсных грунтов из-за большей поверхности минеральных частиц. На прочностные характеристики влияет влажность грунта.

Быстрозамороженный мерзлый грунт с влажностью не более полной влагоемкости, представлен в виде монолита со слитной криогенной структурой. Снижению прочности способствует повышенная влажность грунта, при которой проявляются прослойки линз и льда. Наибольшая прочность грунта наблюдается при влажности соответствующей полной влагоемкости, так как грунт прочно сцементирован льдом, и имеет однородную структуру, без посторонних включений.

					<i>Мерзлые и вечномёрзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

ГЛАВА 4 УПРАВЛЕНИЕ СИСТЕМОЙ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ

В данной работе рассматриваются мероприятия по защите от коррозии магистрального газопровода (МГ) «С-С»: МГ на участке «Ч-Л».

4.1 Характеристика района строительства

Объектом проектирования является комплекс сооружений, предназначенных для транспорта газа с Объекта А и газоснабжения регионов Дальневосточного федерального округа России, с учетом возможного экспорта на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Объекты расположены в Дальневосточном федеральном округе России, Республике Саха (Якутия).

Объект А расположено на юго-западе Республики Саха (Якутия), в 90 км на север от поселка Витим, в 130 км на запад-юго-запад от Объекта Б.

Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними и высокими летними температурами воздуха. Основные особенности климата определяются географическим положением в средней части Северной Азии, удаленностью от теплых морей и воздействием Северного Ледовитого океана. В целом климат Средней Сибири резко континентальный, с большими амплитудами температур теплого и холодного сезонов года, умеренным, а местами и небольшим количеством осадков, которые распределяются по сезонам очень неравномерно.

В соответствии с классификацией (Климатический атлас СССР, том 1) климат рассматриваемой территории влажный, с умеренно теплым летом и умеренно суровой снежной зимой. По климатическому районированию для строительства территория относится к II 3D району. Рассматриваемый участок

					<i>Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ткач М.О.</i>			<i>Управление системой электрохимической защиты</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Зарубин А.Г.</i>					70	141
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

работ относится к очень холодному климатическому району и классифицируется по воздействию климата на технические изделия и материалы как II (ГОСТ 16350-80). По СНиП 23-02-2003 зона влажности – 3 (сухая). По СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» изысканная территория находится в ID климатическом подрайоне.

На всей рассматриваемой территории безморозный период начинается в середине мая – конце июня и заканчивается в начале августа – сентября. Максимальное количество осадков приходится на июль-август.

Устойчивые морозы начинаются во второй декаде октября. Наиболее низких значений температура воздуха достигает в январе. Температура февраля на 5 – 6 °С выше январской. Повышение температуры от февраля к марту значительно. Характерной чертой распределения температур почвы зимой является ее повышение с глубиной. Средняя месячная температура почвы на глубине 40 см бывает положительной с мая по октябрь. Самых низких значений до глубины 1,6 м она достигает в марте. Зима длится 7 месяцев. Средняя месячная температура января составляет минус 30.9 °С на юге месторождения и минус 31.3 °С на севере. Абсолютный минимум составляет минус 61 °С и приходится на январь месяц. Появление снежного покрова приходится обычно на начало первой декады октября. Среднее число дней со снежным покровом 205 – 210 дней. Средняя из наибольших высот снежного покрова за зиму составляет 60 см. А средняя продолжительность метелей за год составляет 219 часов.

Для летнего периода характерны частые вторжения холодных масс воздуха с севера с малым содержанием водяного пара и большой его прозрачностью. Лето хотя и короткое, но теплое, а иногда и жаркое, однако ночи обычно прохладные и вероятны заморозки во все летние месяцы. Лето обычно начинается с начала июня и заканчивается в конце августа - начале сентября. Лето длится 3 – 3,5 месяцев. Самый теплый месяц – июль. Средняя месячная температура июля составляет 16.4 °С на юге месторождения и 16.2 °С на севере. В отдельные годы температура воздуха может повышаться до очень высоких

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

значений. Абсолютный максимум достигает 39 °С на юге месторождения и 36 °С на севере. Летние осадки значительно преобладают над зимними.

Таблица 5

Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	Год
-30.9	-28.6	-17.7	-4.9	5.0	13.5	16.4	12.3	4.6	-5.0	-20.9	-29.9	-7.2

В ландшафтном отношении объект проектирования находится в зоне тайги.

Рассматриваемая территория принадлежит к крупной тектонической структуре Восточной Сибири – Сибирской платформе. Повсеместно поверхность Приленского плато осложнена карстовыми формами. Рельеф рассматриваемой территории характеризуется разнообразием и большой сложностью. Территория района строительства относится к зоне прерывистого распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Площадь развития ММП составляет от 40 до 80 %. Наибольшая мощность мерзлой зоны на равнинах и плато составляет 100 – 250 м. Максимальная глубина сезонного оттаивания составляет в песках от 3,0 до 4,6 м, в суглинках от 2,0 до 2,7 м. Температура на глубине нулевых колебаний от минус 1 до минус 4 °С.

В пределах описываемой территории развиты повторно-жильные льды спорадического распространения, развитые до глубины 5 – 10 м в речных долинах и депрессиях рельефа.

Криолитозона района характеризуется двухслойным строением. Верхнюю ее часть слагают ММП, мощностью от 300 – 400 м на водоразделах, до 30 – 90 м на низких террасах. Нижняя часть разреза до глубины 500 – 900 м сложена охлажденными ниже 0 °С породами, содержащими соленые воды и рассолы.

ММП с поверхности имеют преимущественно островное распространение со среднегодовыми температурами от минус 0,3 до минус 1 °С. Локально в пределах заболоченных понижений мерзлые породы имеют массивно-островное распространение с температурами от минус 0,5 до минус 1,5 °С.

Многолетнемерзлые породы с поверхности прерываются несквозными таликами различного генезиса. В пределах выходов на дневную поверхность карбонатных пород нижнего кембрия, развиты многочисленные сквозные талики.

Глубина сезонного оттаивания грунтов изменяется в широких пределах: в сухих песчаных и супесчаных отложениях составляет от 2,5 до 3,0 м, в суглинистых и оторфованных от 0,7 до 1,0 м; на участках близкого залегания к поверхности или выхода на поверхность коренных пород увеличивается до 5 м.

Удельное электрическое сопротивление грунта по трассе МГ колеблется в широких пределах и составляет значения от 31 до 31859 Ом·м. Коррозионную агрессивность грунта по отношению к углеродистой стали можно оценить, как среднюю и низкую (см. таблица 6).

Таблица 6

Коррозионная агрессивность грунта по отношению к стали (СТО Газпром 9.2-002-2009)

Коррозионная агрессивность грунта	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м
Низкая	Более 50
Средняя	От 20 до 50
Высокая	До 20

На территории данного объекта проектирования наличия блуждающих токов, оказывающих опасное влияние на подземные металлические сооружения по данным инженерных изысканий не выявлено.

4.2 Изоляционные, защитные покрытия и материалы

Защита трубопроводов от коррозии выполняется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, ВСН 008-89, СТО Газпром 2-2.3-130-2007, СТО Газпром 2-2.2-178-2007, СТО Газпром 9.1-017-2012, СТО Газпром 9.1-018-2012, СТО Газпром 9.1-035-2014 и «Унифицированными требованиями к разделу «Защита от коррозии» задания на проектирование» (Протокол №2 ОАО «Газпром» от 18.01.2010 г.).

Изоляция трубопроводов и соединительных деталей выполняется материалами, разрешенными к применению в Организации и включенными в

«Единый реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению в производственной деятельности Общества, соответствующих требованиям Организации

Вся противокоррозионная изоляция принята усиленного типа.

Трубы Ду1400 для сооружения газопроводов поставляются с наружным антикоррозионным трехслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним гладкостным покрытием. Трубы Ду1000 и менее поставляются без внутреннего гладкостного покрытия. Запорная арматура, а также соединительные детали диаметром 500 мм и более, поставляются с заводским наружным антикоррозионным трехслойным покрытием.

Сварные стыки изолируются термоусаживающимися манжетами ТЕРМАСТМП производства ООО Терма г. Санкт-Петербург.

Для противокоррозионной защиты подземных трубопроводов и соединительных деталей малых диаметров (в крановых узлах, узлах запуска-приема и т.д.) применяется система антикоррозионного покрытия «БИУРС», производства ООО «БИУРС» г. Санкт-Петербург.

Краны Ду 1400 – Ду 150 приварные предназначены для подземной установки с заводской противокоррозионной изоляцией.

Заделка защитного покрытия при выполнении работ по присоединению катодных выводов к трубе осуществляется материалами аналогичными основному покрытию трубопроводов.

Защита изоляционного покрытия труб от механических повреждений на участках многолетнемерзлых грунтов, скальных и щебенистых грунтах предусматривается устройством подушки и обсыпка трубы мягким минеральным грунтом.

Трубопроводы, технологическое оборудование и строительные металлоконструкции при надземной прокладке защищаются от атмосферной коррозии покрытиями, разрешенными к применению в Организации, технические условия которых соответствуют техническим требованиям Организации и включенными в «Единый реестр материально-технических

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

ресурсов, допущенных к применению в производственной деятельности Общества, соответствующих требованиям Организации.

Антикоррозионная защита всех трубопроводов предусмотрена системой покрытий на основе полисилоксановой эмали АРМОКОТ F100 (производства АО «Морозовский химический завод») в два слоя, 150 мкм, внесенной в Единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению в производственной деятельности Общества, соответствующих требованиям Организации.

Трубопроводы газоснабжения при надземной прокладке покрываются системой защитных покрытий СпецПротект 007/109 производства ООО «НПО СпецПолимер», г. Москва.

Все металлоконструкции на площадках КУ, УПОУ и УЗОУ:

– находящиеся ниже поверхности земли, включая верхнюю часть свай, покрываются двумя слоями окрасочного состава «Армокот V500» по слою грунтовки «Армокот 01» производства АО «Морозовский химический завод», Ленинградская обл.;

– расположенные выше поверхности земли, покрываются двумя слоями окрасочного состава «Армокот F100» по слою грунтовки «Армокот 01» производства АО «Морозовский химический завод», Ленинградская обл.

На все металлоконструкции площадок ПРС, АЗТ и ДЛО наносится система защитного покрытия «СпецПротект 008/109». Первый слой – грунтовка эпоксидная «СпецПротект 008». Второй слой – эмаль полиуретановая «СпецПротект 109» производства ООО «НПО СпецПолимер», г. Москва.

Защитные покрытия от атмосферной коррозии должны соответствовать цветам в соответствии с «Типовой книгой фирменного стиля дочернего общества Организации. Боковые поверхности железобетонных конструкций фундаментов, соприкасающихся с грунтом, покрываются битумно-полимерной мастикой. Нанесение всех систем защитных покрытий необходимо выполнять в соответствии с инструкцией по нанесению данных составов.

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

4.3 Ингибиторная защита

По условиям эксплуатации применение ингибиторной защиты не предусматривается.

4.4 Электрохимическая защита

4.4.1 Объекты эхз

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98, СТО Газпром 9.2-002-2009 и СТО Газпром 9.2-003-2009 объектами ЭХЗ являются:

- газопровод диаметром 1420×(32.0, 25.8, 21.7), глубина заложения 1,0 м от поверхности грунта до верхней образующей трубопровода в многолетнемерзлых и обводненных минеральных грунтах и 0.6 м – в скальных грунтах и в болотистой местности;
- перемычки диаметром 1020×17 на 2 нитку;
- крановые узлы (КУ), включая их обвязку из трубопроводов диаметром 325×11, 108×5,57×4;
- узлы и трубопроводы узлов запуска очистного устройства (УЗОУ) и узла приема очистного устройства (УПОУ), включая их обвязку из трубопроводов диаметром 530×14, 325×13;
- защитные кожухи диаметром 1720×14 на переходах через дороги;
- газопроводы топливного газа ЛПУ МГ №1 диаметром 57×4 (от точки врезки в существующий газопровод диаметром 159×6 до котельной ВЖК), диаметром 108×4 (участок в районе врезки в существующий газопровод диаметром 325×9), глубина заложения газопровода определяется пучинистостью грунта и принята не менее 0,9 м для среднепучинистых грунтов и не менее 1,0 м для сильнопучинистых грунтов;
- межплощадочные газопроводы среднего давления от КУ до площадок ПРС2, ПРС3, ПРС4, ПРС5 (включая ДЛО), ПРС6, ПРС7, ПРС8.

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

4.4.2 Станции катодной защиты

Ввиду сложных климато-географических условий района эксплуатации проектируемого газопровода, ведущих к увеличению времени на организацию и выполнению мероприятий, направленных для обеспечения обслуживания и ремонта средств ЭХЗ, предусматриваются станции катодной защиты (СКЗ) со 100% резервированием преобразователей катодной защиты.

