

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего образования
 «Тольяттинский государственный университет»

ИНСТИТУТ ХИМИИ И ИНЖЕНЕРНОЙ ЭКОЛОГИИ

Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»

20.03.01 Техносферная безопасность

«Инженерная защита окружающей среды»

(профиль)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: **Модернизация процесса проведения ремонтных работ на
 линейной части магистральных газопроводов с целью снижения
 эмиссии метана на ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»**

Студент(ка)	<u>В.А. Артюх</u>	<u>_____</u>
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)
Руководитель	<u>Ю.Н. Шевченко</u>	<u>_____</u>
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)
Консультанты	<u>А.Е. Краснослободцева</u>	<u>_____</u>
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)

Допустить к защите

Зав. кафедрой
 «Рациональное
 природопользование
 и ресурсосбережение»

к.п.н., М.В.Кравцова
 (ученая степень, звание, И.О.Ф.)

 (личная подпись)

« _____ » _____ 20 ____ г.

Тольятти 2016

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

ИНСТИТУТ ХИМИИ И ИНЖЕНЕРНОЙ ЭКОЛОГИИ

Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой «РПиР»

_____ М.В.Кравцова
(подпись) (И.О. Фамилия)
« ____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение бакалаврской работы

Студент(ка) Артюх Виктория Анатольевна

1. Тема: Модернизация процесса проведения ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов с целью снижения эмиссии метана на ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».
2. Срок сдачи студентом законченной бакалаврской работы 10.06.2016 г.
3. Исходные данные к бакалаврской работе СТО Газпром 11-2005, СТО Газпром 2-1.19-058-2006, годовой отчет ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».
4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов, разделов).
 - 4.1 Анализ проведения ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов.
 - 4.2 Вариант модернизации проведения ремонтных работ с сокращением количества стравливаемого газа.
5. Ориентировочный перечень графического и иллюстративного материала Чертеж осуществления ремонта, чертеж предлагаемого устройства.
6. Дата выдачи задания «15» марта 2016 г.

Руководитель бакалаврской работы

_____ Ю.Н. Шевченко
(подпись) (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ В.А. Артюх
(подпись) (И.О. Фамилия)

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Тольяттинский государственный университет»

ИНСТИТУТ ХИМИИ И ИНЖЕНЕРНОЙ ЭКОЛОГИИ

Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»

УТВЕРЖДАЮ

зав.кафедрой «РПиР»

_____ М.В.Кравцова
(подпись) (И.О. Фамилия)

« ____ » _____ 20 ____ г.

**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН
бакалаврской работы**

Студент(ки) Артюх Виктории Анатольевны
по теме: Модернизация процесса проведения ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов с целью снижения эмиссии метана на ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

Наименование раздела работы	Плановый срок выполнения раздела	Фактический срок выполнения раздела	Отметка о выполнении	Подпись руководителя
Введение	16.03.2016			
Анализ негативного влияния выбросов метана на ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	28.03.2016			
Вариант модернизации процесса проведения ремонтных работ на ЛЧ МГ	12.04.2016			
Заключение	21.05.2016			

Руководитель бакалаврской работы

_____ Ю.Н. Шевченко
(подпись) (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ В.А. Артюх
(подпись) (И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Бакалаврскую работу выполнила: Артюх В.А.

Тема работы: Модернизация процесса проведения ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов с целью снижения эмиссии метана на ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

Научный руководитель: Шевченко Ю.Н.

Цель бакалаврской работы – снижение эмиссии метана в атмосферу при проведении капитального ремонта газопровода.

В соответствии с намеченной целью были поставлены следующие задачи:

1. Провести теоретический анализ негативного воздействия на ОС выброса метана в атмосферу.
2. Проанализировать действующий, технологический процесс проведения ремонтных работ магистральных газопроводов.
3. Предложить техническое решение модернизации процесса.
4. Провести анализ риска аварии, эколого-экономический расчет, расчет предотвращенного социального ущерба.

Объектом исследования в бакалаврской работе является газотранспортное предприятие ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

Предметом исследования является разработка технического решения для снижения эмиссии метана в атмосферу.

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, 2-х разделов, заключения, списка литературы из 70 источников и 4 приложений. Общий объем работы, без приложений 58 страниц машинописного текста, в том числе таблиц – 9, рисунков – 20.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ВЫБРОСОВ МЕТАНА НА ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ»	
1.1 Общие сведения о предприятии	10
1.2 Обзор законодательного регулирования относительно выбросов метана и политики энергосбережения	12
1.3 Анализ количества выбросов метана, учёт фоновых концентраций	14
1.4 Химическое обоснование негативного влияния выбросов метана	21
1.5 Характеристика факторов техногенного воздействия при эксплуатации газопроводов и оценка риска	23
ГЛАВА 2. ВАРИАНТ МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ЛЧ МГ	
2.1 Анализ процесса ремонтных работ, выявление недостатков	31
2.2 Патентный поиск	32
2.3 Расчёт и проектирование поршневого компрессора	34
2.4 Расчет экономической целесообразности экономии газа	45
2.5 Расчет предотвращенного социального ущерба	46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	49
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	51
ПРИЛОЖЕНИЕ	59

ВВЕДЕНИЕ

Область использования природного газа является существенной частью топливно-энергетического комплекса России.

На долю ПАО «Газпром» приходится 94% из общего объема добываемого природного газа в РФ [11].

Самой приоритетной задачей данного комплекса является надежное обеспечение газом, газовым конденсатом и продуктами их переработки потребителей РФ, а также поставка газа на экспорт.

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» занимает исключительное положение на рынке транспортировки газа по магистральным газопроводам высокого давления в Северо-Западном регионе РФ (приложение А). В связи с увеличением товаротранспортной работы и большим объемом капитальных работ происходит увеличение эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу на 36% по сравнению с прошедшим годом. Основным загрязнителем атмосферного воздуха являются выбросы транспортируемого природного газа. В основу которого входит метан CH_4 и его гомологи пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} и некоторые углеводородные примеси [14]. В 2014 году объем выбросов составил 69,3 тыс.т., что на 15,1 тыс.т. больше показателя прошлого года. Метан, в свою очередь, является признанным сильнодействующим парниковым газом с потенциалом глобального потепления [9]. Сокращение эмиссии метана - одна из главных задач государственной, климатической и экологической политики, а также энерго- и ресурсосберегающей политики ПАО «Газпром».

Общая протяженность эксплуатируемых газопроводов предприятия увеличилась, и составила на 31.12.2014 г. 10721,62 км. Исходя из этого, товаротранспортная работа в 2014 году выполнена на 102% и составила 69 700 млрд. куб м*км (таблица 1).

Таблица 1 – Основные показатели деятельности в транспорте газа

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2013г. факт	2014г. факт	Отклонение от 2013г., %
1.	Товаротранспортная работа в транспорте газа	млрд м ³ км	65961	69700	105,7
2.	Объем транспортируемого газа	млн м ³	131313	137306	104,6
	в т.ч. Северо-Европейский газопровод	млн м ³	23773	35553	149,6

Как видно из приведенной таблицы (таблица 1), объем транспортируемого газа по сравнению с 2013 г. вырос до показателя 104,6%. При этом вырос объем поставок газа на экспорт (107,1%). За последние 4 года (с 2011 г. по 2014г. включительно) объем транспортируемого газа по эксплуатируемой Обществом системе вырос почти на 35%. В связи с высокими темпами роста производства появляется потребность в капитальном ремонте участков трубопроводов в соответствии с планом капитального ремонта по результатам внутритрубной диагностики, восстановлению проектной глубины залегания, ликвидации размывов и т.д. В 2014 году, протяженность отремонтированных участков газопроводов составила 154,2 км, что на 13 % выше, чем в 2013 году. Кроме этого, в 2014 году было стравлено 9,917 тыс. т метана при замене дефектной и устаревшей арматуры, лишь на участках Северо-Европейского газопровода [7]. Результаты данных действий повлекли за собой значительный рост показателей выбросов метана (таблица 2):

Таблица 2 – Показатели деятельности по охране окружающей среды

№	Наименование показателя	Ед. изм.	2013г.	2014г.	Отклонение от 2013г., %
1	Выбросы метана CH ₄	тыс.т	54,148	69,252	27,89

Эмиссию метана относят к организованным источникам выбросов. При этом ведущим источником являются технологические свечи (74 %) [6], а остальная часть приходится на арматуру, включая краны, вентили и задвижки. В данной бакалаврской работе приоритетной задачей обозначена проблема стравливания газа в атмосферу, в связи с большим количеством ремонтных работ на магистральных газопроводах и как следствие, увеличение роста эмиссии метана в атмосферу (рисунок 1).



Рисунок 1 – Объем стравливаемого газа при ремонтных работах

Значение углеводородного сырья в развитии мировой экономики останется приоритетной, что в свою очередь преумножит значение глобального потепления. Появляется необходимость разработки и внедрения инновационной технологии ремонта трубопроводов исключая эмиссию метана, с целью снижения влияния на окружающую природную среду и экономический аспект сохранения природного энергоресурса.

Все перечисленные ранее факторы обуславливают высокую значимость выбросов метана в рейтинге экологических аспектов Российской Федерации и деятельности Газпрома, что подтверждает актуальность данной дипломной работы.

Цель и задачи работы. Снижение эмиссии метана в атмосферу при проведении капитального ремонта газопровода.

В соответствии с намеченной целью были поставлены следующие задачи:

1. Провести теоретический анализ негативного воздействия на ОС выброса метана в атмосферу.

2. Проанализировать действующий, технологический процесс проведения ремонтных работ магистральных газопроводов.

3. Предложить техническое решение модернизации процесса.

4. Провести анализ риска аварии, эколого-экономический расчет, расчет предотвращенного социального ущерба.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ВЫБРОСОВ МЕТАНА НА ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ»

1. 1 Общие сведения о предприятии

Газотранспортное предприятие ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» поддерживает стратегию обеспечения энергетической стабильности Северо-Запада России, а также неуклонное исполнение контрактов на экспорт ПАО «Газпром».

Подразделения предприятия обеспечивают поставку природного газа в девять городов РФ, такие как Санкт-Петербург, Великий Новгород, Смоленск, Торжок, Псков, Калининград, Ржев, Выборг, Петрозаводск, Компания осуществляет экспортные поставки газа в Финляндию, страны Балтии — Эстонию, Латвию и Литву, Белоруссию, Украину, Польшу и Германию [5].

До потребителей доставляется свыше 137 млрд. м³ углеводородного сырья и топлива в год [7].

Компания обслуживает более 10 тыс. км газовых магистралей, 32 компрессорных цеха с 192 газоперекачивающими агрегатами суммарной мощностью 1795 МВт, 241 газораспределительных станций.

В составе ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»:

- 13 линейных производственных управлений магистральных газопроводов (ЛПУМГ): Торжокское, Ржевское, Смоленское, Холм-Жирковское, Новгородское, Псковское, Калининградское, Колпинское, Северное, Волховское, Пикалевское, Валдайское, Портовое;
- Управление материально-технического снабжения и комплектации (УМТС и К);
- Управление технологического транспорта и специальной техники (УТТ и СТ);
- Управление аварийно-восстановительных работ (УАВР);
- Инженерно-технический центр (ИТЦ).

Кроме того, ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» имеет интегрированную систему менеджмента (объединяющую систему менеджмента качества, систему экологического менеджмента, систему менеджмента в области профессиональной безопасности и охраны труда) сертифицированную на соответствие требованиям международных стандартов ISO 9001:2008, ГОСТ ISO 9001-201, ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007.

Численность рабочих – около 7000 человек [7].

Экологическая политика

Политика предприятия в области экологии является основой для составления и утверждения корпоративных целей Компании.

