

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



Юргинский технологический институт
Направление подготовки: 280700 Техносферная безопасность
Профиль: Защита в чрезвычайных ситуациях
Кафедра безопасности жизнедеятельности, экологии и физического воспитания

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Расчет сил и средств для ведения аварийно-восстановительных работ при ликвидации последствий ЧС на объектах магистрального газопровода ООО «Газпром трансгаз Томск»

УДК 614.8:621.643

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-17Г11	Зырянов Андрей Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель каф. БЖДЭиФВ	Пеньков А.И.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ЭиАСУ	Нестерук Д.Н.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. БЖДЭиФВ	Луговцова Н.Ю.			

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер каф. БЖДЭиФВ	Романенко В.О.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
БЖДЭиФВ	Солодский С.А.	к.т.н.		

Юрга – 2016 г.

Планируемые результаты обучения по основной образовательной программе
направления 280700 – Техносферная безопасность

Код результатов	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые и специальные естественнонаучные и математические знания, достаточные для комплексной инженерной деятельности в области техносферной безопасности.
P2	Применять базовые и специальные знания в области техносферной безопасности для решения инженерных задач.
P3	Ставить и решать задачи комплексного анализа, связанные с организацией защиты человека и природной среды от опасностей техногенного и природного характера, с использованием базовых и специальных знаний, современных аналитических методов и моделей, осуществлять надзорные и контрольные функции в сфере техносферной безопасности.
P4	Проводить теоретические и экспериментальные исследования, включающие поиск и изучение необходимой научно-технической информации, математическое моделирование, проведение эксперимента, анализ и интерпретацию полученных данных, на этой основе разрабатывать технику и технологии защиты человека и природной среды от опасностей техногенного и природного характера в соответствии с техническим заданием и с использованием средств автоматизации проектирования.
P5	Использовать знание организационных основ безопасности различных производственных процессов, знания по охране труда и охране окружающей среды для успешного решения задач обеспечения техносферной безопасности.
P6	Обоснованно выбирать, внедрять, монтировать, эксплуатировать и обслуживать современные системы и методы защиты человека и природной среды от опасностей, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья, безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
	Универсальные компетенции
P7	Использовать базовые и специальные знания в области проектного менеджмента для ведения комплексной инженерной деятельности.
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности.
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.
P10	Демонстрировать знания правовых, социальных, экономических и культурных аспектов комплексной инженерной деятельности.
P11	Демонстрировать способность к самостоятельной работе и к самостоятельному обучению в течение всей жизни и непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии.

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



Юргинский технологический институт
Направление подготовки: 280700 Техносферная безопасность
Профиль: Защита в чрезвычайных ситуациях
Кафедра безопасности жизнедеятельности, экологии и физического воспитания

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой БЖДЭиФВ
_____ С.А. Солодский
«___» _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-17Г11	Зырянову Андрею Николаевичу

Тема работы:

Расчет сил и средств для ведения аварийно-восстановительных работ при ликвидации последствий ЧС на объектах магистрального газопровода ООО «Газпром трансгаз Томск»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	29.01.2016 г. № 26/с

Срок сдачи студентам выполненной работы:	14.06.2016 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования – силы и средства ООО «Газпром трансгаз Томск», привлекаемые для ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на объектах магистрального газопровода, виды аварий на газопроводе и причины их возникновения, статистика происшествий за последние годы, особые требования, предъявляемые к объектам магистрального газопровода при ликвидации ЧС, влияние аварий газопровода на окружающую среду.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Аналитический обзор существующих методик расчета сил и средств для организации и проведения аварийных работ при ЧС на объектах магистрального газопровода техногенного и природного характера, организация работ по ликвидации аварии и устойчивого функционирования предприятия. 2 Порядок привлечения дополнительных сил и средств, методы выполнения аварийно-спасательных работ при ЧС.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Нестерук Дмитрий Николаевич
Социальная ответственность	Луговцова Наталья Юрьевна
Нормоконтроль	Романенко Василий Олегович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2016 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель каф. БЖДЭиФВ	Пеньков А.И.			10.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-17Г11	Зырянов Андрей Николаевич		10.02.2016

Реферат

Выпускная квалификационная работа (ВКР) содержит 80 с., 17 таблиц, 8 рисунков, 1 график, 45 источников.

Ключевые слова: авария, газопровод, компрессорная станция, арматура газопровода, аварийно-восстановительная бригада, аварийные работы, безопасность, ущерб.

Цель выпускной квалификационной работы: расчет сил и средств ООО «Газпром трансгаз Томск», привлекаемых для ликвидации аварий на газопроводе.

Объектом выпускной квалификационной работы является газопровод ООО «Газпром трансгаз Томск».

Предметом выпускной квалификационной работы являются силы и средства Юргинского линейного производственного управления магистральных газопроводов структурного подразделения ООО «Газпром трансгаз Томск».

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был произведен расчет сил и средств ООО «Газпром трансгаз Томск» для ликвидации последствий аварии на газопроводе и предложены меры по усовершенствованию организации работ при выполнении аварийно – спасательных работ.

Abstract

Final qualifying work (WRC) contains 80 p., 17 tables, 8 figures, 1 graph, 45 sources.

Tags: accident, pipelines, compressor stations, pipeline fittings, emergency repair teams, emergency work, safety, damage.

The purpose of final qualifying work: calculation of forces and means of LLC "Gazprom Transgaz Tomsk", attracted for liquidation of accidents on the pipeline.

The object of final qualifying work is the pipeline of "Gazprom Transgaz Tomsk".

The subject of the final qualifying work are the forces and means of Yurga linear production department of main gas pipelines of the structural unit of LLC "Gazprom Transgaz Tomsk".

As a result of final qualifying work was calculated the forces and assets of LLC "Gazprom Transgaz Tomsk" to eliminate the consequences of the accident on a gas pipeline and proposed measures to improve the organization of work in the performance of emergency – regenerative works.

Оглавление

	С.
Введение	4
1. Обзор литературы	
1.1 Назначение и классификация магистральных газопроводов.	7
1.2 Состав сооружений магистрального газопровода.	8
1.3 Требования к трубам и магистралям	12
1.4 Правила эксплуатации линейной части.	14
1.5 Дефекты трубопроводных конструкций и причины их возникновения.	20
1.6 Томский региональный пункт хранения аварийного запаса труб.	25
2. Объект и методы исследования	
2.1 Административно-географическая характеристика района	25
2.2 Характеристика производственной деятельности объекта.	27
2.2.1 Общие сведения о предприятии.	27
2.2.2 Методы исследования	28
2.2.3 Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферы	29
2.2.4 Характеристика факторов техногенного воздействия при эксплуатации газопроводов	30
2.3 Аварийные ситуации на магистральных газопроводах.	32
2.3.1 Классификация чрезвычайных ситуаций	32
2.3.2 Аварии и их характеристики.	32
2.3.3 Мероприятия, направленные на ликвидацию аварий и восстановление объектов ООО «Газпром трансгаз Томск» в случае возникновения ЧС	34

2.3.4 Порядок (способ) выполнения планируемых мероприятий (объемы, сроки выполнения, расчет сил и средств, необходимых для устойчивого функционирования предприятия)	36
2.3.5 Пожарная безопасность	37
2.3.6 Основные этапы ликвидации аварий на газопроводе	39
2.3.7 Расчет времени прибытия аварийной бригады к месту аварии	40
3. Расчет и аналитика	42
3.1 Краткие сведения об объекте	45
3.2 Определение количества формируемых механизированных групп для ликвидации аварии	48
3.3 Расчет сил для оказания медицинской помощи.	49
3.4 Определение сил для локализации и тушения пожара.	50
3.5 Определение численности личного состава формирований, ликвидирующих аварию.	50
3.6 Определение общей численности формирований ООО «Газпром трансгаз Томск» для проведения аварийно-спасательных и восстановительных работ	50
3.7 Определение сил для охраны общественного порядка.	51
3.8 Определение количества основной инженерной техники для проведения АСР.	51
4. Управление мероприятиями и действиями в ЧС.	52
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	
5.1 Расчет экономических затрат на восстановление газопровода и ликвидации аварии.	57
5.2 Расчет затрат на ремонт и восстановление газопровода после аварии.	62
Вывод к разделу	64

6. Социальная ответственность.	
6.1 Организация рабочего места оператора насосной станции перекачки.	65
6.2 Анализ выявленных вредных факторов	66
6.2.1 Повышенный уровень вибрации.	66
6.2.2 Повышенный уровень производственного шума.	68
6.2.3 Микроклимат рабочей зоны	69
6.2.4 Освещенность рабочей зоны.	69
6.3 Опасные производственные факторы.	70
6.3.1 Повышенное значение напряжения в электрической цепи.	70
6.4 Охрана труда оператора компрессорной станции	71
Вывод к разделу	73
Выводы	74
Заключение.	78
Список используемых источников	80
Приложения.	84
CD-R диск	

Введение

Непрерывная интенсификация и расширение масштабов хозяйственной деятельности человека, сопровождаемые неуправляемым ростом производства и нарушениями экологии, приводят к частому возникновению природных и техногенных ситуаций, характеризующихся резким отклонением от норм явлений и процессов. Ежегодно число жертв стихийных бедствий, катастроф и аварий составляет не менее 250 тысяч человек. Умелые действия по спасению людей, оказанию им необходимой помощи и приведению аварийно-спасательных работ в очагах поражений при чрезвычайной ситуации позволяют сократить количество погибших, сохранить здоровье пострадавшим, сократить материальные потери. Природный газ часто рекламируется как экологически чистый вид энергии. Действительно эффективность горения природного газа выше, чем другого природного топлива, и эмиссия парниковых газов на единицу энергии (приблизительно 56 тонн CO₂ на Тера – джоуль) ниже, чем нефти, бурового или каменного угля. Однако природный газ, обычно на 97% – метан, а метан действует как парниковый газ в 23 раза сильнее, чем углекислый газ.

Юргинское линейное производственное управление магистральных газопроводов (далее – ЛПУМГ) структурное подразделение ООО «Газпром трансгаз Томск» осуществляет транспортировку природного газа потребителям. Для осуществления этой задачи в состав ЛПУМГ входят компрессорная станция и участки магистральных газопроводов. Для подачи природного газа потребителям имеются газораспределительные станции (далее – ГРС и АГРС).

ООО «Газпром трансгаз Томск» свою деятельность осуществляет на основании нормативно – технической документации, Правил и инструкций по эксплуатации, а также лицензий, оформленных в соответствии с установленными требованиями.

Основными задачами звена РСЧС ООО «Газпром трансгаз Томск» в соответствии с требованиями Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий

стихийных бедствий являются обучение сотрудников действиям в чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, организации и проведению аварийно-спасательных и других неотложных работ и оказанию пострадавшему населению первой помощи при авариях и катастрофах на опасных для людей и природной среды газопроводных линиях и в иной экстремальной обстановке.

Актуальность выбранной темы исследования заключается в том, что газопровод по транспортировке газа представляет собой объект повышенной опасности, на котором происходят чрезвычайные ситуации, приводящие к утечке газа, взрыву и возникновению пожара, при этом происходит травмирование и даже гибель людей, повреждение и уничтожение материальных ценностей, нанесение ущерба окружающей природной среде, которые необходимо в короткий срок локализовать и ликвидировать с наименьшим ущербом.

Цель дипломной работы: произвести расчет сил и средств, для ликвидации аварии на газопроводе ООО «Газпром трансгаз Томск».

Задачи:

- определить возможные аварийные ситуаций на газопроводе ООО «Газпром трансгаз Томск»;
- изучить основы организации и проведения аварийно-спасательных работ при различных авариях на газопроводе;
- произвести расчет сил и средств, привлекаемых для ликвидации аварий на газопроводе;
- разработать предложения по повышению эффективности ликвидации последствий ЧС.

Объектом исследования является: ООО «Газпром трансгаз Томск», привлекаемые силы и средства для ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на газопроводе.

Предметом исследования в данной работе является: силы и средства звена функциональной подсистемы РСЧС ООО «Газпром трансгаз Томск», привлекаемых для ликвидации последствий аварий на газопроводе.

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта является сохранение нормального состояния линейной части промысловых и магистральных трубопроводов.

Как правило, большинство дефектов на трубопроводах появляются в результате коррозионных и механических повреждений, определение места и характера которых связаны с рядом трудностей и большими материальными затратами. Совершенно очевидно, что вскрытие трубопровода для его непосредственного визуального обследования экономически неоправданно. К тому же обследовать можно только внешнюю поверхность трубопровода. Поэтому в течение последних лет в нашей стране и за рубежом усилие специализированных научно-исследовательских и проектных организаций направлено на решение проблемы определения состояния подземных и надземных промысловых, магистральных газопроводов без их вскрытия.

Действующие магистральные и внутрипромысловые нефтегазопродуктопроводы представляют собой сложные технические системы, обладающие мощным энергетическим потенциалом и охватывающие 35% территории страны, на которой проживает 60% ее населения.

Источники воздействия: объекты, по которым транспортируется природный газ; землеройная, грузоподъемная, транспортная техника, применяемая при строительстве, эксплуатации и техническом обслуживании трубопроводов.

Виды воздействия: химическое загрязнение воздуха; термическое (при возгорании газа); ударная волна при взрыве газа; разрушение природных ландшафтов.

Наиболее чувствительный экологический ущерб наносится в результате аварий на магистральных трубопроводах. При разрушении магистрального газопровода и мгновенном высвобождении энергии газа возникают механические повреждения природного ландшафта и рельефа, нарушение целостности почвенно-растительного покрова. При возгорании газа механическое и бризантное воздействие сопровождается термическим воздействием с соответствующим синергетическим поражением территорий

радиусом до 540 м. от очага аварии. Отмечается разлет фрагментов трубопровода на 480 м.

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов является важнейшей задачей ООО «Газпром трансгаз Томск», эксплуатирующей газотранспортные системы. От этого во многом зависит нормальная деятельность производственного персонала, жителей населенных пунктов, а также экологическая безопасность функционирования газовых магистралей.

1. Обзор литературы

1.1 Назначение и классификация магистральных газопроводов.

Трубопроводный транспорт – вид транспорта, осуществляющий передачу на расстояние жидких, газообразных или твердых продуктов по трубам. В зависимости от назначения и территориального расположения различают магистральный и промышленный трубопроводный транспорт.

Магистральным газопроводом называется трубопровод, предназначенный для транспорта газа из района добычи или производства в район его потребления, или трубопровод, соединяющий отдельные газовые месторождения.

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* в зависимости от рабочего давления в трубопроводе магистральные газопроводы подразделяются на два класса:

- класс I – рабочее давление от 2,5 до 10 МПа включительно;
- класс II – рабочее давление от 1,2 до 2,5 МПа включительно. Газопроводы, эксплуатируемые при давлениях ниже 1,2 МПа, не относятся к магистральным. Это внутрипромысловые, внутризаводские, подводящие газопроводы, газовые сети в городах и населенных пунктах и другие трубопроводы.

По характеру линейной части различают газопроводы:

- магистральные, которые могут быть одноконтурными простыми (с одинаковым диаметром от головных сооружений до конечной газораспределительной станции) и телескопическими (с различным диаметром

труб по трассе), а также многониточными, когда параллельно основной нитке проложены вторая, третья и последующие нитки;

- кольцевые, сооружаемые вокруг крупных городов для увеличения надежности снабжения газом и равномерной подачи газа, а также для объединения магистральных газопроводов в Единую газотранспортную систему страны.

Магистральные газопроводы и их участки подразделяются на категории, требования к которым в зависимости от условий работы, объема неразрушающего контроля сварных соединений и величин испытательного давления, приведены в таблице 3 Приложения.

На наиболее сложных (болота, водные преграды и т.д.) и ответственных участках трассы категория магистральных газопроводов повышается. Например, для участков подключения компрессорных станций, узлов пуска и приема очистных устройств, переходов через водные преграды шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более СНиП устанавливает категорию I.

К категории «В» относятся газопроводы, сооружаемые внутри зданий и на территориях компрессорных станций и газораспределительных станций. При проектировании допускается категорию отдельных участков газопроводов повышать на одну категорию, против установленной СНиПом, при соответствующем обосновании.

1.2 Состав сооружений магистрального газопровода

В соответствии со СНиП к магистральным газопроводам относят трубопроводы и ответвления (отводы) от них диаметром до 1420 мм с избыточным давлением транспортируемого продукта не более 10 МПа, предназначенные для транспортировки:

- природного или попутного нефтяного углеводородного газа из районов добычи (от головных компрессорных станций (далее – КС) до газораспределительных станций (далее – ГРС)) городов и населенных пунктов;

- сжиженных углеводородных газов с упругостью насыщенных паров не более 1,6 МПа при температуре 45 °С с мест производства (заводов) до мест

потребления (перевалочные базы, пункты налива, промышленные и сельскохозяйственные предприятия, порты, ГРС, пусковые базы);

– товарной продукции в пределах головных и промежуточных КС, станций подземного хранения газа, ГРС, замерных пунктов.

В состав подземного магистрального газопровода входят линейная часть и наземные объекты (рисунок 1).

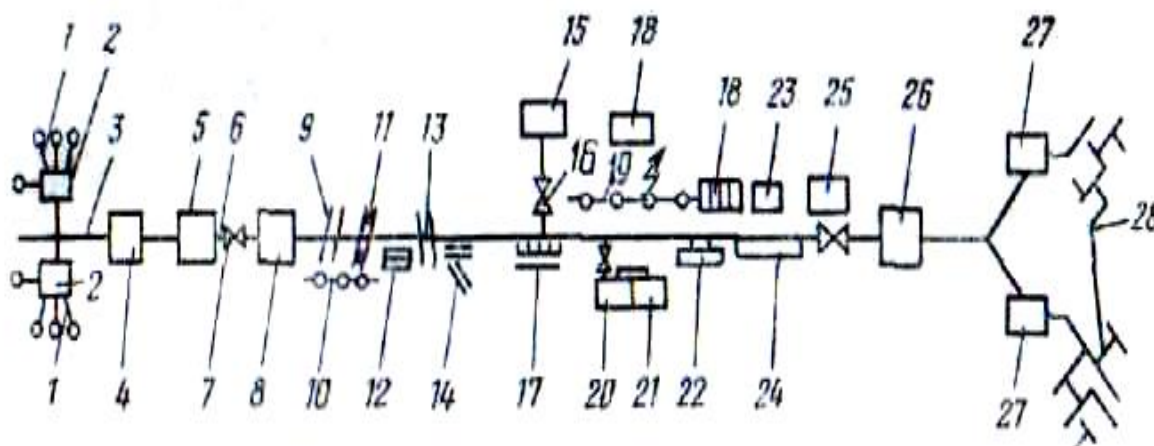


Рис. 1 Схема магистрального газопровода:

1 - газовая скважина со «шлейфом»; 2 - газосборный пункт; 3 - газопромысловый коллектор; 4 - головные сооружения; 5 - ГКС; 6 - магистральный газопровод; 7 - запорная арматура; 8 - промежуточная КС; 9, 11, 13 - переходы соответственно через малую преграду, дорогу и крупную водную преграду; 10 - линия связи; 12 - аварийный запас труб; 14 - вдольтрассовая дорога с подъездами; 15, 26 - ГРС; 16 - отвод от газопровода; 17 - защитное сооружение; 18 - система ЭХЗ; 19 - ЛЭП; 20 - ПХГ; 21 - КС ПХГ; 22 - водосборник; 23 - дом линейного ремонтника-связиста; 24 - лупинг; 25 - вертолетная площадка; 27 - ГРП; 28 - городские газовые сети

На промысле ПАО «Газпром» газ от скважин под действием пластового давления по сборным индивидуальным газопроводам («шлейфам») поступает на газосборные пункты, где осуществляют первичный замер его, а при необходимости и редуцирование. От газосборных пунктов газ поступает в

промысловый газосборный коллектор и по нему на головные сооружения (установку комплексной подготовки газа, далее— УКПГ), где проводят его очистку, осушку, вторичный замер и доведение до товарной кондиции.

На головной КС газ компримируется до номинального рабочего давления (как правило, до 7,5 МПа). Затем он поступает в линейную часть магистрального газопровода ООО «Газпром трансгаз Томск».