В системе катодной защиты предусматривается защита подземных коммуникаций от коррозии СКЗ КМО НГК-ИПКЗ-Евро производства ООО «НПО «Нефтегазкомплекс-ЭХЗ» г. Саратов с модулями телеметрии НГК-СКМ. СКЗ (см. таблица 5) устанавливаются в помещениях ЭХЗ блок-контейнеров БКЭС-ЭГ (поставка СКЗ должна осуществляться комплектно с блок-боксом заводской готовности). СКЗ для защиты газопроводов топливного газа располагается в помещении КПП ВЖК.

Подключение СКЗ к защищаемым сооружениям (точки дренажа) осуществляется в контрольно-измерительных пунктах (КИП).

Таблица 7

Сводная таблица СКЗ

ПК	№№ КУ/помещения	Тип СКЗ
19+45.00	УЗОУ №2	КМО НГК-ИПКЗ-Евро(24)-0,4(24)-У2-М1(1)
310+25.00	31	КМО НГК-ИПКЗ-Евро(24)-0,4(24)-У2-М1(1)
ПК 313+47.90/ПК 0+0.00		
195+6.00	УЗОУ №51-2	КМО НГК-ИПКЗ-Евро(24)-0,4(24)-У2-М2(2)
218+0.00	УЗОУ №54-2	КМО НГК-ИПКЗ-Евро(24)-0,4(24)-У2-М2(2)
469+10.00	79	КМО НГК-ИПКЗ-Евро(24)-0,4(24)-У2-М1(1)
729+15.00	105	КМО НГК-ИПКЗ-Евро(24)-0,4(24)-У2-М1(1)
990+45.00	131	КМО НГК-ИПКЗ-Евро(24)-0,4(24)-У2-М1(1)
1244+50.00	156	КМО НГК-ИПКЗ-Евро(24)-0,4(24)-У2-М1(1)
1501+85.00	182	КМО НГК-ИПКЗ-Евро(24)-0,4(24)-У2-М1(1)

Оптимальные режимы работы установок катодной защиты (УКЗ) необходимо уточнить при проведении пуско-наладочных работ (ПНР).

4.4.3 Анодные заземления

Выбор типа и конструкции анодных заземлений должны опираться на данные о геофизической обстановке в районах прохождения трасс проектируемых коммуникаций, а также с учетом конструктивных особенностей

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

защищаемых сооружений, смежных подземных сооружений и требований к величине сопротивления растеканию тока (см. таблицу 8).

Таблица 8

Требования к начальной величине сопротивления растеканию тока анодного заземления для различных условий применения (СТО Газпром 9.2-003-2009)

Грунт	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом*м	Сопротивление растеканию тока анодного заземления, не более, Ом
Солончаки, соры	менее 10	0,5
Болота, влажные глины, суглинки	от 10 до 50	1,0
Супесь	от 50 до 100	1,5
Пески	от 100 до 500	3,0
Скальный грунт, сухие пески	более 500	10,0
Вечномерзлый грунт	более 500	10,0

В качестве анодных заземлений предусматриваются глубинные анодные заземления (ГАЗ) и подповерхностные.

ГАЗ выполняются из малорастворимых анодных заземлителей «Менделеевец»-МТ производства ЗАО «Химсервис» г. Новомосковск, которые устанавливаются в заранее пробуренные скважины с последующей засыпкой внутрискважинной полости коксоминеральным активатором (КМА) производства ЗАО «Химсервис» г. Новомосковск. Длина рабочей части ГАЗ определяется с учетом геолого-геофизической характеристики породы по результатам вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) грунта при проведении полевых проектно-изыскательских работ в местах их установки.

Подповерхностные анодные заземления применяются протяженными (ПГА), которые выполняются из электродов марки «ЭЛГАЗ, ЭЛГАЗ-К» производства ООО «Энергофинстрой» г. Москва. ЭЛГАЗ представляют собой гибкий протяженный монолитный цилиндр из однослойного электропроводного эластомера, с завулканизованным коаксиально вдоль его центральной оси металлическим (медным) токопроводом.

Анодные заземления ЭЛГАЗ должны прокладываться вдоль защищаемых коммуникаций на расстоянии не менее 0,5 м от них, обеспечивающем равномерное распределение защитного потенциала по окружности защищаемых

коммуникаций. Наружная оболочка анода не должна соприкасаться с подземными сооружениями, а также с гибкими анодами других ветвей.

Соединение строительной длины протяженных анодов и токоотводящих кабелей осуществляется соединительными муфтами с термоусаживающимися манжетами в заводских условиях и выводом токоотводящих кабелей в КИП.

Подключение всех анодных заземлений к СКЗ осуществляется через КИП.

Таблица 9

Анодные заземления

№№ КУ/помещения	Длина рабочей части, м	Количество скважин, шт.	Тип электродов	Количество
УЗОУ №2	100	2	«Менделеевец»-МТ	5 цепочек (5 электродов в 1-ой цепочке)
31	200	1	«Менделеевец»-МТ	6 цепочек (5 электродов в 1-ой цепочке)
УЗОУ №51-2	200	1	«Менделеевец»-МТ	6 цепочек (5 электродов в 1-ой цепочке)
УЗОУ №54-2	200	1	«Менделеевец»-МТ	6 цепочек (5 электродов в 1-ой цепочке)
79	200	1	«Менделеевец»-МТ	6 цепочек (5 электродов в 1-ой цепочке)
105	200	1	«Менделеевец»-МТ	6 цепочек (5 электродов в 1-ой цепочке)
131	200	1	«Менделеевец»-МТ	6 цепочек (5 электродов в 1-ой цепочке)
156	200	1	«Менделеевец»-МТ	6 цепочек (5 электродов в 1-ой цепочке)
182	200	1	«Менделеевец»-МТ	6 цепочек (5 электродов в 1-ой цепочке)

Анодные заземления независимо от условий их эксплуатации проектируются на срок службы не менее 30 лет.

4.4.4 Дренажные и анодные линии

Линии постоянного тока к точкам дренажа и подповерхностным анодным заземлениям выполняются медным двухжильным кабелем в двойной полимерной изоляции сечением медной жилы не менее 25 мм², который прокладывается по кабельным эстакадам с шагом крепления 1 м, в земле на глубине 1 м.

Кабель ВББШвнг-LS имеет внешнюю изоляцию из ПВХ композиции пониженной пожароопасности, защитный покров типа БШв: броня из двух стальных оцинкованных лент и защитный шланг из ПВХ композиции пониженной пожароопасности, не распространяющие горение, с низким дымо- и газовыделением. Внутренняя оболочка кабеля выполнена из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности.

Для ввода/вывода кабеля из здания предусмотрены кабельные вводы, соответствующие требованиям федерального закона № 123-ФЗ и ГОСТ 31565-2012.

Линия постоянного тока к ГАЗ выполняется медным двухжильным кабелем в двойной полимерной изоляции сечением медной жилы не менее 25 мм², который прокладывается по кабельным эстакадам с шагом крепления 1 м, в земле на глубине 1 м и изолированными самонесущими проводами СИП-3 на опорах воздушной ЛЭП.

При подземной прокладке кабельных линий кабели прокладываются в траншеях и имеют снизу подсыпку, а сверху засыпку слоем песка или измельченной земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлака.

При пересечении кабельными линиями автодорог и подземных коммуникаций кабель прокладывается в хризотилцементных трубах Ø100.

4.5 Контрольно-измерительные пункты

Для контроля за работой средств ЭХЗ на подземных трубопроводах устанавливаются КИП. ЭФС производства ООО «Энергофинстрой» г. Москва в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 и СТО Газпром 9.2-003-2009.

КИПы устанавливаются на расстоянии не более 0,2 м от оси трубопровода. КИПы комплектуются двухкорпусными медносульфатными электродами

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

сравнения (МСЭ) длительного действия СМЭС «Менделеевец» производства ЗАО «Химсервис» г. Новомосковск с вспомогательными электродами ВЭ625 «Менделеевец».

Для контроля скорости коррозии в КИПах монтируются индикаторы коррозионных процессов ИКП производства ООО «Завод газовой аппаратуры «НС» г. Ставрополь.

Расключение датчиков ЭХЗ (МСЭ и ИКП), дренажных и контрольных выводов проводится на клеммной колодке КИП, в соответствии с требованиями НТД.

Для исключения разрушений датчиков ЭХЗ под действием неконтролируемых коррозионных процессов после установки и засыпки МСЭ и ИКП необходимо включить в работу УКЗ. Нахождение датчиков ЭХЗ в грунте без воздействия на них катодной поляризации запрещается.

КИПы подключаются к трубопроводам медным двужильным кабелем в двойной полимерной изоляции сечением медной жилы 6 мм² (ВВГ 2×6).

Токоизмерительные КИП для измерения величины и направления тока в трубе должны иметь четыре вывода от трубы с расстоянием между измерительными выводами 100 м.

Дренажные и контрольные выводы к клеммной панели КИП. ЭФС осуществляется с помощью контактных зажимов. При этом на кабели должна быть нанесена неуничтожимая маркировка.

КИП комплектуются маркерными накладками для определения координат при проведении внутритрубной дефектоскопии с шагом не более 2 км.

На линейной части МГ КИПы комплектуются километровыми знаками (трассоуказателями) для их идентификации при инспекторских облетах трассы МГ.

Расстановка контрольно-измерительных пунктов предусмотрена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 и СТО Газпром 9.2-003-2009 с учетом возможного совмещения устанавливаемых КИПов:

- на каждом километре;

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

- на расстоянии трех диаметров трубопровода от точек дренажа установок электрохимической защиты и от электрических перемычек;
- у крановых площадок;
- у водных и транспортных переходов (с обеих сторон);
- у пересечения трубопроводов с другими металлическими сооружениями.

Присоединение дренажных кабелей и контрольных выводов к трубопроводам осуществляется термитной сваркой с применением термоматериалов производства ООО НПО «Нефтегазкомплекс» г. Саратов. Присоединение должно быть выполнено двумя контактами с трубой с расстоянием между ними, равным 100 мм.

4.6 Электрохимическая защита переходов трубопроводов через искусственные и естественные преграды

При прокладке трубопроводов в защитных кожухах на переходах через преграды, ЭХЗ кожухов от подземной коррозии предусматривается в соответствии с СТО Газпром 9.2-003-2009 и выполняется установками протекторной защиты (УПЗ).

УПЗ состоят из одиночных протекторов и/или групп протекторов. В качестве протекторов применяются комплектные магниевые протекторы МПМ производства ООО «Энергофинстрой» г. Москва.

Количество протекторов в группе, расстояние между ними и расстояние между протекторной установкой и защищаемым сооружением определяется в соответствии с требованиями НТД.

УПЗ состоят из группы протекторов количеством 3, 5 шт., расстояние между протекторами в группе составляет 3 м. В качестве протекторов применяются комплектные магниевые протекторы МПМ производства ООО «Энергофинстрой» г. Москва.

Расстояние между УПЗ и защищаемым сооружением составляет не менее 3 м.

Перед проведением монтажных работ по установке протекторов в грунт протекторы необходимо погрузить в воду с целью увлажнения активатора.

					<i>Управление системой электрохимической защиты</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

При проведении монтажа групповых протекторных установок коммутация каждого вывода одиночного протектора осуществляется в контрольной колодке КИП.

УПЗ подключается к защищаемому сооружению через устройство разъемной регулируемой электрической перемычки в КИП. Таким устройством служит КИП со встроенным блоком совместной защиты – КИП.ЭФС с блоком совместной защиты производства ООО «Энергофинстрой» г. Москва.

В местах установки протекторов необходимо провести мероприятия по снижению удельного электрического сопротивления грунта. Для этого до и после монтажа и установки протекторов, скважины (шурфы) необходимо залить глинистым раствором.

В местах пересечений проектируемых трубопроводов с металлическими коммуникациями устанавливаются разъемные электрические перемычки, которые подключаются к трубопроводам через КИП. ЭФС производства ООО «Энергофинстрой г. Москва.

Для защиты трубопроводов от влияния переменного тока устанавливаются устройства защиты трубопровода от воздействия наведенного переменного тока ПКМ-ТСТ-УЗТ производства ЗАО «Трубопроводные системы и технологии».

4.7 Протекторная защита

Участок газопровода (около 10 м) топливного газа в районе врезки в существующий газопровод диаметром 325×9 выполняется с помощью протекторной установки (одиночный протектор). Протектор МПМ производства ООО «Энергофинстрой» г. Москва следует подключать к сооружению через КИП.

Монтаж протекторной установки см. гл.4.6.