Экологическая политика ПАО «Газпром» составлена на основании Конституции РФ, федеральных законах и иных нормативных правовых актах РФ, международных нормативно-правовых документах в области охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов. Корпоративная политика «Газпрома» в области охраны климата учитывает положения Энергетической стратегии России на период до 2030 г. и Экологической доктрины Российской Федерации [67].

Исходя из экологической политики ПАО «Газпром» формируются экологические цели (таблица 3) [7].

Таблица 3 – Краткая информация о достижении целей и выполненных задач представлена относительно атмосферного воздуха

Экологическая цель	Экологическая задача (в отчетном году)	Информация о достижении
1. Сокращение выбросов метана в атмосферный воздух	Сокращение выброса метана относительно базового уровня 2011 г. – 48,89 тыс.т	Не достигнута 69,252 тыс.т

Основными мероприятиями по сокращению эмиссии загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются следующие:

- уменьшение потерь природного газа при плановых работах на линейной части магистральных газопроводов, газопроводов - отводах и

газораспределительных станций за счет предварительной выработки газа из отключаемых участков газопровода;

- ремонт дефектов трубы по результатам внутритрубной диагностики без сброса газа при помощи композитной спиральной муфты;

- уменьшение потерь газа за счет ликвидации утечек по запорной арматуре и замене негерметичной запорной арматуры;

Концепция 2011-2020 ПАО «Газпром»

Основной задачей является максимальная реализация потенциала энергосбережения во всех видах деятельности и, как следствие, снижение техногенной нагрузки на окружающую среду. Потенциал энергосбережения в 2011–2020 годах определен в 28,2 млн т. у. т (таблица 4) [42].

Таблица 4 – Основные цели Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Газпром» на 2011–2020 гг.

Направление	Цель	Планируемый результат до 2020 г.
Потребление ТЭР на собственные технологические нужды (СТН)	Снижение удельного потребления ТЭР на СТН в период до 2020 г.	Экономия 28,2 млн т условного топлива
Потребление природного газа на СТН	Снижение удельных расходов природного газа на СТН	Снижение на 11,4%

1.2 Обзор законодательного регулирования относительно выбросов метана и политики энергосбережения.

Государственная экологическая политика РФ становится все более регламентированной в отношении ограничения выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов, а также в области энергосбережения природных ресурсов.

Остро стоит вопрос о снижении вредного воздействия промышленности на окружающую природную среду в связи с ужесточением

требований природоохранного законодательства ориентированного на минимизацию экологического вреда, также сохранению и повышению существующих мощностей предприятия.

Траектория низкоуглеродного развития - путь, при котором в производстве используются технологии, дающие допустимые или нулевые выбросы парниковых газов.

Парниковые газы означают такие газообразные составляющие атмосферы – как природного, так и антропогенного происхождения, которые поглощают и переизлучают инфракрасное излучение [9]. Характерными для Газпрома парниковыми газами являются диоксид углерода (CO₂) и метан (CH₄).

Учёт и регулирование количества выбросов парниковых газов
-законодательная база Российской Федерации

Метан относится к списку вредных загрязняющих атмосферу веществ (код 0410). Учет и отчетность по выбросам метана в Российской Федерации предусмотрены системой Государственного учета вредных воздействий на атмосферный воздух и их источников [48].

В настоящее время порядок государственного учета вредных воздействий на атмосферный воздух определен Положением о государственном учете вредных воздействий на атмосферный воздух и их источников, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 21 апреля 2000 г. № 373.

В 2005 году были увеличены ставки платы за выбросы метана в пределах установленных допустимых нормативов в 1000 раз, в пределах установленных лимитов в 1250 раз [33].

Правовая область регулирования выше перечисленных аспектов представлена в приложении Б.

Отражение перечисленных ограничений в документах установленными ПАО «Газпром»:

- Экологическая политика и программа энергосбережения ПАО «Газпром».

Главными задачами в данном направлении являются создание системы контроля, инвентаризации и учета выбросов парниковых газов, а также разработка мероприятий, направленных на сокращение выбросов парниковых газов [48].

Благодаря сокращению выбросов метана, появляется возможность сбережения данного природного ресурса. Тем самым соблюдаются принципы энергосбережения, продиктованные на законодательном уровне, и повышается конкурентоспособность предприятия [33][36][43].

В ближайшие годы в соответствии с данным Указом Президента Российской Федерации предусматриваются существенные изменения в природоохранном законодательстве страны, реализация которых приведёт к переходу на новые принципы нормирования воздействий на окружающую среду, внедрению экономического стимулирования применения энергосберегающих и экологически чистых технологий хозяйствующими субъектами и усилению ответственности за несоблюдение технологических нормативов.

- Нормативная база политики энергосбережения ПАО «ГАЗПРОМ»:

В политике разработан комплекс технологических энергосберегающих мероприятий, который направлен на экономию ТЭР в дочерних компаниях по всем видам деятельности Общества (в т. ч. для предприятий не основной производственной деятельности).

1.3 Анализ количества выбросов метана, учёт фоновых концентраций

В отличие от прочих парниковых газов метан может использоваться в качестве источника полезной энергии. Соответственно, сокращение выбросов метана является экономически эффективным способом борьбы с парниковыми газами, повышает энергетическую безопасность, способствует

экономическому росту, очищает воздух и укрепляет безопасность на производстве.

Метан (CH_4) входит в группу простейших углеводородов, без цвета и запаха (при н.у.). Также является сильнодействующим парниковым газом с потенциалом глобального потепления, его продолжительность пребывания в атмосфере около 12 лет. В атмосферу он попадает в меньших количествах, чем CO_2 , но его роль в процессе глобального потепления, точнее способность задерживать тепло в атмосфере, превосходит в 25 раз. Тем самым на долю метана приходится более одной третьей доли от общего вклада [9].

По оценкам, объем мировых выбросов метана к 2020 году составит 9390 миллионов метрических тонн эквивалента двуокиси углерода (млн. тонн CO_2 E). Примерно 54 % этих выбросов обеспечивают пять отраслей-источников: сельское хозяйство (утилизация навоза), угольные шахты, твердые бытовые отходы, хозяйственно-бытовые сточные воды и нефтегазовые системы (рисунок 2) [23].

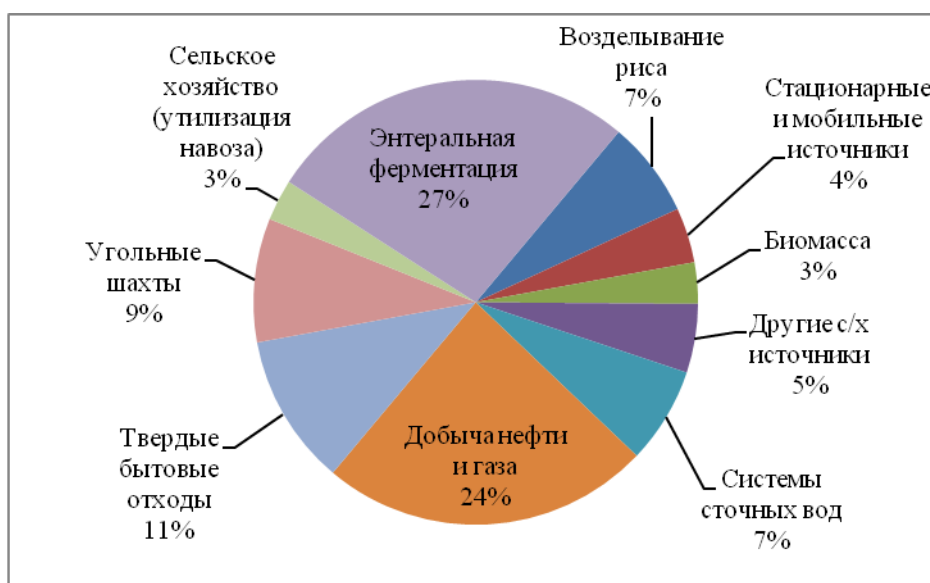


Рисунок 2 – Расчетный объем мировых выбросов метана по источникам к 2020 году

Расчетные годовые выбросы к 2020 году нефтегазовой системы составят 2 276 млн. тонн CO_2 E [23].

Ожидается увеличение общемировых выбросов метана почти на 9 процентов выше относительно предполагаемого уровня 2020 года с достижением 10 220 (млн. тонн CO₂ E) к 2030 году [23] (рисунок 3).



Рисунок 3 – Расчетные и прогнозируемые мировые антропогенные выбросы метана по источникам, к 2020 и 2030 гг.

Наибольший процент выбросов от нефтегазового сектора объясняется тем, что при эксплуатации ГРС, АГРС, ГРП допускаются выбросы природного газа (включающие одорант, если газ поступает одорированным) [5].

Метан выделяется во время нормальной работы, планового технического обслуживания, а также при нарушениях работы систем в нефтегазовой промышленности. Количество выброса зависит от применяемого процесса и типа оборудования, условий эксплуатации и технического обслуживания, а также состояния оборудования.

Валовый выброс ЗВ (с учетом метана) по Обществу увеличился и составил в 2014 году 88 666,16 т по сравнению с 65 292,811т в 2013 году.

Рост валового выброса ЗВ в 2014 г. произошел из за:

- роста товаротранспортной работы с 65961 млрд.м³ *км до 69700,03 млрд.м³ *км;

- увеличения наработки ГПА до 287303,95 часов (на 6593 часа больше, чем в 2013 г);

- увеличения расхода газа на компримирование на 103756,615 тыс.м³ (10,1%) [7];

- выбросов газа в результате аварий на магистральных газопроводах;

Динамика изменения валового выброса загрязняющих веществ в тоннах с метаном (ВВ), без метана (вв) и метана представлена на рисунке 4.

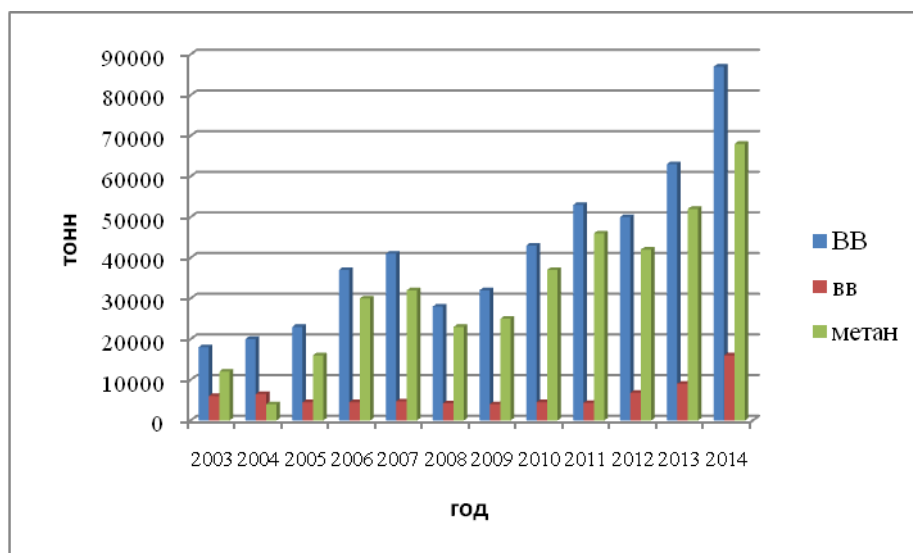


Рисунок 4 – Динамика изменения валового выброса загрязняющих веществ

Выбросы метана в 2014 году составили 69,3 тыс. тонн, что на 15,1 тыс. тонн больше прошлого года.

Увеличение выбросов метана связано с проведением большого количества капитальных ремонтов. Капитальные ремонты проводились на участках газопроводов по результатам внутритрубной диагностики. Кроме этого проведены работы по восстановлению проектной глубины залегания газопроводов, ликвидации размывов, ремонту переходов через автомобильные и железные дороги и др. В 2014 году увеличилось количество отремонтированных участков на 26 единиц, протяженность составила 154,2 км, что на 13% выше, чем в 2013 году [67].