К линейной части магистрального газопровода относят собственно магистральный газопровод с линейной арматурой, переходами через естественные и искусственные преграды, линиями технологической связи и электропередачи, вдольтрассовыми и подъездными дорогами, защитными сооружениями, отводами к промежуточным потребителям, водо- и конденсатосборниками и другими узлами, системой электрохимической защиты; лупинги, аварийный запас труб, вертолетные площадки и дома линейных ремонтников-связистов.

В состав наземных объектов магистрального газопровода ООО «Газпром трансгаз Томск», входят КС, ГРС и газораспределительные пункты (ГРП). Основные сооружения КС – компрессорная станция, ремонтно-эксплуатационный и служебно-эксплуатационные блоки, площадка с пылеуловителями, градирня, резервуар для воды, масляное хозяйство, установки охлаждения газа и др. При КС, как правило, сооружают жилой поселок. Головные сооружения и головная КС часто представляют собой единый площадочный комплекс. КС стоят друг от друга на расстоянии примерно 125 км.

Газ, поступающий на ГРС, дополнительно обезвоживается, очищается, редуцируется (до 1,2 МПа), одоризуется, замеряется и распределяется по трубопроводам отдельных потребителей или групп их.

Газопровод ООО «Газпром трансгаз Томск» имеет несколько составных элементов, в том числе:

- трубы, предназначенные для транспортировки продукта;
- эстакады, колонны, стойки, лотки, подставки, подкладки — направляющие и поддерживающие элементы газовода;

— насосные и компрессорные станции, осуществляющие поддержание необходимого давления в трубах;

— фланцы, штуцера, муфты и др.;

— используемые элементы в разъемных соединениях газопровода;

— фасонные детали, предназначенные для изменения направления потока (отводы) или диаметра газопровода (переходы); устройства ответвлений (тройники и тройниковые соединения), а также закрытия свободных концов газопроводов (заглушки или днища);

— компенсаторы, применяемые для защиты газопровода от дополнительных нагрузок, возникающих при изменении температуры;

— трубопроводную арматуру, представляющую собой конструктивно обособленные устройства управления, предназначенные для включения и отключения, распределения, смешивания или сброса транспортируемого продукта.

Трубопроводная арматура подразделяется по целевому назначению на следующие виды:

— запорная (задвижки, вентили, краны, затворы, клапаны запорные и отсечные);

— регулирующая (вентили и клапаны регулирующие, клапаны редукционные, регуляторы давления);

— фазораспределительная (конденсато-, воздухоотводчики, маслоотделители);

— распределительно – смесительная (краны, клапаны и вентили распределительные и смесительные, распределители);

— предохранительная (клапаны предохранительные, обратные и поворотные).

Для арматуры введена отличительная окраска. Наружные поверхности арматуры в зависимости от материала корпуса окрашивают:

– из чугуна серого и ковкого – в черный цвет;

– из стали коррозионностойкой – в голубой цвет;

- из стали легированной – в синий цвет;
- из стали углеродистой – в серый цвет.

В настоящее время наблюдается рост количества аварий, возникающих на газопроводах, основными причинами которых являются:

- физический и моральный износ функциональных элементов газопроводов;
- человеческий фактор (подача продукта в трубы под давлением при закрытых задвижках, повреждение элементов газопроводов при транспортных авариях и др.);
- стихийные бедствия (землетрясения, оползни, обвалы и др.);
- преступные действия людей (теракты, несанкционированное подсоединение к трубопроводу и др.).

Все эти явления способны привести к разрушению или повреждению элементов газопровода ООО «Газпром трансгаз Томск», что может стать следствием:

- выбросов горючих газов и других агрессивных веществ;
- растеканий газопродуктов;
- пожаров и взрывов;
- загрязнения местности и воздушной среды, вплоть до масштабов экологической катастрофы.

1.3 Требования к трубам и материалам

Для строительства магистральных газопроводов в ООО «Газпром трансгаз Томск» применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямошовные, а также спиральные и другие специальные конструкции, изготовленные из:

- спокойных и полуспокойных углеродистых, реже легированных сталей диаметром 50 миллиметров включительно;
- спокойных и полуспокойных низколегированных сталей диаметром до 1020 миллиметров;
- низколегированных сталей в термически или термодинамически упрочнённом состоянии для труб диаметром до 1420 миллиметров;

ООО «Газпром трансгаз Томск» применяет бесшовные трубы по ГОСТ8731–87, ГОСТ8732–87, ГОСТ8734–75, группы В. При соответствующем технико-экономическом обосновании можно использовать по ГОСТ9567–75[1]. Трубы стальные электросварные диаметром до 800 миллиметров по ГОСТ20295–85 [2]. Для труб диаметром свыше 800 миллиметров по техническим условиям, утверждённым в установленном порядке с выполнением при заказе и приёмке труб требований, перечисленных ниже.

Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы труб должны быть плотными, непровары и трещины любой протяжённости и глубины не допускаются. Отклонение от номинальных размеров наружных диаметров торцов труб не должны превышать величин, приведённых в ГОСТах, а для труб диаметром свыше 800 миллиметров не должны превышать плюс минус 2 миллиметра.

Овальность концов труб, то есть отношение разности между наибольшими и наименьшими диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру, не должна превышать 1%. Овальность труб толщиной 20 миллиметров и более не должна превышать 0,8%.

Кривизна труб не должна превышать 1,5 миллиметров на 1 метр длины, а общая кривизна не более 0,2% длины трубы.

Длина поставляемых заводом труб должна быть в пределах 10,5 – 11,6 метров.

Трубы диаметром 1020 миллиметров и более должны изготавливаться из листовой и рулонной стали, прошедшей 100% контроль физическими неразрушающими методами.

Кольцевые сварные соединения должны выполняться с применением дуговых методов сварки (в том числе ручной, автоматической под флюсом, механизированной в среде защитных газов, механизированной само защитной порошковой проволокой), а также электроконтактной сваркой – оплавлением.

Сталь труб должна хорошо свариваться.

В металле труб не допускается наличие трещин, плён, закатов, а также расслоений длиной более 80 миллиметров в любом направлении. Расслоение любого размера на торцах труб и в зоне шириной 25 миллиметров от торца не допускается.

Зачистка внешних дефектов труб (кроме трещин) допускается при условии, что толщины стенки труб после зачистки не выходят за пределы допусков на толщину стенки.

Сварные соединения труб должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов, подрезов, непроваров, утяжек, осевой рыхлости и других дефектов в формировании шва. Смещение наружного и внутреннего слоёв заводского сварного шва не должно превышать 20% толщины стенки при толщине до 16 миллиметров и 15% более 16 миллиметров.

Каждая труба должна проходить на заводах изготовителях испытания гидростатическим давлением.

Все сварные соединения труб должны быть полностью проверены физическими не разрушающимися методами контроля (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест расшифровкой просвечиванием).

1.4 Правила эксплуатации линейной части[3]

Состоянием линейной части магистрального газопровода во многом определяется надёжность газоснабжения потребителей. В связи с тем, что объекты линейной части газопровода рассредоточены на сотни и тысячи километров, значительно усложняется их эксплуатация. Для поддержания необходимого уровня технического состояния и безаварийной эксплуатации объектов линейной части газопровода, в ООО «Газпром трансгаз Томск» производится плановое квалифицированное проведение профилактических и ремонтных работ. Для этого в структуре производственного газотранспортного объединения ООО «Газпром трансгаз Томск» предусмотрены соответствующие отделы и подразделения по профилактическому обслуживанию газопровода.

ООО «Газпром трансгаз Томск» осуществляет эксплуатацию нескольких магистральных газопроводов. Для эксплуатации участков магистральных

газопроводов в составе предприятия созданы линейные производственные управления (например – Юргинское линейное производственное управление магистральных газопроводов), в которых непосредственным обслуживанием линейной части занимаются линейно – эксплуатационные службы (далее – ЛЭС). Руководство организацией эксплуатации линейной части в ООО «Газпром трансгаз Томск» осуществляет главный инженер через производственно – технический отдел (далее – ПТО) по эксплуатации магистральных газопроводов, на который возложены следующие основные обязанности:

- разработка планов организационно–технических мероприятий по эксплуатации линейной части и планов проведения особо сложных огневых работ,
- составление планов и инструкций на переиспытание участков магистральных газопроводов,
- разработка планов внедрения новых технологий,

Кроме того, отдел координирует работу ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск» в части проведения всех работ на подведомственных ему объектах, следит за ходом выполнения организационно – технических мероприятий по всему объединению, ведет и предоставляет в вышестоящие инстанции все виды отчетности по деятельности.

Эксплуатацию линейной части магистральных газопроводов на местах осуществляют линейно-эксплуатационные службы (ЛЭС), которые непосредственно подчинены заместителю начальника ЛПУМГ и включают в себя аварийную и линейную бригады, группы электрохимзащиты, автотранспорта, энерговодоснабжения и ГРС.

На службу ЛЭС возлагаются следующие обязанности:

- обеспечение бесперебойной транспортировки газа на обслуживаемых участках газопровода и отводов путем своевременного контроля и поддержания в технически исправном состоянии линейной части газопровода со всеми линейными сооружениями и оборудованием;

- выполнение необходимых ремонтных работ и профилактических мероприятий, обеспечивающие долговечность и надежность газопровода, обеспечение бесперебойной работы ГРС;

- периодический осмотр газопровода и сооружений на нем для выявления и ликвидации утечек газа, контроля состояния грунтового основания газопровода и грунтов охранной зоны, своевременного выявления эрозионного размыва грунтов в охранной зоне газопровода, просадки грунтового основания, разрушения насыпей;

- измерение давления газа на линейных кранах, продувка конденсатосборников и т. п.;

- ликвидация аварий и неисправностей на линейной части газопровода, ГРС, КС;

- осуществление своевременного ремонта грунтового основания и насыпей, а также проведение мероприятий по предотвращению эрозионного размыва грунтов;

- осуществление ремонта газопровода, отводов, технологического оборудования ГРС, газовых сетей жилых поселков и аварийной техники;

- осуществление контроля над состоянием переходов через естественные и искусственные преграды и обеспечение их надежной работы;

- содержание охранной зоны, оборудование и расстановка предупредительных знаков по трассе газопровода и ГРС, поддержание их в состоянии, предусмотренными «Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов», СНиП и санитарными нормами промышленных объектов;

- оформление в установленном порядке документации на выполненные ремонтных работ и ликвидирование аварий;

- содержание аварийно – спасательной техники в исправном состоянии и укомплектованной, согласно утвержденному перечню оснащения;

- обеспечение своевременной заливки метанола в газопровод и коммуникации ГРС для исключения в них гидратообразования;

- проведение подготовки газопроводов, отводов и всех сооружений на них к осеннее – зимнему периоду эксплуатации и паводку;

- не менее одного раза в квартал проведение аварийно – тренировочных выездов для проверки готовности аварийной техники и бригад к выполнению работ по ликвидации возможной аварии;

- осуществление технического надзора и принятие непосредственного участия в продувках и испытаниях вновь вводимых в эксплуатацию газопроводов, отводов;

- разработка планов проведения огневых работ;

- обеспечение защиты от коррозии подземных металлических сооружений магистрального газопровода, а также защиту от атмосферной коррозии надземных трубопроводов.

В зависимости от структуры и состава ЛЭС в нее включается группа энерговодоснабжения, на которую возлагается обязанность по обслуживанию и ремонту средств энерговодоснабжения ГРС, домов обходчиков, ремонтно-эксплуатационных пунктов (далее – РЭП).

Руководитель ЛЭС несет ответственность за состояние и обслуживание линейной части газопровода и ГРС, содержание в исправном состоянии закрепленной техники, своевременную и качественную ликвидацию аварий и проведение ремонтно – восстановительных работ на газопроводе ООО «Газпром трансгаз Томск», а также за соблюдение персоналом ЛЭС действующих Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов, должностных инструкций и правил техники безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов и других нормативных документов.

Линейный мастер осуществляет руководство аварийной и линейной бригадами. Линейная бригада осуществляет повседневный контроль за состоянием линейной части магистрального газопровода и выполняет все виды ремонтно – профилактических работ, кроме огневых. Аварийная бригада выполняет все виды огневых работ на линейной части, а также на КС и ГРС.

Старший инженер (инженер) электрохимзащиты (далее – ЭХЗ) руководит группой электромонтеров, в обязанности которой входит своевременное обслуживание и ремонт установок защиты. Старший инженер (инженер) ГРС осуществляет руководство работой операторов ГРС, замерных узлов и операторами – прибористами.

На отдаленных участках, а также в труднодоступных местностях (горы, болота, водные преграды) прохождения трассы газопровода, в ООО «Газпром трансгаз Томск» организованы ремонтно – эксплуатационные пункты, которые возглавляются мастером. В их задачу входит проведение профилактических осмотров и ремонтов (без ведения огневых работ) на закрепленном участке газопровода.

Рабочий персонал, обслуживающий линейную часть магистрального газопровода, включает в себя линейных обходчиков, линейных трубопроводчиков, сварщиков, водителей аварийных машин, монтеров ЭХЗ, операторов ГРС. Линейные обходчики, операторы ГРС живут, как правило, вблизи трассы в домах обходчиков и операторов и обслуживают определенные участки трассы и ГРС. За каждым обходчиком закреплены определенные участки газопровода со всеми находящимися на них сооружениями: газопровод, запорная арматура, переходы через естественные и искусственные препятствия, конденсатосборники, метанольницы, редуцирующие колонки, устройства протекторной и дренажной защиты, контрольно-измерительные колонки, линейные сооружения связи, источники электроэнергии и линии электропередач с трансформаторными подстанциями. ЛЭС оснащается транспортом и механизмами в соответствии с Нормативным табелем оснащения ЛЭС магистральных газопроводов материально – техническими ресурсами (транспортными средствами, механизмами, приспособлениями, инвентарем и материалами) для выполнения аварийно – восстановительных и ремонтно – профилактических работ в различных природно – климатических условиях. Выделенные для ЛЭС транспортные средства и ремонтно – строительные механизмы разделены на хозяйственные и аварийные и закреплены персонально

за работниками ЛЭС, которые несут ответственность за содержание их в исправном состоянии, укомплектованность и постоянную готовность к выезду и проведению аварийных и плановых ремонтных работ.

ООО «Газпром трансгаз Томск» ежегодно на основании Положения о планово – предупредительном ремонте линейной части и технологического оборудования магистральных газопроводов разрабатывает план – график проведения планово – предупредительного ремонта объектов линейной части газопровода, которым предусматривается текущий, средний и капитальный ремонты.

В периоды между очередными плановыми ремонтами предусматривается проведение межремонтного обслуживания и планового осмотра.

Плановый осмотр – комплекс ремонтно – профилактических работ по контролю над техническим состоянием оборудования, выявлению возникающих дефектов и своевременному предупреждению появления неисправностей, связанных с незначительной разборкой. При этом устраняются только те неисправности оборудования, при наличии которых нельзя его нормально эксплуатировать до ближайшего ремонта. Плановый осмотр включает в себя все элементы межремонтного обслуживания и регулярно проводится бригадами ЛЭС.

1.5 Дефекты трубопроводных конструкций и причины их возникновения

Дефект – это любое несоответствие регламентированным нормам. Главной причиной появления дефектов является отклонение рабочего параметра от нормативного значения, обоснованного допуском.

Дефекты трубопроводных конструкций подразделяются на:

- дефекты труб;
- дефекты сварных соединений;
- дефекты изоляции.

Различают следующие дефекты труб:

– металлургические – дефекты листов и лент, из которых изготавливаются трубы, т.е. различного рода расслоения, прокатная плена, вкатанная окалина, поперечная разнотолщинность, неметаллические включения и др.

– технологические – связаны с несовершенством технологии изготовления труб, которые условно можно разделить на дефекты сварки и поверхностные дефекты (наклеп при экспандировании, смещение или угловатость кромок, овальность труб)

– строительные – обусловлены несовершенством технологии строительно-монтажных работ, нарушениями технологических и проектных решений по транспортировке, монтажу, сварке, изоляционно-укладочным работам (царапины, задиры, вмятины на поверхности труб).

Причины возникновения дефектов труб:

– существующая технология прокатки металла, технология непрерывной разливки стали на отдельных металлургических заводах.

– на трубных заводах входной контроль сырья несовершенен или полностью отсутствует.

– при изготовлении труб приходится подвергать металл нагрузкам, при которых он работает за пределом текучести. Это приводит к появлению наклепа, микрорасслоений, надрывов и других скрытых дефектов.

– в недостаточной степени контролируется заводами и геометрическая форма труб.

– механические воздействия при погрузочно-разгрузочных, транспортных и монтажных операциях приводят к появлению на трубах вмятин, рисков, царапин, задигов

– при очистке трубопроводов скребками – резцами возникают дефекты пластической деформации локальных участков поверхности трубы – риски, подрезы и т.д. Эти концентраторы напряжений являются потенциальными очагами развития коррозионно-усталостных трещин.

– коррозионные повреждения труб (внешние - в местах нарушения сплошности изоляции, а внутренние - в местах скоплений воды)

Дефект сварного соединения – это отклонения разного рода от установленных норм и технических требований, которые уменьшают прочность и эксплуатационную надежность сварных соединений и могут привести к разрушению всей конструкции. Наиболее часто встречаются дефекты формы и размеров сварных швов, дефекты макро- и микроструктуры, деформация и коробление сварных конструкций.

Нарушение формы и размеров шва свидетельствуют о наличии таких дефектов, как наплывы (натеки), подрезы, прожоги, незаваренные кратеры.

Наплывы – чаще всего образуются при сварке горизонтальными швами вертикальных поверхностей, в результате натекания жидкого металла на кромки холодного основного металла.

Подрезы – представляют собой углубления, образующиеся в основном металле вдоль края шва. Подрезы образуются из-за повышенной мощности сварочной горелки и приводят к ослаблению сечения основного металла и разрушению сварного соединения.

Прожоги – это проплавление основного или наплавленного металла с возможным образованием сквозных отверстий. Они возникают вследствие недостаточного притупления кромок, большого зазора между ними, большой силы сварочного тока или мощности горелки при невысоких скоростях сварки. Незаваренные кратеры – образуются при резком обрыве дуги в конце сварки. Они уменьшают сечение шва и могут явиться очагами образования трещин.

К дефектам макроструктуры относят дефекты: газовые поры, шлаковые включения, непровары, трещины, выявляемые с помощью средств оптики (увеличение не более чем в 10 раз).

Газовые поры – образуются в сварных швах вследствие быстрого затвердевания газонасыщенного расплавленного металла, при котором выделяющиеся газы не успевают выйти в атмосферу.



Рис.2 Газовые поры.

Такой дефект наблюдается при повышенном содержании углерода в основном металле, наличии ржавчины, масла и краски на кромках основного металла и поверхности сварочной проволоки, использовании влажного или отсыревшего флюса.

Шлаковые включения – результат небрежной очистки кромок свариваемых деталей и сварочной проволоки от окалины, ржавчины и грязи, а также (при многослойной сварке) неполного удаления шлака с предыдущих слоев.

Они могут возникать при сварке длинной дугой, неправильном наклоне электрода, недостаточной силе сварочного тока, завышенной скорости сварки. Шлаковые включения ослабляют сечение шва, уменьшают его прочность и являются зонами концентрации напряжений.

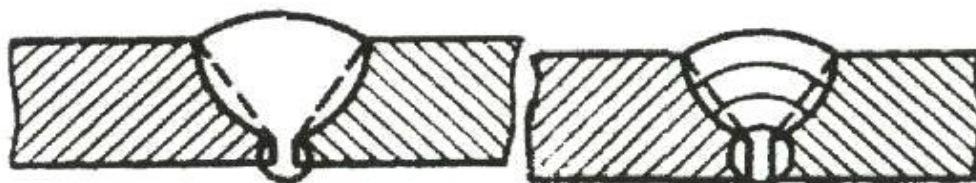


Рис.3 Шлаковые включения.

Непровары – местное несплавление основного металла с наплавлением, а также несплавление между собой отдельных слоев шва при многослойной сварке из-за наличия тонкой прослойки окислов, а иногда и грубой шлаковой прослойки внутри швов.



Рис.4 Непровары.