4.8 Временная электрохимическая защита

Временная ЭХЗ на основании требований СТО Газпром 9.2-003-2009 выполняется с помощью протекторных установок. Протекторы МПМ производства ООО «Энергофин-строй» г. Москва временной защиты следует подключать к сооружению через КИП.

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Количество протекторов в группе 3 шт., расстояние между ними и расстояние между протекторной установкой и защищаемым сооружением определяется в соответствии с требованиями НТД и составляет 5 м.

Монтаж протекторных установок см. гл.4.6.

4.9 Дистанционный контроль средств электрохимической защиты и коррозионный мониторинг

Коррозионный мониторинг – наблюдение и сбор данных коррозионного состояния объекта, оценка и анализ коррозионного состояния объекта, его изменения под влиянием внешних и внутренних факторов во времени, а также прогнозирование этих изменений.

Дистанционный контроль средств ЭХЗ и коррозионный мониторинг разрабатывается в соответствии с СТО Газпром 9.4-023-2013 и на основе базовых технических решений типового альбома УПР.СКМ-01-2010 «Системы дистанционного коррозионного мониторинга объектов ОАО «Газпром».

Система коррозионного мониторинга состоит из датчиков контроля ЭХЗ, смонтированных в КИП (см. подраздел 4.5) и устройств преобразования и передачи показаний этих датчиков (включенных в систему линейной телемеханики) на автоматизированное рабочее место (АРМ) инженера ЭХЗ эксплуатирующей организации.

Сбор информации от датчиков ЭХЗ и передача этой информации в модуль телеметрии НГК-СКМ, входящий в состав СКЗ, осуществляется по кабельным линиям и выполняется в рамках данного раздела. Передача информации от НГК-СКМ в контролируемый пункт телемеханики осуществляется через интерфейс RS485 по протоколу обмена Modbus RTU, прокладка физических линий предусмотрена в книге «Система линейной телемеханики».

Информация от контролируемого пункта телемеханики по каналам технологической связи поступает на пульт управления телемеханики и АРМ инженера ЭХЗ с функциями оперативного контроля и управления оборудованием ЭХЗ. АРМ инженера ЭХЗ находится в помещении начальника службы защиты от коррозии, и реализован на программно-технических средствах системы телемеханики.

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Перечень сигналов и команд:

- сила тока УКЗ;
- выходное напряжение УКЗ;
- поляризационный потенциал;
- потенциал с омической составляющей;
- показание счетчика электроэнергии;
- показание счетчика времени наработки УКЗ;
- сила тока поляризации вспомогательного электрода;
- величина питающего напряжения УКЗ;
- сигнализация о преобразователе, находящемся в работе (основной/резервный);
- сигнализация об отсутствии напряжения питания;
- сигнализация индикаторов скорости коррозии;
- сигнализация открытия двери блок-бокса либо УКЗ;
- сигнализация возможной неисправности в обвязке КИП;
- сигнализация повреждения дренажных (анодных и катодных) линий и заземлителя;
- сигнализация режима работы СКЗ (ручной/автоматический);
- сигнализация режима работы СКЗ (стабилизация тока/стабилизация потенциала);
- сигнализация вскрытия устройства КИП.
- регулировка силы выходного тока УКЗ;
- регулировка поляризационного потенциала сооружения;
- переключение рабочего преобразователя СКЗ (основной/резервный).

4.10 Подсистема коррозионного мониторинга ПКМ-ТСТ-КОНТКОРР

Подсистема ПКМ-ТСТ-КонтрКорр производства ЗАО «Трубопроводные системы и технологии» г. Щелково, Московская обл. мониторинга коррозионного состояния дополнительно устанавливаются на коррозионно-

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

опасных участках, в местах пересечения с подземными коммуникациями, у транспортных и водных переходов. Данные устройства позволяют контролировать следующие параметры:

- скорость коррозии;
- поляризационный потенциал;
- потенциал с омической составляющей;
- переменное напряжение;
- сила тока поляризации вспомогательного электрода;
- плотность тока (постоянного, переменного);
- сопротивление растеканию переменного тока;
- отводимый переменный ток;
- ток через блок совместной защиты;
- ток заземления;
- ток протекторной установки;
- ток в трубопроводе;
- сопротивление «труба – кожух»;
- температура трубопровода.

Подсистема ПКМ-ТСТ-КонтрКорр предусматриваются в комплектации со встроенной аккумуляторной батареей и встроенной памятью, для накопления данных.

Период опроса установленных в ПКМ-ТСТ-КонтрКорр датчиков, если не произошли изменения, один раз в сутки.

Сбор данных с установленных в ПКМ-ТСТ-КонтрКорр датчиков будет производиться автоматически, и сохраняться во встроенный блок памяти устройства. На основании технических требований на корректировку проекта, перенос информации с блока встроенной памяти на рабочее место инженера ЭХЗ будет производиться через флэш-карту, которую при плановых объездах трассы будут подключать к ПКМ-ТСТ-КонтрКорр. После считывания информации с ПКМ-ТСТ-КонтрКорр, флэш - карта извлекается, и по приезду на рабочее место

					<i>Управление системой электрохимической защиты</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

информация с данной флэш–карты переносится на персональный компьютер инженера ЭХЗ для сохранения данных и возможной дальнейшей обработки.

Периодичность переноса информации с ПКМ-ТСТ-КонтрКорр на рабочее место инженера ЭХЗ один раз в три месяца.

ПКМ-ТСТ-КонтрКорр включает в себя следующие элементы оборудования:

- электрод сравнения ЭС-ТСТ-СТЭЛС-Р40-Си-007 (рисунок 20);
- вспомогательный электрод (рисунок 21);
- измерительный зонд (рисунок 22);
- КИП;
- Пластина временной защиты (рисунок 25).



Рисунок 20 – Электрод сравнения ЭС-ТСТ-СТЭЛС-Р40-Си-007

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87



Рисунок 21 – Вспомогательный электрод



Рисунок 22 – Измерительный зонд с контрольной пластиной

4.10.1 Установка в ходе строительных работ

В ходе установки при строительных работах измерительный зонд должен устанавливаться без зазора, как можно ниже, вплотную к изоляции трубопровода на расстоянии около 100 см от вспомогательного электрода (рисунок 23 и рисунок 24) и зарываться тем же грунтом, что и сам трубопровод.

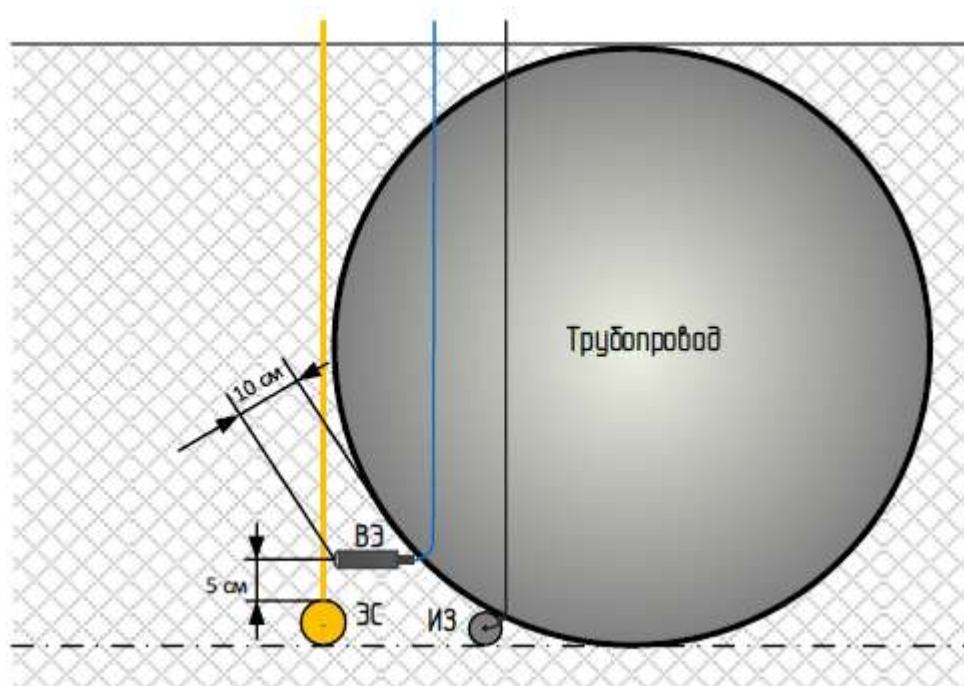


Рисунок 23 – Рекомендуемая схема размещения электродов и измерительного зонда. Вид со стороны оси трубопровода

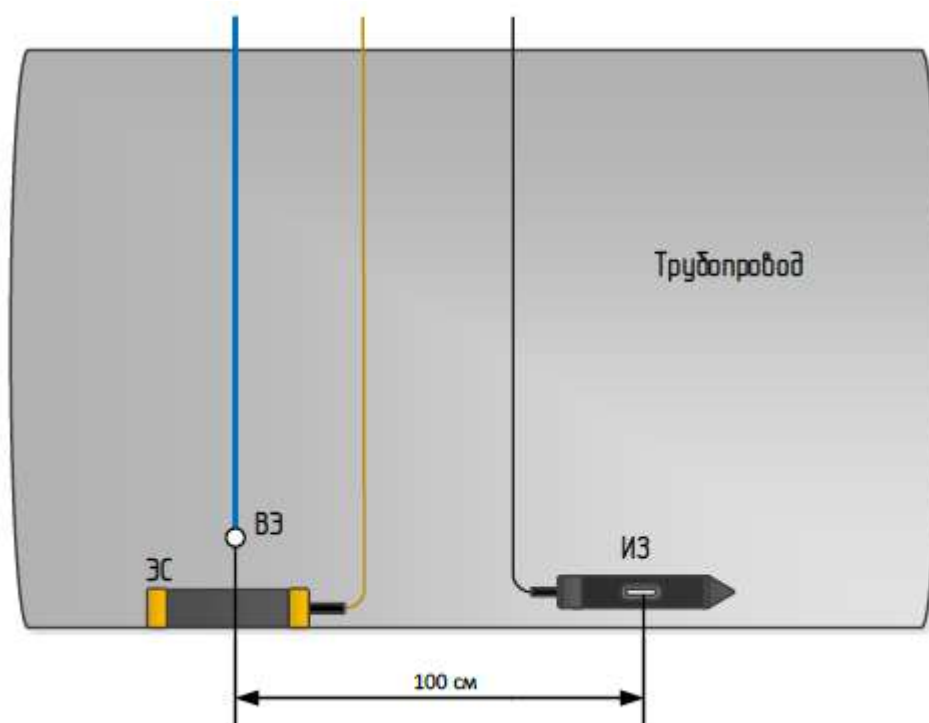


Рисунок 24 – Рекомендуемая схема размещения электродов и измерительного зонда.

Вид перпендикулярно трубопроводу

Для обеспечения надежного контакта с грунтом зонд должен устанавливаться строго контрольной пластиной от трубопровода.

Перед установкой зонда необходимо взять пробу почвы непосредственно с места установки, смешать с небольшим количеством чистой воды до

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

кашеобразного состояния и нанести на область контрольной пластины зонда слоем в 0,7 – 1,5 см.

Подготовленный таким образом зонд необходимо разместить в нужном положении и сначала вручную засыпать слоем грунта толщиной в 5 – 10 см. Грунт не должен содержать твердых включений более 5 мм.

После установки грунт вокруг зонда должен быть тщательно утрамбован и залит водой для предотвращения оседания и формирования пустот.

4.10.2 Установка пластины временной защиты

Если трубопровод по каким-либо причинам не будет иметь катодной защиты более двух недель, необходимо установить временную защиту от коррозии контрольной пластины измерительного зонда. Для этого в комплект поставки ПКМ входит оцинкованная защитная пластина с кабелем для подключения к клеммному терминалу (рисунок 25).