Помимо проведения капитальных ремонтов в 2014 году было стравлено 9.917 тыс. тонн метана при замене дефектной арматуры на участках магистрального газопровода 333, 387 и 436 км Северо-Европейского газопровода (СЕГ) в Пикалевском ЛПУМГ. Проведение данной работы

связано с поставкой дефектной арматуры и кранов на этапе строительства, что потребовало внепланового проведения работ по их замене [7].

Кроме этого, к увеличению выбросов метана привели 2 аварии, которые произошли в филиале Общества - Торжокское ЛПУМГ (приложение В).

Расходы на ликвидацию аварии и её последствий, а также прямые потери на момент расследования аварии составили:

- убытки от потери газа в сумме - 22 117 204,31 руб.;
- расходы по устранению аварии - 3 536 937,03 руб.;
- расходы за НВОС - 80 863,14 руб. Всего - 25 735 004,48 руб.

Данные о выбросах загрязняющих веществ в тоннах вследствие проведения капитальных ремонтов и аварий приведены на рисунке 5.

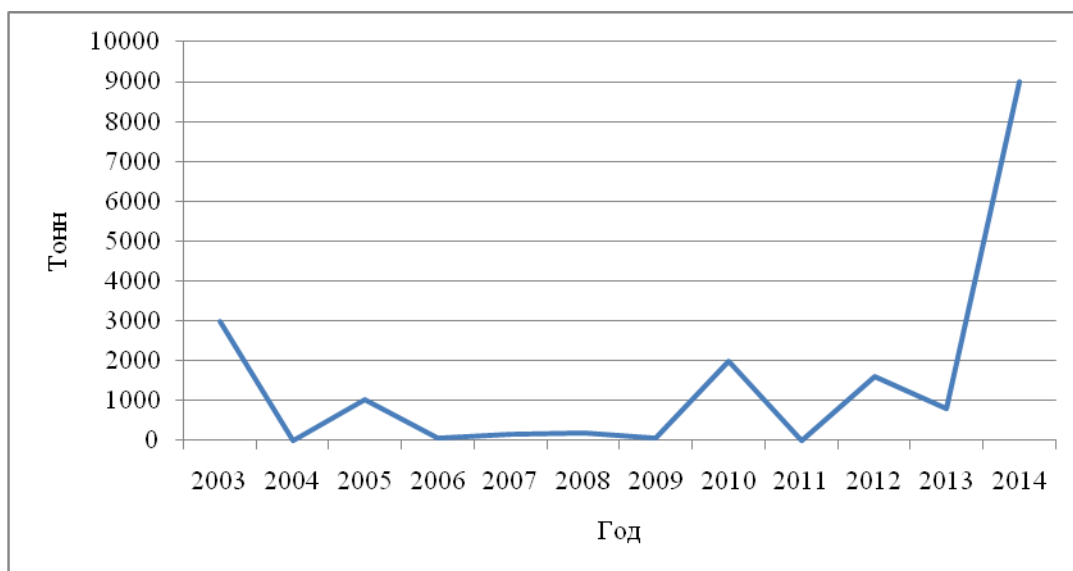


Рисунок 5 – Выбросы загрязняющих веществ, в тоннах

С целью мониторинга эмиссии парниковых газов в соответствии с [55] произведен расчет CO_2 - эквивалента при сжигании метана и углеводородного топлива. При расчете CO_2 -эквивалента от сжигания метана применяются коэффициент 21 [25]. Динамика эмиссии парниковых газов в CO_2 -эквиваленте представлена на рисунке 6.

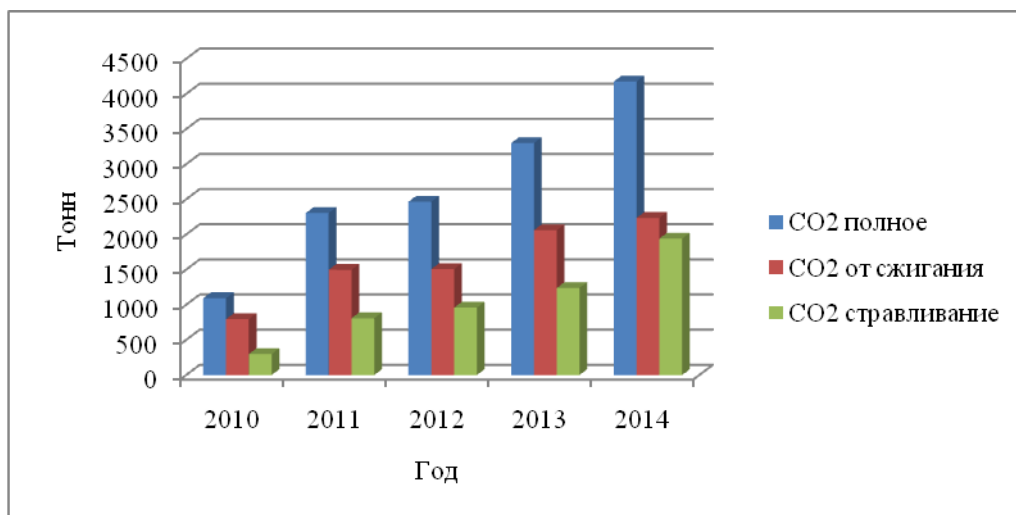


Рисунок 6 – Динамика эмиссии парниковых газов в CO₂ – эквиваленте, тыс.т.

Расчет выбросов парниковых газов в 2014 году

Сведения о расчетах выбросов парниковых газов (от стравливания газа) на ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» за 2014 год представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Данные о количестве стравливаемого газа в 2014 году

Стравливание газа	Количество стравленного газа, тыс. м ³
Расход газа на СТН КЦ, КС, в том числе:	39949,147
на пуски, остановки и изменение режимов ГПА (на работу турбодетандера, на продувку контура нагнетателя, на стравливание газа из контура нагнетателя)	6622,307
на стравливание через свечи газоотделителей системы уплотнения ЦБН	2650,040
на стравливание при продувке пылеуловителей, конденсатосборников, сепараторов и пр.	329,908
на стравливание через свечи газоотделителей системы уплотнения ЦБН	2650,040
на стравливание при продувке пылеуловителей, конденсатосборников, сепараторов и пр.	329,908

Продолжение таблицы 5

на стравливание через свечи газоотделителей системы уплотнения ЦБН	2650,040
на стравливание при продувке пылеуловителей, конденсаторов, сепараторов и пр.	329,908
на стравливание из коммуникаций при плановой остановке	843,402
на стравливание при ремонте оборудования	3908,200
прочий расход газа	25595,290
Расход на технологические нужды линейной части МГ, в том числе:	82419,053
на стравливание при очистке участков МГ	145,681
на стравливание при проведении внутритрубной технической диагностики газопровода	1235,788
на стравливание при ремонте и реконструкции участков МГ, врезке отводов и перемычек	80446,762
прочий расход газа	590,822
Расход газа на ГРС, в том числе:	1852,913
на стравливание при продувке сепараторов и пылеуловителей	1237,772
на стравливание при ремонте и реконструкции коммуникаций и оборудования ГРС	31,222
прочие расходы	583,919
ИТОГО стравлено газа (без сжигания), тыс. м ³	124221,113
Плотность природного газа, т/ м ³	0,000668
Объемная доля метана в составе природного газа, б/р	0,8
Коэффициент перевода метана в CO ₂ -эквивалент (ПГП), б/р	21

Из расчетов выбросов парниковых газов в 2014 году согласно [55] общий объем сравленного газа составил 124221,113 тыс.м³.

Перевод данных объемов выбросов в CO₂ эквивалент производится по формуле:

$$CO_{2\text{экв}} = \rho \cdot V \cdot \varphi \cdot 21 \quad (1)$$

где ρ – плотность природного газа, т/ м³;

V – объем сравленного газа (без сжигания), тыс. м³;

φ – объемная доля метана в составе природного газа, %.

Выбросы метана в CO₂ экв составили

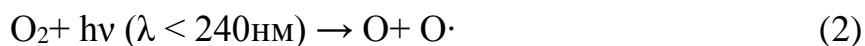
$$CO_{2\text{экв}} = 0,000668 \cdot 124221,113 \cdot 0,8 \cdot 21 = 1394,059019 \text{ т}$$

1.4 Химическое обоснование негативного влияния выбросов метана

Для оценки влияния выбросов метана на глобальное потепление, стоит разобрать процесс образования и роль озонового слоя, а также механизмы реакций метана в стратосфере.

Наибольшая концентрация озона находится в верхних слоях атмосферы называемая озоновым слоем. Он находится на высоте от двадцати до двадцати пяти километров с наибольшим содержанием озона, образовавшимся в результате воздействия жесткого ультрафиолетового излучения Солнца. Благодаря процессу диссоциации кислорода образуется озон, который несет функцию поглощения солнечной радиации.

На высоте примерно двадцати километров происходит рост температуры и продолжается до пятидесяти километров. Если бы не было озонового слоя или если он не поглощал бы ультрафиолет, падение температуры, имеющее место в тропосфере, продолжалось бы вплоть до высоты порядка 80 км. На данной высоте появляется жесткое ультрафиолетовое излучение, которое ионизирует молекулы воздуха. Поглощая солнечный ультрафиолет, молекулы озона разрушаются, образуя атомы кислорода.



После данной химической реакции устанавливается равновесие между количеством озона и атомами кислорода. В реакцию синтеза озона способен вступить атом, который находится в основном состоянии.

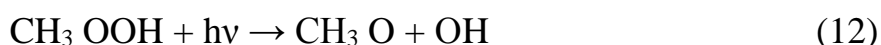
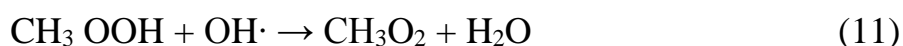
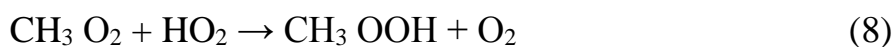
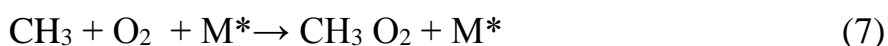


В качестве третьего тела M^* могут выступать молекулы O_2 или N_2 , которых больше, чем других газов.

Важным аспектом химических реакций в стратосфере является реакция образования гидроксильного радикала:



И далее, при попадании CH_4 в атмосферу происходят следующие реакции:



Во всех химических превращениях в тропосфере и стратосфере ключевое место занимают OH и HO_2 радикалы, стимулирующие протекание химических реакций. Также в данных процессах легко прослеживается принцип «цепной реакции». Попадание метана в стратосферу приводит к образованию формальдегида и тропосферного озона. Повышенное содержание приземного озона негативно влияет на нормальное протекание жизни на Земле. Образующийся при окислении метана формальдегид далее окисляется радикалами $\text{OH}\cdot$ до оксида углерода:



Оксид углерода (II) в свою очередь, является вторым по значимости парниковым газом.

Главной функцией озона является поглощение ультрафиолетового излучения Солнца. Данное излучение находится в той спектральной области, которая является наиболее опасной для организмов, так как этим излучением разрушаются органические молекулы ДНК, отвечающие за передачу наследственных признаков [66].

Снижение концентрации озона негативно влияет на климатические условия планеты, а также ухудшает состояние здоровья человека, в особенности повышает вероятность возникновения рака кожи.

Снижение концентрации озона в атмосфере на 1 % приводит к росту рака кожи на 3%. Резкий рост концентрации метана повлечет серьезные изменения не только в температурном режиме атмосферы, но и в ее газовом составе. За ростом содержания CH_4 последует повышение концентрации озона и падение концентрации гидроксила. Самый активный радикал в атмосфере, он контролирует присутствие в ней многих компонент и тем самым осуществляет самоочищение атмосферы [23].