Причинами непроваров являются: плохая очистка металла от окалины, ржавчины и грязи, малый зазор в стыке, излишнее притупление и малый угол скоса кромок, недостаточная сила тока или мощности горелки, большая скорость сварки, смещение электрода в сторону от оси шва. Непровары по сечению шва могут возникнуть из-за вынужденных перерывов в процессе сварки.

Трещины – в зависимости от температуры образования подразделяют на горячие и холодные.

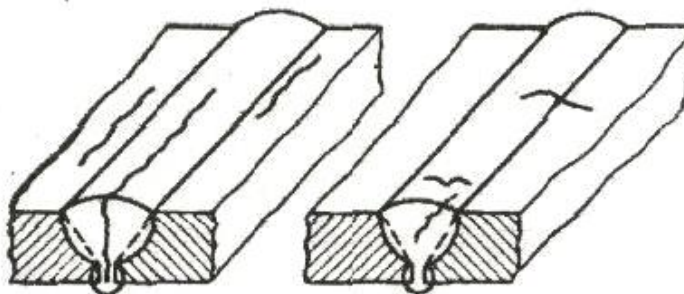


Рис. 5 Трещины.

Горячие трещины появляются в процессе кристаллизации металла шва при температуре $1100 - 1300^{\circ}\text{C}$. Их образование связано с наличием полужидких прослоек между кристаллами наплавленного металла шва в конце его затвердевания и действием в нем растягивающих усадочных напряжений. Повышенное содержание в металле шва углерода, кремния, водорода и никеля также способствует образованию горячих трещин, которые обычно располагаются внутри шва. Такие трещины выявить трудно.

Холодные трещины возникают при температурах $100 - 300^{\circ}\text{C}$ в легированных сталях и при нормальных (менее 100°C) температурах в углеродистых сталях сразу после остывания шва или через длительный

промежуток времени. Холодные трещины выходят на поверхность шва и хорошо заметны.

К дефектам микроструктуры сварного соединения относят

- микропоры,
- микротрещины,
- нитридные, кислородные и другие неметаллические включения,
- крупнозернистость,
- участки перегрева и пережога.

Дефекты изоляции – нарушение сплошности; адгезия; заниженная толщина; гофры; морщины; задиры; царапины; проколы.

Основные причины образования дефектов изоляционного покрытия на трубопроводах:

1. при хранении и подготовке материалов – засорение битума и обводнение готовой мастики и ее составляющих;
2. при приготовлении грунтовки и мастики – небрежная дозировка составляющих; несоблюдение режима разогревания котла; недостаточное размешивание битума при приготовлении грунтовки;
3. при нанесении грунтовки и битумной мастики – загустение грунтовки; образование пузырьков на поверхности трубопровода; оседание пыли на поверхность труб; пропуски грунтовки и мастики на поверхности трубопровода и особенно около сварных швов; неровное нанесение мастики; охлаждение мастики; конструктивные недостатки изоляционной машины;
4. при нанесении армирующих и оберточных рулонных материалов – нарушение однородности покрытия; выдавливание слоя мастики; недостаточное погружение стеклохолста в мастику;
5. при нанесении полимерных лент – сквозные отверстия в ленте; несплошной клеевой слой; неравномерность толщины ленты в рулоне; неправильная регулировка намоточной машины; нарушение температурного режима нанесения ленты; плохая очистка поверхности труб;

6. при укладке трубопровода – нарушение технологии укладки, особенно при раздельном способе укладки; захват изолированных труб тросом; трение трубопровода о стенки траншеи при укладке; отсутствие подготовки дна траншеи; отсутствие подсыпки не менее 10см дна траншеи на участках с каменистыми и щебенистыми грунтами; плохое рыхление мерзлых грунтов и особенно отсутствие регулировки изоляционных машин;

7. при эксплуатации трубопровода – действие грунта; вес трубопровода; почвенные воды; микроорганизмы; корни растений; температурные воздействия; агрессивность грунта.

1.6 Томский региональный пункт хранения аварийного запаса труб.

Томское ЛПУМГ является региональным пунктом хранения аварийного запаса труб. Согласно таблице 3 Приложения, в Томском и Юргинском ЛПУМГ объём аварийного запаса труб недостаточен для диаметра 89, в Кемеровском ЛПУМГ – для диаметра 57, в Новокузнецком ЛПУМГ – для диаметра 800 (отмечены красным фоном). Для диаметров 100, 150, 200, 250, 500, 700 и 1000 необходима транспортировка труб из Томского ЛПУМГ в другие ЛПУМГ региона (отмечены оранжевым фоном) [6].

2. Объект и методы исследования

2.1 Административно-географическая (природно-климатическая), (географо-экономическая) характеристика района

Юргинский, район расположен в северо-западной -части Кемеровской области между 55-и 56 градусами сев.: широты и граничит на западе (частично на юго-западе) с Новосибирской областью, на северес Томской областью, на востоке с Яшкинским районом, на юге с Топкинским районом Кемеровской области.

Территория района 2,6 тыс. квадратных километров. Расстояние от Москвы - 3496 км. Расстояние от. г. Кемерово по железной дороге 142 км., по автомобильной дороге – 110 км.

Район расположен в месте сочленения Кузнецкой котловины с Западно –

Сибирской низменностью. В геоморфологическом отношении поверхность района представляет собой всхолмленную равнину, изрезанную небольшими оврагами и балками. Водораздельные возвышенности обладают мягкими пологими склонами. Наиболее высокие отметки местности над уровнем моря наблюдаются в юго-восточной части района (на водоразделе р. Искитим и р. Стрельная), где они составляют в среднем 200 - 270 м. Таким образом, прослеживается общее понижение рельефа местности с юго-востока на северо-запад.

Вдоль всей границы района, с юго-востока на северо-запад, протекает р. Томь, не пригодная для судоходства.

В гидрогеологическом отношении район приурочен к системе водораздела р. Томи.

Климат Юргинского района – резко континентальный. Основными климатообразующими факторами являются: беспрепятственное проникновение холодных воздушных масс с Северного Ледовитого океана, близость Восточной Сибири, где в течение зимы господствует область высокого атмосферного давления.

Зима в районе отличается большой продолжительностью: холодный период – с сентября по март включительно. В декабре и январе не редки 40-градусные морозы. Абсолютный минимум температуры возможен в пределах - 47 -50 градусов С.

Среднегодовая температура воздуха в Юрге и Юргинском районе колеблется в пределах +0,6 - -1,8 градусов. Среднемесячные температуры: января -18,5 градусов, июля +18 градусов. Возможны заморозки во все летние месяцы кроме июля. Безморозный период длится около 100 - 110 дней.

Среднегодовое количество осадков в Юрге и Юргинском районе 400-450 мм., колебание количества осадков - от 350 мм, в засушливый год до 550 мм. По сезонам года количество осадков: распределено неравномерно. Большая их часть (70-75 %) приходится на теплый период.

Средняя толщина снежного покрова - около 50 см. Образование

устойчивого снежного покрова происходит в первую половину ноября. Сходит снег во второй половине апреля. На участках с незначительным снежным покровом почва промерзает на глубину 1 - 1,2 м., оттаивает в конце апреля.

Большая часть территории района относится к степной зоне и незначительная площадь на северо-западе района (Варюхино, Кожевниково) и юго-востоке (Большеемное, Новороманово), относятся к лесостепной местности, покрытой смешанным лесом и кустарником.

2.2 Характеристика производственной деятельности объекта

2.2.1 Общие сведения о предприятии

Юргинское линейное производственное управление магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Томск» осуществляет эксплуатацию и обслуживание компрессорной станции, участка магистрального газопровода «Нижевартовск – Парабель – Кузбасс», (343-440 км.), участок газопровода - отвода на г. Новосибирск (0-25 км.), участок магистрального газопровода «Новосибирск – Кузбасс» (113,5-180 км.). Общая протяженность участков магистрального газопровода 197 км. По магистральному газопроводу посредством компрессорных станций транспортируется природный газ, от газоперерабатывающих заводов до потребителей, состоящий в основном из метана.

Компрессорная станция

На данной площадке располагаются административные здания Юргинского ЛПУ, производственные здания компрессорной станции, гараж и открытое хранение транспорта, котельная, емкости для хранения ГСМ и метанола. Территориально площадка расположена в 8 км. западнее с. Проскоково и в 7 км. севернее с. Чахлово.

Расстояние до ближайшей жилой застройки 7 км. Размер санитарно-защитной зоны принят по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», составляет 700 метров.

Магистральный газопровод

Юргинское ЛПУ эксплуатирует участки магистрального газопровода (МГ) «Нижневартовск - Парабель -Кузбасс», (343-440 км.), участок газопровода отвода на г. Новосибирск (0-25 км.), участок магистрального газопровода «Новосибирск – Кузбасс» (113,5-180 км.). Общая протяженность участков, магистрального газопровода 197 км.



Рис.6 Обзорная карта расположения Юргинского ЛПУ МГ

2.2.2 Методы исследования

Предметом исследования в дипломной работе является расчет сил и средств для ликвидации аварии на газопроводе ООО «Газпром трансгаз Томск».

В результате исследования данной темы применялись следующие методы:

- аналитический обзор литературы;
- изучение имеющейся на предприятии документации по данной теме исследования;
- теоретический анализ имеющейся документации.

На основе изложенных методов были произведены расчеты необходимых сил и средств, привлекаемых для ликвидации аварии на газопроводе.

2.2.3. Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферы.

Юргинское линейное производственное управление магистральных газопроводов (ЛПУМГ), предназначено для транспортировки природного газа. Для осуществления этой задачи в состав ЛПУМГ входят компрессорная станция и участки магистральных газопроводов.

На площадке компрессорной станции (КС-6), расположены административные здания, производственные корпуса КС, котельная, гараж и открытая стоянка, емкости для хранения ГСМ, а также различные ремонтные участки.

Компрессорная станция, расположенная на промышленной площадке, предназначена для повышения давления и перекачки газа по магистральному газопроводу. На входе в компрессорный цех установлены четыре пылеуловителя работающие параллельно, предназначенные для отделения пыли и капель конденсата от транспортируемого газа. По регламенту продувка пылеуловителей осуществляется один раз в сутки, одновременно может продуваться один пылеуловитель. После отделения конденсата и пыли газ поступает к компрессорам - газоперекачивающим агрегатам (далее – ГПА): нагнетатель ЦН-280 с электроприводом типа СТД-4000. Всего в наличии пять ГПА, из них в работе одновременно может находиться от одного до четырех ГПА, последовательность и количество работающих ГПА определяется центральной диспетчерской.

При остановках ГПА, метан из них стравливается в атмосферу через свечи высотой 10 м. При пусках, для удаления воздуха из ГПА, производится продувка природным газом, через те же свечи. Одновременно, при пусках и остановках ГПА, автоматически осуществляется перестановка кранов (открытие или закрытие) для подключения или отключения ГПА к аппаратам и газопроводам. Перестановку кранов обеспечивают устройства управления кранами (далее – УУК), работающие на импульсном газе, в качестве которого используется природный газ, который из пневмоцилиндров УУК стравливается в атмосферу через свечи высотой 2м.

В ГПА для смазки подшипников подается турбинное масло, его избыток, особенно при отклонениях в режимах работы ГПА, попадает в поток газа. На выходе из компрессорного цеха установлен подземный маслосборник, в котором накапливается турбинное масло. Один раз в год масло из маслосборника удаляется, при этом в атмосферу сбрасывается метан, через свечу высотой 6 м.

Компрессорная станция соединена МГ шлейфами: подводящий шлейф - газопровод длиной 1426 м. диаметром 1 м., отводящие шлейфы - длиной 1370 м. и диаметром 0,7 м. Выбросы метана из шлейфов производятся через свечу высотой 6 м. При опорожнении газопровода во время проведения ремонтных работ. Одновременно могут опорожняться отводящие или подводящие шлейфы. Ремонтные работы проводятся в плановом порядке один раз в год.

2.2.4. Характеристика факторов техногенного воздействия при эксплуатации газопроводов

Специфика строительства трубопроводных объектов в газовой промышленности в экологическом плане характеризуется особыми факторами: значительной линейной протяженностью магистральных трубопроводных систем, пожаро - и взрывоопасностью транспортируемых по трубопроводам продуктов, высоким уровнем энергонапряженности сооружаемых объектов, разнохарактерностью природных ландшафтов, в которых ведется строительство, географическими, геолого-минералогическими и другими факторами. Современный магистральный газопровод диаметром 1400 мм с рабочим давлением 7,5 МПа и протяженностью 1000 км представляет собой по существу взрывоопасный сосуд, разрушение которого даже на ограниченном участке связано с крупномасштабными экологическими потерями, связанными, в первую очередь, с механическими и тепловыми повреждениями природного ландшафта. Иные экологические последствия имеет аварийная ситуация на газопроводах. В этом случае доминирующую роль играет фактор глобального загрязнения водоемов и почв.

Статистический анализ отказов, происходящих на строящихся и действующих магистральных газопроводах показал следующее: из всей

совокупности отказов на газопроводах при испытаниях и в эксплуатации произошло около 10 %, а на нефтепроводах около 18 % отказов со значительным экологическим ущербом. При этом наибольшую экологическую опасность представляют трубопроводы диаметром 1020 мм и 1420 мм. Среднегодовые потери продукта, обусловившие загрязнение окружающей среды, составили по нефтепроводам 750 т, по газопроводам - 43,2 млн.м³.

Характерной особенностью техногенного воздействия газопровода на окружающую среду является наличие термического влияния, связанного с возгоранием газа, а также значительное нарушение целостности почвенно-растительного покрова.

Воздействие широкомасштабного строительства магистральных газопроводов в северном регионе отрицательно сказывается на состоянии животного мира. За счет перераспределения популяционных групп, покидающих зоны влияния строительства и эксплуатации магистрального газопровода, происходит уплотнение популяций в новых местах обитания, что приводит, в конечном счете, к снижению продуктивности диких животных.

Самостоятельный вид техногенного воздействия на окружающую среду представляет работа компрессорных станций. По данным ВНИИ-газа основным загрязняющим веществом от КС являются окислы азота. Как показывает анализ, содержание этих выбросов в зоне КС превышает максимально допустимые концентрации в атмосферном воздухе. Для ряда КС уровень загрязнения составляет 40-60 ПДК на расстоянии от источника в среднем до 500 м.

Для всех перечисленных источников характерен высокий уровень шума, значительно превышающий санитарные нормы, что создает неблагоприятные условия для обслуживающего персонала и для жителей близлежащих районов, а также для обитания диких животных, рыб и птиц.

Исследования, проведенные на современных компрессорных станциях, показали, что длительное воздействие шума вызывает различные нарушения в организме человека, что приводит к профессиональным заболеваниям, общей и

профессиональной нетрудоспособности. В частности, практически невозможно разговаривать, когда уровень шума на КС превышает 100 дБ.

2.3. Аварийные ситуации на магистральных газопроводах.

2.3.1 Классификация чрезвычайных ситуаций.

Чрезвычайная ситуация (далее – ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности.

В Постановлении Правительства Российской Федерации от 21.05.2007г. № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в качестве критерия тяжести чрезвычайной ситуации используется количество пострадавших и причиненный материальный ущерб. Чрезвычайные ситуации классифицируются в зависимости от количества людей, пострадавших в этих ситуациях, людей, у которых были нарушены условия жизнедеятельности, размера материального ущерба, а также границы зон распространения поражающих факторов чрезвычайных ситуаций.

2.3.2 Аварии и их характеристики

Количество аварий в производственной сфере ПАО «Газпром» неуклонно растет. Это происходит в связи с широким использованием новых технологий и материалов, нетрадиционных методов прокладки газопровода, нехватка квалифицированных специалистов и человеческий фактор.

Современные сложные производства проектируются с высокой степенью надежности, порядка 10^4 . Иначе говоря, если этот объект единственный, то авария на нем может произойти один раз в 10 тыс. лет. Но если таких объектов будет 10 тыс. единиц, то ежегодно один из них статистически может быть аварийным. Следовательно, абсолютной безаварийности не существует.

Независимо от производства, в подавляющем большинстве случаев аварии имеют одинаковые стадии развития.

На первой из них аварии обычно предшествует возникновение или накопление дефектов в оборудовании, или отклонений от нормального ведения процесса, которые сами по себе не представляют угрозы, но создают для этого предпосылки. Поэтому еще возможно предотвращение аварии.

На второй стадии происходит какое-либо инициирующее событие, обычно неожиданное. Как правило, в этот период у операторов не бывает ни времени, ни средств для эффективных действий.

Собственно авария происходит на третьей стадии, как следствие двух предыдущих.

Наиболее часто повреждаются и разрушаются:

1. Наземные здания и сооружения:

- газораспределительные станции (ГРС);
- газораспределительные пункты (ГРП);
- газгольдерные станции;
- компрессорные станции.

2. Распределительные устройства.

3. Газопроводы:

- переломы труб;
- коррозия трубопроводов;
- нарушение герметичности фланцевых соединений;
- нарушение плотности соединений в арматуре;
- нарушение плотности соединений в резьбовом соединении.

Последствия:

1. Возможность взрывов.
2. Возникновение пожаров.
3. Загазованность местности и опасность нарушения жизнедеятельности населения.
4. Нарушение экологической безопасности функционирования газовых магистралей.

Основные опасности газодобывающих производств, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, связаны с авариями в виде пожара, взрыва или токсического выброса. Прогнозирование и предупреждение последствий аварий на ООО «Газпром трансгаз Томск» связано, прежде всего, с прогнозированием и предупреждением действия поражающих факторов при реализации основных опасностей. При всем многообразии возможных сценариев аварий набор поражающих факторов ограничен. Это дает возможность описывать физические воздействия, приводящие к нанесению ущерба людям, материальным ценностям и окружающей среде, конечным числом параметров.

2.3.3. Мероприятия, направленные на ликвидацию аварий и восстановление объектов ООО «Газпром трансгаз Томск» в случае возникновения ЧС

Ликвидация чрезвычайных ситуаций и восстановление объектов магистральных газопроводов Общества осуществляется силами объектовых звеньев подсистемы «Газ ЧС» и СГЗ ООО «Газпром трансгаз Томск» во взаимодействии с территориальными силами РСЧС[9].

Работы по локализации аварийных (чрезвычайных) ситуаций и ликвидации их последствий на объектах МГ Общества организуются согласно требованиям СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов», в соответствии с разработанными Планами мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах филиалов. Положение о разработке данного плана утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 26.08.2013 № 730.

Первоочередными задачами при возникновении нештатной ситуации являются:

- отключение (переключение) аварийного участка объекта МГ со стравливанием газа;
- оповещение, сбор и выезд аварийных бригад к месту ЧС;

- предупреждение потребителей о прекращении поставок газа или о сокращении их объема;
- принятие необходимых мер по организации оптимального режима работы объектов МГ;
- принятие необходимых мер по предотвращению нахождения в зоне аварийной (чрезвычайной) ситуации лиц, не задействованных в работах по ее ликвидации;
- обеспечение безопасности близлежащих транспортных коммуникаций и мест их пересечения с МГ, а также гражданских и промышленных объектов.

Для принятия оперативных мер по ликвидации аварийной (чрезвычайной) ситуации в филиале ЮЛПУМГ разработаны и утверждены: порядок оповещения, порядок сбора аварийной бригады и выезда к месту аварии, перечень необходимых для ликвидации аварий транспортных средств, оборудования, инструмента, материалов, средств связи, пожаротушения, СИЗ.

На ликвидацию последствий аварийной (чрезвычайной) ситуации (на проведение огневых работ или комплекса огневых работ), в зависимости от их объёма и сложности, издаются приказы по филиалу ЮЛПУМГ с назначением ответственных по участкам и видам работ (дополнение к СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкции по безопасному проведению огневых работ на объектах ПАО «Газпром»») [10].

Филиалом издаются приказы на проведение комплекса работ (включая работы по устранению последствий аварий или инцидентов) и сложных огневых работ, требующих согласованных действий нескольких филиалов или выполняемых силами нескольких коллективов исполнителей разных филиалов, то есть создается группировка сил и средств для ликвидации последствий ЧС.