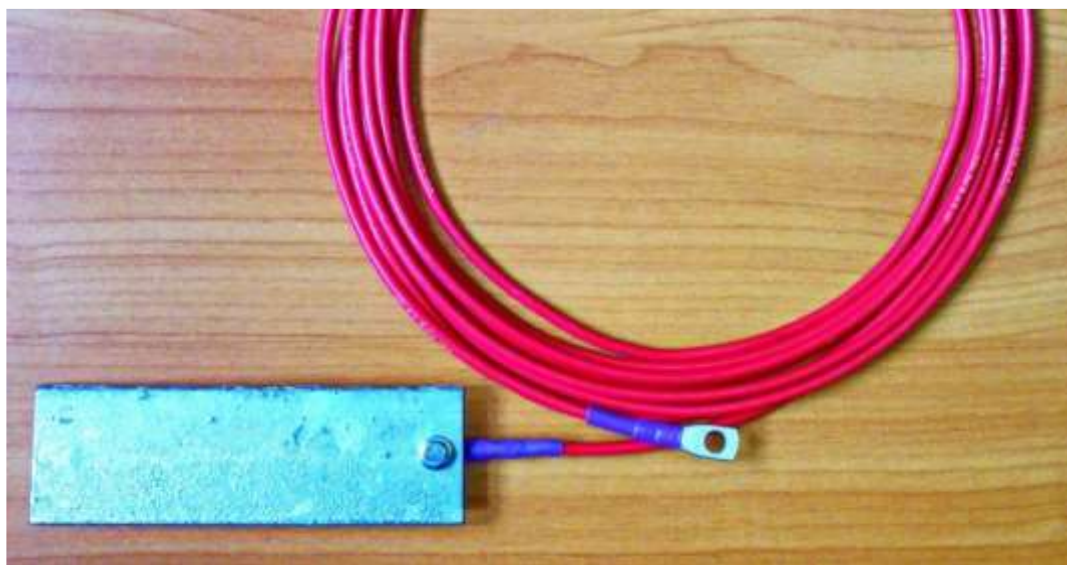


Рисунок 25 – Пластина временной защиты зондов и вспомогательного электрода от коррозии

Пластину необходимо зарыть в грунт на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не менее 0,5 м от зонда в направлении, перпендикулярном трубопроводу. С помощью болтового соединения подключить клемму от пластины временной защиты к вспомогательному электроду и переходнику (рисунок 26), входящему в состав поставки измерительного зонда.

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90



Рисунок 26 – Переходник для подключения измерительного зонда к пластине временной защиты

Переходник, в свою очередь, необходимо подключить к 10-контактному разъему на кабеле измерительного зонда. Схема подключения временной защиты представлена на рисунке 27.

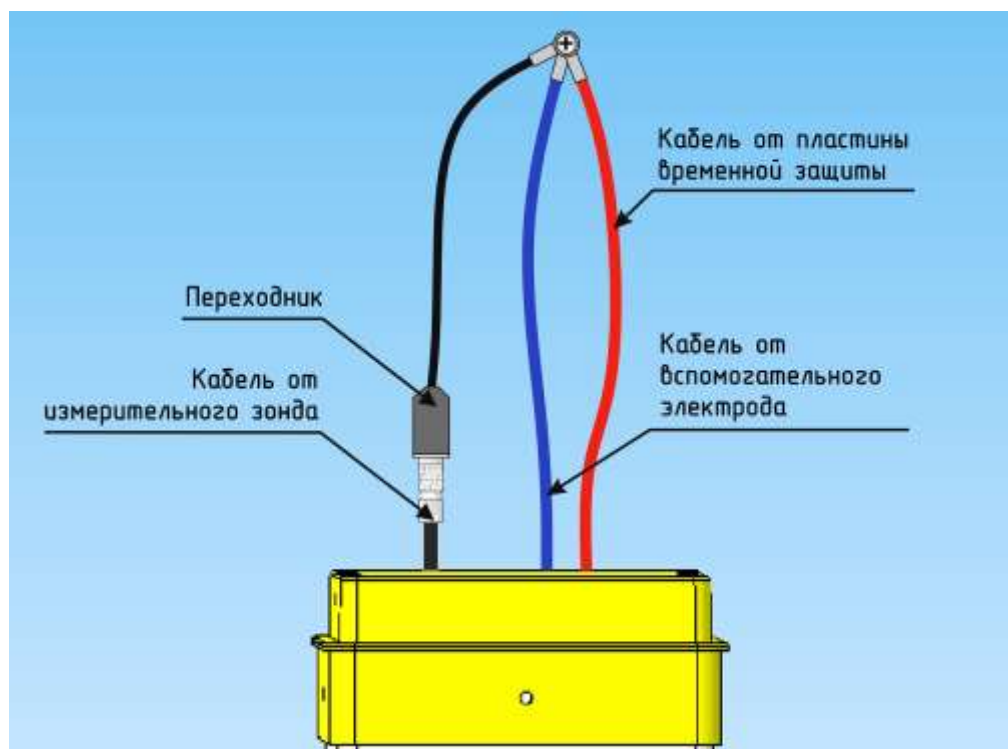


Рисунок 27 – Подключение пластины временной защиты

При запуске в эксплуатацию системы катодной защиты разъем измерительного зонда и вспомогательный электрод необходимо отключить от пластины временной защиты. Зонд подключить к соответствующему гнезду в нижней части блока контроллера, а вспомогательный электрод – к клемме «ВЭ» терминала.

4.10.3 Установка стойки ПКМ

После монтажа электродов и наружных кабелей перед засыпкой должен быть составлен акт освидетельствования скрытых работ.

Завести кабели от ЗУ, трубопровода и электродов в стойку через специальное отверстие в ее нижней части.

При прокладке кабелей длина надземной части кабеля измерительного зонда должна быть такой, чтобы разъем зонда был на 5 – 7 см выше верхней границы держателя клеммной панели. Остальные кабели должны быть на 30 – 35 см выше этой границы (рисунок 28).

Стойка с ПКМ устанавливается в грунт на глубину 0,7 м с отклонением от вертикальной оси не более 2°. При засыпке необходимо периодически трамбовать грунт.

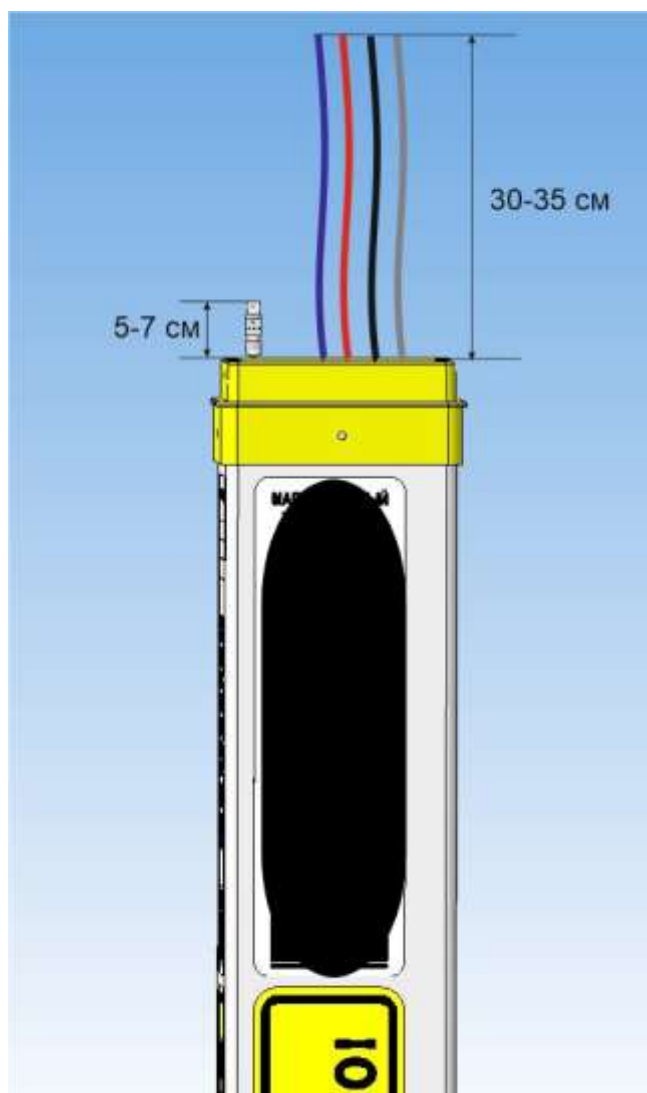


Рисунок 28 – Длина кабелей зондов, датчиков и электродов

					Управление системой электрохимической защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

На стойку ПКМ эксплуатирующая организация наносит необходимую маркировку, предусмотренную проектной документацией, нормативными или иными руководящими документами.

Общая структурная схема представлена на рисунке 29.

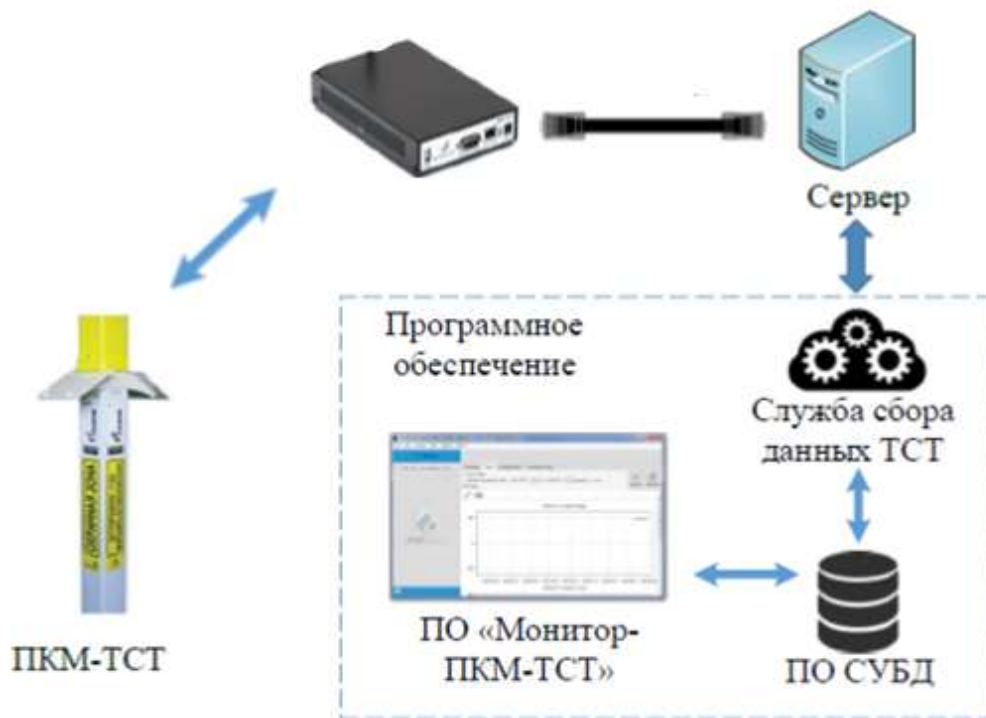


Рисунок 29 – Общая структурная схема ПКМ-ТСТ-КонтКорр

4.10.4 Результаты измерений ПКМ-ТСТ-КонтКорр

Результаты измерений ПКМ-ТСТ-КонтКорр приведены в таблице 10

Таблица 10

Результаты измерений ПКМ-ТСТ-КонтКорр

Дата	14.11.19	14.12.19	14.01.20	14.02.20	14.03.20	14.04.20	14.05.20
Суммарный потенциал $U_{сум}, В$	-1,46998	-1,47157	-1,45473	-1,46752	-1,48741	-1,43776	-1,43309
Переменное напряжение сооружения $-ЭС \sim U_{эс}, В$	0,021426	0,026159	0,022113	0,075159	0,078083	0,052442	0,051015
Постоянный ток	0,02401	0,021387	0,020498	0,019276	0,022357	0,01686	0,026503

вспомогательного электрода = $I_{вэ}$, мА							
Переменный ток вспомогательного электрода ~ $I_{вэ}$, мА	0,00373	0,001351	0,001226	0,00177	0,001991	0,001814	0,0035
Поляризационный потенциал $U_{пол}$, В	-1,0262	-1,0232	-1,0191	-1,0322	-1,0215	-1,0236	-1,0242
Толщина рабочей пластины d , мкм	499,2159	499,2593	499,2924	499,2231	499,3514	499,168	499,1728
Скорость коррозии $V_{кор}$, мкм/г	0	0	0	0	0	0	0
Постоянный ток = I , А	0,055	0,048	0,055	0,058	0,052	0,058	0,045
Сопротивление трубопровод-кожух РТК, Ом	0	0,015	0	6,053	6,319	6,688	6,438
Состояние датчика вскрытия (1-закрит, 0 – открыт) Двскр	1	1	1	1	1	1	1
Напряжение питания ПКМ $U_{вх}$, В	6,89	7,11	7,1	7,26	7,07	7,32	7,31

По результаты измерений ПКМ-ТСТ-КонтКорр, которые приведены в таблице 10, для улучшения автоматизации контроля параметров электрохимической защиты, построим Карту Шухарта (рисунок 30). Построение Карты Шухарта выполнено согласно ГОСТ Р ИСО 7870-2-2015.