1.5 Характеристика факторов техногенного воздействия при эксплуатации газопроводов и оценка риска

Газовая промышленность относительно экологии характеризуется следующими факторами:

1. Большой протяженностью магистральных газотранспортирующих систем;
2. Высоким уровнем энергонапряженности сооружаемых объектов;
3. Высокой вероятностью пожаро- и взрывоопасных случаев по причине транспортируемых по трубопроводам продуктов.

Магистральные газопроводы диаметром 1400 мм с рабочим давлением 7,5 МПа и протяженностью 1000 км представляют собой взрывоопасный объект, разрушение которого зачастую связано с крупномасштабными экологическими последствиями, которые влекут за собой прямое и косвенное попадание чуждых атмосфере веществ. Также происходит нарушение экологической целостности природного ландшафта.

Статистические данные анализа отказов, происходящих на магистральных газопроводах, свидетельствуют о том, что из всей совокупности отказов на газопроводах при испытаниях и в эксплуатации произошло около 10 % со значительным экологическим ущербом. При этом наибольшую экологическую опасность представляют трубопроводы диаметром 1020 и 1420 мм. Среднегодовые потери продукта, обусловившие загрязнение окружающей среды составили по газопроводам - 43,2 млн.м³.

Техногенное воздействие на состояние окружающей среды является комплексным, так как затрагивает как биохимические процессы, так и происходящие в атмосфере, почве и водных объектах.

Ухудшение развития материально-финансового аспекта большинства предприятий, моральное и физическое старение оборудования и другие факторы привели к явному росту количества аварий на объектах газовой отрасли со значительными социальными, техногенными и экономическими последствиями. По официальным данным РОСТЕХНАДЗОРА выявлено, что количество аварий на объектах газотранспортной системы значительно выше, чем в нефтепроводном секторе. Наибольшее превышение доли аварий приходится на магистральные газопроводы (рисунок 7).

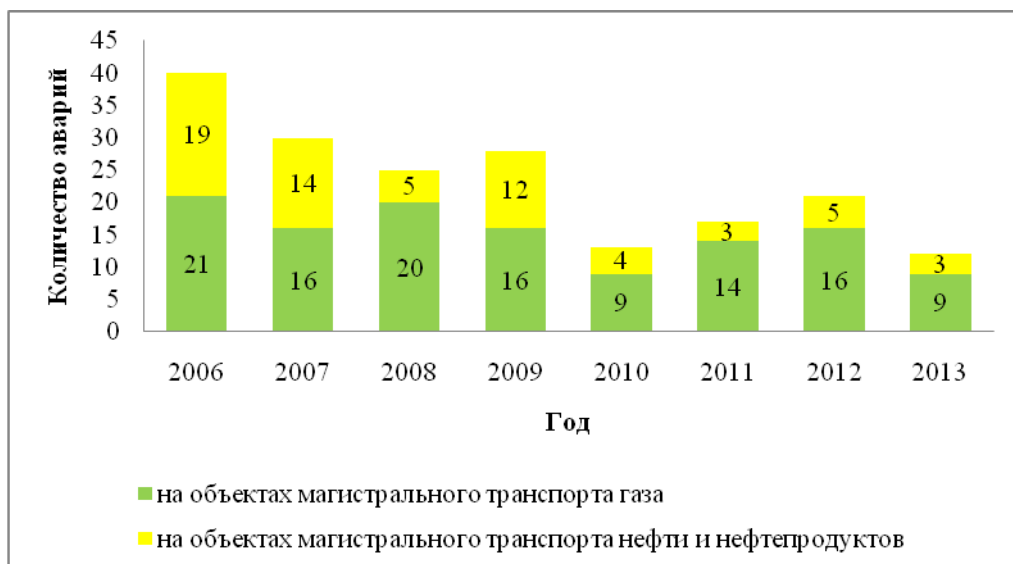


Рисунок 7 – Динамика показателей аварийности на объектах магистрального трубопроводного транспорта с 2006 по 2013 гг.

Из рисунка 7 можно сделать вывод о непостоянстве аварийности магистральных газопроводов, так как после снижения количества аварий в 2010 году, число аварий вновь растет в 2011 и 2012 гг.

Анализ статистических данных по количеству чрезвычайных ситуаций на основании государственных докладов в период с 2009 по 2013 годы показал, что около 50% аварий на объектах магистрального транспорта газа приводит к ЧС [38].

Несмотря на недостаточную оперативность устранения опасных дефектов существующей системы МГ в ряде случаев, общее число аварий в 2013 году сократилось и составило 9 событий. В 2014 и 2016 гг. случаи аварий на МГ вновь возросло до 13 и 10 аварийных событий. Данные события одновременно подтверждают эффективность реализации комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа ПАО «Газпром» в 2011-2015 гг. (в случае снижения количества аварий) и доказывает недостаточность объема ППР работ на объектах транспорта газа (рисунок 8).

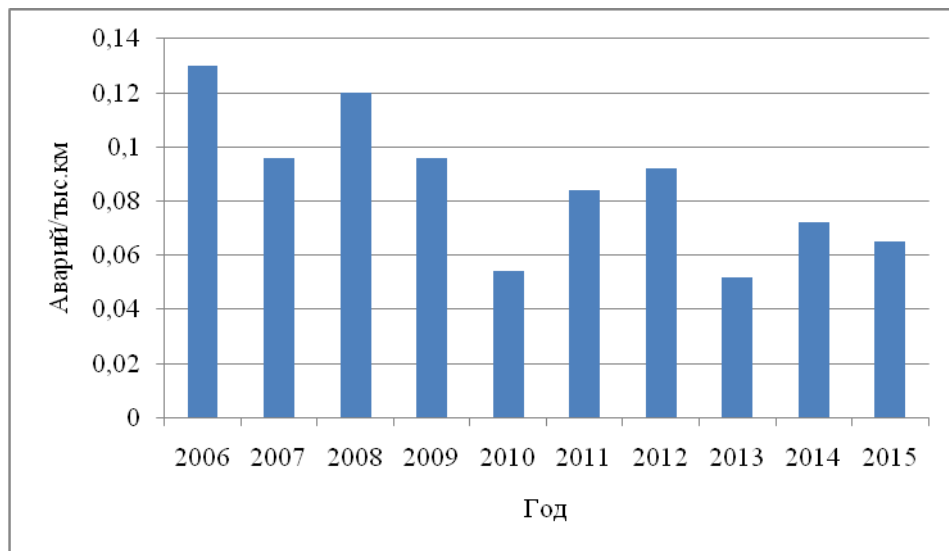


Рисунок 8 – Удельный показатель аварийности на объектах магистрального транспорта газа в период с 2006 по 2015 гг.

В 2013 году экологический и экономический ущерб в результате аварий от транспортировки газа составил 318 915 тыс.руб., из них прямые потери от аварий составили 74 064 тыс.руб., затраты на локализацию и ликвидацию последствий аварий 211 555 тыс.руб., экологический ущерб 4 971 тыс.руб., ущерб нанесенный третьим лицам 332 тыс. руб (рисунок 9).

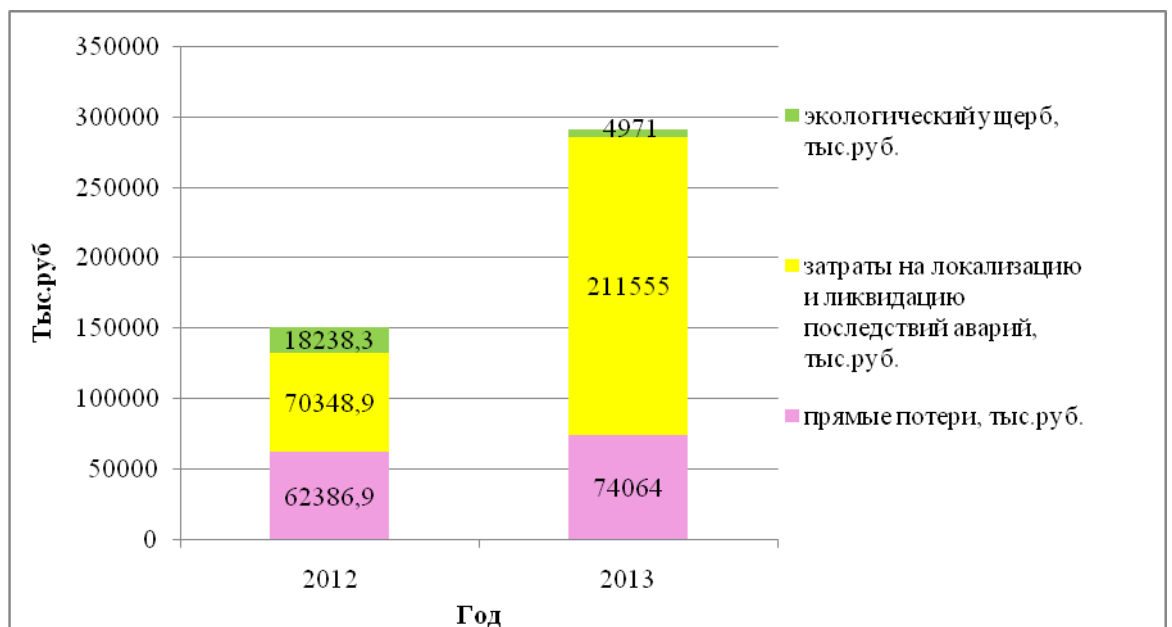


Рисунок 9 – Структура полного ущерба от аварий на магистральном трубопроводном транспорте

Из Рисунка 9 видно, что основной составляющей расходов являются затраты на локализацию и ликвидацию последствий аварий [5].

Масштабные аварии обуславливаются комбинацией случайных событий, возникающих с различной частотой на разных стадиях возникновения и развития аварии.

Необходимо выявить комбинации отказов (неполадок) оборудования, инцидентов, ошибок персонала и нерасчетных внешних воздействий, приводящих к рассматриваемому событию (аварийной ситуации).

Анализ "дерева событий" – это алгоритм построения последовательности событий, исходящих из основного события (аварийной ситуации).

Рассматриваемые причины аварии на объектах магистральных трубопроводов представлены на рисунке 10,11,12.



Рисунок 10 – Причины аварий на МГ

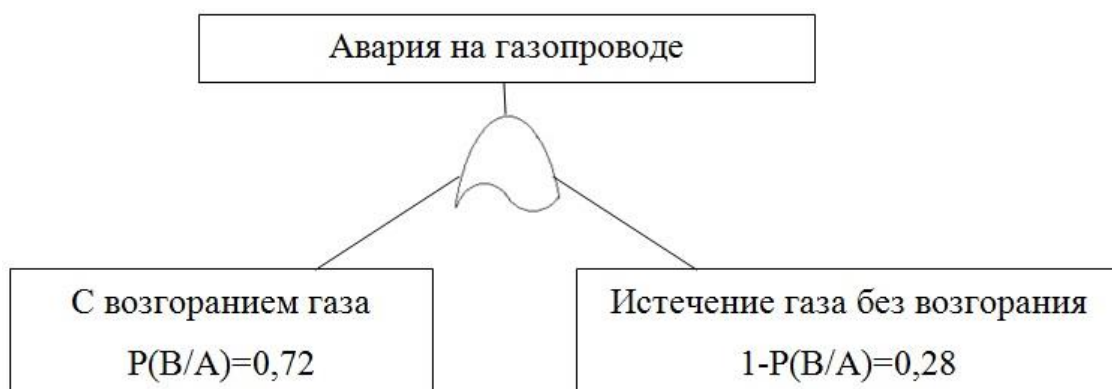


Рисунок 11 – Дерево событий с возгоранием и без возгорания газа

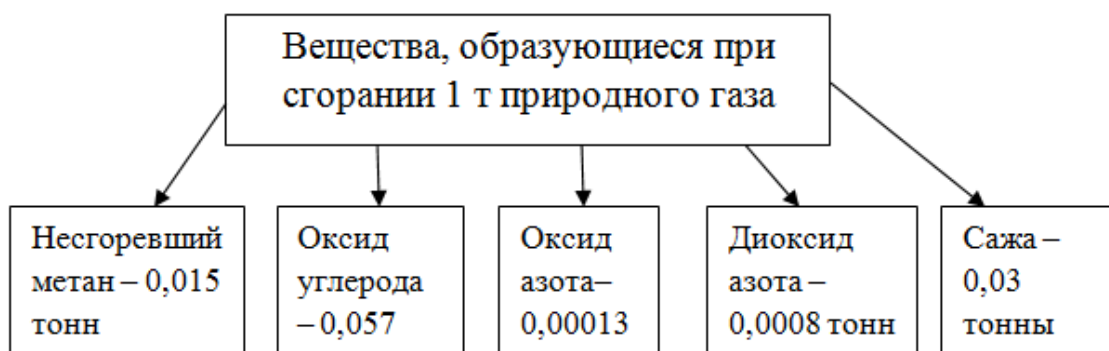


Рисунок 12 – Вещества, образующиеся при аварии с возгоранием природного газа

Основные поражающие факторы аварий на промышленно-опасных объектах представлены в приложении Г.