Аварийная бригада, прибывшая к месту аварийной (чрезвычайной) ситуации на МГ проводит разведку с целью установления места и характера повреждений, степени и объема разрушений, определения опасных зон, определения направлений ввода сил и средств для проведения аварийно – восстановительных работ, наличие и состоянии расположенных в

непосредственной близости ЛЭП, железных и автомобильных дорог, выявления других данных, и передача необходимой информации в диспетчерскую службу ЮЛПУМГ.

К ликвидации последствий аварийной (чрезвычайной) ситуации приступают после ее локализации, организации устойчивой радиосвязи, организации постов на трубопроводной арматуре, отключающей аварийный участок от действующего газопровода, и принятии дополнительных мер по предотвращению ошибочной или самопроизвольной ее перестановки.

При возникновении чрезвычайных ситуаций на территории объектов ООО «Газпром трансгаз Томск» или территории субъекта, представляющих угрозу для объектов и работников филиала взаимный обмен информацией о характере, масштабах и проводимых мероприятиях по защите рабочих, служащих и населения от воздействия поражающих факторов ЧС организуется в соответствии с Соглашениями о взаимодействии по предупреждению и ликвидации ЧС на объектах магистральных газопроводов,

2.3.4. Порядок (способ) выполнения планируемых мероприятий (объемы, сроки выполнения, расчет сил и средств, необходимых для устойчивого функционирования предприятия)

При определении планируемого срока выполнения работ по ликвидации аварийной (чрезвычайной) ситуации и восстановлению функционирования объектов магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Томск» целесообразно применять СТО ГТТ 0117-381-2016 «Методика расчета нормативных показателей времени выполнения работ по локализации и ликвидации аварийных (чрезвычайных) ситуаций, связанных с разрывом магистрального газопровода», при этом учитываются следующие этапы:

- обнаружение, оповещение и доведение информации о возникновении аварийной (чрезвычайной) ситуации;
- оповещение и сбор должностных лиц и сил, предназначенных для ликвидации последствий аварийной (чрезвычайной) ситуации;

- прибытие дежурной аварийной бригады к месту аварии, закрытие кранов;
- доставка сил и средств (включая аварийный запас МТР) для выполнения работ по ликвидации последствий аварийной (чрезвычайной) ситуации и восстановлению функционирования объектов МГ;
- выполнение аварийно-восстановительных работ и восстановление функционирования объектов МГ (ввод газопровода в работу) [7].

Временные показатели выполнения мероприятий по действиям при возникновении аварийной (чрезвычайной) ситуации приведены в приложении 1 (календарный план) Плана действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера ООО «Газпром трансгаз Томск».

2.3.5 Пожарная безопасность

В ООО «Газпром трансгаз Томск» требованиям противопожарного режима уделяется особое внимание, так как возникновение пожаров приводит к последствиям чрезвычайного характера. На производственной территории ООО «Газпром трансгаз Томск» запрещается пользоваться открытым пламенем. Курение допускается только в специально отведенных местах, оборудованных урнами, емкостями с водой и с надписью: «Место для курения». На всей территории предприятия поддерживается чистота и порядок.

При тушении пожаров применяют средства:

- разбавление воздуха негорючими газами до концентраций, при которых горение прекращается;
- охлаждение очага горения ниже определенной температуры (температуры горения);
- механический срыв пламени струей жидкости или газа;
- создание условий огнепреграждения, при котором пламя распространяется через узкие каналы.

К основным огнегасительным веществам относятся вода, химическая и воздушно-механическая пена, водяной пар, сухие порошки, инертные газы, огнегасительные составы на основе галоидированных углеводородов.

К первичным средствам пожаротушения относятся песок, войлочные или асбестовые покрывала.

Для ликвидации небольших возгораний, не поддающихся тушению водой и другими средствами тушения, используются углекислотные огнетушители (ОУ-2А, ОУ-5, ОУ-8), для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000 В – порошковые огнетушители (ОП-5, ОП-8, ОП-50).

Площадки для топлива и горюче – смазочных материалов на предприятии располагаются не ближе 50 м от территории производственных объектов.

Подъезды и подходы к зданиям, местам расположения противопожарного инвентаря, водным источникам на предприятии легкодоступны в любое время суток. Запрещается использовать противопожарные разрывы между зданиями для складирования материалов, стоянки автотранспорта.

После окончания работы, все производственные помещения тщательно осматриваются лицом, ответственным за пожарную безопасность и обесточиваются. Разработаны и вывешены на видных местах планы эвакуации людей в случае пожара и все работающие с ним ознакомлены под роспись. Разработана инструкция, определяющая действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации людей, по которой не реже одного раза в полугодие проводятся практические тренировки всех задействованных для эвакуации работников. Во всех служебных, административных, складских и бытовых помещениях предприятия на видных местах наряду с инструкцией о пожарной безопасности, вывешены памятки о мерах пожарной безопасности и таблички с указанием номера телефона сообщения о пожаре и вызова пожарной охраны [11].

2.3.6. Основные этапы ликвидации аварий на газопроводе.

В связи с тем, что различные участки магистрального газопровода ООО «Газпром трансгаз Томск» обладают специфическими особенностями, не

учтёнными в статистике имевших место аварий, для формирования точной расчётной модели выделено 7 основных этапов ликвидации аварии:

1. обнаружение факта аварии и оповещение дежурных аварийных бригад, дистанционное закрытие линейных кранов;
2. сбор дежурной аварийной бригады;
3. прибытие дежурной аварийной бригады к месту аварии и проведение разведки: обнаружение места аварии, рекогносцировка, уточнение характера аварии, закрытие линейных кранов (при отсутствии дистанционных приводов кранов);
4. доставка на место аварии сил и средств для проведения аварийно-восстановительных работ;
5. ожидание стравливания газа (или завершения горения газа при аварии с возгоранием);
6. проведение аварийно-восстановительных работ;
7. ввод газопровода в работу.

Последовательность этапов для случая дистанционного закрытия линейных кранов приведена на рисунке 4 Приложения. В случае, когда дистанционное закрытие невозможно (отсутствуют дистанционные приводы или произошёл их отказ), последовательность этапов приведена на рисунке 5 Приложения.

1. Длительность этапа №1 определена на основе статистического анализа аварий в ООО «Газпром трансгаз Томск».
2. Длительность этапа №2 регламентирована внутренним документом Общества [12].
3. Длительность этапов №3 и №4 определяется на основании кратчайшего (по времени) маршрута до аварийного участка с учётом типа дорог на маршруте, их протяжённости, времени суток и времени года. Для расчёта времени транспортировки аварийной бригады и материально-технические ресурсы (далее – МТР) к месту аварии был применён методический подход, изложенный в настоящем стандарте[7].

4. Длительность этапа №5 рассчитывается согласно СТО Газпром 2-2.3-351 [8]. Учёт этого времени необходим для случаев, когда прибывшие на место ликвидации аварии силы не могут приступить к работам.

5. Длительность этапа №6 определяется на основе методического подхода, изложенного в разделе 5.4 настоящего стандарта.

6. Длительность этапа №7 определяется типовым набором операций по пуску газопровода в работу.

7. Общая структура расчёта приведена в таблице 6 Приложения.

2.3.7 Расчёт времени прибытия аварийной бригады к месту аварии

Основными критериями, определяющими время транспортировки аварийной бригады и прибытия к месту аварии, являются:

- протяжённость и тип дорог по маршруту следования от базы ЛПУ к месту аварии;
- участки вдоль трассы газопровода, не доступные для проезда;
- время суток;
- время года.

Для расчёта выделяется три основных типа дорог, влияющих на скорость движения аварийной бригады и автоколонны с МТР:

- с асфальтовым покрытием;
- с твёрдым покрытием (например, бетонным или щебёночным);
- с грунтовым покрытием (в том числе, вдольтрассовые проезды).

В зимний период времени может потребоваться расчистка дороги с грунтовым покрытием (включая вдольтрассовые проезды) от снега. В этом случае автоколонну с МТР на дорогах с грунтовым покрытием возглавляет автогрейдер или бульдозер, производящий расчистку снежного покрова.

Аварийная бригада, направляется для поиска места аварии, проведения разведки и определения её масштабов на транспортном средстве с высокими скоростными характеристиками и обладающем повышенной проходимостью

(вездеход ГТСМ). Средняя скорость перемещения аварийной бригады определяется по таблице 7 Приложения.

Время проезда дежурной аварийной бригады к месту аварии рассчитывается по формуле 2.1.

$$T3 = \frac{L_{\text{асф.}}}{V_{\text{асф.}}} + \frac{L_{\text{тв.покр.}}}{V_{\text{тв.покр.}}} + \frac{L_{\text{гр.покр.}}}{V_{\text{гр.покр.}}} \quad (2.1)$$

где: $L_{\text{асф.}}$ – суммарная длина участков дороги с асфальтовым покрытием;

$V_{\text{асф.}}$ – скорость перемещения согласно таблице 4;

$L_{\text{тв.покр.}}$ – суммарная длина участков дороги с твёрдым покрытием;

$V_{\text{тв.покр.}}$ – скорость перемещения согласно таблице 4;

$L_{\text{гр.покр.}}$ – суммарная длина участков дороги с грунтовым покрытием;

$V_{\text{гр.покр.}}$ – скорость перемещения согласно таблице 4.

$$T3 = \frac{6}{60} + \frac{8}{40} + \frac{2}{30}, T3 = 0,9 \text{ ч. (54 мин.)}$$

Автоколонна с МТР следует к месту аварии с меньшей средней скоростью (таблица 8 Приложения), основанной на нормативных документах [13-15] и технических характеристиках, фактически имеющихся в ЛПУМГ моделей колёсных и гусеничных транспортных средств. По дорогам с асфальтовым и твёрдым покрытием гусеничная техника перевозится на тралах, а на дорогах с грунтовым покрытием – своим ходом, поэтому средняя скорость по таким дорогам принимается равной скорости наиболее медленных гусеничных транспортных средств – экскаватора, бульдозера и трубоукладчика. Зимние месяцы определяются для каждого ЛПУМГ по таблице Г.1 приложения Г.

Время доставки МТР рассчитывается по формуле 2.2.

$$T4 = \frac{L_{\text{асф.}}}{V_{\text{асф.}}} + \frac{L_{\text{тв.покр.}}}{V_{\text{тв.покр.}}} + \frac{L_{\text{гр.покр.}}}{V_{\text{гр.покр.}}} \quad (2.2)$$

где: $L_{\text{асф.}}$ – суммарная длина участков дороги с асфальтовым покрытием;

$V_{\text{асф.}}$ – скорость перемещения согласно таблице 5;

$L_{\text{тв.покр.}}$ – суммарная длина участков дороги с твёрдым покрытием;

$V_{\text{тв.покр.}}$ – скорость перемещения согласно таблице 5;

$L_{\text{гр.покр.}}$ – суммарная длина участков дороги с грунтовым покрытием;

$V_{\text{гр.покр.}}$ – скорость перемещения согласно таблице 5.

$$T_4 = \frac{90}{60} + \frac{8}{40} + \frac{2}{30}, T_4 = 2,3 \text{ ч. (138 мин.)}$$

Расстояние $L_{\text{асф.}}$ в формуле 2.2 должно быть увеличено с учётом требований Приложения Д в случаях, когда фактический аварийный запас труб в ЛПУМГ (СТО ГТТ 0700-087) меньше рекомендуемого СТО Газпром 2-2.3-351, и требуется доставка МТР из регионального пункта[6].

При планировании маршрута к месту аварии необходимо учитывать, что некоторые участки вдольтрассовых проездов расположены в так называемых «зонах недоступности». Типы зон недоступности и скорость движения по ним приведены в таблице 9 Приложения. Нулевая скорость символизирует невозможность проезда по указанной зоне. В этом случае необходима прокладка альтернативного маршрута от другой точки подъезда к газопроводу. Поиск кратчайшего маршрута к конкретной точке на газопроводе осуществляется автоматически в программном комплексе «Статус ГТТ».

3. Расчеты и аналитика

Ликвидация аварий на газопроводе начинается, прежде всего, с отключения его поврежденного участка и перекрытия газопровода запорными устройствами (замками, задвижками), расположенными на нем и у газгольдерных станций. При срезам или разрывах труб газопровода низкого давления концы их заделывают деревянными пробками, обмазывают глиной или обматывают листовой резиной, трещины на трубах заваривают или заделывают, устанавливая муфты.

Временно трещины заделывают таким образом: обматывают трубы плотным бинтом и обмазывают глиной, или обматывают листовой резиной с накладкой хомутов.

При воспламенении газа его давление в газопроводе снижают, после чего пламя гасят песком, землей, глиной, набрасывают на газопровод мокрый брезент, а затем засыпают землей и поливают водой.

Для поиска утечки газа из подземных трубопроводов используются служебные собаки.

На загазованной местности во избежание взрыва газа запрещается зажигать спички, курить, пользоваться инструментом, вызывающим искрообразование, использовать машины и механизмы с работающими двигателями. Работы на газопроводах, находящихся под давлением, а также расположенных в помещениях, производят только инструментом из цветного металла. Стальной инструмент, чтобы исключить искрообразование, должен быть смазан минерализованной смазкой. Для освещения рабочего места на загазованных участках разрешается применять только аккумуляторные фонари во взрывобезопасном исполнении.

Значительную сложность представляет собой тушение пожара горючих газов, истекающих под давлением. Как правило, подавление горения в этих случаях достигается перекрытием газового потока. Нередко быстро перекрыть поток газа не удастся и приходится тушить горящий факел. При пожарах природного газа, истекающего из труб диаметром до 150 мм с расходом $75 \text{ м}^3/\text{с}$ пламя имеет высоту до 80 м, диаметр — до 20 м, площадь — до 2000 м^2 . Наиболее эффективно тушение таких пожаров с помощью порошковых огнегасительных составов на основе бикарбонатов калия и натрия. Так, тушение пожара при вертикальном истечении газа с расходом до $75 \text{ м}^3/\text{с}$ достигается при подаче состава на основе бикарбоната калия из двух стволов с общим расходом порошка около 10 кг/с. Труднее всего поддается тушению горящий газ, истекающий вниз или в горизонтальном направлении. Удельный расход порошков при тушении такого пожара повышается на 30-50%.

Воздействие газожидкостных средств на горящий факел, как правило, не позволяет потушить пожар. Гашение пламени в таком случае достигается лишь при снижении давления горючего газа, поступающего в очаг пожара.

Одним из наиболее эффективных способов тушения такого пожара является введение газовых средств тушения в магистраль, по которой поступает горючий газ. В газопроводе просверливают отверстие и через него подают огнегасительный газ (оксид углерода, инертные газы), расход которого должен в 2-5 раз превышать расход горючего газа.

Одновременно с тушением пожара на газопроводе необходимо осуществлять его охлаждение. Во избежание разрушений, деформаций и разрывов нельзя допускать попадание воды на оборудование и газопровод, которые по условиям технологического процесса работают при высоких температурах. В таких случаях их защита и охлаждение согласовываются с инженерно-техническим персоналом объекта. На пути трубопроводов ООО «Газпром трансгаз Томск» встречается много препятствий естественного и искусственного происхождения: водные преграды, транспортные магистрали, пересеченность местности (горная складчатость, холмы, овраги и т.д.), другие трубопроводы. Для их преодоления на трубопроводах делаются отводы, позволяющие повторять изгибы местности или возвышаться над препятствиями. Аварии, происходящие на трубопроводах, в этих местах имеют наиболее опасные последствия, так как в случае выброса или разлива транспортируемый продукт может покрыть собой большие площади, поразив их и вызвав вторичные последствия аварии (взрывы, пожары, нарушения экологии и др.). Возможны также нарушения транспортного сообщения, энергоснабжения, функционирования предприятий. Серьезной проблемой при локализации и ликвидации последствий ЧС на трубопроводах при преодолении ими препятствий является затрудненность доступа к месту утечки.

Расчеты по определению состава группировки сил и средств проводятся на основе прогнозирования обстановки, в том числе и инженерной, которая может сложиться в той или иной чрезвычайной ситуации.

Состав сил и средств ООО «Газпром трансгаз Томск» обеспечивает круглосуточную работу в две смены в мирное время, а в условиях радиоактивного заражения местности – в соответствии с режимами нахождения

формирований на этой территории. Он должен обеспечивать выполнение спасательных работ в мирное время в пределах 5-ти суток, а в военное время - 2-х суток.

3.1. Краткие сведения об объекте

Компрессорная станция № 6 “Просоково” (КС) является линейной станцией магистрального газопровода «Нижевартовский ГПЗ – Парабель - Кузбасс» (Ду1000, Рраб=5,4МПа) и находится на км 404 трассы газопровода в 1400 м справа по ходу газа. В административном отношении площадка КС-6 “Просоково” находится в Юргинском районе Кемеровской области, в 8-ти км на юго-запад от с. Просоково в 3-х км. западнее д. Чахлово. Схема размещения КС «Просоково» на территории Кемеровской области представлена на рисунке 10 Приложения.

В состав аварийно-восстановительных работ на линейной части подземных газопроводов – шлейфов входят:

- доставка техники к месту аварии;
- устройство лежневой (при необходимости) и подъездной дороги от трассы до аварийного участка;
- разработка котлована;
- извлечение поврежденного участка трубы;
- укладка новой трубы;
- замена участка трубопровода;
- проверка сварочных швов стыков;
- восстановление целостности наружной изоляции трубопровода;
- испытания газопровода;
- засыпка котлована;
- доставка техники от места проведения работ в ППД.

Для проведения анализа расчётных значений времени ликвидации аварии на ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Томск» необходимо предварительно выполнить следующие действия:

- сформировать перечень ЛЧ МГ в зоне ответственности Общества;

- разбить каждый МГ из перечня на участки длиной в 1 км;
- определить диаметр МГ на расчётном участке и принять длину разрушения газопровода при аварии по таблице 12 Приложения, основанной на СТО Газпром 2-2.3-351;
- определить кратчайшие по времени маршруты подъезда к каждому участку длиной в 1 км;
- рассчитать время ликвидации аварии на каждом участке согласно методическому подходу, изложенному в разделе 5.2 настоящего стандарта (СТО Газпром 2-2.3-351;).

1. Полученные результаты расчёта необходимо разделить на три списка:

- участки 1 с;
- участки 2 с ;
- участки 3 с.

2. Для участков из первого списка никаких дополнительных действий не требуется.

3. Для участков из второго списка необходимо провести детальную оценку технического состояния ЛЧ МГ с учётом требований нормативных документов СТО Газпром 2-2.3-112, СТО Газпром 2-2.3-173, СТО Газпром 2-2.3-292, Р Газпром 2-2.3-184, СТО Газпром 2-2.3-095, СТО Газпром 2-3.5-454, [6-7] и формировать программы проведения диагностических и ремонтных работ для этих участков с более высоким приоритетом. Выполнение данной оценки возможно в автоматизированном режиме в программном комплексе «Статус ГТТ».

4. Для участков из третьего списка необходимо выполнение перечня компенсирующих мероприятий, включая, но не ограничиваясь:

- изучение возможностей объезда зон недоступности (просеки, ЛЭП, полевые и лесные дороги);
- изучение доступных способов уменьшения времени транспортировки собственными силами ЛПУМГ (отсыпка вдольтрассовых проездов, регулярная расчистка от снега в зимний период);

- разработка детальных маршрутных карт подъезда к участкам и проведение инструктажа с работниками аварийных бригад и УАВР;
- обоснование дополнительного финансирования на приобретение специальной техники, прокладку новых дорог или модернизацию существующих и т.д.

Ликвидация возможных аварийных ситуаций и их последствий на объектах ООО «Газпром трансгаз Томск» осуществляется силами и средствами Юргинского ЛПУМГ. В случае необходимости, в соответствии с Положением о подсистеме предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ООО «Газпром трансгаз Томск» [9] могут быть привлечены корпоративные штатные силы постоянной готовности. Если масштабы аварии (ЧС) таковы, что система «Газ ЧС» не может обеспечить ее локализацию и ликвидацию, то для этого КЧС ПАО «Газпром» обращается в КЧС Минэнерго РФ.