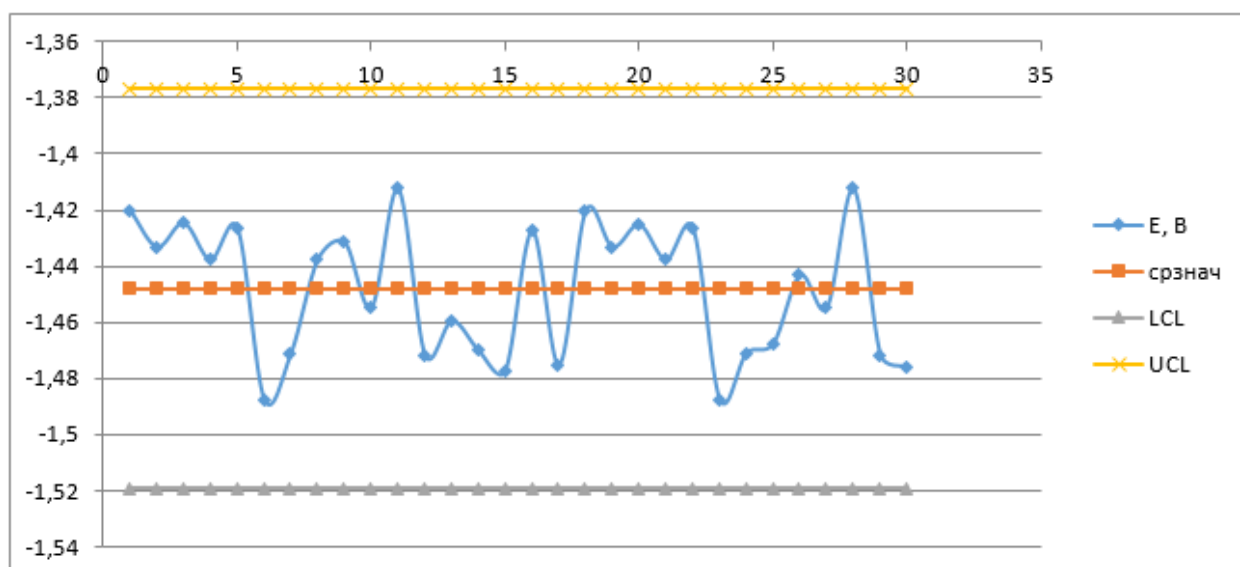


Рисунок 30 – Результаты измерений суммарного потенциала с помощью контрольной карты Шухарта

Как мы можем удостовериться, контрольные карты не выявили неслучайные значения, выходы за контрольные границы. Процесс находится в состоянии статистической управляемости, а также пригоден для обеспечения заданных требований и обладает достаточным запасом возможностей, необходимым для эффективного управления ходом процесса.

Результаты измерений ПКМ-ТСТ-КонтКорр проводились 1 раз в неделю. Исходя из рисунка 30 можно сказать, что результаты суммарного потенциала приблизительно находятся на одном уровне со средним значением, что говорит о работоспособности подсистемы коррозионного мониторинга.

ГЛАВА 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

При капитальном ремонте магистральных газопроводов необходимо обеспечивать не только их надежность и долговечность, но и экономическую эффективность. Одним из важных факторов экономической эффективности является выбор качественного материала, техники, оборудования, а также скорость производительности труда. Целью экономического расчета является расчет стоимости проведения капитально ремонта магистрального газопровода.

5.1 Расчет времени на проведение мероприятия

На первом этапе определим нормы времени для выполнения капитального ремонта магистрального газопровода. Время на проведение мероприятия включает в себя основное время проведения капитального ремонта, а также вспомогательное время, необходимое для подготовки ремонтных работ.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы.» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 11.

Таблица 11

Время проведения работ

Наименование работ	Время, ч.
Очистка снега	20
Рыхление	35
Снятие плодородного слоя	90
Вскрышные работы	80
Строительно – монтажные работы	2300
Засыпка плодородного слоя и рекультивация	150
Итого	2675

					Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Ткач М.О.</i>							
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>						96	141
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Из таблицы 11 следует, что общее время на выполнение мероприятия по проведению капитального ремонта магистрального газопровода будет равно:

$$T = 2675 \text{ (ч)}$$

5.2 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования

В процессе проведения капитального ремонта магистрального газопровода потребуется специальная техника и оборудование, представленные в таблице 12.

Таблица 12

Необходимая специальная техника и оборудование

Наименование специальной техники и оборудования	Вид работ	Количество единиц
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	Подъем и спускание трубопровода в траншею	3
Одноковшовый экскаватор ЭО-2621	Проведение вскрышных и засыпных работ	2
Бульдозер ДЗ-42	Очистка от снега, засыпка и планировка грунта	2
Кран автомобильный КС-6471	Подъем и перемещение различных грузов	3
Автосамосвал Камаз-5511	Перевозка навалочных и сыпучих грузов	2
Трубовоз и тягач Краз-2556+ПВ-204	Транспортировка труб к месту производства работ	2
Полуприцеп и тягач Камаз-5410+ОАА3-9370	Транспортировка различных грузов к месту производства работ	1
Аппарат сварочного тока РС-250.33	Сварочные работы	1
Трансформатор сварочный ТДМ-503У2	Понижение напряжения сети при выполнении сварочных работ	1
Газоанализатор Drager X-am 5000	Контроль уровня предельно-допустимой концентрации газа в месте производства работ	1
Трассоискатель Сталкер 15-02М	Отбивка положения трубопровода	1
Итого		19

Из таблицы 12 следует, что для проведения капитального ремонта магистрального газопровода необходимо 19 единиц специальной техники и оборудования.

5.3 Затраты на амортизационные отчисления

Специальная техника и оборудование, представленные в таблице 12 находятся в наличии у предприятия, исходя из этого необходимо рассчитать амортизационные отчисления при проведении капитального ремонта магистрального газопровода.

Затраты на амортизационные отчисления определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники и оборудования представленных в таблице 2 выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утв. постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. N 1072).

В таблице 13 представлен расчет амортизационных отчислений при проведении капитального ремонта магистрального газопровода.

Расчет амортизационных отчислений при проведении капитального ремонта магистрального
газопровода

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Сумма амортизации и в год, руб.	Сумма амортизац ии в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизац ии, руб.
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	9300000	10	930000	106,16	1	2675	283978
Одноковшовый экскаватор ЭО- 2621	10060000	11,1	1116660	127,47	2	2675	681965
Бульдозер ДЗ-42	9980000	16,7	1666660	190,25	2	2675	1017838
Кран автомобильный КС-6471	3800000	10	380000	43,37	3	2675	348044
Автосамосвал Камаз-5511	3500000	12,5	437500	49,94	2	2675	267179
Трубовоз и тягач Краз- 2556+ПВ-204	950000	12,5	118750	13,55	2	2675	72493
Полуприцеп и тягач Камаз- 5410+ОААЗ- 9370	1100000	12,5	137500	15,7	1	2675	41998
Аппарат сварочного тока РС-250.33	110000	20	22000	2,51	1	2675	6714
Трансформатор сварочный ТДМ-503У2	50000	16,7	8350	0,95	1	2675	2541
Газоанализатор Drager X-am 5000	50544	14,3	7227,79	0,83	1	2675	2220
Трассоискатель Сталкер 15-02М	63700	14,3	9109,10	1,04	1	2675	2782
Итого, руб.	2727752						

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				99

Из таблицы 13 следует, что общая сумма амортизационных отчислений составляет 2727752 руб.

5.4 Расчет затрат на материалы

Стоимость материалов на проведение капитального ремонта магистрального газопровода приведена в таблице 14.

Таблица 14

Стоимость материалов на проведение мероприятия

Наименование материалов	Ед. измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Спецодежда и СИЗ	шт.	30	10000	300000
Топливо (дизельное)	л.	10000	38,40	384000
Ветошь	пог. м.	100	48,06	4806
Асбестовое полотно	пог. м.	100	75	7500
Огнетушитель порошковый ОП-10	шт.	10	986	9860
Итого, руб.				706166

Из таблицы 14 следует, что затраты на материалы составляет 706166 руб.

5.5 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.

Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд, ЗП, руб.	Северный и районный коэф., 30 %	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Начальник участка	6	1	280	2675	749000	224700	973700
Мастер	5	1	160	2675	428000	128400	556400
Инженер	5	2	158	2675	845300	253590	1098890
Машинист крана	6	3	140	2675	1123500	337050	1460550
Машинист бульдозера	4	2	112	2675	599200	179760	778960
Машинист экскаватора	6	2	144	2675	770400	231120	1001520
Машинист трубоукладчика	6	2	144	2675	770400	231120	1001520
Помощник машиниста	5	2	120	2675	642000	192600	834600
Землекоп	6	2	80	2675	428000	128400	556400
Плотник	6	2	95	2675	508250	152475	660725
Арматурщик	5	2	105	2675	561750	168525	730275
Сварщик	5	2	210	2675	1123500	337050	1460550
Монтажник конструкций	6	2	135	2675	722250	216675	938925
Монтажник трубопроводов	6	2	152	2675	813200	243960	1057160
Изолировщик	5	2	145	2675	775750	232725	1008475
Итого							14118650

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что оплата труда всех задействованных в мероприятии работников составляет 14118650 руб.

5.5 Расчет затрат 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 капитальном ремонте магистрального газопровода представлены в таблице 16.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет страховых взносов при капитальном ремонте магистрального газопровода

Показатель Профессия	Количество работников	ЗП, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9 %)	Всего, руб.
Начальник участка	1	973700	28237,3	49658,7	214214	8763,3	300873,3
Мастер	1	556400	16135,6	28376,4	122408	5007,6	171927,6
Инженер	2	1098890	31867,8	56043,3	241756	9890,1	339557
Машинист крана	3	1460550	42355,9	74488,0	321321	13144,9	451310
Машинист бульдозера	2	778960	22589,8	39726,9	171371	7010,6	240698,6
Машинист экскаватора	2	1001520	29044,1	51077,5	220334	9013,7	309469,7
Машинист трубоукладчика	2	1001520	29044,1	51077,5	220334	9013,7	309469,7
Помощник машиниста	2	834600	24203,4	42564,6	183612	7511,4	257891,4
Землекоп	2	556400	16135,6	28376,4	122408	5007,6	171927,6
Плотник	2	660725	19161,1	33696,9	145359	5946,5	204164
Арматурщик	2	730275	21177,9	37244,1	160660	6572,5	225655
Сварщик	2	1460550	42355,9	74488,1	321321	13144,9	451310
Монтажник конструкций	2	938925	27228,8	47885,1	206563	8450,3	290127,8
Монтажник трубопроводов	2	1057160	30657,6	53915,1	232575	9514,4	326662,4
Изолировщик	2	1008475	29245,7	51432,2	221864	9076,3	311618,8
Общая сумма, руб.				4362663			

Исходя из полученных значений общая сумма страховых взносов при проведении капитального ремонта магистрального газопровода составляет 4362663 руб.

5.6 Расчет затрат на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяем общую сумму затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 17).

Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Затраты	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	2727752
Затраты на материалы	706166
Оплата труда	14118650
Страховые взносы	4362663
Накладные расходы (20 %)	4383046
Всего затрат:	26298277

Исходя из таблицы 17 затраты на проведение капитального ремонта магистрального газопровода составляет 26298277 руб.

Таким образом, в результате проведения экономического расчета стоимости проведения работ по капитальному ремонту магистрального газопровода было определено, что полная стоимость проведения данных работ составляет 26298277 руб.

ГЛАВА 6 Социальная ответственность

Надежная и эффективная работа магистральных газопровода зависит от характеристик надежности, которые закладываются на стадии проектирования и строительства и поддерживаются на стадии эксплуатации путем технического обслуживания и ремонта.

При приведении капитального ремонта линейной части магистрального газопровода вредные и опасные факторы сопутствуют на протяжении всего времени выполнения работ. Социальная ответственность обеспечивает безопасную жизнедеятельность человека, которая в основном зависит от правильной оценки производственных факторов. Производственные факторы могут вызвать изменения в организме человека. Факторами служат производственная среда, умственная и физическая нагрузка, нервное напряжение, эмоциональное напряжение, климат и сочетание других причин.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с нормативными документами, к ремонтным работам на магистральном газопроводе допускаются только лица, достигшие 18-летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе.

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности.

					<i>Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Ткач М.О.</i>				<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>						104	141
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше);
- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней);
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада);
- льготы для пенсионного обеспечения;
- бесплатное лечение и оздоровление;
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Все разновидности компенсаций не облагаются налогами. В то же время, если на данном уровне технологического развития имеется возможность устранить вредные производственные факторы, то выплата денежной компенсации уже таковой не считается. Поэтому, если выплата продолжается, то она подлежит налогообложению налог на доходы физических лиц на общих основаниях. Также из компенсационных выплат не удерживаются страховые взносы.

Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая

компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях.

Организационно-технические мероприятия на проведение ремонтных работ на взрывоопасных и пожароопасных объектах магистральных газопроводов должны включать мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ. Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место проведения.