События, относящиеся к каждому узлу ветвления дерева, образуют полную группу событий с суммой вероятности, равной 1 (рисунок 13).

Степень аварийности трубопроводного транспорта $5 \cdot 10^{-6}$ м/год

По данным РОСТЕХНАДЗОРА на газовую отрасль приходится 0,13 аварий в год на 1000 км [11].

Частота происхождения аварий равна $3-5 \cdot 10^{-4}$ [1/год] [24].

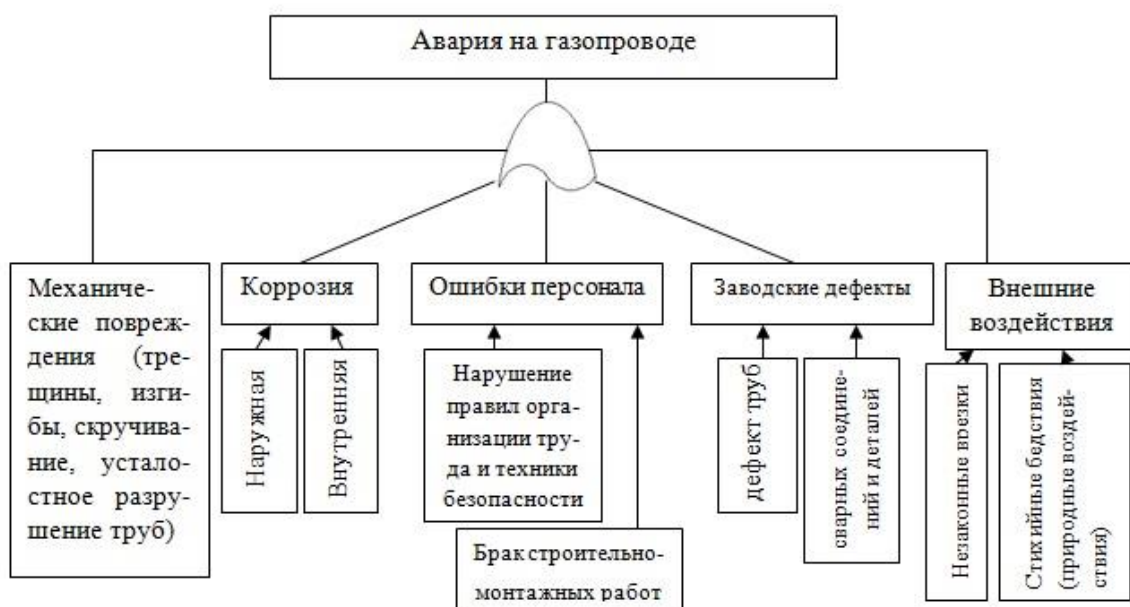


Рисунок 13 – Дерево событий причин аварий на газопроводе

Вероятность аварии на магистральном газопроводе на ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»:

$$\sum P\left(\frac{C_i}{A}\right) = 1 \quad (16)$$

где механические повреждения $P=0,38$;
 коррозия $P=0,23$;
 ошибки персонала $P=0,17$;
 заводские дефекты $P=0,21$;
 внешние воздействия среды $P=0,01$.

При условии, что события имеют несовместный характер, вероятность аварии будет равна:

$$P = P - (1 - 0,38) \cdot (1 - 0,23) \cdot (1 - 0,17) \cdot (1 - 0,21) \cdot (1 - 0,01) = 0,69 \quad (17)$$

Источники технического риска в газотранспортной системе по данным дерева событий:

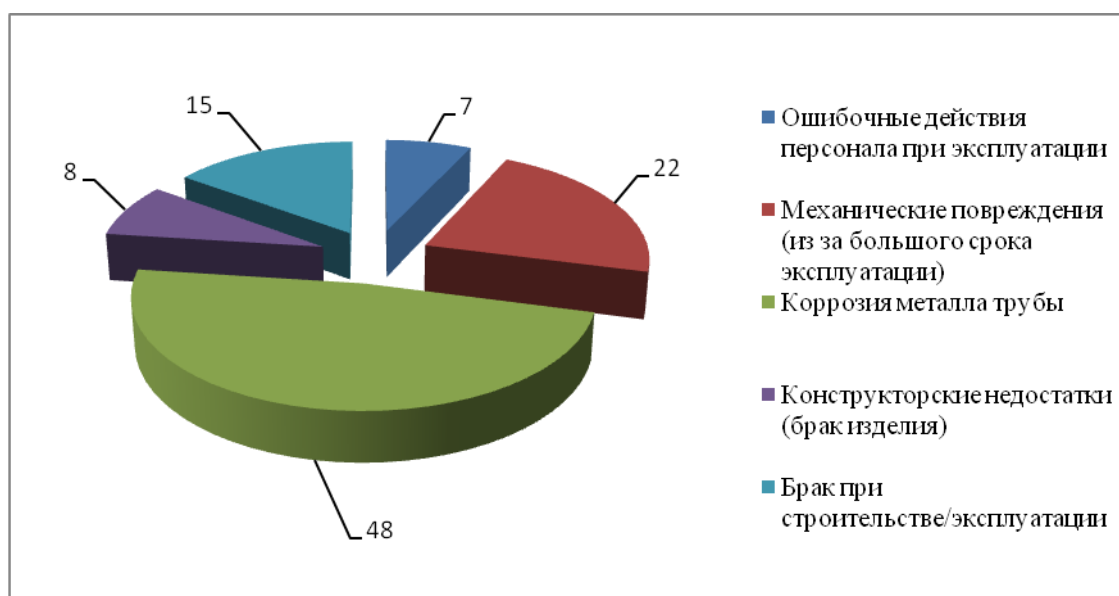


Рисунок 14 – Источники технического риска

Механические повреждения обусловлены действием многих негативных процессов: вибрации, пиковых нагрузок, внутренних напряжений, усталости. Результаты данных действий представлены на рисунке 15,16.

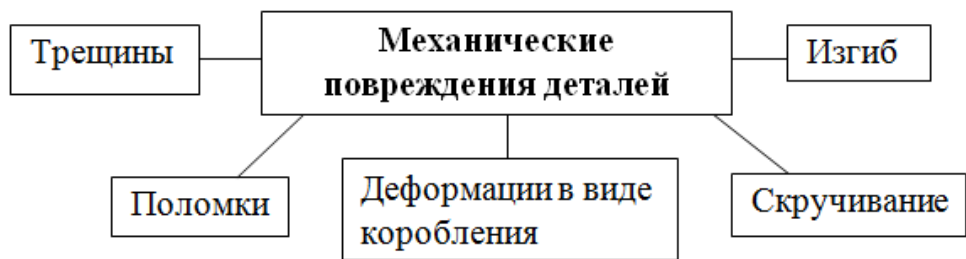


Рисунок 15 – Основные виды механического повреждения деталей

Коррозионные повреждения труб (внешние - в местах нарушения целостности изоляции, а внутренние - в местах скоплений воды)

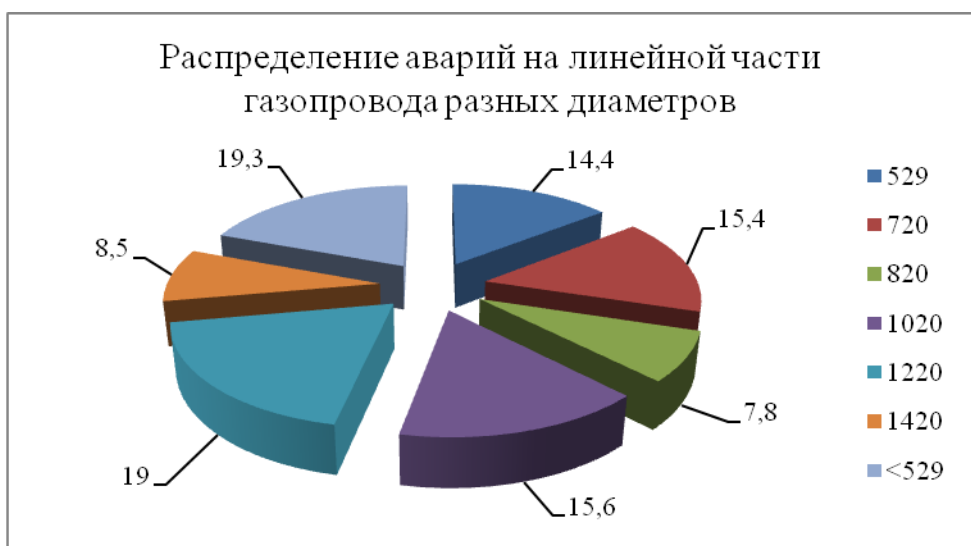


Рисунок 16 - Распределение аварий на линейной части газопроводов по причинам их возникновения

Распределение газопроводов по диаметру и возрастной категории на 31.12.2014 на объектах ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» составлено на основании годового отчёта предприятия [7].

Исходя из представленных данных, можно сделать вывод о повышенной необходимости ремонта трубопроводов диаметром 1020 и 1220 мм, в связи с их высоким возрастным показателем эксплуатации и с большими последствиями при возникновении аварии, в виду большого диаметра.

ГЛАВА 2. МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

2.1 Анализ процесса ремонтных работ на магистральных газопроводах, выявление недостатков

Наиболее приоритетными и действенными методами, способствующими снижению потерь газа, являются:

- совершенствование современных методов ремонта газопровода без остановки перекачки газа, врезка отводов в действующий газопровод под давлением;

-повышение срока эксплуатации газопровода и его сооружений благодаря проведению качественного и своевременного планово-предупредительного ремонта (ППР);

Магистральные газопроводы сооружаются диаметром 720–1420 мм на рабочее давление 0,6–7,5МПа с пропускной способностью до 30–35 млрд. м³ газа в год. Виды прокладки магистральных газопроводов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Виды и характеристики прокладки газопроводов

Вид	Расположение
подземная	на глубину 0,8–0,1 м до верхней образующей трубы
надземная	на опорах
наземная	в насыпных дамбах

В РФ преобладают газопроводы возрастной категории от 25 до 30 лет эксплуатации, именно поэтому необходима серьезная реконструкция или ремонт.

Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром» регламентируется внутренним документом [55][56].

В 2014 году, протяженность отремонтированных участков газопроводов составила 154,2 км, что на 13 % выше, чем в 2013 году. Кроме

этого, в 2014 году было стравлено 9,917 тыс. т метана при замене дефектной и устаревшей арматуры, лишь на участках Северо-Европейского газопровода. Результаты данных действий повлекли за собой значительный рост показателей выбросов метана (таблица 7):

Таблица 7 – Показатели деятельности Общества по охране окружающей среды

№	Наименование показателя	Ед. изм.	2013г.	2014г.	Отклонение от 2013г., %
1	Выбросы метана CH ₄	тыс.т	54,148	69,252	27,89

Согласно правилам производства ремонтных работ, существует три основные технологии проведения капитального ремонта [56].