Обеспечение высокой готовности сил и средств аварийно-восстановительных формирований (аварийных бригад) ООО «Газпром трансгаз Томск» достигается путем выполнения следующих мероприятий:

- поддержанием в готовности аварийных бригад к выезду на трассу по сигналу аварии и организацию оповещения по Плану сбора аварийной бригады;
- укомплектованием аварийных бригад личным составом в соответствие со штатным расписанием;
- своевременным оснащением техникой, оборудованием и инструментом в соответствие с табелем снабжения и запасными частями, и расходными материалами;
- обучением и тренировками аварийных бригад, по действиям при авариях в соответствии с их назначением и графиком проведения аварийных тренировок (выездов) и проведением их не реже одного раза в квартал;
- обеспечением экстренной выдачи средств индивидуальной защиты во внеурочное (ночное) время и в зоне ЧС;

- обеспечением экстренной выдачи технологической документации для проведения ремонтно-восстановительных работ, как в рабочее время, так и во внеурочное (ночное) время и в зоне ЧС;
- обеспечением автономными источниками освещения мест работы и автономными средствами связи;
- отработкой организации экстренного оповещения и сбора личного состава формирований;
- обеспечение хранения материально-технических запасов для аварийно-восстановительных работ вне зон возможных разрушений;
- отработкой плана обеспечения питанием, предметами первой необходимости и медицинской помощи в зоне локализации и ликвидации аварии;
- обеспечением теплыми стоянками аварийно – восстановительной техники;
- содержанием в рабочем порядке подъездных путей к площадкам складированных материальных и строительных запасов;
- отработкой действий по аварийным расписаниям;
- отработкой схемы взаимодействия и плана привлечения (по согласованию) сил и средств близлежащих объектов.

3.2. Определение количества формируемых механизированных групп для ликвидации аварии

Для определения количества формируемых механизированных групп (псмг) необходимо общую численность личного состава сил и средств ООО «Газпром трансгаз Томск», привлекаемых для выполнения мероприятий при угрозе и возникновении аварийных ситуаций, разделить на численность одной группы (см. табл. 7

$$n_{\text{псмг}} = \frac{N_{\text{псмг}}}{24}, \quad (3.1)$$

$$n_{смг} = \frac{42}{24}, \quad n_{смг} = 2.$$

Количество сводных механизированных групп ($n_{смг}$) можно определить в прямой постановке, если в приведенные выше зависимости ввести производительность одной группы:

$$n_{смг} = 0,15 \frac{10}{15 \cdot 60}, \quad n_{смг} = 0,15 \frac{100}{15 \cdot 60}, \quad n_{смг} = 1,65 = 2 \quad (3.2)$$

$$n_{смг} = \frac{W}{P_{смг} T}, \quad (3.3)$$

где $P_{смг}$ – производительность одной механизированной группы при ремонте газопровода, принимается равной 15 м/ч.

Численность личного состава сводной механизированной группы принята с учетом ее работы в две смены.

3. 3. Расчет сил для оказания медицинской помощи.

Определение количества сил первой медицинской помощи

Количество отрядов первой медицинской помощи ($n_{пмп}$), численность врачей и среднего медицинского персонала, общая численность личного состава для отрядов ПМП определяются:

$$n_{пмп} = \frac{N_{сп}}{100}; \quad n_{пмп} = \frac{3}{100}, \quad n_{пмп} = 0,03 \text{ (отряд ПМП не требуется)} \quad (3.3)$$

$$N_{вр} = 8n_{пмп}; \quad N_{вр} = 8 \cdot 0,03, \quad N_{вр} = 0,24 \text{ (требуется 1 врач)} \quad (3.4)$$

$$N_{см} = 38n_{пмп}; \quad N_{см} = 38 \cdot 0,03, \quad N_{см} = 1,149 \text{ (требуется 2 чел. смп)} \quad (3.5)$$

$$N_{пмп} = 146n_{пмп}, \quad N_{пмп} = 3 \text{ чел. По оказанию ПМП.} \quad (3.6)$$

где $N_{сп}$ – численность санитарных потерь;

$N_{вр}$ – численность врачей;

$N_{см}$ – численность среднего медицинского персонала;

$N_{пмп}$ – общая численность личного состава первой медицинской помощи.

3.4. Определение сил для локализации и тушения пожара.

В том случае, если при возникновении аварии на газопроводе с возгоранием, потребное количество пожарных отделений ($n_{пж}$), необходимых для локализации и тушения пожаров рассчитывается по формуле:

$$ппож = \frac{n_{смг}}{5}; \text{ппож} = \frac{20}{5}, \text{ппож} = 4 \text{ (пож. отделен.)} \quad (3.7)$$

$$N_{пож} = 6ппож; N_{пож} = 6 \cdot 4 \quad N_{пож} = 24 \text{ чел. пожарных} \quad (3.8)$$

где ппож – количество пожарных отделений;

псмг – количество сводных механизированных групп;

$N_{пож}$ – численность пожарных, чел.

Боевой экипаж (расчет) пожарной машины – 4 человека, необходимо задействовать 6 ед. пожарных автоцистерн для тушения возможного возгорания газопровода.

3.5. Определение численности личного состава формирований, ликвидирующих аварию.

Общая численность личного состава формирований ООО «Газпром трансгаз Томск», привлекаемых для выполнения мероприятий при угрозе и возникновении аварийных ситуаций и участвующих в спасательных работах, будет равна:

$$N_{л.с.ср.} = N_{смг} + N_{р.з} + N_{разв.} + N_{мп} + N_{пож}. \quad (3.9)$$

$$N_{л.с.ср.} = 5 + 10 + 12 + 5 + 24, N_{л.с.ср.} = 56 \text{ чел.}$$

Численность личного состава, участвующего в других неотложных работах, складывается из формирований, участвующих в подготовке места аварии и ликвидации аварий на газопроводе.

3.6. Определение общей численности формирований ООО «Газпром трансгаз Томск» для проведения аварийно – спасательных и восстановительных работ

Общая численность личного состава формирований для проведения аварийно – восстановительных работ на газопроводе будет составлять:

$$N_{л.с.а.с.р} = N_{л.с.ср} N_{л.с. в.р}, \quad (4)$$

$$N_{л.с.а.с.р} = 25 + 31, N_{л.с.а.с.р} = 56 \text{ чел.}$$

3.7. Определение сил для охраны общественного порядка

Количество патрульных постовых звеньев для охраны общественного порядка (пооп) и численность личного состава охраны общественного порядка ($N_{ооп}$) определяются:

$$N_{\text{ооп}} = \frac{N_{\text{л.с.асднр}}}{100}, \quad (4.1)$$

$$N_{\text{ооп}} = 7n_{\text{ооп}}. \quad (4.2)$$

3.8. Определение количества основной инженерной техники, привлекаемой для проведения аварийно – спасательных работ.

Количество и наименование основной инженерной техники, привлекаемой для проведения непосредственно спасательных работ, определяется оснащением спасательных механизированных групп из расчета, что каждая группа укомплектовывается бульдозером, экскаватором, автокраном и компрессором.

Количество бульдозеров для расчистки подъездных путей определяется по формуле:

$$N_{\text{инж.тех.}} = \frac{1,2}{T} (10L_{\text{пп}}) K_{\text{с}} K_{\text{п}}, \quad (4.3)$$

Инженерная техника для оснащения аварийно-технических команд определяется потребностью в укомплектовании аварийно-технических команд из расчета по одному бульдозеру, экскаватору и автокрану в каждую команду. Потребное количество инженерной техники для ликвидации аварий на газопроводе можно определить по формуле:

$$N_{\text{тех.гп}} = \frac{1,2}{T} (2,5K_{\text{кэс}}) K_{\text{с}} K_{\text{п}}, \quad (4.4)$$

Для определения количества другой инженерной техники можно воспользоваться ориентировочными нормативами; на 100 чел, участвующих в ликвидации чрезвычайной ситуации, потребуется по одной силовой и осветительной электростанции, по две компрессорных станции и по два сварочных аппарата.

4. Управление мероприятиями и действиями в ЧС.

4.1. Организация управления.

В Юргинском ЛПУМГ созданы органы управления для решения задач по разработке и проведению комплекса мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций, а в случае их возникновения – для ликвидации их последствий, возглавляемые председателем КЧС и ОПБ.

Для управления силами и средствами в ЛПУМГ имеется основной пункт управления, который находится в постоянной готовности и размещается в рабочем кабинете директора или главного инженера.

Время занятия основного пункта управления:

- в рабочее время – не позже 30 мин;
- в нерабочее время – не позже 2 часов после получения информации об угрозе возникновения ЧС.

При возникновении аварии (катастрофы) непосредственно на объекте – ПУ располагается непосредственно на участке ведения аварийно-спасательных работ.

На пунктах управления при введении режима повышенной готовности и чрезвычайного режима устанавливается круглосуточное дежурство руководящего состава согласно утвержденному графику.

4.2. Организация связи при ликвидации аварий.[12]

В целях обеспечения устойчивого управления при проведении аварийно-восстановительных работ по ликвидации последствий чрезвычайной ситуации в ООО «Газпром трансгаз Томск» оборудован подвижный пункт управления (далее – ППУ) на базе специального автомобиля «Машины оперативного управления» на шасси ГАЗ-3325. ППУ применяется для обеспечения работы руководства филиала в местах проведения как плановых работ на трассе МГ, так и работ по ликвидации аварийных (чрезвычайных) ситуаций. ППУ оборудован средствами телефонной и радио связи, позволяющими осуществить выход на Единую сеть электросвязи РФ и сеть ведомственной связи ПАО «Газпром». ППУ укомплектован резервным источником питания, позволяющим обеспечить работу всего оборудования ППУ в течение не менее 30 часов в автономном режиме. ППУ обеспечивает условия для полноценной работы оперативной группы КЧС и ОПБ в полевых условиях и имеет шесть каналов связи.

Прием распоряжений (сигналов) на выполнение мероприятий по защите работников при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций, а также по организации ликвидации последствий ЧС и доведение их до состава КЧС и ОПБ,

командиров (начальников) аварийных бригад и формирований осуществляется круглосуточно диспетчером (сменным инженером) ЛПУМГ.

Система связи построена на базе кабельных, радиорелейных, радиокабельных линий связи и круглосуточно находится под контролем дежурного работника УРС-19. Имеющиеся средства связи позволяют получать и передавать необходимую информацию по защите работников при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций, а также по организации ликвидации последствий ЧС.

4.3. Организация оповещения.

Оповещение органов управления, структурных подразделений, работников ЛПУМГ об угрозе и возникновении ЧС осуществляется оперативным дежурным ГУ МЧС РФ по Кемеровской области по радиотрансляционным сетям, телевидению, через уличные громкоговорители и единой дежурно-диспетчерской службой.

Оповещение руководящего и командно-начальствующего состава, членов КЧС и ОПБ, сил «Газ ЧС», работников ЛПУМГ осуществляется согласно разработанным схемам оповещения по телефонной, селекторной, радиотрансляционной связи, посыльными и через непосредственных руководителей (старших) на рабочем месте.

4.4. Организация взаимодействия

Организация взаимодействия осуществляется путем согласования действий органов управления, сил и средств ЛПУМГ с ООО «Газпром трансгаз Томск», территориальными органами управления ГОЧС, соседними объектами и территориальными формированиями ГО по цели, месту и времени в интересах наиболее эффективного и полного использования их возможностей при выполнении мероприятий по защите работников при угрозе и возникновении ЧС и в ходе проведения по вопросам:

- взаимного информирования о сложившейся обстановке;
- взаимного обмена информацией о результатах радиационного и химического наблюдения;

– оказания помощи в проведении аварийно – восстановительных работ в очагах поражения;

– обмен информацией о возникновении среди личного состава аварийных бригад особо опасных инфекционных заболеваний.

Донесения о сложившейся обстановке и ходе проведения аварийно – восстановительных работ ООО «Газпром трансгаз Томск» представляются в ГУ МЧС РФ по Кемеровской области, УГОЧС г. Юрги и КЧС и ОПБ Юргинского района по форме и в сроки согласно табелю срочных донесений.

4.5 Ликвидации последствий аварии, которая может возникнуть на газопроводе ООО «Газпром трансгаз Томск».

К трубопроводному транспорту ООО «Газпром трансгаз Томск» относятся газопроводы, по которым транспортируются продукты от мест добычи газа к местам переработки и потребления – на заводы или в морские порты для перегрузки в танкеры и дальнейшей перевозки. В настоящее время наблюдается рост количества аварий, возникающих на газопроводе, основными причинами которых являются нарушения правил технической эксплуатации, технологических процессов при производстве и ремонте труб, арматуры газопровода, нарушение правил техники безопасности, несвоевременного и некачественного технического обслуживания, неисправности запорных устройств. Это происходит в связи с широким использованием новых технологий и материалов, нетрадиционных методов прокладки газопровода, нехватка квалифицированных специалистов и пресловутый человеческий фактор.

В ходе выполнения ВКР был предложен сценарий возможного ЧС на газопроводе ООО «Газпром трансгаз Томск» – это авария, связанная с разрывом газопровода без возникновения возгорания, и утечки газа из трубопровода. Были рассчитаны силы и средства функциональной и территориальной подсистем, необходимых для ликвидации аварии на газопроводе. Расчет производился с помощью формул расчета сил аварийных бригад и планов привлечения взаимодействующих сил и средств.

Рассчитанного количества сил и средств ООО «Газпром трансгаз Томск» является достаточным для проведения аварийно – восстановительных работ на газопроводе, за исключением были привлечены силы и средства территориальных подсистем РСЧС – пожарные расчеты.

4.6.Обследование газопровода методом магнитной дефектоскопии[42]

Магнитные дефектоскопы позволяют при малых эксплуатационных расходах выявлять коррозионные повреждения стенок трубы на больших расстояниях, но нужно иметь ввиду, что они малочувствительны к трещинам, хотя и могут обнаруживать достаточно большие трещины, всё же для их выявления следует использовать устройство, использующее ультразвук, либо вихревые токи.

Метод магнитной дефектоскопии металлов основан ни обнаружении и регистрации полей рассеяния, возникающих в местах дефектов при намагничивании контролируемых изделий. При этом магнитные силовые линии распространяются в металле стенки трубы без изменения направления, если в ней отсутствуют дефекты. При наличии дефектов в стенках труб магнитные силовые линии отклоняются, и возникает поле рассеяния, величине этого поля зависит от размеров и конфигурации дефекта при определенном значении намагниченности стенки трубы.

Принцип магнитной дефектоскопии иллюстрируются на рисунке 15.

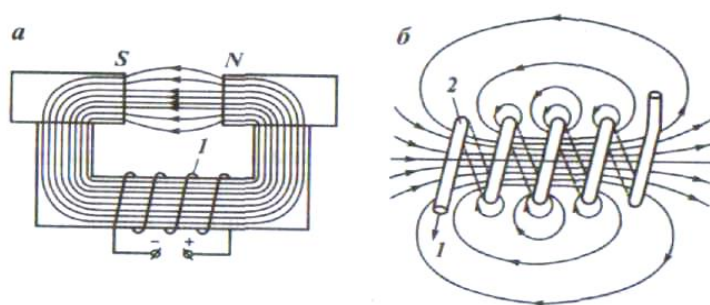


Рис.7 Принципы магнитной дефектоскопии: 1; 2 – обмотка

Кроме того, с помощью магнитного метода контроля выявляются различные дефекты в сварных швах газопроводов, выполненных автоматической сваркой при толщине основного металла от 2 до 20 мм. Наиболее хорошо

выявляются продольные микротрещины, непровары и скопления шлаковых включений и газовых пор.

При использовании метода магнитной дефектоскопии, выполняются две последовательные операции:

- намагничивание стенки газопровода специальным устройством, при котором поля обнаруженных дефектов «записываются» на магнитную ленту;
- воспроизведение или считывание «записи» с ленты, осуществляемое с помощью магнитографических дефектоскопов.

Для контроля технического состояния металла труб газопровода разработан ряд дефектоскопов, перемещающихся внутри трубопровода и регистрирующих различные коррозионные дефекты (коррозионные каверны, трещины и т.п.).

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной работе произведена эколого-экономическая оценка аварийной ситуации, связанной с разрывом трубопровода в виду коррозионного повреждения стенок трубы в месте провара. Обнаруженная в месте разрыва течь из трубы газопровода была оперативно устранена аварийно – восстановительной бригадой после отключения (переключения) аварийного участка объекта МГ со стравливанием газа.

5.1 Расчет экономических затрат на восстановление газопровода и ликвидацию аварии.

Известно, что из всех инженерных коммуникаций газопровода наиболее дорогостоящими, наименее долговечными и обладающими наибольшей степенью аварийности, являются трубопроводы газопроводных сетей. [11]

Анализ повреждаемости трубопроводов газопроводных сетей показывает, что основным вредным воздействием является наружная коррозия труб из-за доступа влаги к поверхности, физический и моральный износ функциональных элементов газопроводов; человеческий фактор (подача продукта в трубы под давлением при закрытых задвижках, повреждение элементов газопроводов при транспортных авариях и др.); стихийные бедствия (землетрясения, оползни, обвалы и др.); преступные действия людей (теракты, несанкционированное подсоединение к трубопроводу и др.). Наиболее неблагоприятные условия и наибольшая интенсивность повреждений наблюдается при бесканальной прокладке труб и при прокладке в заболоченных местах из-за низкого качества антикоррозионной защиты, отсутствия дренажа и затопления каналов.

Затраты, вызванные коррозионными повреждениями систем газоснабжения, включают [14]:

1. замена поврежденных трубопроводов;
2. расчет капитальных вложений на замену газопроводной сети;
3. затраты на ремонтно-восстановительные работы;
4. затраты на обслуживание.

Исходные данные для расчета при аварии на газопроводе.

Определить максимально возможную величину ущерба ОЭ при аварии на газопроводе, связанной с разрывом трубопровода. В результате аварии на трубопроводе в окружающую среду вышло 10 т сжиженного газа. Расстояние от места аварии до ООО «Газпром трансгаз Томск» составляет 3 км. Разлив сжиженного газа составил площадь: длиной $L = 130\text{м}$, шириной $b = 80\text{м}$. Количество задействованных работников аварийной бригады составляет $R_{аб} = 56$ человек. Время эксплуатации газопровода до аварии $T_{ф} = 15$ лет.

Балансовая стоимость газопровода и технологического оборудования $C_{гп} = C_{тоб} = 1,5$ млн.руб, арматуры $C_{арм.} = 0,36$ млн.руб, стоимость оборотных средств $C_{ос} = 0,2$ млн.руб. Нормы амортизации: газопровода $H_{гп} = 3$ %/год, технологического оборудования $H_{тоб} = 6$ %/год, арматуры $H_{ар} = 5$ %/год. Суточный пропуск товарной продукции $N_c = 700$ м³, цена единицы товарной продукции $C_{тп} = 100$ тыс. руб. Норматив штрафов за недопоставку единицы товарной продукции $R_{ш} = 0,1$ тыс. руб. Ставка банковского кредита $C_k = 40$ %/год. Величина прибыли в единице товарной продукции $\Pi = 5$ %. Нормы выработки при ведении восстановительных работ: по ремонту газопровода $R_g = 25$ тыс.руб/чел.год, технологического оборудования $R_{то} = 30$ тыс.руб/чел/год, арматуры $R_{ар} = 30$ тыс.руб/чел/год. [23]

Решение

Одним из следствий аварии является ущерб, который наносится газопроводной сети и ОЭ. При этом размер ущерба ОЭ тем значительней, чем менее они устойчивы к действию поражающих факторов.

Определим величину возможного прямого ущерба [24]:

$$\begin{aligned}
 y_{пmax} = & C_{зб} \times \left(1 - \frac{H_{аз} \times T_{ф}}{100}\right) \times G_з + C_{тоб} \times \left(1 - \frac{H_{ато} \times T_{ф}}{100}\right) \times G_{то} + \\
 & + C_{кэсб} \times \left(1 - \frac{H_{акэс} \times T_{ф}}{100}\right) \times G_{кэс} + C_{ос} \times G_{ос}
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

где $y_{пmax}$ – величина возможного прямого ущерба;

$C_{гп} = C_{тоб}$ – балансовая стоимость газопровода и технологического

оборудования;

Наг – норма амортизации здания;

Т гп – время эксплуатации ОЭ до аварии;

Н ато – норма амортизации технологического оборудования;

Сгпб – балансовая стоимость газопровода;

Накэс – норма амортизации технического оборудования;

С ос – стоимость оборотных средств.