6.2 Производственная безопасность

Объекты газонефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности. Безопасных и безвредных полностью производств практически не бывает, так как это сложно обеспечить экономически и это материально затратное, но можно свести к минимуму поражения или заболевания работающего с одновременным обеспечением комфорта при максимальной производительности труда.

В таблице 18 приведены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

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

Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Подготови тельные работы	Основные работы	Завещаю щие работы	
1.Отклонение параметров климата на открытом воздухе	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015[19]
2.Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90[20]
3.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91[21]
4.Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88[22]
5.Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014[23]
6.Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	+	+	+	ГОСТ 12.3.009-76[24]
7.Электрическая дуга и металлические искры при		+		ГОСТ 12.1.030-81[25]
8.Электрический ток		+		

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

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

6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Выполнение капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов производится на открытых площадках. Обслуживающему персоналу приходится работать при воздействии солнечных лучей, сильном ветре, при атмосферных осадках, в условиях низких и высоких температур от минус 30 °С до плюс 40 °С.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противоэнцефалитный, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни.

Таблица 19

Условия, при которых запрещаются работы на открытом воздухе

Скорость ветра, V м/с	Температура, t °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5	-35

5,1-10,0	-25
10,1-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20	0

2. Повышенный уровень шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, экскаватором, шлифмашиной. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-2014.

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников;
- беруши.

При превышении предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться СИЗ органов слуха: противошумными наушниками, шлемами или противошумными вкладышами. СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.051. При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями ГОСТ 12.1.003-2014.

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

3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

При ремонте газопровода образуются скопления газов, что может привести к отравлению рабочих. Перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором АНТ-2М проверяется уровень загазованности воздушной среды. При этом содержание паров вредных веществ 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.

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

В районе проведения капитального ремонта существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся в летний период.

Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ и КБ возможно в весенне-летний период, при среднесуточной температуре – +3°. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне.

К полевым работам в весенне-летний период допускаются только лица, привитые против КЭ. Лица, подлежащие обеспечению защитной спецодеждой, все полевые работы в весенне-летнее время выполняют только в защитной одежде, остальные работники приспособливают любую рабочую одежду так, чтобы под нее не заползали клещи. Куртку на молнии или рубашку нужно заправить в брюки, ворот плотно застегнуть. Брюки заправить в носки, а затем в сапоги или ботинки. Волосы и уши прикрыть капюшоном, косынкой или беретом. Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

защиты от клещей: репеллентами и акарицидами (для пропитки одежды и смазывания открытых участков тела).

При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать настойкой йода. Ежегодно разрабатывать и согласовывать с местными органами санитарной службы мероприятия по профилактике КЭ и КБ с учетом местных условий и специфики предстоящей работы в весенне-летний период, доводить до их сведения каждого работника из числа профессионально угрожаемых контингентов.

6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

1. Движущиеся машины и механизмы

В полевых условиях при ремонте трубопровода возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса.

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

На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование. Если машинист или моторист, управляющий машиной, не имеет достаточную обзорность рабочей зоны или не видит рабочего (специально выделенного сигнальщика), подающего ему сигналы, между машинистом и сигнальщиком необходимо установить

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

двухстороннюю радио- или телефонную связь. Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Запрещается при выполнении погрузочно-разгрузочных работ строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе. При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков при выполнении технологических процессов (работа с ручным электроинструментом с образованием искр, работа с пескоструйным инструментом, различные слесарные работы).

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов там, где имеется вредность. Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы – для защиты от газов и вредных паров. В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

- фильтрующие – при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А».
- шланговые – применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 %). Применение шланговых противогазов обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры.

3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Допускаются к сварочным работам на газопроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки.

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

При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противогазом. Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами. При зачистке сварных швов от шлака и грата работники должны быть в предохранительных очках. Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией. Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагать не ближе 20 м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва электросварочный аппарат должен быть выключен.

4. Электрический ток

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

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

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

					Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

6.3 Экологическая безопасность

При выполнении ремонтных работ на линейной части газопровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004 и другими нормативными документами.

Анализ воздействия объекта на атмосферу.

Загрязнение атмосферного воздуха в период ремонтных работ происходит за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным. К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

Мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- осуществлять периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- для уменьшения выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта необходимо в период ремонтных работ обеспечить контроль топливной системы механизмов и системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание;
- допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызывать загорание естественной растительности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер.

Анализ воздействия объекта на гидросферу

Загрязнение водных ресурсов происходит из-за мусорных отходов производства, исходя из этого в водоохраных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы.

Для защиты гидросферы следует соблюдать определенные требования и прибегать к превентивным мерам:

- Исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).
- Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки.

Анализ воздействия объекта на литосферу

На земельные ресурсы и землю оказывают вредные воздействия – уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий, засорение почвы производственными отходами и мусором, создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности уничтожение растительности. В связи с этим необходимо проводить природоохранные мероприятия:

- при обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель;
- применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду;
- запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						115
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На лес и лесные ресурсы оказывают вредные воздействия – уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова, лесные пожары. В связи с этим необходимо проводить следующие мероприятия:

- в пределах водоохраных зон запрещена вырубка леса
- запрещается разведения костров рядом с лесным массивом.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

При проведении капитального ремонта магистрального газопровода возможные чрезвычайные ситуации могут возникать из-за паводковых наводнений, лесных пожаров, террористических актов и пожаров или взрывов при проведении работ в газоопасных местах.

Возможные причины чрезвычайных ситуаций 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.).

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 паров нефти и 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, спец обувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

6.4.1 Пожарная и взрывная безопасность

При обеспечении пожарной безопасности ремонтных работ следует руководствоваться РД-13.220.00-КТН-367-06 и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНиП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- асбестовое полотно размеров 2х2 м – 2 шт.;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;
- ведра – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания.

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные источники пожара:

- Предохранительные устройства. В случае повышения давления в газопроводе выше допустимых пределов срабатывает клапан СППК, и часть газа через свечу сбрасывается в атмосферу до того момента, пока давление в трубе не достигнет проектных значений.
- Нарушения герметичности оборудования.
- Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ.

Методы снижения взрывопожароопасности:

- Исключение появления источников утечки вредных веществ
- Вентилирование помещений, в которых возможно появление взрывопожароопасных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.
- Применение газоанализаторов для контроля загазованности.
- Использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.
- Использование инструмента в искробезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведение мероприятий по защите от коррозии магистральных газопроводов является важным и сложным технологическим процессом. Для поддержания безаварийной работы, увеличения срока службы магистральных газопроводов, а также обеспечения бесперебойных поставок газа потребителям необходимо качественное управление системой электрохимической защиты магистральных газопроводов с помощью внедрения новых технологий и технических средств.

Выполнение всех задач данной работы, являющихся определяющей основой нового проблемного направления научных исследований в области защиты магистральных газопроводов от подземной коррозии, и своевременное внедрение полученных результатов в практику противокоррозионной защиты на газовых и нефтяных магистральных газопроводах нашей страны позволяют обеспечить их безотказную работу в течение всего планового срока эксплуатации.

Строительство средств ЭХЗ, предусмотренных в данной работе, должно осуществляться «параллельно» со строительством объектов при обустройстве месторождения и с целью комплексного подхода к безаварийной эксплуатации технологических систем их рекомендуется включать в работу одновременно с укладкой и засыпкой трубопроводов в грунт, но не позднее сроков регламентируемых действующей НТД.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы все поставленные задачи были достигнуты, а именно:

- проработаны нормативно-технические документы, а также был проведен обзор литературных источников в области магистральных газопроводов;

					<i>Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ткач М.О.</i>			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Зарубин А.Г.</i>					119	141
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

- рассмотрены способы противокоррозионной защиты магистральных газопроводов
- проанализированно управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода;
- проведено технико-экономическое обоснование размещения средств электрохимической защиты для участка магистрального газопровода;
- улучшение автоматизации проведено за счет использование статистических методов контроля суммарного потенциала электрохимической защиты.
- проведен анализ вредных и опасных производственных факторов и были разработаны меры защиты от них. Также рассмотрены вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды и даны рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
						120
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов: Учебник для вузов М.: Недра, 1987. – 471 с.
2. Семенов В.Т. Учебно-методическое пособие для профессиональной переподготовки, повышения квалификации и освоения смежной профессии рабочих по профессии «Трубопроводчик линейный» Часть 1. Издание 2 / Семенов В.Т. – Томск, 2015. – 256 с.
3. Винокурцев Г.Г., Первунин В.В., Крупин В.А., Винокурцев А.Г. В49 Защита от коррозии подземных трубопроводов и сооружений: Учеб. пособие. - Ростов н/Д: Рост. гос. строит. ун-т, 2003. - 124 с.
4. Притула В.В. П77 Катодная защита от коррозии в мерзлоте / Ред. И. Артемова. – Пермь: Книжная площадь, 2014. – 328 с.
5. Притула В.В. П77 Коррозия в мерзлоте / Ред. И. Артемова. – Пермь: Книжная площадь, 2013. – 302 с.
6. Мальцева Г. Н. Под редакцией д. т. н., профессора С. Н. Виноградова. Коррозия и защита оборудования от коррозии: Учеб. пособие. – Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2000. - 211 с.
7. Ткаченко В.Н. Электрохимическая защита трубопроводных сетей / Учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат, 2004. - 320 с.
8. Коррозия и защита металлов: Методические указания для студентов первого курса дневной и заочной форм обучения / В.А. Бойчук, Н.С. Громаков: Казанский гос. архитектурно-строительный университет. Казань, 2005. 28с.
9. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

					<i>Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Ткач М.О.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>				121	141	
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						
					Список литературы		

10. Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим, И.В. Шарф, М.Р Цибульникова, О.В. Вединская и др. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р Цибульникова и др.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 166 с.

11. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация.

12. Володченкова О. Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19. – М., 2007. – 148 с.

13. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера: Учебник под ред. Н.Н. Карнаухова — М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. — 432 с

14. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.

15. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы.

16. Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим, И.В. Шарф, М.Р Цибульникова, О.В. Вединская и др. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р Цибульникова и др.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 166 с.

17. Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ установлены Правилами противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 "О противопожарном режиме");

18. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ;

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						122
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

19. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
20. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования;
21. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1);
22. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
23. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
24. ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности;
25. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
26. Единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром» май 2020.
27. СТО Газпром 9.0-001-2009 Защита от коррозии. Основные положения.
28. СТО Газпром 9.0-002-2009 Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования.
29. СТО Газпром 9.0-003-2009 Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений.
30. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
31. СТО Газпром 2-2.3-130-2007 Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов с температурой эксплуатации до +80 °С.
32. СТО Газпром 9.1-017-2012. Наружные защитные покрытия для кольцевых сварных соединений трубопроводов. Технические требования: стандарт организации.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						123
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

33. ГОСТ Р ИСО 7870-2-2015 Статистические методы. Контрольные карты. Часть 2. Контрольные карты Шухарта.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						124
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Приложение А
(справочное)

Basic information about the main gas pipeline

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Ткач Максим Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зарубин А.Г.	к.х.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Поздеева Г.П.	к.филол.н.		

					Управление системой электрохимической защиты магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Ткач М.О.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>					125	141
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						
					<i>Приложение А</i>		

CHAPTER 1

1.1. Basic information about the main gas pipeline (MGP)

Advantages of pipeline transportation:

- pipelaying in any direction, as well as to any distance in the shortest way between the supplier and the consumer;
- continuous supplies regardless of weather conditions, time of day;
- high level of automation;
- high reliability of supplies and operation simplicity;
- possibility of unloading other types of gas transportation.

Disadvantages of pipeline transportation:

- high expenses at the initial construction stage making its laying efficient for major and reliable potential consumers;
- transportation capability only for one type of energy commodities;
- labour-consuming construction of pipeline branches for new consumers.

The main specifications for gas pipeline are:

Pressure and diameter. They define efficiency of the main gas pipeline: the more pressure and diameter are, the more efficient the gas pipeline is.