Наиболее часто используемым и экономически выгодным, является второй метод. В основном временное отключение газопроводов невозможно, в связи с этим используется технология врезки под давлением в соответствии с [57].

Технологические операции приоритетные для дальнейшего анализа в данной бакалаврской работе (стравливание газа):

- давление между запорными головками сбрасывают через трубную обвязку запорных устройств и свечи, врезаемые по концам участка проведения огневых работ, освобождая участок газопровода, подлежащий ремонту, от газа.

При этом ведущим источником являются технологические свечи (74 %), а остальная часть приходится на арматуру, включая краны, вентили и задвижки [55].

2.2 Патентный поиск

Наиболее существенным недостатком рассматриваемых патентов по данной теме является необходимость откачки газа не только из ремонтируемого участка МГ, но и из всего отрезка МГ между КС и отключенным участком. Данный процесс является весьма дорогостоящим и как следствие не целесообразным.

В настоящее время проблема откачки газа из ремонтируемого участка трубопровода решается следующими методами [10]:

1. Применение эжекторной схемы откачки трубопроводов;
2. Применение центробежных компрессорных установок;
3. Применение поршневых компрессорных установок

К анализу применения поршневых компрессоров в последнее время проявляется наибольший интерес, в связи с возможными технологическими решениями для сокращения времени перекачки газа с целью соблюдения регламентов на выполнение ремонтных работ. В данной бакалаврской работе повышение производительности компрессора предполагается повысить за счет использования каналов перепуска газа, которые обеспечивают использование мертвого объема компрессорной установки. Патентный поиск по данной тематике представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Патентный поиск

Патент	Плюсы	Минусы
RU 2303710 RU №2140582 RU №2167343	Мобильность установки	Избыточные затраты энергии из-за низкого коэффициента полезного действия эжекторов
	Возможность применения в широких пределах начальных давлений	Невозможность откачки основного количества газа из отключенного участка
RU №2108489 RU 2576951	Простота реализации технологии	Запрет их применения для откачки газа из МГ с антикоррозийными покрытиями, допущенными и преимущественно применяемыми в ОАО «Газпром» при капитальном ремонте, т.к. температура их эксплуатации ограничена 313К

Продолжение таблицы 8

RU №2108489 RU 2576951	Замкнутость цикла обеспечивает наибольшую экономию газа	Низкая энергетическая эффективность и замедление темпа откачки в целом из-за непрерывной циркуляции по байпасному контуру всевозрастающего по мере откачки расхода активного потока газа
		По мере падения давления в отключенном участке расход пассивного потока газа уменьшается и для поддержания постоянного давления на выходе из эжектора необходимо компенсирующее увеличение расхода активного потока
RU №2135885	Возможность применения в широких пределах начальных давлений и температур	Сложность реализации
		Наличие многониточного газопровода и специальной обвязкой компрессорных цехов компрессорной станции

2.3 Расчёт и проектирование поршневого компрессора

Применение поршневого компрессора позволит использовать сэкономленный газ подлежащий сравлению как газомоторное топливо переводя метан в компримированную форму (КГ). Данная цель является реализацией одной из задач ПАО «Газпром» в отрасли энергосбережения.

Технический результат – значительная экономия природного газа, за счет снижения объема сравленного газа и уменьшения выбросов метана в атмосферу из отключенного участка газопровода.

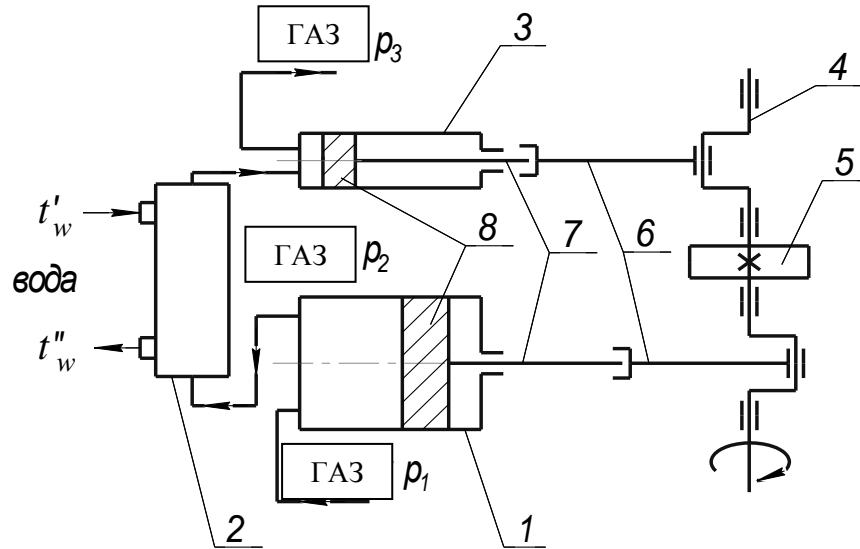
Перед подключением поршневого компрессора на продувочную свечу необходимо установить газовый редуктор с манометром для регулировки подаваемого давления газа в компрессор (рисунок 17).

Таблица 9 – Исходные данные для расчета

Конечное давление p_3 , бар	Производительность V_1 , м ³ /ч	Показатель политропы n	Частота вращения n_k , об/мин
15,0	700	1,24	780

Газ сжимается от давления $p_1 = 0,8$ МПа, при $t = 27^\circ\text{C}$ до давления p_3 .

Стенки цилиндров охлаждаются водой с одной интенсивностью.



1 - цилиндр первой ступени (низкого давления); 2 - промежуточный охладитель воздуха; 3 - цилиндр второй ступени (высокого давления); 4- коленчатый вал; 5 - маховик; 6 - штоки; 7 - шатуны; 8 – поршни.

Рисунок 17 – Схема двухступенчатого двухцилиндрового поршневого компрессора простого действия

Определим давление газа после первой ступени

$$p_2 = \sqrt{p_1 \cdot p_3} \quad (18)$$

где p_1 -начальное давление 8 бар;

p_3 – конечное давление 15 бар.

$$p_2 = \sqrt{8 \cdot 15} = 11 \text{ бар}$$

Температура в конце сжатия подсчитывается исходя из закономерностей политропного процесса:

$$T_2 = T_1 \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \quad (19)$$

где $T_1 = t_1 + 273$ – температура подаваемого газа, К;

$t_1 = 27^\circ\text{C}$;

n – показатель политропы.

$$T_2 = 300 \cdot \frac{11^{\frac{1,24-1}{1,24}}}{8} = 318$$

Исходя из соотношения (19) получаем, что температура газа на выходе одинакова $T_2 = T_3$.

Объемный расход сжатого газа после первой ступени

$$V_2 = V_1 \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (20)$$

$$V_2 = 700 \left(\frac{8}{11} \right)^{\frac{1}{1,24}} = 539 \text{ м}^3/\text{ч}$$

после второй ступени

$$V_3 = V_2 \left(\frac{p_2}{p_3} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (21)$$

$$V_3 = 539 \cdot \left(\frac{11}{15} \right)^{\frac{1}{1,24}} = 415 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Массовую производительность G найдем с помощью уравнения состояния Клапейрона:

$$G = \frac{p_1 \cdot V_1}{R \cdot T_1} \quad (22)$$

где p_1 – давление на входе, кПа;

V_1 – производительность компрессора, м³/ч;

R – газовая постоянная метана, Дж/(кг·К).

$$G = \frac{800 \cdot 700}{519 \cdot 300} = 3,59 \text{ кг/ч}$$

Изменение внутренней энергии в процессе сжатия в первой ступени:

$$\Delta U = C_v \cdot (T_2 - T_1) \quad (23)$$

где C_v – теплоемкость метана, кДж/(кг·К).

$$\Delta U = 1,470 \cdot (318 - 300) = 26,46$$

Изменение энтальпии:

$$\Delta h = C_p \cdot (T_2 - T_1) \quad (24)$$

$$\Delta h = 1,117 \cdot (318 - 300) = 20,11$$

где C_p – теплоемкость политропного процесса при, кДж/(кг·К).

Поскольку $T_2 - T_1 = T_3 - T_1$, то подсчитанные по формулам (23) и (24) величины ΔU и Δh одинаковы для обеих ступеней.

Теплота политропного процесса сжатия:

$$q_1 = c_n \cdot (T_2 - T_1) = c_v \cdot \frac{n - k}{n - 1} \cdot (T_2 - T_1) \quad (25)$$

где k – показатель адиабаты (для природного газа $k=1,320$);

c_v – удельная теплоемкость, кДж/кг ($c_v=1,470$).

$$q_1 = 1,470 \cdot \frac{1,24 - 1,320}{1,24 - 1} \cdot (318 - 300) = -8,82$$

Из уравнения теплового баланса следует

$$G_{w1} = \frac{q \cdot G}{c_w \cdot (t_w'' - t_w')} \quad (26)$$

$$G_{w1} = \frac{8,82 \cdot 35,9}{4,19 \cdot (300 - 282)} = 4,19 \text{ кг/ч}$$

где $(t_{2w}-t_{1w})$ – разность температур охлаждающей воды на выходе и входе;

$C_w = 4,19$ кДж/(кг·К) – массовая теплоемкость воды.

Расход воды на ЦВС будет таким же, т.е. $G_{w2} = G_{w1}$.

Теплота отводимая от воздуха при $p_2=\text{const}$:

$$q' = c_p \cdot (T_2 - T_1) \quad (27)$$

$$q' = 1,117 \cdot (318 - 300) = 20,1 \text{ кДж/кг}$$

Рабочий объем цилиндра первой ступени V_{p1} , м³

$$V_{p1} = \frac{V_1}{n_k} \quad (28)$$

где n_k - частота вращения вала, с⁻¹.

$$V_{p1} = \frac{700}{82,6} = 8,47 \cdot 10^{-3}$$

Принимаем отношение хода поршня к диаметру $S/D = 0,7$, откуда

$$S = 0,7 \cdot D \quad (29)$$

Тогда

$$V_{p1} = 0,795 \cdot D^2 \cdot 0,7 \cdot D = 0,5565 \cdot D^3 \quad (30)$$

Диаметр цилиндра первой ступени D_1 , м, составит

$$D_1 = \sqrt[3]{\frac{V_{p1}}{0,5565}} \quad (31)$$

$$D_1 = \sqrt[3]{\frac{8,47 \cdot 10^{-3}}{0,5565}} = 0,25$$

Рабочий объем цилиндра второй ступени V_{p2} , м³

$$V_{p2} = V_{p1} \cdot \frac{p_1}{p_2} \quad (32)$$

$$V_{p2} = 8,47 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{8}{11} = 6,1 \cdot 10^{-3}$$

Диаметр цилиндра второй ступени D_2 , м

$$D_2 = \sqrt[3]{\frac{V_{p2}}{0,5565}} \quad (33)$$

$$D_2 = \sqrt[3]{\frac{6,1 \cdot 10^{-3}}{0,5565}} = 0,22$$

Ход поршня S_i , м, в цилиндрах первой и второй ступеней

$$S_1 = 0,7 \cdot D_1 \quad (34)$$

$$S_1 = 0,7 \cdot 0,25 = 0,175$$

$$S_2 = 0,7 \cdot D_2 \quad (35)$$

$$S_2 = 0,7 \cdot 0,22 = 0,154$$

Построение процесса политропного процесса сжатия осуществляется следующим образом. Определяются удельные объемы в начальном v_1 , м³/кг (при p_1 , T_1) и конечном v_2 , м³/кг (при p_2 , T_2) состояниях по выражениям

$$v_1 = \frac{V_1}{G} \quad (36)$$

где V_1 - объемный расход сжатого газа, м³/ч;