Принимаем относительную величину ущерба, причиняемого газопроводу, равной $G_3=0,4$, технологическому оборудованию – $G_{то} = 0,3$, арматуры – $G_{арм} = 0,25$, оборотным средствам – $G_{ос} = 0,15$ от их остаточной стоимости.

$U_{пmax}=1,5x$

$$\left(1 - \frac{3 \cdot 15}{100}\right) \cdot 0,4 + 1,5 \cdot \left(1 - \frac{6 \cdot 15}{100}\right) \cdot 0,3 + 0,36 \cdot \left(1 - \frac{5 \cdot 15}{100}\right) \cdot 0,25 + 0,2 \cdot 0,15 = 0,43$$

(млн.руб.)

Определим величину возможного косвенного ущерба.

Потребное количество рабочей силы для ведения восстановительных

$$\text{работ: } R = \frac{C_{зб} \cdot G_3}{P_3} + \frac{C_{то} \cdot G_{то}}{P_{то}} + \frac{C_{ар} \cdot G_{ар}}{P_{ар}} \quad (5.2)$$

где R- потребное количество рабочей силы;

$P_{то}$ - норма выработки при ведении восстановительных работ для технологического оборудования

$P_{ар}$ – норма выработки при ведении восстановительных работ для арматуры

$$R = \frac{1,5 \cdot 10^3 \cdot 0,4}{25} + \frac{1,5 \cdot 10^3 \cdot 0,3}{30} + \frac{0,36 \cdot 10^3 \cdot 0,25}{20} = 42 \text{ чел.}$$

Количество производственного персонала, который может быть привлечён к восстановительным работам после аварии:

$$R = R_{пп} - R, \text{ чел.} \quad (5.3)$$

де $R_{пп}$ – количество производственного персонала.

$$R = 120 - 42 = 78 \text{ чел.}$$

Время восстановления объекта:

$$t_{\text{в}} = \frac{T \cdot R}{R_1} \quad (5.4)$$

$$t_{\text{в}} = \frac{12 \cdot 42}{78} = 6,5 \text{ мес.}$$

где Т – количество месяцев в году.

Стоимость восстановления объекта:

$$C_{\text{в}} = (C_{\text{зб}} \times G_{\text{з}} + C_{\text{то}} \times G_{\text{то}} + C_{\text{гп}}) \times \left(\frac{C_{\text{к}}}{100}\right) \times t_{\text{в}} \quad (5.5)$$

$$C_{\text{в}} = (1,5 \times 0,4 + 1,5 \times 0,3 + 0,36 \times 0,25) \times \left(\frac{40}{100}\right) \times 6,5 = 2,96 \text{ млн.руб.}$$

Утраченная величина прибыли за время восстановления производства:

$$C_{\text{п}} = \left(\frac{\Pi}{100}\right) \times C_{\text{тп}} \times N_{\text{с}} \times t_{\text{в}} \quad (5.6)$$

$$C_{\text{п}} = \left(\frac{5}{100}\right) \times 10 \times 7 \times 6,5 = 22,75 \text{ млн.руб.}$$

Величина штрафов за невыполнение договорных обязательств:

$$C_{\text{ш}} = R_{\text{ш}} \times V \quad (5.7)$$

где $R_{\text{ш}}$ – норматив штрафов за недопоставку единицы товарной продукции;

V – объем недопоставки газа

$$C_{\text{ш}} = 0,1 \times 7 \times 6,5 = 4,55 \text{ млн.руб.}$$

Средства, затрачиваемые на ведение контроля за газопроводом и разведки:

$$C_{\text{р}} = C_{\text{зпч}} \times \left(n \times \frac{N_{\text{рз}}}{N_{\text{рз}} \times t}\right), \quad (5.8)$$

Где $C_{\text{зпч}} = \frac{C_{\text{зпм}}}{k}$ – средняя часовая заработная плата контролера-разведчика, руб/час.

$k = 8$;

t – время, в течении которого должна быть проведена первоначальная разведка, равное времени готовности к повреждению спасательных работ, ч.

$$n = \frac{n \cdot N_{pz}}{N'_{pz} \times t} - \text{количество человек, необходимое для проведения разведки в течение времени } t, \text{ чел;} \quad (5.9)$$

N_{pz} – количество разрушенных и поврежденных коммуникаций в очаге поражения, ед.;

N'_{pz} – нормативное количество коммуникаций, которое может осмотреть разведывательный дозор за 1 час работы, ед/ч;

n' – нормативное количество человек в разведывательном дозоре, чел.

$$C_p = \frac{10000}{8 \times 30} \times \left(5 \times \frac{1}{4 \times 1} \right) = 52 \text{ руб.}$$

Затраты на отключение газопровода:

$$C_{огп} = C_{зпч} \times m \times n \times t_0 \quad (5.10)$$

где $C_{зпч}$ – средняя часовая заработная плата рабочего аварийной группы, руб./ч [25];

m – Нормативное количество человек в аварийной группе, чел.;

$n = n_c \times N_{pz}$ – количество отключенных поврежденных участков сетей, ед.; n_c – количество сетей на объекте, ед.;

t_0 – нормативное время отключения аварийной группой поврежденного участка сети газопровода с закрытием задвижек, выключением подачи газа и устранением аварии, ч/уч.

$$C_{огп} = \frac{10000}{8 \times 30} \times (5 \times 2 \times 3) = 1250 \text{ руб.}$$

$$C_{лсч} = 52 + 1250 = 1302 \text{ руб.}$$

Максимальная величина косвенного ущерба:

$$y_{\text{кmax}} = C_v + C_{п} + C_{ш} + C_{лчс} \quad (5.11)$$

$$y_{\text{кmax}} = 2,96 + 22,75 + 4,55 + 0,0013 = 30,26 \text{ млн.руб.}$$

Максимальная величина полного ущерба:

$$U_{\max} = U_{n\max} + U_{k\max}, \text{ млн. руб.} \quad (5.12)$$

$$U_{\max} = 0,43 + 30,26 = 30,69 \text{ млн.руб.}$$

5.2 Расчет затрат на ремонт и восстановление газопровода после аварии

Затраты на ремонт и восстановление газопроводной сети включают в себя: капитальные вложения в газопроводную сеть, цену антикоррозионного покрытия для прокладки газопроводной сети, монтажные работы [26].

Капитальные вложения в газопроводную сеть:

$$K_{вл} = C_{тр} \times (1 + \alpha_{тз}) + Z_{монт} \quad (5.13)$$

где $C_{тр}$ – цена труб с антикоррозионным покрытием, руб.;

$\alpha_{тз}$ – отчисления на транспортные затраты (0,15) [27];

$Z_{монт}$ – стоимость монтажных работ, руб.

Цена труб:

Цена материала для прокладки газопроводной сети с антикоррозионным покрытием складывается из цены труб, цены антикоррозионного покрытия, цены канала [28].

$$C_{тр} = (2 \times (C_{трубы} + C_{ант.пок.}) + C_{кан}) \times L \quad (5.14)$$

где: $C_{трубы}$ – цена одного метра трубы, руб./м;

$C_{ант.пок.}$ – цена антикоррозионного покрытия для одного метра трубы, руб/м

$C_{кан}$ – цена одного метра канала, руб./м;

L – длина трубопровода, м.

$$C_{тр} = (2 \times (1840 + 20) + 7560) \times 243 = 2741040 \text{ руб.}$$

5.3. Стоимость монтажных работ:

Монтажные работы включают в себя земляные, укладочные работы и испытания, а также антикоррозионное покрытие трубопровода. По прейскурантным ценам работы по монтажу одного метра газопроводной сети составляют 4000 руб./м [28], [29].

$$Z_{монт} = C_{монт} \times L = 4000 \times 135 = 540000 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{вл}} = 2741040 \times (1 + 0,15) + 540000 = 3692196 \text{ руб.}$$

Затраты на ремонт газопроводной сети [28]:

$$З_{\text{рем}} = Ц_{\text{рем}} \times L \quad (5.15)$$

где: $Ц_{\text{рем}}$ - цена ремонта одного метра водопроводной сети, руб./год*м;

L - длина участка водопроводной сети, м.

$$З_{\text{рем}} = 4000 \times 135 = 540000 \text{ руб./год}$$

Вывод к разделу

Из всех существующих продуктопроводов, газопровод представляет собой одну из опасных систем транспортировки. Газопровод по транспортировке газа представляет собой объект повышенной опасности, на котором происходят чрезвычайные ситуации, приводящие к утечке газа, взрыву и возникновению пожара, при этом происходит травмирование и даже гибель людей, повреждение и уничтожение материальных ценностей, нанесение ущерба окружающей природной среде, которые необходимо в короткий срок локализовать и ликвидировать с наименьшим ущербом.

В случае возникновения аварии ущерб наносится как самой газопроводной сети, так и коммуникациям, расположенных вблизи прокладки трубопровода.

В данном разделе был проведен анализ по определению возможного ущерба, нанесенного газопроводу при аварии, связанной с разрывом трубопровода газопроводной сети и расчет затрат на ремонт и восстановление газопроводной сети в результате аварии.

На момент исследования было выявлено, что величина прямого ущерба составляет 0,43 млн. руб., косвенного ущерба – 30,26 млн.руб.

В сумму косвенного ущерба входят средства на восстановление коммуникаций, утраченная величина прибыли за время восстановления производства, величина штрафов за невыполнение договорных обязательств, средства на ликвидацию аварии.

Величина полного ущерба составляет 30,69 млн. руб.

В результате расчета затраты на ремонт газопроводной сети после аварии составляют 3млн. 692тыс. 196 руб. В эти затраты входят капитальные вложения в газопроводную сеть, цена труб, стоимость монтажных работ.

6. Социальная ответственность

6.1 Организация рабочего места машиниста насосной станции

Магистральный газопровод - это комплекс трубопроводов и сложных технических сооружений для сбора, очистки, осушки, сжатия, перекачки, сжижения газа. Он служит для передачи большого количества газа на большие расстояния. Анализ показывает, что существует оптимальный предел снижения давления и если допустить дальнейшее его снижение, то экономические показатели газопровода снижаются. Поэтому при дальней перекачке газа на определённых расстояниях строятся компрессорные станции, осуществляющие дожатие газа до заданного давления, т.е. компрессорные станции являются двигателями, с помощью которых продукт в газопроводе приводят в движение в нужном направлении и на необходимое расстояние (на несколько тыс.км). Компрессорные станции, принимающие газ непосредственно от источников газоснабжения, называются головными (далее – ГКС), а расположенные вдоль газопровода – промежуточными (далее – ПКС) или линейными.

Компрессорная станция (далее – КС) совмещена с газоприёмным коллектором, имеет прямоугольную форму 18×18м. Подземная часть железобетонная, глубиной 4,8м. Основанием является скальный грунт. Всасывающий коллектор разделен поперечной стеной на установку для одоризации и зал газомоторных компрессоров 18×11,5м. В зале газомоторных компрессоров установлены два насоса Д2000-100-2 (№1 и №2).

Один агрегат находится в рабочем состоянии, другой в резерве. Перед насосами установлены задвижки чугунные Ду800мм с рабочим давлением 10кг/см². На нагнетании установлены стальные задвижки Ду500мм с рабочим давлением 10кг/см².

Резервный насос опробуется не реже одного раза в 10 дней. Капитальный ремонт насосов производится через 4000 часов работы. В наземной части размещается распределительное устройство 6кВт, трансформаторная подстанция 100кВт и 2 щита станции управления. Из газопровода под давлением газ поступает в пылеуловители, затем по трубопроводам очищенный газ

поступает в коллектор, из которого идет на сероочистку (если содержание серы в газе более 2г на 100 м³ и далее во всасывающий коллектор.

Для работников, участвующих в технологическом процессе по обслуживанию и наблюдению за работой компрессорной станции, обеспечены удобные рабочие места, не стесняющие их действий во время выполнения работы. На рабочих местах предусмотрена площадь, на которой размещаются необходимые устройства для управления и контроля над ходом технологического процесса, а также средства сигнализации и оповещения об аварийных ситуациях.

Рабочее место оператора для обеспечения производственной деятельности оборудуется креслом (стулом, сиденьем) с регулируемыми наклоном спинки и высотой сиденья. Эргономические требования при выполнении работ сидя и стоя приведены в ГОСТ 12.2.032-78, ГОСТ 12.2.033-78.

6.2 Анализ, выявленных вредных факторов

На оператора компрессорной станции в процессе работы действуют опасные и вредные производственные факторы.

В соответствии с ГОСТ вредными производственными факторами для оператора компрессорной станции являются:

- 1) повышенный уровень вибрации;
- 2) повышенный уровень производственного шума;
- 3) наличие вредных веществ в воздухе;
- 4) несоответствие параметрам микроклимата;
- 5) недостаточное освещение рабочей зоны.

6.2.1 Повышенный уровень вибрации

Причиной вибрации являются возникающие при работе насосов и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия. Их источниками могут быть возвратно-поступательные движущиеся системы, неуравновешенные вращающиеся массы, ударные процессы.

Длительное воздействие вибрации на организм человека приводит к различным нарушениям здоровья человека и, в конечном счете, к «вибрационной болезни».

Нормативные значения технологической вибрации на постоянных рабочих местах производственных помещений (категория 3 А) и замеры уровня вибрации на рабочем месте оператора компрессорной станции указаны в таблице 13 Приложения.

При замере уровня вибрации на рабочем месте оператора компрессорной станции и сравнении его с нормативными значениями было выявлено, что уровень вибрации превышает допустимые значения и для решения данной проблемы предлагается следующее:

- а) для рук – виброизолирующие рукавицы;
- б) для ног – виброизолирующая обувь.

Виброзащитные рукавицы отличаются от обычных тем, что на их ладонной части или в накладке закреплены эластично-трубчатые элементы. На рукавице имеются трубчатые элементы, закрепленные накладками и расположенные вертикальными рядами параллельно друг другу и перпендикулярно оси рукавицы.

Виброзащитная обувь изготавливается в виде полуботинок как мужских, так и женских, и отличается от обычной обуви наличием подошвы или вкладыша из упругодемпфирующего материала (рис.5)

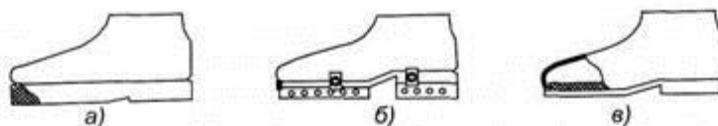


Рис.8 Виброзащитная обувь

- а) – на упругой подошве; б) – со съёмными упругими каблуками и подметкой;
- в) – с упругой стелькой

Параметры общей и локальной вибрации регламентируются ГОСТ 12.1.012-90, СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Требования к индивидуальным средствам защиты регламентируются ГОСТ 12.4.002–84 «Средства индивидуальной защиты рук от вибрации». Общие технические требования на специальную

виброзащитную обувь регламентируются ГОСТ 12.4.024 –76 «Обувь специальная виброзащитная».

6.2.2 Повышенный уровень производственного шума

Шум возникает вследствие упругих колебаний как насоса в целом, так и газонасосной арматуры.

Шум уровня до 65 дБ вызывает раздражение, носящее лишь психологический характер. При уровне шума 65 – 85 дБ возможно его физиологическое воздействие. Так, при указанном уровне шума, пульс и давление крови повышаются, сосуды сужаются, что снижает снабжение организма кровью, и человек быстрее устает. Установлено, что при работах, требующих внимания, при увеличении уровня шума с 65 до 85 дБ имеет место снижение производительности труда на 30 %.

Воздействие шума уровнем 85 дБ и выше приводит к нарушениям органов слуха. Риск потери слуха у работающих при шуме 85 дБ составляет 3%, при 90 дБ – 10 %, при 100 дБ – 29 %. Кроме того, усиливается влияние шума на систему кровообращения, ухудшается деятельность желудка и кишечника, появляются ощущения тошноты, головная боль и шум в ушах. [36]

Источником шума на компрессорной станции является насосный агрегат Д2000 – 100.

В таблице 14 Приложения представлены результаты замеров шума компрессорной станции, а также их превышение над допустимыми уровнями.

Уровень шума в производственных помещениях не должен превышать 80дБ. Как видно из таблицы 14 Приложения превышения шума нет, но близко к допустимому. Поэтому операторы используют наушники.

Действующими нормативными документами являются:

- а) ГОСТ 12.1.003 – 83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»;
- б) СН 3223 – 85 «Санитарные нормы уровней шума на рабочих местах»;
- в) СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

г) ГОСТР 2.2.2006-05 «Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».

6.2.3 Микроклимат рабочей зоны

Вредное воздействие параметров микроклимата проявляется в повышенной или пониженной температуре воздуха рабочей зоны, повышенной или пониженной влажности воздуха, повышенной или пониженной подвижности воздуха. [36]

На рабочем месте оператора, производственная деятельность которого связана с проведением операций по управлению насосами, а также сопряжена с физическим напряжением (перемещение в пространстве, перемещением мелких изделий или предметов при выполнении работ как сидя, так и стоя.

В помещении компрессорной станции используется приточно-вытяжная вентиляция при помощи центробежного вентилятора серии ВЦ 4-70.[37]

В таблице 15 Приложения представлены результаты анализа замера параметров микроклимата и допустимые значения.

Как видно из таблицы температура воздуха в холодный период в целом не превышает требуемой санитарными нормами, что свидетельствует о достаточном тепле, выделяемом работающим оборудованием.

Температура воздуха в теплый период не превышает требуемой санитарными нормами, что свидетельствует о достаточной вентиляции в помещении и применением в теплый период времени приточной вентиляционной установки.

6.2.4 Освещенность рабочей зоны

Вредное воздействие параметров освещения проявляется в отсутствии или недостатке естественного света, а также недостаточной освещенности рабочей зоны.

Для нормализации параметров освещенности необходимо четкое соблюдение требований:

а) СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение»;

б) СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий».

Все элементы осветительных установок (светильники, осветительные сети и т.п.) должны быть достаточно долговечными, электробезопасными, а также не должны быть причиной возникновения пожара. [26]

В таблице 16 Приложения представлены результаты замеров параметров освещенности КС и допустимые значения в соответствии с санитарными нормами и правилами.

Как видно из таблицы освещенность рабочей зоны соответствует требуемым санитарным нормам и дополнительного освещения не требуется.

6.3 Опасные производственные факторы

6.3.1 Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Электрический ток, проходя через организм, оказывает термическое, электролитическое и биологическое действие. Термическое действие выражается в ожогах отдельных участков тела, нагреве кровеносных сосудов, нервов и других тканей. Электролитическое действие выражается в разложении крови и других органических жидкостей, что вызывает значительные нарушения их физико-химических составов. Биологическое действие является особым специфическим процессом, свойственным лишь живой материи. Оно выражается в раздражении и возбуждении живых тканей организма, а также в нарушении внутренних биоэлектрических процессов, протекающих в нормально действующем организме и теснейшим образом связанных с его жизненными функциями. В результате могут возникнуть различные нарушения в организме, в том числе нарушение и даже полное прекращение деятельности органов дыхания и кровообращения. [36]

Наибольшее внимание необходимо уделять вопросам электробезопасности.

Основными мерами защиты от поражения электрическим током являются:

а) обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением, для случайного соприкосновения;

б) электрическое разделение сети;

в) устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрооборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением, занулением, защитным отключением и др.;

г) применение специальных электрозащитных средств – переносных приборов и приспособлений;

д) организация безопасной эксплуатации электроустановок. [33]

Все меры защиты присутствуют в полном объеме на насосной станции первого подъема.

Действующим нормативным документом, регламентирующим метеорологические условия, является ГОСТ 30331.1-95 «Электроустановки зданий. Основные положения».

6.4 Охрана труда оператора компрессорной станции

В своей работе оператор компрессорной станции руководствуется:

а) регламентом по эксплуатации компрессорной станции;

б) правилами внутреннего трудового распорядка;

в) инструкцией по охране труда;

г) инструкцией о порядке действия при пожаре;

д) настоящей должностной инструкцией.

Вводный инструктаж работников проводится специалистом по охране труда.

Первичный инструктаж проводится перед допуском к работе вновь поступивших операторов на компрессорную станцию и переведенных работников с другого участка.