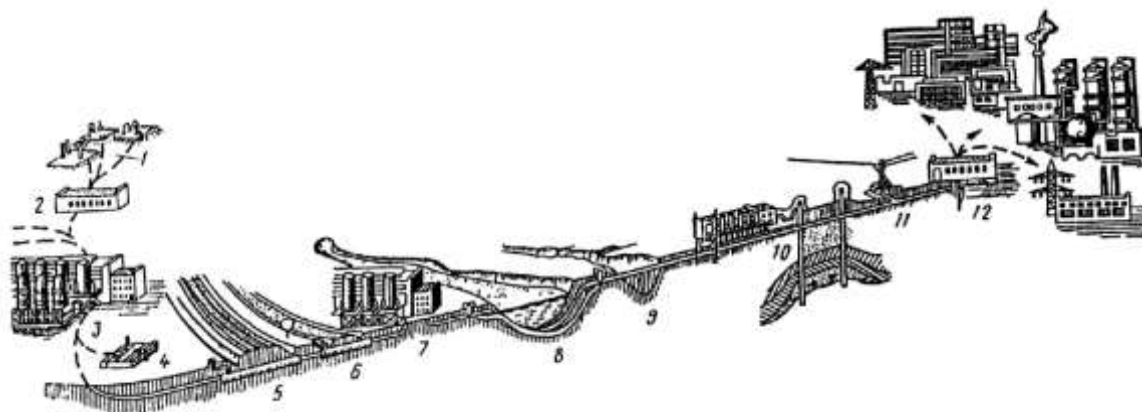
Length. The main gas pipeline length defines temperature and gas pressure. As the gas moves, its temperature decreases due to heat exchange with the environment (with the ground in case of subsurface pipeline; with the atmosphere air in case of above-ground pipeline; with the sea water in case of underwater pipeline). The temperature drop leads to gas viscosity reduction and flow rate increase. The gas moves with acceleration. Therefore, potential energy transforms into kinetic one resulting in pressure decrease.

1.2. MGP system

MGP is a gas pipeline designed for gas transportation from its production sites to its consumption areas (GDPs (gas-distributing plants) of the cities, residential areas and facilities). This category includes pipelines connecting separate gas fields, their branches connected directly to them to transport gas to GDPs; gas pipelines used for commercial transportation within CSs (compressor stations), MDSs (main

					Basic information about the main gas pipeline (MGP)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

distribution stations), GGS (gas-gathering stations) and GDPs (SNiP III-42-80*). Main gas pipelines include circular gas pipelines and pipeline crossings.



1 a gas field; 2 a gas-gathering station; 3 a main gas-compressor station with gas cleaning units; 4 a branch pipe to a gas-distributing plant; 5, 6 railway and motorway crossings; 7 an intermediate compressor station; 8, 9 river and gully crossings; 10 an underground gas reservoir; 11 a cathodic protection station; 12 a final gas-distributing plant

Figure – 31 Main gas pipeline structural diagram[2]

MGP contains line facilities, anti-corrosion protection systems, communication lines, transmission gas-compressor stations (GCS), gas-distributing plants (GDP) (Figure 30).

Main facilities of the MGP are:

1. Gas field processing unit. Here the produced gas is prepared for further transportation;
2. Gas-compressor station (GCS). GCSs are designed for gas transportation in the pipeline. In the starting point of the MG (after gas field processing unit) a GCS is constructed. Line GCSs are constructed throughout the entire MGP (every 100-150 meters), at each UGSF (Underground Gas Storage Facilities), ACSGF (automatic compressor station gas filler), gas liquefaction stations and gas booster stations;
3. Gas-distributing plants (GDP) are designed for reducing pressure and gas supply for the consumers;
4. Underground gas storage facilities (UGSF) serve to smooth out irregular gas demand throughout the year.

Line part: the MGP with its crossings through natural and man-made barriers, backup pipelines at the crossings (offshore pipelines) through water barriers, loopings

					Basic information about the main gas pipeline (MGP)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

(parallel pipelines at certain sections of the GP gas used for repair works without interrupting gas supply and for flow capacity increase), block valve stations (along the MGP every 20-30 km), jumpers (for multiline MGP, every 40-50 km), launching and receiving stations of cleaning units, condensate gathering tanks, HP methanol tanks. Pipeline route communications: EPTL (electric power transmission line), communication lines, alarm signals, access roads, helicopter pads, houses for pipeline walkers etc.

1.3. Types of main gas pipelines

1.3.1. Classification and Categories of main Gas pipelines

Depending on gas pressure main gas pipelines can be divided into the following two types:

- Class I – operational pressure from 25 to 100 kPa/cm² inclusive;
- Class II – operational pressure from 12 to 25 kPa/cm² inclusive.

In addition, the pipes are divided into further categories depending on the diameter, pipe laying method, as well as geotechnical site characterization. SNiP 2.05.06-85* identifies the following categories of main gas pipelines and its sections: B (the highest), I, II, III, IV (the lowest). The MGP category increases in the more difficult (water barriers, wetlands etc.) and important sections of the route. The highest category includes gas pipelines constructed inside facilities at the territories of compressor stations and gas-distributing plants. At the design stage it is allowed to upgrade the category for certain sections of the pipeline if there are sufficient reasons for that.

Depending on the coefficient of the work conditions, when defining durability of MGPs and their sections certain requirements are applied, including control of welded seams via physical methods and preliminary hydraulic pressure test (Table 20).

					<i>Basic information about the main gas pipeline (MGP)</i>	<i>Лист</i>
						128
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Requirements for MGP Categories

Category	Coefficient of the work conditions, m	Number of Welded Seams Subject to Control, %	Testing pressure
B	0,6	100 X-ray gamma radiation	1,25 wp
I	0,75	100 X-ray gamma radiation	1,25 wp
II	0,75	100 upwards of 25% X-ray gamma radiation	n/a
III	0,9	100 upwards of 10% X-ray gamma radiation	1,25 wp
IV	0,9	20, upwards of 5% X-ray gamma radiation	1,25 wp

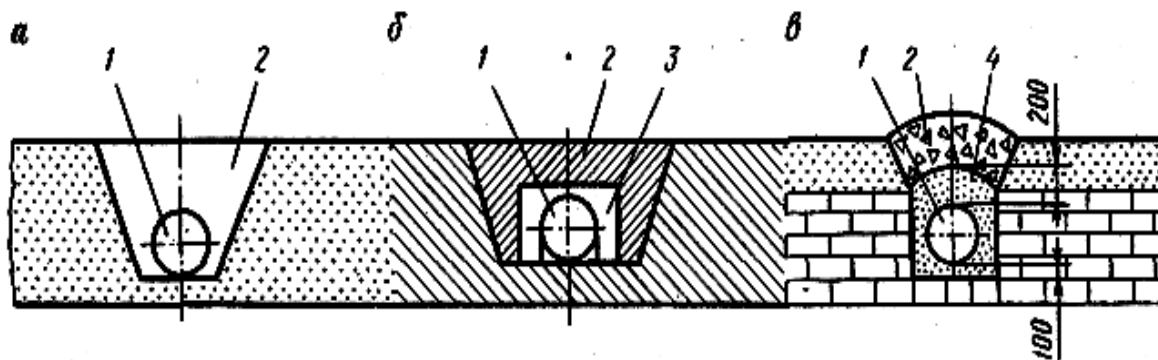
1.3.2. Gas pipelaying methods

The most prevailing method for pipelaying is underground. The burial depth (distance between the surface and the top of the pipe) can range from 0.6 to 1.1 m depending on the pipe diameter and ground conditions. In cobble and rocky grounds, pipes are laid onto the soft ground i.e. onto bedding thicker than 300 mm. To protect the MGP from damage, it is usually backfilled with 200 mm of soft ground or buried to completely prevent from any damage. To decrease metal stress, the pipeline in the trench is backfilled with a minimum of 300-mm low-cohesion material, such as fine sand.

MGP is designed to go through engineering utilities or meets other pipelines; it should be buried at a SNiP-regulated distance from those constructions.

The distance between underground main gas pipelines and other pipelines, electrical and communication cables should be 8 m minimum if the gas pipeline diameter reaches 500 mm, and 9 m if the gas pipeline diameter exceeds 500 mm.

					Basic information about the main gas pipeline (MGP)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129



α mineral grounds; б swamp and marshy grounds; brocky grounds;
 1 gas pipeline; 2 backfilling material; 3 a weight; 4 a bedding and pipeline padding of soft ground.

Figure 32 – Construction design for underground gas pipelaying in various grounds[2]

Laying depth in underground piping (figure 32) should be upwards of (meters) from the top of the pipe:

- 0,6 — in rock grounds, marshy grounds and in the areas with no access for automobile or agricultural transport;
- 0.8 — if the pipe diameter is up to 1000 mm;
- 1.0 — if the pipe diameter exceeds 1000 mm;
- 1.0 — in sand dunes;
- 1.1 — on waterlogged or swampy grounds due for draining.

Earth berms are used in above-ground piping when the pipe is placed on the ground surface, at the ground surface (when the pipe is placed directly on the ground), above ground level (on a ground bedding), or below ground level (partially in ground). Sometimes the pipe is backfilled with more soil (a so-called “pipeline crowning”). The pipeline crowning height to the top of the pipe is 0.8 – 1.0 m depending on its diameter.

Layer-by-layer compaction and surface ground stabilization are performed. Above-ground pipelaying is acceptable on swampy and water cut parts of the route, if there is technical and economic feasibility in place. Above-ground pipelaying is also acceptable at the parts of the route with extremely rugged topography.

For above-ground pipelaying support structures (on piles) or suspended structures (via cables) are used. These are designed for crossing small rivers, lakes, gulleys and canyons and used in permafrost.

Underground pipelaying in this case causes thawing of the grounds, connected to the pipe, which causes loss of stability and breaks in the pipeline.



Figure 33 – Methods of pipelaying: underground (top left), above-ground (top right) and on-ground (bottom) [2]

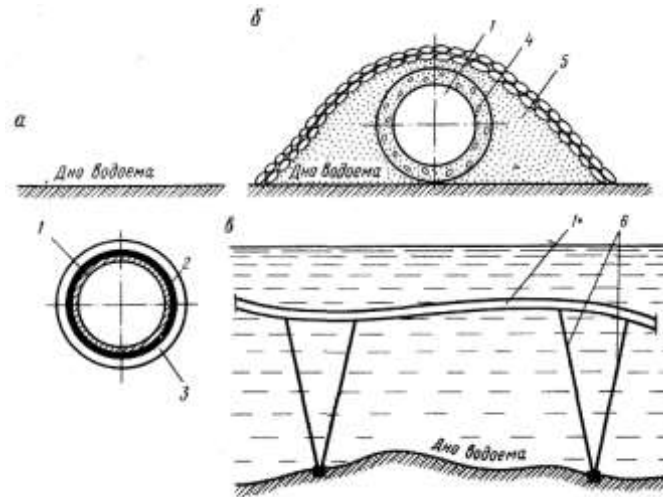
1.3.3. Gas pipeline water crossings

There are two methods of pipelaying through water barriers.

The first method of pipelaying through water barriers is underwater crossing. Underwater crossing is designed based on various geotechnical, hydrological data, as well as topographical surveying that addresses operating conditions in the regions

					Basic information about the main gas pipeline (MGP)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

where underwater constructions and oil and gas hydro technical facilities existed, are in the process of engineering and are currently in operation. These conditions may influence the state of water barrier in the place of crossing, as well as perspective works on that site (ploughing etc.). The location of crossing must be approved by the relevant authorities.



а buried; б non-buried; в above bottom;

1-pipeline; 2-insulation; 3 -weight coating; 4 -protective covering; 5 -pipeline crowning; 6-flexible fastening

Figure 34 – Designs for underground pipelaying

Sites, where the pipeline crosses the rivers, are marked on straight stable stretches of river with flat not-caving bank with minimal width of flood-land. Crossing site is usually perpendicular to the dynamic axis of the current. Crossings in the parts of the river riffle are not allowed.

Depending on the pipeline's position against the natural water pond surface, pipelines can be positioned in three different methods: below water bottom, at the water bottom or above water bottom (Figure 34). Pipes of the main gas pipeline underwater crossings are usually positioned below water bottom, because it allows protecting the pipeline from dangerous physical impacts. Burial depth is defined according to possible deformations of the riverbed and potential bottom deepening works. The depth should be 0.5 m (to the top of backfilled pipeline) lower than the projected top riverbed erosion, but a minimum of 1 m from the natural water bottom levels.

Underwater pipeline crossings are acceptable to construct in several lines. The number of backup pipelines and their diameter are defined in the project. When

					Basic information about the main gas pipeline (MGP)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132

engineering underwater crossings it is important to consider minimal distance between pipeline centre lines. When water surface at a low-water level exceeds 25 meters, distance between pipe centre lines should be upwards of 30 meters when their diameter does not exceed 1000 mm; and 50 meters for the pipelines which diameter exceeds 1000 mm.

At both sides of the river that the gas pipeline crossing, stop valves are constructed to align with points no lower than the flood mark, as well as higher than ice movement depth. Underwater crossing boundaries for pipelines are: for single line crossing – a sector restricted with the flood mark; for multi-pipe crossing – a sector restricted with stop valves at the riversides.

At the design stage special attention should be paid to choosing the alignment sheet for the underwater pipeline. It should be chosen due to construction method for the underwater pipeline, possible geological deformation for the water bottom and riversides, acceptable pipeline bend radius, landscape of the riverbed, necessary pipeline weights.