G – массовая производительность компрессора, кг/ч.

$$v_1 = \frac{700}{359} = 1,94 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$v_2 = \frac{V_2}{G} \quad (37)$$

$$v_2 = \frac{539}{359} = 1,50 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$p_a = \sqrt{p_1 \cdot p_2} \quad (38)$$

$$p_a = \sqrt{8 \cdot 11} = 9,38$$

$$p_b = \sqrt{p_2 \cdot p_a} \quad (39)$$

$$p_b = \sqrt{11 \cdot 9,38} = 10,15$$

$$p_c = \sqrt{p_a \cdot p_b} \quad (40)$$

$$p_c = \sqrt{9,38 \cdot 10,15} = 9,75$$

$$v_a = \sqrt{v_1 \cdot v_2} \quad (41)$$

$$v_a = \sqrt{1,94 \cdot 1,50} = 1,70$$

$$v_b = \sqrt{v_2 \cdot v_a} \quad (42)$$

$$v_b = \sqrt{1,50 \cdot 1,70} = 1,59$$

$$v_c = \sqrt{v_a \cdot v_b} \quad (43)$$

$$v_c = \sqrt{1,70 \cdot 1,59} = 2,70$$

Построение кривой сжатия в изотермическом процессе 1-2 (рисунок 2) производится из той же начальной точки 1. Удельные объемы для конечного состояния (точка 2), v_2 , м³/кг и промежуточных точек а', б' и с', v_a , v_b , v_c м³/кг, изотермы можно рассчитать исходя из уравнения соотношения параметров в изотермическом процессе

$$v_2 = \frac{p_1 \cdot v_1}{p_2} \quad (44)$$

$$v_2 = \frac{8 \cdot 1,94}{11} = 1,41$$

$$v_a = \frac{p_1 \cdot v_1}{p_a} \quad (45)$$

$$v_a = \frac{8 \cdot 1,94}{9,38} = 1,65$$

$$v_b = \frac{p_1 \cdot v_1}{p_b} \quad (46)$$

$$v_b = \frac{8 \cdot 1,94}{10,15} = 1,52$$

$$v_c = \frac{p_1 \cdot v_1}{p_c} \quad (47)$$

$$v_c = \frac{8 \cdot 1,94}{9,75} = 1,59$$

Общий вид процесса сжатия в первой ступени компрессора в p, v – диаграмме представлен на рисунке 18.

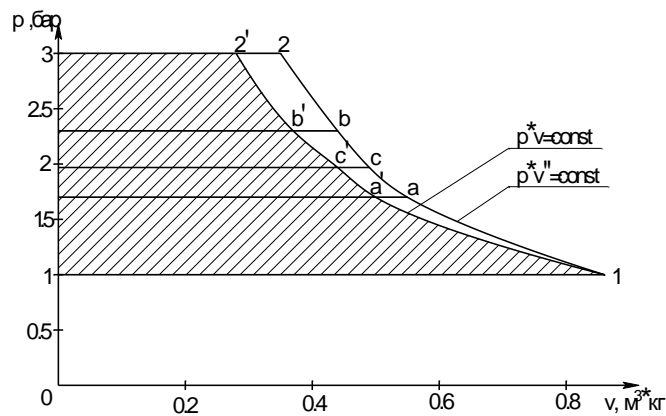


Рисунок 18 – Изображение процесса сжатия в первой ступени компрессора в p, v – диаграмме

Удельная работа политропного сжатия l_{1-2} , кДж/кг, в первой ступени компрессора

$$l_{1-2} = R \cdot \frac{n}{n-1} \cdot (T_2 - T_1) \quad (48)$$

где n – показатель политропы;

R – газовая постоянная метана, Дж/(кг·К).

$$l_{1-2} = 519 \cdot \frac{1,24}{1,24-1} \cdot (318 - 300) = 48267 \text{кДж/кг}$$

Удельная работа изотермического сжатия от p_1 до p_2 , равна

$$l_{из1} = R \cdot T_1 \cdot \ln \frac{p_2}{p_1} \quad (49)$$

$$l_{из1} = 519 \cdot 300 \cdot \ln \frac{11}{8} = 49583$$

Поскольку $p_2/p_1 = p_3/p_2$, то удельная работа изотермического сжатия для второй ступени будет такой же.

Удельная работа изотермического сжатия от p_1 до p_3 , равна

$$l_{из} = R \cdot T_1 \cdot \ln \frac{p_3}{p_1} \quad (50)$$

$$l_{из} = 519 \cdot 300 \cdot \ln \frac{15}{8} = 67874$$

Работа $l_{из}$ принята в качестве теоретической для охлаждаемого компрессора, поэтому теоретическая мощность $N_{из}$, кВт равна

$$N_{из} = \frac{l_{из}}{3600} \cdot G \quad (51)$$

$$N_{из} = \frac{67874}{3600} \cdot 3,59 = 67,7$$

Эффективная мощность компрессора

$$N_e = \frac{N_{из}}{\eta_{из} \cdot \eta_m} \quad (52)$$

где $\eta_{из}$ - изотермический КПД;

$$\eta_{из} = 0,6;$$

$$\eta_m = 0,9 \dots 0,95 - \text{механический КПД [21];}$$

$$\eta_m = 0,9$$

$$N_e = \frac{67,7}{0,6 \cdot 0,9} = 125 \text{кВт}$$

Мощность приводного электродвигателя $N_э$, кВт принимается с учетом коэффициента запаса

$$N_э = K_э \cdot N_e \quad (53)$$

где $K_3 = 1,1 \dots 1,3$ – коэффициент запаса мощности [18], $K_3 = 1,2$

$$N_3 = 1,2 \cdot 125 = 150 \text{ кВт}$$

Удельная работа изотермического сжатия от давления p_1 до конечного p_2

$$l_{из1} = R \cdot T_1 \cdot \ln \frac{p_2}{p_1} \quad (54)$$

$$l_{из1} = 519 \cdot 300 \cdot \ln \frac{11}{8} = 49583$$

Поскольку $p_2/p_1 = p_3/p_2$ то удельная работа изотермического сжатия для второй ступени будет такой же.

Поверхность охлаждения F , m^2 , определяется из уравнения теплопередачи

$$F = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{cp}} \quad (55)$$

где Q – тепловой поток, передаваемый в охладителе от воздуха к охлаждающей воде, Вт;

K – коэффициент теплопередачи, принимаем $20 \text{ Вт}/(m^2 \cdot K)$;

Средний температурный напор

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\delta} + \Delta t_{m}}{2} \quad (56)$$

где $\Delta t_{\delta} = t'_{\delta} = t'_{в} - t'_{w}$ и $\Delta t_{m} = t''_{в} - t''_{w}$ – разности температур между газом и водой

$$\Delta t_{m} = 318 - 300 = 18$$

$$\Delta t_{\delta} = 300 - 282 = 18$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{18 + 18}{2} = 18$$

В свою очередь, тепловой поток Q , Вт, вычисляется по формуле

$$Q = \frac{G_1}{6300} \cdot q' \quad (57)$$

где G_1 – массовая производительность компрессора, кг/с;

q' – удельная теплота, отводимая от газа в охладителе, кДж/кг.

$$Q = \frac{359}{6300} \cdot 20,1 = 114 \text{кДж/кг}$$

Тогда

$$F = \frac{114}{20 \cdot 18} = 0,3 \text{м}^2$$

Согласно значениям формул (31) и (33) известны диаметры цилиндра первой и второй ступени:

$$D_I = 0,25 \text{м}$$

$$D_{II} = 0,22 \text{м}$$

1. "Мертвый" объем складывается из величины "мертвого" объема обусловленного наличием линейного "мертвого" пространства над поршнем в верхней мертвой точке и "мертвого" объема в клапанах.

I ступень

Принимается величина мертвого пространства $l=0,001 \text{м}$.

Первая составляющая "мертвого пространства"

$$V_{мп} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot l_m \tag{58}$$

$$V_{мп} = \frac{3,14 \cdot 0,25^2}{4} \cdot 0,001 = 0,00049 \text{м}^3$$

II ступень

Первая составляющая "мертвого пространства"

$$V_{мп} = \frac{3,14 \cdot 0,22^2}{4} \cdot 0,001 = 0,000037 \text{м}^3$$

Общее значение "мертвого пространства"

$$0,00049 + 0,00037 = 0,00086$$

С целью сокращения времени перекачки газа из трубопровода рассматривается возможность перекачки с помощью компрессора с перепуском газа через каналы, которые располагаются на зеркале цилиндра. В данной ситуации после перепуска давление газа в мертвом объеме снижается, следовательно, уменьшается продолжительность процесса обратного расширения, соответственно увеличивается продолжительность

всасывания и повышается производительность компрессора, что влияет на сокращение времени откачки ремонтируемого участка. На цилиндре компрессора с перепуском рассматривается разместить на зеркале цилиндра каналы для перепуска газа из одной полости в другую. Каналы показаны на рисунке 19.

Каналы выполнены для того, чтобы после окончания процесса нагнетания перепустить часть газа из мертвого пространства в другую полость, в которой уже закончился процесс всасывания. В процессе нагнетания поршень на подходе к мертвой точке открывает перепускные каналы. Через образовавшееся сечение газ перетекает из полости с большим давлением в полость с меньшим давлением. Таким образом, когда поршень закроет канал на обратном ходу, давление в мертвом объеме будет равно давлению выравнивания, значительно меньшему, чем давление нагнетания. На обратном цикле поршню понадобится меньший ход для расширения до давления всасывания, и большая часть хода придется на всасывание [12].

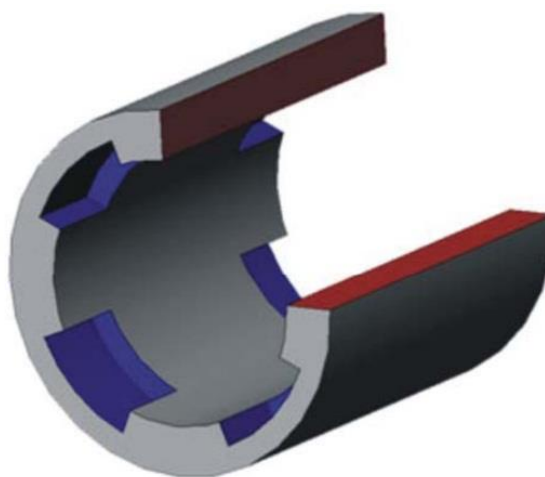


Рисунок 19 – Цилиндр с перепускными каналами

Тем самым рассчитанная составляющая «мертвого пространства» становится полезным объемом степеней компрессора.

Использование каналов перепуска газа позволит сократить случаи использования компрессора и байпасной линии по замкнутому циклу, когда оставшегося объема газа в трубе не хватает для полноценного функционирования компрессора.

2.4 Расчет экономической целесообразности относительно сэкономленного газа

Внутренний объем газопроводов V , м^3

$$V = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L \quad (59)$$

где d – внутренний диаметр газопровода, м;

L – длина газопровода, м.

$$V = \frac{3,14 \cdot 0,976^2}{4} \cdot 30000 = 22433,16 \text{ м}^3$$

Энергосберегающий эффект достигается вследствие отсутствия сброса газа в атмосферу при продувке.