Повторный инструктаж со всеми работающими на КС проводится в сроки, установленные руководителем предприятия, т.е. 2 раза в квартал. Повторный инструктаж проводится в объеме первичного.

Мастер при проведении инструктажа обязан убедиться в полном усвоении работником инструкции по технике безопасности и умении применять безопасные приемы работы.

Инструктаж оформляется в контрольном листе росписью мастера, проводившего инструктаж и работника.

В связи с тем, что не все очаги терроризма на территории РФ обезврежены и террористическая угроза сохраняется, дополнительно к основным инструктажам проводится инструктаж о мерах противодействия терроризму с периодичностью 1 раз в месяц. [34]

Отсюда можно сделать вывод о том, что инструктажи проводятся согласно ГОСТ 12.0.0004-90 «Организация обучения безопасности труда».

Оператор КС в своей работе обязан использовать СИЗ, представленные в таблице 17 Приложения.

Вывод к разделу

В данном разделе был проведен анализ воздействия на оператора компрессорной станции вредных производственных факторов в ходе его работы.

На момент исследования было выявлено, что параметры микроклимата и освещения соответствуют допустимым нормам.

Уровень шума в производственных помещениях не превышает 80дБ, но близко к допустимому. Поэтому операторы используют наушники.

Уровень вибрации превышает допустимые значения и для решения данной проблемы предлагаются следующие способы:

- а) для рук – виброизолирующие рукавицы;
- б) для ног – виброизолирующая обувь.

Выводы.

Целью данной дипломной работы: произвести расчет сил и средств ООО «Газпром трансгаз Томск», привлекаемых для ликвидации ЧС на газопроводе.

Для того чтобы справиться с поставленной целью необходимо решить следующие задачи:

- 1) изучить силы и средства ООО «Газпром трансгаз Томск», привлекаемые для ликвидации аварий на газопроводе;
- 2) определить виды аварий, возникающих на газопроводе, компрессорной станции;
- 3) произвести расчет сил и средств ООО «Газпром трансгаз Томск», привлекаемых для ликвидации аварий на газопроводе и компрессорной станции;
- 4) разработать мероприятия, способствующие снижению аварийности на газопроводных сетях, мероприятия по учету аварийных работ и мероприятия по расследованию аварий на газопроводах.

Объектом исследования являются газопровод ООО «Газпром трансгаз Томск».

Предметом исследования являются аварийные силы и средства ООО «Газпром трансгаз Томск».

При решении поставленных задач были изучены основные документы, приказы и положения по данной теме, такие как: Устав ООО «Газпром трансгаз Томск»; Приказ ООО «Газпром трансгаз Томск» «О создании аварийных бригад»; ГОСТ 12.0.002 – 80 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы»; СанПин 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»; ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; ГОСТ 12.1.003 – 83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»; СН 3223 – 85 «Санитарные нормы уровней шума на рабочих местах; ГОСТ 12.1.012 – 90 «Вибрационная безопасность. Общие требования»; СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»; ГОСТ

12.4.002-84 «Средства индивидуальной защиты рук от вибрации»; СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования»; ГОСТ 12.1.007 – 76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».

В процессе исследования данной темы были выявлены основные причины аварий на газопроводе, к которым относятся:

- а) коррозионное разрушение газопровода;
- б) дефекты сварных швов.

Для локализации и ликвидации аварий на газопроводных сетях ООО «Газпром трансгаз Томск» создается аварийная бригада, оснащенная специальной техникой и инструментом. При возникновении аварийной ситуации члены бригады оповещаются диспетчерской службой и прибывают на место сбора, получают задание и выезжают в назначенное место для ликвидации аварийной ситуации.

Насосная станция первого подъема является опасным производственным объектом, на котором используется оборудование, работающее под избыточным давлением.

Помимо аварийных ситуаций техногенного характера, существуют еще чрезвычайные ситуации, связанные с аварийным отключением электроэнергии.

Для того чтобы не останавливать работу компрессорной станции и обеспечить ее электроэнергией, применяется автономный источник электроснабжения дизель-генератор GF3-991.

В данной работе был проведен анализ по определению возможного ущерба, нанесенного ОЭ при ЧС, связанной с разрывом газопровода и расчет затрат на ремонт и восстановление газопровода в результате аварии.

На момент исследования было выявлено, что величина прямого ущерба составляет 0,43 млн. руб., косвенного ущерба – 30,26 млн.руб.

В сумму косвенного ущерба входят средства на восстановление ОЭ, утраченная величина прибыли за время восстановления производства, величина

штрафов за невыполнение договорных обязательств, средства на ликвидацию ЧС.

Величина полного ущерба составляет 30,69 млн. руб.

Также в процессе исследования был проведен анализ воздействия вредностей на оператора компрессорной станции опасных и вредных производственных факторов в ходе его работы.

Вредными производственными факторами для оператора компрессорной станции являются: воздействие микроклимата, шум на рабочем месте, вибрация, освещение. К опасным факторам относятся воздействие травмоопасных факторов.

На момент исследования было выявлено, что уровень вибрации превышает допустимые нормы. Для защиты оператора компрессорной станции рекомендуется применять индивидуальные средства защиты, а именно:

- а) для рук – виброизолирующие рукавицы;
- б) для ног – виброизолирующая обувь.

В результате проведенного комплексного анализа предлагаю разработать мероприятия, способствующие снижению аварийности на газопроводе:

- 1) усиление надзора за качеством строительства и приемки газопроводов;
- 2) повышение качества сварных стыков труб;
- 3) запрещение применения свинца для заделки раструбов, кроме случаев аварийного ремонта;
- 4) ограничение применения жестких стыков чугунных труб и переход на пластичные соединения с применением резиновых уплотнителей;
- 5) установка чугунной арматуры на стальных трубопроводах только в комплексе с компенсаторами и «мертвыми» опорами;
- 6) осуществление мероприятий по снижению избыточных напоров в газопроводе;

7) осуществление мероприятий по защите газопровода от коррозии и гидравлических ударов, своевременный планово-предупредительный ремонт и обеспечение оптимальных условий эксплуатации объекта;

Также предлагаю разработать мероприятия по учету аварийных работ автоматизированным путем с использованием программы для ЭВМ АИТС-«ПЭУВС» и мероприятия по расследованию аварий на газопроводах, задачами которых будут являться:

1) тщательное, технически квалифицированное установление причин и виновников возникновения и развития аварий;

2) мероприятий по восстановлению работоспособности поврежденных участков газопровода, предупреждение подобных нарушений в их работе, повышение ответственности персонала за обеспечение безопасного выполнения работ;

3) оценка экономических и экологических последствий (ущерба) от аварии;

4) получение и накопление полной и достоверной информации о нарушении нормального режима работы газопроводов и сооружений на них;

5) оценка действий эксплуатационного персонала и взаимодействия с подразделениями;

6) анализ работы защитных и регулирующих устройств, арматуры и причины их нештатной работы, если это имело место.

Таким образом, основная цель достигнута, поставленные задачи решены.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Инженерно-хозяйственная деятельность человека вызвала существенное изменение компонентов окружающей среды. В то же время, следует подчеркнуть, что негативные изменения окружающей среды, развитие нежелательных техногенных процессов не является присущими процессу формирования нефтегазового комплекса, их можно избежать или максимально уменьшить их воздействие, а также разрабатывать и внедрять новые научно-технические рекомендации по рациональному использованию и охране компонентов геологической среды. Многие определяются культурой производства, планирования, надёжным использованием оборудования, своевременным проведением планово-предупредительных работ и регулярным контролем за состоянием геологической среды. Следует подчеркнуть, что геологическая среда изменяется и нарушается медленнее, чем природная, но в конечном итоге она остаётся своеобразным «амбаром» загрязнителей и за долгие годы уровень её изменения становится намного выше.

Проблема охраны природной среды и рационального использования природных ресурсов комплексная и сложная. Мероприятия по охране природных сред (атмосфера, биосфера, литосфера) не достигнут успеха, если одновременно не будут осуществляться мелиорации атмосферы, почв, недр Земли. Охрану природной среды необходимо осуществлять на всех стадиях формирования химического состава, учитывая круговорот веществ в природе.

В данном проекте была рассмотрен сценарий техногенного риска, связанный с разрывом газопровода, проведен расчет сил и средств для ликвидации аварии и восстановление работоспособности газопровода, рассмотрен геоэкологический мониторинг территории Юргинского филиала ООО «Газпром трансгаз Томск».

Геоэкологический мониторинг поможет определить ореолы загрязнений на конкретные природные среды. Результаты данных анализов сравниваются со значениями ПДК, в результате чего определяется экологическое состояние всех природных сред и будут выявлены тенденции загрязненности территории. На

основе полученных данных намечаются природоохранные мероприятия, направленные на улучшение природной среды.

Решение проблемы охраны окружающей среды заключается в определении совокупности мероприятий, методов и средств, которые позволяют сузить, в том числе исключить полностью, возможные воздействия и их последствия в процессе эксплуатации объектов газотранспортного предприятия.

Данная работа была основана на материалах производственной практики, лекционного материала по дисциплинам организация и ведение аварийно – спасательных работ и геоэкологический мониторинг, методы исследования вещественного состава природных объектов, а также специальной литературы.

Список использованных источников

- 1 ГОСТ 9567–75 ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ ПРЕЦИЗИОННЫЕ
- 2 ГОСТ20295–85 Трубы электросварные прямошовные большого диаметра
3. Стандарт организации СТО Газпром 2-3.5-454-2010 ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
- 6 СТО ГТТ 0700-087-2014 Положение по управлению аварийным запасом материально-технических ресурсов
- 7 Стандарт организации СТО ГТТ 0117-381-2016 Методика расчёта нормативных показателей времени выполнения работ по локализации и ликвидации аварийных (чрезвычайных) ситуаций, связанных с разрывом магистрального газопровода
8. Стандарт организации СТО Газпром 2-2.3-351-2009 Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»
9. Стандарт организации СТО ГТТ 0123-231-2011 Положение о подсистеме предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ООО «Газпром трансгаз Томск»
10. СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкции по безопасному проведению огневых работ на объектах ПАО «Газпром»).
11. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390"О противопожарном режиме"
12. План действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера ООО «Газпром трансгаз Томск».
13. ВСН 21-83 Указания по определению экономической эффективности капитальных вложений в строительство и реконструкцию автомобильных дорог. – М.: Минавтодор РСФСР, 1985.
14. ОДМ 218.5.001-2008 – Методические рекомендации по защите и очистке автомобильных дорог от снега. – М.: Росавтодор, 2008.

15. Постановление Правительства РФ «О правилах дорожного движения» от 23.10.1993 № 1090.
16. Нормы времени на обслуживание и ремонт линейной части магистральных газопроводов. – ВНИИЭГАЗПРОМ, 1988.
17. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов. – М.: ООО «Газпром газнадзор», 2013.
18. Рекомендации по оценке прочности и устойчивости, эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2006.
19. Всероссийский научно-исследовательский институт гидрометеорологической информации – Мировой центр данных (ВНИИГМИ-МЦД) [Электронный ресурс] / <http://meteo.ru/>.
20. О пожарной безопасности: Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ (ред. от 12.03.2014) [Электронный ресурс] / Консультант Плюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=160102>. Дата обращения 15.05.2015.
21. Шубин Е.П. Гражданская оборона / Е.П. Шубин. – М.: Просвещение, 1991. – 315 с.
22. Руководство к выполнению раздела ВКР «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». – 2014. – 56 с.
23. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ (ред. от 28.12.2013) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=156721>. Дата обращения 01.05.2015
24. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий: Расчет косвенного и прямого ущерба [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/44/44716/index.php#i113018. Дата обращения 01.05.2015.

25. Бадагуев Б.Т. Пожарная безопасность на предприятии. Приказы, инструкции, журналы, положения./ Б.Т. Бадагуев–М.: Альфа–Пресс, 2013. - 488 с.
26. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – М.: Издание Минстроя России, 1995 г. – 31 с.
27. О гражданской обороне: Федеральный закон от 12.02.1998 № 28-ФЗ (ред. от 28.12.2013) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=156905>. Дата обращения 20.05.2014.
28. Васильев В.П. Устойчивость объектов экономики в чрезвычайных ситуациях: учеб. пособие / В.П. Васильев. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2002. – 318 с.
29. Бурдин К.С. Основы биологического мониторинга. - М.,1985.
30. Денисова В.В. Денисова И.А. Гутенев В.В. Безопасность жизнедеятельности. Защита населения и территории при чрезвычайных ситуациях. Учебное пособие. - Москва: ИКЦ «МарТ», Ростов-на-Дону: Издательский центр «МарТ», 2003,-608с.
31. Шкрабко К.Л. «Посвящается XXII съезду КПСС». Юргинский район; рукописный журнал «Кузбасс» № 1, 1954 г.
32. Язиков Е.Г., Шатилова А.Ю. Геоэкологический мониторинг: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 246 с.
33. Безопасность жизнедеятельности: учебник/ Под ред. проф. Э.А. Арустамова.- 4-е изд. Перераб. и доп.- М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К»,2002.-496с.
34. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов// С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др. - М: Высшая школа, 1999 - 448с.
35. Безопасность жизнедеятельности. Учебное пособие // О. Русак, К. Мальян, Н. Занько - Санкт-Петербург: «Лань», 2000 - 447с.

36. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. Пос. для вузов// П.П. Кукин, В.Л. Лапин - М: Высшая школа 2001.- 318с.

37. СТО Газпром 18000.1-002-2014 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ И УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром»

38. СТО ГТТ 0111-153-2011 О дежурных аварийных бригадах ООО «Газпром трансгаз Томск»

39. ВППБ 01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности»

40. ВРД 39-1.14-021-2001 «Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром»

41. «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части газопроводов СТО Газпром РД» от 12.04.2006

42. СТО Газпром 2-2.3-531-2011 Методические указания по освидетельствованию и идентификации соединительных деталей трубопроводов

43. Основы техники безопасности и противопожарной техники. // Г.И. Шибает, В.А. Гончарюк - М: «Недра», 1967-227с.

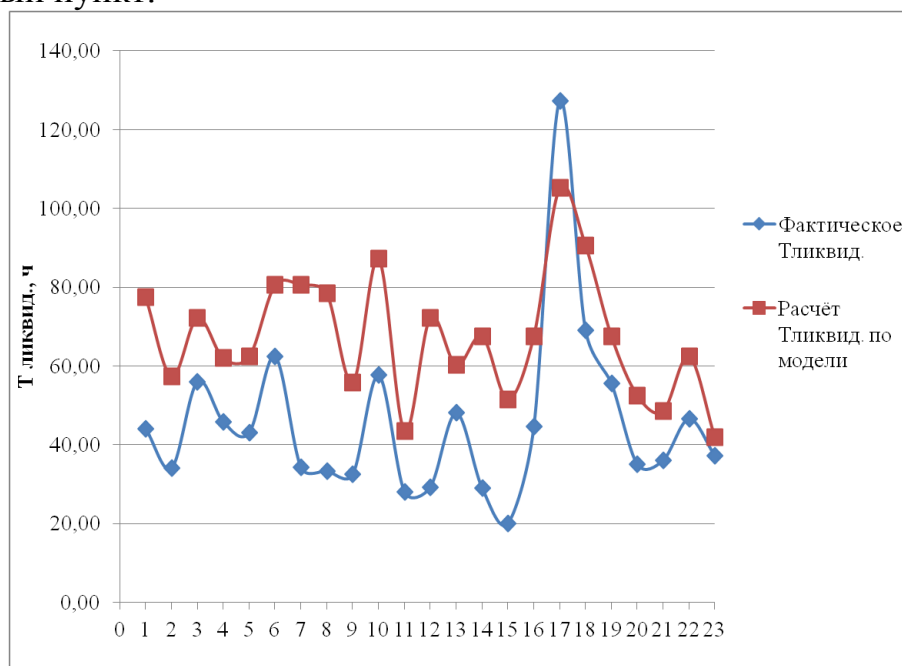
Фондовая литература

44. Материалы архивного дела администрации Юргинского района Кемеровской области: Паспорт Юргинского района Кемеровской области на 1/1 – 1950 г.

45. Проект нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу Юргинского линейно-производственного управления магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Томск». На 2006-2011 гг.

Приложения:

1. Трёхфакторная модель времени ликвидации аварии на газопроводе Томский региональный пункт.



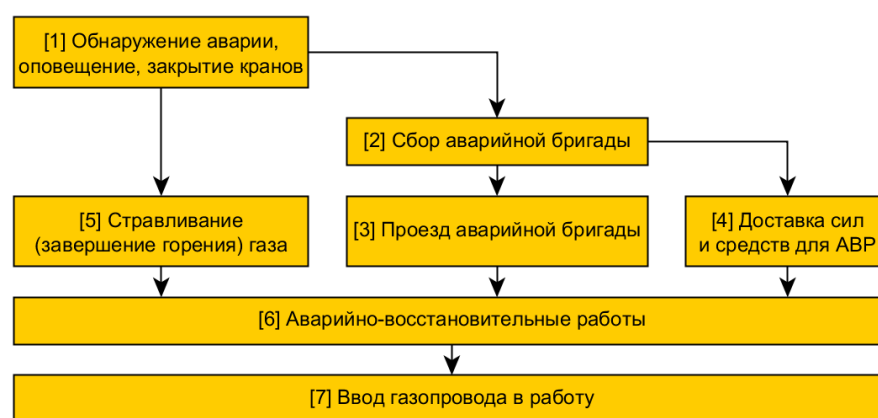
2. Категории магистральных трубопроводов и их участков (СН и П 2.05.06-85*, стр.3, табл.1)

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, m	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % общего количества	Величина давления при испытании и продолжительность испытания трубопровода
В	0,60	Принимается	по СНиП III-42-80*
I	0,75		
II	0,75		
III	0,9		
IV	0,9		

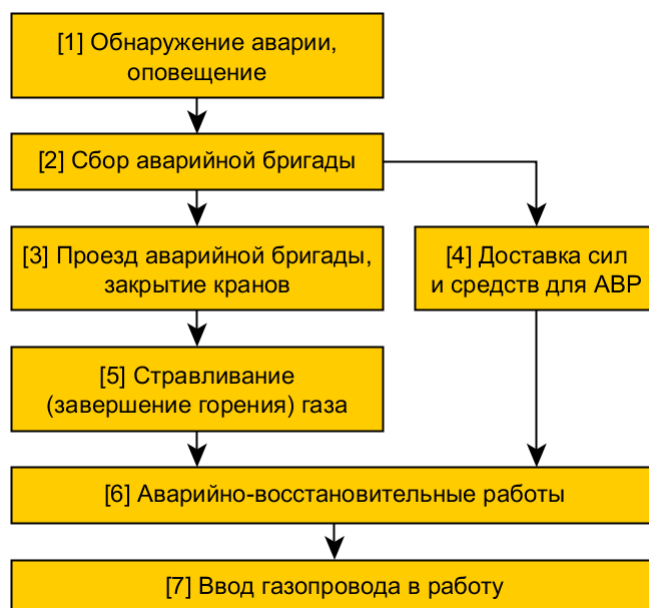
3. Объем аварийного запаса труб Томского регионального пункта, м.

D, мм	57	89	100	150	200	250	300	400	500	700	800	1000
Томское ЛПУМГ, м		0	36	56	48	12	21	10	53	80		478
Юргинское ЛПУМГ, м		0			0					0		0
Кемеровское ЛПУМГ, м	0			12		0			12	12		84
Новокузнецкое ЛПУМГ, м			0	0							12	24
Лтрб, м	12	12	12	12	12	12	12	13	16	39	47	54

4. Последовательность этапов при дистанционном закрытии кранов



5. Последовательность этапов при ручном закрытии кранов



6. Структура расчёта по модели точной оценки времени ликвидации аварии

№ п/п	Наименование этапа	Обозначение	Примечание
1	Обнаружение и оповещение	T1 = 0,5 ч.	
	Дистанционное закрытие кранов		
2	Сбор аварийной бригады	T2 = 0,5 ч.	В рабочее время
		T2 = 2 ч.	В нерабочее время
3	Проезд дежурной аварийной бригады к месту аварии, закрытие кранов	T3	Раздел 5.3
4	Доставка сил и средств МТР для ликвидации аварии	T4	Раздел 5.3
5	Ожидание стравливания (выгорания) газа	T5	Расчёт согласно СТО Газпром 2-2.3-351
6	Аварийно-восстановительные работы	T6	Раздел 5.4
7	Ввод газопровода в работу	T7 = 5 ч.	Для $D_v \leq 800$ мм
		T7 = 8 ч.	Для $D_v \geq 1000$ мм

7. Средняя скорость перемещения аварийной бригады .