The trench width for underwater gas pipeline is calculated according to the water barrier characteristics, engineering and construction method, as well as conditions for cable routing.

The second method of piping through water barriers is above-water crossings. With this method hanging panels, cross-over beam of pipelines or arc-shaped. They are applicable at the crossings through small rivers and gulleys.

There are following methods of cross-over beam of pipelines (Figure 1.5): multi-span truss crossings without expansion bend (a), single-span with expansion bend (б), multi-span with a U-type expansion bend (в), multi-span zipper-shaped, and console. The choice of a certain crossing depends on the gas pipeline diameter, pressure, hydrological conditions, method of construction and ease of maintenance. Gasline supporting mechanisms can be in the shape of pile piers, pivot rings, poles and blocks, and its bearings can be roller, movable or static.

In design there are following methods of hanging crossings: flexible (Figure 1.6) and cable. Flexible method involves the gas pipeline being attached to one or several

					<i>Basic information about the main gas pipeline (MGP)</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		133

main cables, hanging over a pylon with a suspension line. Flexible hanging systems don't have much vertical rigidity; therefore the construction may start oscillating motion under dynamic impact. In the “hanging wire” system the gas pipeline hangs freely under its own weight and the weight of gas. This system is the cheapest, but less rigid. It causes much more tension in the pipeline metal.

In cable systems the gas pipeline is kept in design position by tilted cable wires or rigid trusses. All the elements are in tension and create a geometrically permanent shape. Cable systems have more vertical rigidity than flexible hanging systems.

Arc-shaped crossings are mostly used for crossing water channels. They consist of rigid arc structures.

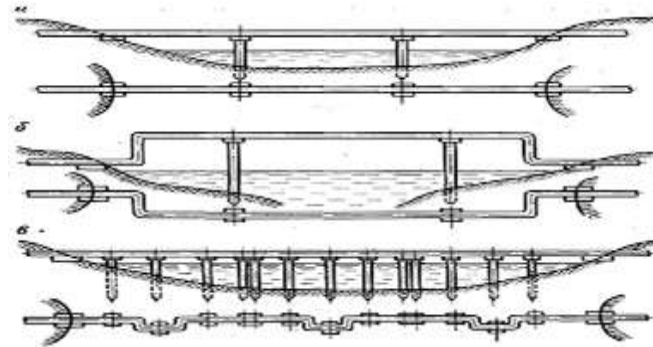
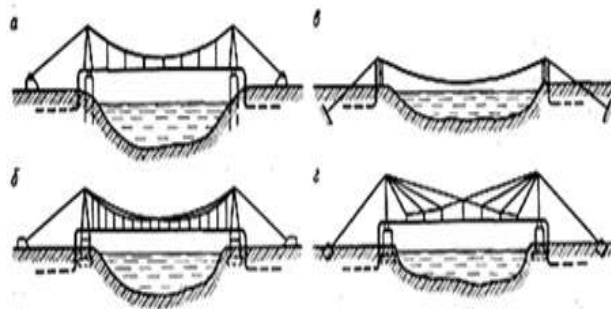


Figure 35 – Designs of above-ground arc-shaped crossings [2]



a flexible (a single-chain system with bearing middle span); *б* flexible (a two-chain system carrying the gas pipeline with a lower cable); *в* “hanging wire” with a guy wire; *г* a cable

Figure 36 – Designs of hanging crossings[2]

Frozen ground and permafrost

Ground can be considered frozen if its temperature is zero or below freezing point and it has ice prolayers. Frozen or permafrost grounds are a type of grounds that

					Basic information about the main gas pipeline (MGP)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

have unsteady structural bonds. One of the properties for these grounds is abrupt durability reduction of its structural bonds between its particles in the course of some impacts, common for construction and operation, such as: humidification, vibrational impact, fast loading or heating. There is a difference between seasonal frozen grounds and permafrost grounds. Grounds that are frozen only during a certain season are seasonally frozen. The grounds are considered permafrost if they had been frozen for more than three years.[11]

Seasonally frozen grounds are prevalent in the territories where winter temperatures are below zero Celsius. As hard rock begins to freeze over, the water in the cracks begins to crystallize. Due to the tension the thermal expansion creates, the rock is actively destroyed. Water crystallization in the pores triggers the process of dispersive grounds cementation.

Dispersive grounds, in the process of seasonal earth freezing, become waterproof, acquiring additional rigidity due to binding by ice.

Spring triggers ice melting process. As a result, previously cemented grounds become water-saturated and hence lose their rigidity characteristics.

The highest water saturation can be found in organic grounds, where the grounds transform into aqueous state with big losses in bearing capability.

In Siberia and the northern part of European Russia most of the grounds are permafrost. Pure ice in the form of ice lenses and ice layers is a type of such grounds.

Permafrost grounds can be divided into the following three zones:

- Insular permafrost zone is situated in the southern part of Siberia. The permafrost occurs in separate areas reaching as deep as 30 meters;
- Talik zone is situated to the South, where some areas have unfrozen pockets up to 100 meters deep;
- Continuous permafrost, located at the Extreme North of the country. The grounds depth here may reach as deep as hundred meters below the surface.

					<i>Basic information about the main gas pipeline (MGP)</i>	<i>Лист</i>
						135
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Figure 37 – Frozen ground zones in the territory of Russia [11]

Permafrost grounds are most commonly found in the following regions: Magadan oblast, Yakutia, parts of Chita and Irkutsk Oblasts, the Khabarovsk territory, the Krasnoyarsk Territory, as well as a small part of Sverdlovsk Oblast and Tyumen Oblast.

Continuous permafrost zone amounts to 63% of all the permafrost grounds territory, 9% of which is classified as arctic zone, 27% as subarctic zone, and 27% as cold-temperature zone. The southern zone covers 37% of all the permafrost grounds territory.

In the North of Western Siberia 5 construction-engineering regions are demarcated according to the construction norms for Oil & Gas facilities. Each of these regions is characterized by works procedures developed due to multiple hydro meteorological and permafrost conditions. [12]

Zone of Arctic and Subarctic tundra located to the North of the Arctic Circle, is classified as the first construction-engineering region. This region is characterized by continuous permafrost 500 m deep and with average annual temperature ranging from -9 to -3. Maximum defrosting depth amounts to 2,8 m.

The second construction-engineering region is related to the territory, located to the South of the Arctic Circle in the northern part of taiga. This perennially frozen rock

can run as deep as 150 m and with average annual temperature of the grounds ranging from -3 C to 0C. Seasonal defrosting of the grounds reaches 3.2 m deep.

The third construction-engineering region is situated between the watersheds of the rivers Nadym, Kazym and latitudinal river reach of the Ob. The region is characterized by insular temperature distribution from 0 C to 3 C.

The fourth construction-engineering region is located in the middle taiga zone and is characterized by thawed grounds with insular distribution of frozen grounds reaching 20 m deep. Maximum seasonal freezing depth amounts to 1.75 m.

The fifth construction-engineering region is situated to the south of Khanty-Mansyisk and Nefteyugansk, where no perennially frozen rock has been observed.

Permafrost grounds can be divided into 3 types:

- Loosely frozen – grit or sand, particles of which are not cemented and exist in a free-flowing state;
- Plastic frozen – cemented clay with liquid water pockets that can compress under pressure;
- Hard frozen – cemented sand with ledge rock properties.

The permafrost regions are characterized by such cryogenic processes as permafrost mound, thermokarst, soilfluction and aufeis.

Permafrost mound is formed due to the soil layer raising, driven by the pressure of subterranean water. Permafrost mounds can grow to a large size across its width and height within long periods of time. In the regions with prevailing seasonal frost, permafrost mounds tend to be recurring and cyclical. In this case it is called frost heaving. In winter frost heaving can be observed in the form of local frost heaving layer raising up to 0.5 m. During spring time, as a result of the frost thawing out, a hole is formed in the ground.

Thermokarst is a process during which ice is thawing out in response to heat coming from the surface. This results in ground subsidence, occasionally creating karsts. Thermokarst formation (Figure 38) can either be a result of the conditions change when it enters the grounds or a direct effect of the heat on the surface (that can be a result of the following: heat flux increase as a result of human industrial activity;

					<i>Basic information about the main gas pipeline (MGP)</i>	<i>Лист</i>
						137
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

destruction of soil and vegetation cover due to the deterioration in surface water supply; general climate warming etc.).



Figure 38 – Thermokarst [13]

Soilfluction (Figure 39) is a process during which the surface layer of the ground slides down the congealment due to oversaturation with water.



Figure 39– Soilfluction [13]

Aufeis is a formation of ice caused by water breaking into the surface.

Not all water in frozen grounds freezes in below zero temperatures. In loose grounds (sand, sandy clay) almost all water freezes in temperatures below -2 C, however, in pure clay water can stay liquid in temperatures as low as -70 C. It can be explained by the clay ability to bind pore water in fine grained grounds due to bigger surface of the mineral particles. The ground water saturation can influence its rigidity characteristics.

Quick-frozen frost ground with humidity that does not exceed its full water capacity, is represented by a monolith with the conjoint cryogenic structure. This high

					Basic information about the main gas pipeline (MGP)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

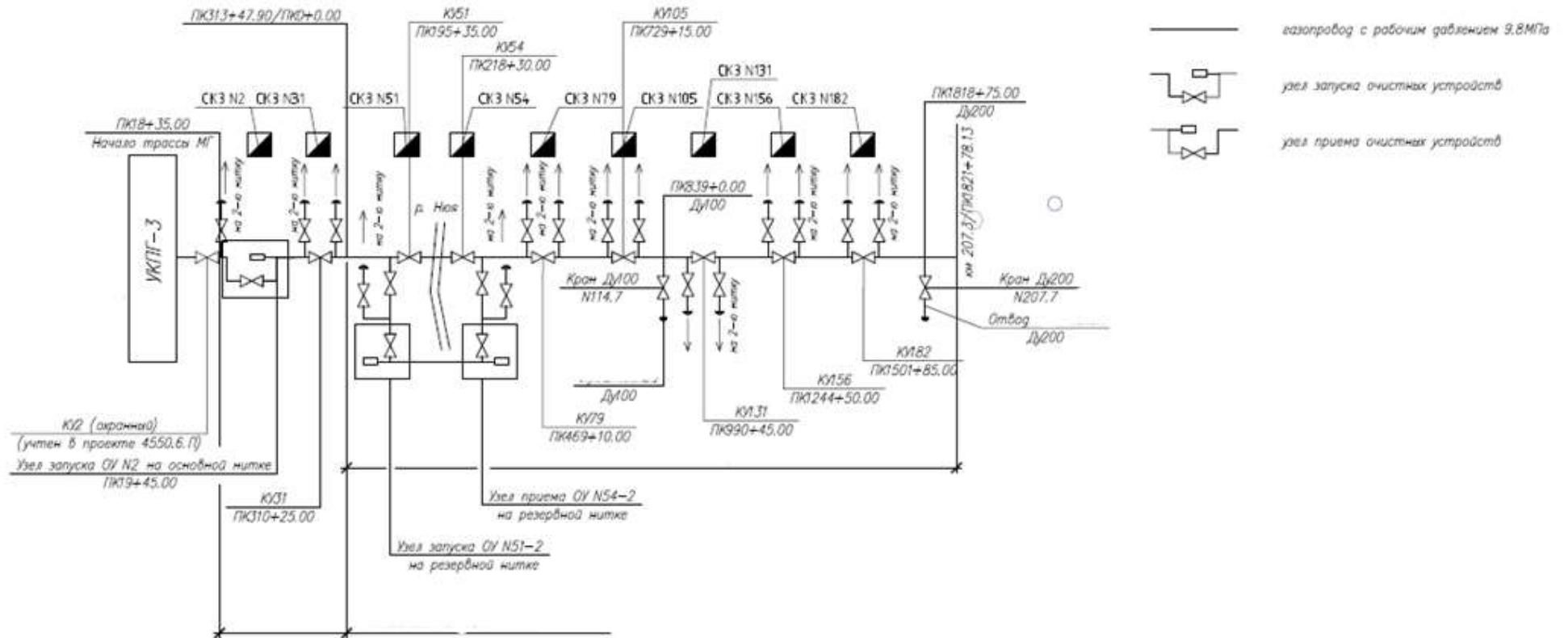
ground humidity contributes to the ground rigidity reduction creating layers of lens and ice. The highest soil strength can be found when humidity is equal to full water capacity, as long as the ground is solidly cemented by the ice and has homogeneous structure without inclusions.

					<i>Basic information about the main gas pipeline (MGP</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		139

Приложение Б

Технологическая схема размещения средств электрохимической защиты

Условные обозначения:



Приложение В

Вариант подключения оборудования «Через сервер ТМ»