Тип дороги	Обозначение	Зима		Лето	
		День, км/ч	Ночь, км/ч	День, км/ч	Ночь, км/ч
С асфальтовым покрытием	$V_{асф.}$	55	50	60	55
С твёрдым покрытием	$V_{тв.пок.}$	35	30	40	35
С грунтовым покрытием	$V_{гр.пок.}$	25 (10*)	20 (10*)	30	25

* – В случае, когда имеется существенный снежный покров (см. таблицу Г.2 приложения Г).

8. Средняя скорость перемещения автоколонны с МТР

Тип дороги	Обозначение	Зима		Лето	
		День, км/ч	Ночь, км/ч	День, км/ч	Ночь, км/ч
С асфальтовым покрытием	$V_{асф.}$	35	30	40	35
С твёрдым покрытием	$V_{тв.пок.}$	25	20	30	25
С грунтовым покрытием	$V_{гр.пок.}$	10	10	10	10

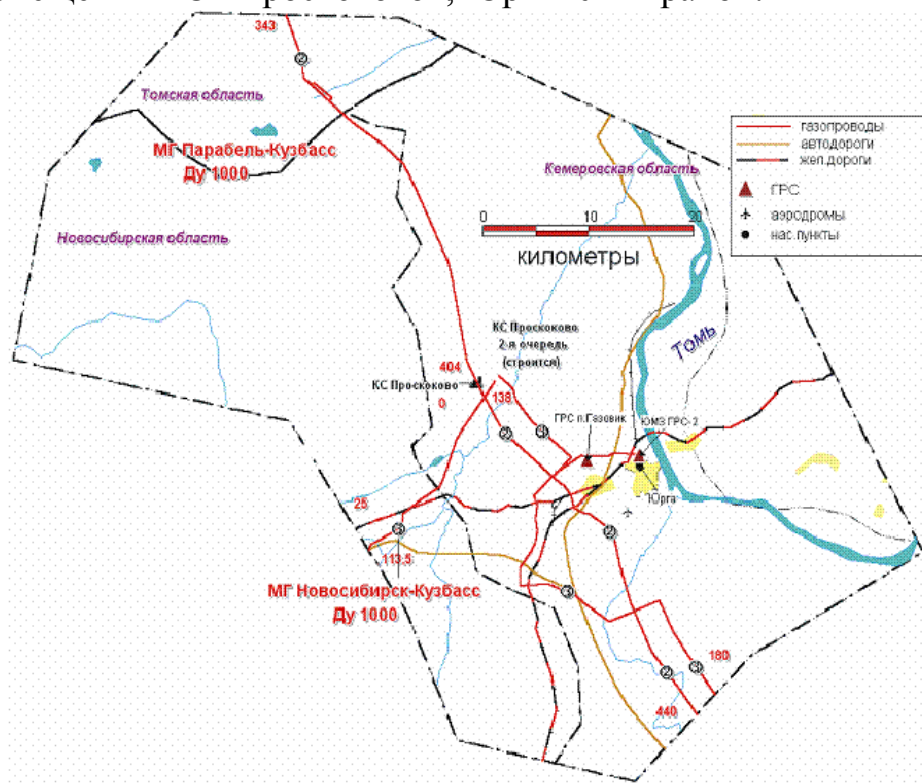
9. Скорость (возможность) перемещения по зонам недоступности

Тип зоны недоступности	Зима, км/ч	Лето, км/ч
Железная дорога без оборудованного переезда	0	0
Река	10	0
Ручей, водоотстойник, канал мелиорации	10	2*
Болото	10	0,06 **
Лог, овраг, уклон	2*	2*

* – скорость принимается из расчёта возможности объезда зоны недоступности.

** – с учётом обустройства технологических проездов с хворостяной выстилкой.

10. Схема размещения КС «Просоково», Юргинский район.



11. Силы и средства ООО «Газпром трансгаз Томск», привлекаемых для выполнения мероприятий при угрозе и возникновении аварийных ситуаций

№ п/п	Наименование формирований	Кол-во формирований, ед.	Численный состав одного формирования, чел.	Общая численность л/с формирований, чел.	Оснащение формирований	Степень готовности
1. Силы предупреждения и ликвидации ЧС						
1.	Аварийно-восстановительная бригада		1 зв. – 14, 2 зв. – 10.	24	Экскаватор – 2ед.; Бульдозер – 1ед.; Автокран – 1ед.; Трубоукладчик – 2ед.; Трубовоз – 1ед.; Топливозаправщик – 1ед.; Автомобиль (груз.) – 2 ед.; Автомобиль (легк.) – 2 ед.; Автомобиль (лаборатория) – 1 ед.; Автомобиль (автобус вахт.) – 3 ед.;	«Ч» +2 часа

№ п/п	Наименование формирований	Кол-во формирований, ед.	Численный состав одного формирования, чел.	Общая численность л/с формирований, чел.	Оснащение формирований	Степень готовности
					Вездеход гусеничный – 1ед.; Сварочный агрегат (К 703) – 1ед.; Моторный подогреватель (УМП) – 1ед. АЦ-8,0-40 УРАЛ (58814 С) – 1ед.; Вагон-дом (8341-0001010 ЕРМАК на 8мест) – 1ед	
4.	Нештатное аварийно-спасательное формирование	1	1 зв. – 9,	9	Специальный автомобиль (лаборатория) 3844КМ/КамАЗ-43114 – 1ед.; Специальный грузовой фургон УАЗ 390995 – 1ед.; ГАСИ (Спрут) – 1 комплект.	«Ч» + 2 часа
5.	Добровольная пожарная дружина	1	5	5	Пожарный автомобиль – 2 ед.; Пожарная мотопомпа (Гейзер 1200) – 1ед.	«Ч» + 30 мин
6.	Здравпункт	1	4	4	вахтовый автобус УРАЛ-3255-0010-4– 1ед.	«Ч» + 2 часа
ВСЕГО:		3	42	42	27	
2. Нештатные формирования по обеспечению выполнения мероприятий гражданской обороны (могут привлекаться к ликвидации ЧС)						
1.	Санитарный пост	1	3	3	Автомобиль – 1ед.	«Ч» + 2 часа
2.	Пост РХН	1	2	2	-	«Ч» + 2 часа
3.	Звено связи	1	3	3	Автомобиль связи ГАЗ-3325 «Егерь-2» – 1ед.	«Ч» + 2 часа
4.	Отделение охраны общественного порядка	1	6	6	Автомобиль (УАЗ-Патриот) – 1ед.	«Ч» + 2 часа
ВСЕГО:		4	14	14	3	

№ п/п	Наименование формирований	Кол-во формирований, ед.	Численный состав одного формирования, чел.	Общая численность л/с формирований, чел.	Оснащение формирований	Степень готовности
ИТОГО:		7	56	56	30	

12. Длина разрушения газопровода в зависимости от диаметра, м.

D, мм	≤300	400	500	700	800	1000	1200
Лтрб, м	12	13	16	39	47	54	70

13. Нормативные значения технологической вибрации и замеры уровня вибрации на рабочем месте оператора.

Среднегеометрическая частота октавных полос (корректированный уровень)	Рабочее место оператора компрессорной станции	Нормативные значения уровня виброскорости, дБ
2	108	108
4	97	99
8	95	93
16	93	92
31,5	93	92
63	93	92

14. Результаты замера шума и его допустимые уровни

Место замера	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц									Уровень звука
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Рабочее место оператора КС	92	89	85	80	76	77	70	65	62	77
Допустимые уровни звукового давления, дБ	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80

16. Результаты замера параметров микроклимата и допустимые значения

Место замера	Температура воздуха, °С		Влажность воздуха, %	
	летняя	зимняя	летом	зимой

Рабочее место оператора компрессорной станции	21,3	23	46	36
Допустимые значения по ГОСТ 12.1.005 – 88	21-28	19-24	15-75	15-75

16. Параметры освещенности КС и допустимые значения

Наименование рабочей поверхности	Наименование измеряемых параметров	Фактическое значение	Значение по нормам
Дежурная комната (рабочее место оператора)	Освещенность поверхности рабочего стола, лк	150	150
	Яркость, кд/м ²	110	<200
	неравномерность распределения яркости, отн.ед	1	<10
Компрессорная станция-середина помещения	Освещенность середины помещения, лк	100	100
	Яркость, кд/м ²	7	<200
	неравномерность распределения яркости, отн.ед	1	<10

18. Средства индивидуальной защиты, используемые оператором насосной станции

Перечень СИЗ, положенных работнику	Наличие СИЗ у работника	Соответствие СИЗ условиям труда
------------------------------------	-------------------------	---------------------------------

Полукомбинезон хлопчатобумажный	Есть	соответствует
Перчатки диэлектрические	Есть	соответствует
Рукавицы комбинированные	Есть	соответствует
Перчатки резиновые	Есть	соответствует
Сапоги резиновые	Есть	соответствует
Ботинки кожаные	Есть	соответствует
Галоши диэлектрические	Есть	соответствует
Наушники против шумные	Есть	соответствует
Костюм на укрепляющей прокладке	Есть	соответствует
Сапоги кожаные утепленные	Есть	соответствует
Мыло	Есть	соответствует

Статистические данные по авариям на ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»

№ п/п	Название МГ	Дата аварии	Lзамены, м	D _{мг} , мм	K _{аварии}	K _{грунта}	T _{лок} , ч	T _{ликвид} , ч
1	Парабель-Кузбасс	27.09.1980	66,0	1000	1	0	1,00	44,00
2	Парабель-Кузбасс	04.05.1981	23,0	1000	1	0,6	-	34,00
3	Парабель-Кузбасс	14.04.1982	55,0	1000	1	0	3,08	56,00
4	Парабель-Кузбасс	11.02.1986	33,0	1000	1	0	-	45,75
5	МГ Парабель-Кузбасс, газопровод-отвод ГРС-1 г. Кемерово	16.09.1987	33,0	720	1	1	2,25	43,00
6	Парабель-Кузбасс	17.09.1987	85,0	1000	0,5	1	3,18	62,38
7	Парабель-Кузбасс	18.09.1987	85,0	1000	0,5	0	-	34,17
8	Парабель-Кузбасс	03.02.1988	68,0	1000	1	1	2,00	33,34
9	Нижевартговск-Парабель-Кузбасс	11.09.1988	32,0	1000	0,5	0,6	-	32,37
10	Нижевартговск-Парабель-Кузбасс	24.09.1988	87,0	1000	1	0,6	-	57,58
11	Газопровод-отвод к ГРС-5	08.05.1989	4,0	400	0,5	0	5,50	28,00
12	Парабель-Кузбасс	30.08.1989	55,0	1000	1	0,6	1,83	29,17
13	Омск-Новосибирск	23.02.1992	30,0	1220	1	1	3,08	48,00
14	Парабель-Кузбасс	20.07.1992	45,0	1000	1	0,3	1,33	29,00
15	Газопровод-отвод к ГРС-14 с. Красноярка	01.04.1999	8,0	150	1	0,6	1,83	20,00
16	Нижевартговск-Парабель-Кузбасс	05.12.1999	45,0	1000	1	0,3	0,42	44,50
17	Парабель-Кузбасс (1-я нитка)	11.09.2002	125,0	1000	1	0,3	0,55	127,25
18	Парабель-Кузбасс (1-я нитка)	16.04.2003	94,0	1000	1	0,6	1,08	69,00
19	Парабель-Кузбасс (1-я нитка)	18.12.2005	45,0	1000	1	0,3	1,42	55,50
20	Парабель-Кузбасс (1-я нитка)	01.06.2007	13,0	1000	1	0,3	0,67	35,00
21	Газопровод-отвод к ГРС-3 (Марусино) Новосибирского ЛПУМГ	19.04.2009	2,4	325	1	0,3	11,37	36,00
22	Парабель-Кузбасс	28.07.2009	34,17	1000	1	1	0,87	46,50
23	Парабель-Кузбасс	09.05.2014	2,5	1000	0,5	0	12,58	37,12

Календарный план

основных мероприятий Юргинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск» при угрозе возникновения и возникновении ЧС

№№	Наименование мероприятий	Время исполнения Ч +	Время исполнения																		Исполнитель
			Минут ы						Часы								Сутки				
			10	20	30	40	50	60	2	4	6	10	14	16	20	24	2	3	4		
ПРИ УГРОЗЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЧС (из режима функционирования «повседневная деятельность» в режим функционирования «повышенная готовность»)																					
В рабочее время																					
1.	Получение информации об угрозе возникновения аварии, чрезвычайной ситуации, уточнение обстановки.	00.00-00.10																		диспетчер (см. инж.)	
2.	Доклад директору филиала, диспетчеру ПДС ООО «Газпром трансгаз Томск», ЕДДС управления ГОЧС г. Юрга	00.10-00.15																		диспетчер (см. инж.)	
3.	Оповещение по указанию директора филиала или председателя КЧС и ОПБ руководящего состава филиала и членов КЧС и ОПБ с использованием АСОО	00.15-00.30																		диспетчер (см. инж.)	
4.	Сбор руководящего состава филиала и членов КЧС и ОПБ	00.30-01.00																		диспетчер (см. инж.)	
5.	Введение режима функционирования СГЗ филиала «повышенная готовность».	01.00-до ликвидации угрозы ЧС																		Директор ЮЛПУМГ	
6.	Организация круглосуточного дежурства персонала объекта, на котором возникла угроза возникновения аварии (ЧС), усиление наблюдения за обстановкой.	00.10-00.30																		диспетчер (см. инж.)	
7.	Приведение в готовность и убытие бригады оперативного реагирования к объекту, на котором возникла угроза ЧС.	00.10-01.00																		диспетчер (см. инж.)	

№№	Наименование мероприятий	Время исполнения Ч +	Время исполнения																		Исполнитель
			Минут ы						Часы								Сутки				
			10	20	30	40	50	60	2	4	6	10	14	16	20	24	2	3	4		
8.	Усиление дежурно-диспетчерской службы филиала.	00.10-02.00																		Старший диспетчер	
9.	Приведение в готовность к выходу сил и средств СГЗ филиала	00.10-02.00																		Председатель КЧС и ОПБ	
10.	Организация круглосуточного дежурства руководящего состава филиала.	01.00-01.30																		Председатель КЧС и ОПБ	
11.	Оценка обстановки, принятие решения на проведение мероприятий по защите населения и окружающей природной среды, по обеспечению устойчивого функционирования объектов филиала.	01.00-01.40																		КЧС и ОПБ	
12.	Уточнение планов действий сил и средств СГЗ филиала.	01.00-01.40																		КЧС и ОПБ	
13.	Проведение подготовительных мероприятий по усилению противопожарной безопасности и охраны объектов филиала	01.00-02.30																		Командир отделения ВПО	
14.	Информирование работников о возможной ЧС и порядке действий в случае ее возникновения.	03.00-03.30																		КЧС и ОПБ	
15.	Подготовка СИЗ к выдаче личному составу привлекаемых сил, а противогазы – всем работникам.	02.00-04.00																		Заведующий складом, кладовщик	
16.	Уточнение укомплектованности формирований личным составом, техникой и табельным имуществом.	03.00-03.30																		КЧС и ОПБ	
17.	Уточнение маршрута вывода, эвакуации производственного персонала и населения.	03.00-04.00																		Эвакокомиссия	
18.	Приведение в готовность пункта управления	03.00-04.00																		Начальник СТС	

№№	Наименование мероприятий	Время исполнения Ч +	Время исполнения																		Исполнитель
			Минут ы						Часы									Сутки			
			10	20	30	40	50	60	2	4	6	10	14	16	20	24	2	3	4		
19.	Доклад в ООО «Газпром трансгаз Томск» о переводе СГЗ ЮЛПУМГ в режим функционирования «повышенная готовность».	04.00-04.10									▶									Директор ЮЛПУМГ Председатель КЧС и ОПБ	
ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ АВАРИИ, КАТАСТРОФЫ ИЛИ СТИХИЙНОГО БЕДСТВИЯ (из режима функционирования «повседневная деятельность» в режим функционирования «чрезвычайная ситуация») В рабочее время																					
1.	Получение информации о возникновении аварии, ЧС, уточнение обстановки.	00.00-00.10	→																	диспетчер (см. инж.)	
2.	Доклад директору филиала, диспетчеру ПДС ООО «Газпром трансгаз Томск», ЕДДС управления ГОЧС г. Юрга	00.10-00.15		→																диспетчер (см. инж.)	
3.	Организация круглосуточного дежурства персонала объекта, на котором возникла авария (ЧС), усиление наблюдения за обстановкой.	00.10-00.30		→	→															диспетчер (см. инж.)	
4.	Введение режима функционирования СГЗ филиала «чрезвычайная ситуация»	00.10- до ликвидации ЧС		→																	Директор ЮЛПУМГ
5.	Оповещение и сбор руководящего состава филиала и членов КЧС с использованием АСО	00.10-0.25		→																диспетчер (см. инж.)	
6.	Приведение в готовность и убытие бригады оперативного реагирования к объекту, на котором возникла ЧС.	00.10-01.00		→															диспетчер (см. инж.)		
7.	Усиление дежурно-диспетчерской службы филиала.	00.10-02.00		→															Старший диспетчер		
8.	Приведение в готовность к выходу и выход в район ЧС сил и средств СГЗ филиала	00.10-02.00		→															Председатель КЧС и ОПБ		
9.	Организация круглосуточного дежурства руководящего состава филиала.	01.00-01.30							→											Председатель КЧС и ОПБ	

№№	Наименование мероприятий	Время исполнения Ч +	Время исполнения																		Исполнитель
			Минут ы						Часы									Сутки			
			10	20	30	40	50	60	2	4	6	10	14	16	20	24	2	3	4		
10.	Оценка обстановки по данным разведки, принятие решения на проведение АСДНР, проведение мероприятий по защите населения и окружающей природной среды, по обеспечению устойчивого функционирования объектов филиала.	01.00-01.40							→											КЧС и ОПБ	
11.	Постановка задач руководящему составу на: а) принятие мер к спасению и выводу из опасной зоны рабочих и служащих филиала; б) вывоз раненых и потерпевших; в) ликвидацию непосредственного источника аварии (ЧС) силами СГЗ.	01.00-01.50							→											Директор ЮЛПУМГ Председатель КЧС и ОПБ	
12.	Информирование работников об аварии (ЧС) и порядке действий в районе ЧС.	02.00-02.30								→										КЧС и ОПБ	
13.	Выдача СИЗ личному составу формирований, привлекаемых к ликвидации аварии (ЧС), противогазы – всем работникам	02.00-04.00								→										Заведующий складом, кладовщик	
14.	Организация действий сил и средств по ликвидации аварии (ЧС).	02.00 — до ликвидации ЧС								→											Штаб по ликвидации аварии (ЧС)
15.	Эвакуация производственного персонала и населения находящегося в районе аварии (ЧС).	03.00-05.00								→										Эвакокомиссия	
16.	Перемещение КЧС и ОПБ на пункт управления	03.30-04.00																		Начальник СТС	
17.	Вывоз материальных ценностей из опасной зоны.	04.00-06.00									→									Эвакокомиссия	
18.	Организация оцепления очага поражения и охраны объекта на котором произошла авария (ЧС).	02.00-03.00								→										Отделение охраны	

№№	Наименование мероприятий	Время исполнения Ч +	Время исполнения															Исполнитель	
			Минут ы						Часы							Сутки			
			10	20	30	40	50	60	2	4	6	10	14	16	20	24	2	3	4
19.	Доклад в ООО «Газпром трансгаз Томск» о выполнении мероприятий по ликвидации аварии (ЧС).	через каждые 2 часа с момента начала работ по ликвидации аварии (ЧС)																	Директор ЮЛПУМГ Председатель КЧС и ОПБ