Годовая экономия газа ΔQ $\text{м}^3/\text{год}$, по каждому объекту

$$\Delta Q = \frac{0,0029 \cdot V \cdot k \cdot (P_a + P_r)}{273 + t} \quad (60)$$

где 0,0029 – коэффициент, $\text{м} \cdot \text{с}^2 \cdot \text{°C}/\text{кг}$;

V – внутренний объем газопроводов, м^3 ;

k – поправочный коэффициент от 1,25 до 1,30;

$$\Delta Q_r = \frac{0,0029 \cdot 22433,16 \cdot 1,30 \cdot (101,325 + 7500000)}{273 + 27} = 2114354 \text{ м}^3/\text{год}$$

Экономическая оценка ущерба (Y), причиняемого годовыми выбросами загрязнений в атмосферный воздух, для отдельного источника определяется по формуле:

$$Y = \sigma \cdot \gamma \cdot f \cdot M \quad (61)$$

γ – множитель, численное значение которого измеряется как руб./усл. т,
 $\gamma = 50$ руб./усл. т;

σ – коэффициент относительной опасности загрязнения атмосферы над территориями различных типов, $\sigma = 0,2$;

где f – коэффициент, характеризующий характер рассеивания примесей, $f = 0,5$;

M – приведенная масса годового выброса загрязнений от источника (усл. т. / год):

$$M = \sum A_q \cdot m_q \quad (62)$$

m_q – масса годового выброса примеси q –го вида в атмосферу (т/год);
 A_q – показатель относительной агрессивности примеси q –го вида (усл. т/год), который является фиксацией от значений предельно допустимых концентраций q –го вещества в воздухе населенных мест и рабочей зоны [20].

$$M = 3,16 \cdot 2114354 = 6681358,64 \text{ усл. т. / год}$$

$$Y = 50 \cdot 0,2 \cdot 0,5 \cdot 6681358,64 = 33406793 \text{ руб/год}$$

Объем выручки от реализации продукции рассчитывается по формуле:

$$B = C_{\text{отп}} \cdot Q_p \quad (63)$$

где $C_{\text{отп}}$ – отпускная цена продукции;

Q_p – объем реализованной продукции.

$$C_{\text{отп}} = C_d \cdot P_{\text{пл}} \cdot A \cdot \text{НДС} \quad (64)$$

где C_d – полная себестоимость единицы реализованной продукции (затраты на производство и реализацию единицы продукции), руб/1000м³;

$P_{\text{пл}}$ – плановая прибыль, 20% от себестоимости;

A – сумма акцизов;

НДС – налог на добавленную стоимость, 20%.

$$C_{\text{отп}} = 3,9 \cdot 0,78 \cdot 0,78 = 1,53$$

$$B = 1,53 \cdot 2114354 = 3234961,62 \text{ руб}$$

2.5 Предотвращенный социальный ущерб

По данным исследований [23] уменьшение толщины озонового слоя на 1 % из-за увеличения выбросов парниковых газов на 2 % приведет к росту заболеваний раком кожи на 4 %. Необходимо оценить прирост заболеваний раком кожи к 2050 г. по отношению к настоящему времени, если средняя скорость истощения озонового слоя составляет 0,328 % ежегодно.

За оставшиеся 34 года озоновый слой может уменьшиться на:

$$\Delta C = vt \quad (65)$$

где v – скорость истощения O_3 ;

t – оцениваемый промежуток времени.

$$\Delta C = 0,328 \cdot 34 = 11,152 \%$$

Окончательно получим, что вероятность числа заболеваний раком кожи к 2050 г. может возрасти:

$$\Delta B = \Delta C \cdot S \quad (66)$$

$$\Delta B = 11,152 \cdot 4 = 44,608 \%$$

где S – вероятность увеличения заболеваемости раком кожи на каждый процент истощения O_3 ;

Метан, являющийся парниковым газом, оказывает пагубное воздействие на состояние здоровья человека. В основной группе риска находятся дети, люди со светлым типом кожи, а также с заболеваниями органов дыхания. Тенденцию роста количества выбросов метана можно проследить по рисунку 20.

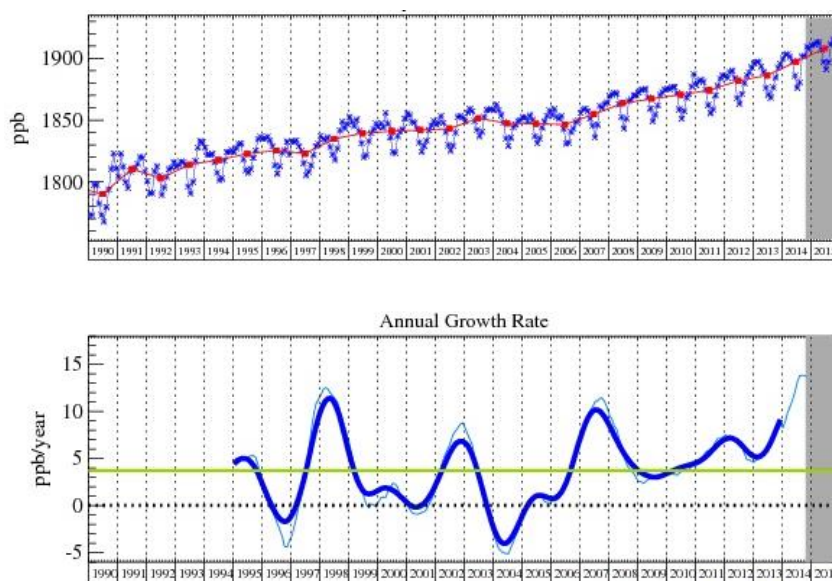


Рисунок 20 – Рост концентрации метана по годам

При снижении объемов выбросов парниковых газов (в том числе метана), снизится процент уменьшения толщины озонового слоя и как следствие снизится количество людей заболевших раком по данной причине.

$$\Delta C = 0,08 \cdot 34 = 2,72 \%$$

Значительное снижение скорости истощения озонового слоя возможно достичь с помощью значительных ограничений в области выбросов парниковых газов. При данном снижении рост заболеваемости снизится и составит:

$$\Delta B = 2,72 \cdot 2,5 = 6,8 \%$$

Из полученных данных можно сделать вывод о том, выбросы метана необходимо сокращать, так как это способствует улучшению общего состояния здоровья и явное сокращение случаев заболеваемости раком у населения планеты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе предложено решение оптимизации технологического процесса с позиции энерго-ресурсосбережения и снижения воздействия на окружающую среду.

Анализ по данной тематике показал, что техногенный выброс метана в атмосферу, на фоне естественных его эмиссий, ведет к значительному экологическому ущербу, который составляет 33.406.793 руб/год. Предотвращенные потери природного газа при проведении ремонтных работ могут дать дополнительную выручку от реализации газа в размере 3.234.961,62 руб/год.

Проанализирован технологический процесс проведения ремонтных работ на магистральных газопроводах и на его основании предложено инженерное решение в виде подключения поршневого компрессора к свечевой обвязке (с начальным давлением газа 0,8 МПа). Конечное давление газа перекаченного в баллон (на выходе из компрессора) составляет 1,5 МПа. С целью сокращения времени перекачки газа из трубопровода рассматривается возможность перекачки с помощью компрессора с перепуском газа через каналы, которые располагаются на зеркале цилиндра.

Анализ риска возникновения аварии показал:

- Частота происхождения аварий на магистральных газопроводах равна $3 \cdot 5 \cdot 10^{-4}$ [1/год];
- В большинстве случаев аварии происходят с возгоранием природного газа ($P = 0,72$);
- Вероятность аварии на ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» составляет $P = 0,69$.

При внедрении предлагаемой технологии проведения ремонта вероятность возникновения аварии уменьшится в среднем в 2 раза. Существующие затраты на локализацию и ликвидацию аварий будут сокращены в среднем на 450 тыс. руб./год.

Произведена оценка прироста заболеваний раком кожи к 2050 г. по отношению к настоящему времени и при снижении процента истощения озонового слоя (вследствие сокращения выбросов метана). Вероятность увеличения заболеваемости раком кожи снизилась в 2 раза.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Акимова И.Ю. Экспорт российского природного газа: Проблемы и перспективы / И. Ю. Акимова. – М.: Олимп-Бизнес, 2005. – 194 с.
2. Банных О. П. Основные конструкции и тепловой расчет теплообменников. Учебное пособие / О. П. Банных – СПб.: СПбНИУ ИТМО, 2012. – 42 с.
3. ВРД 39-1.10-006-2000* Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов.
4. Гигиенические нормы: ГН 2.1.6.2309-07. Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест: Гигиенические нормативы.– М.,2008. – 34 с.
5. Годовой отчет ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» за 2013 г.
6. Годовой отчет ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» за 2012 г.
7. Годовой отчет ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» за 2014 г.
8. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. – М.: Изд-во стандартов,1979. – 14 с.
9. ГОСТ Р 56276-2014 Газы парниковые. Углеродный след продукции. Требования и руководящие указания по количественному определению и предоставлению информации. – Москва: ИПК Изд. стандартов, 2015. – 54 с.
10. Григоров В. П. Исследование органов перепуска в поршневых вакуум- компрессорах: Дис. канд. тех. наук. / В. П. Григоров. – М., 1970. – 243 с.

11. Гудков И.В. Обзор концепций реформирования газовой отрасли России / И.В. Гудков.: Нефть, газ и бизнес, 2005, № 4, 40 с.
12. Дегтярева Т. С., Шершнева О. В. Исследование возможности применения поршневого компрессора с перепускными каналами для удаления газа из ремонтируемого газопровода / Т. С. Дегтярева. – Москва: Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Серия «Машиностроение», 2011. – №5.
13. Доп.1 к ОНД-86. Отраслевая методика расчета приземной концентрации загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах компрессорных станций магистральных газопроводов.
14. Еремин В.В. Химия. 11 класс. Профильный уровень: учеб. для общеобразовательных учреждений / В.В. Еремин, Н.Е. Кузьменко, В.В. Лунин и др. – М.: Дрофа, 2010. – 462 с.
15. Злотников Ю.А. Методические основы оценки и стимулирования ресурсосбережения / Ю.А. Злотников: Нефть, газ и бизнес, 2006. – № 5.–35 с.
16. Киотский протокол к рамочной конвенции организации объединенных действий об изменении климата [Электронный ресурс]. – Режим Доступа: http://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/pdf/kyoto.pdf.
17. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов / А.Н. Козаченко. – М.: Нефть и газ, 1999. – 278 с.
18. Козина Л. Н., Никишева С. Г. Расчет и проектирование воздухоохладителя компрессора: метод. руководство к курсовой работе по дисциплине "Теплотехника" для студ. спец. АиТ и ДВС / ТГУ; каф. "Теплотехника и гидравлика". – ТГУ. – Тольятти: ТГУ, 2004. – 20 с.
19. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / Коршак А.А., Нечваль А.М.; Под ред. Коршака А.А. – СПб.: Недра, 2008.
20. Краснослободцева А. Е. Курс лекций по экономике природопользования. Тольятти, изд-во ТГУ, каф.«МиИЗОС», 2009, с. 77.

21. Ляшков, В.И. Тепловые двигатели и нагнетатели: Учеб. пособие/ В.И. Ляшков. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2009. – 124 с.
22. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2005 г.
23. Мировые выбросы метана и возможности ликвидации неблагоприятных экологических последствий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.globalmethane.org/documents/gmi_mitigation-factsheet_russian.pdf.
24. Мужиливский П. М., Васильев Ю. Н. Экономия природного газа при ремонтах магистральных газопроводов / П. М. Мужиливский.; Использование газа в народном хозяйстве. – М., 1984. – 326 с.
25. ОНД-86 Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия.
26. Оптовые цены на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации (кроме населения, а также за исключением газа, реализуемого потребителям Российской Федерации в отношении которого применяются принципы государственного регулирования, предусмотренные пунктами 15.1-15.3 Основных положений формирования и государственного регулирования цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке на территории Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2000 № 1021) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/f/posts/98/377922/2014-01-01-ceny-krome-naselenia.pdf>.
27. Пат. 2108489 Российская Федерация, МПК F04D025/02. Мобильная установка для откачки газа из отключенного участка магистрального газопровода (варианты) / Вагапов Р.З.; заявитель и патентообладатель Казанское опытное конструкторское бюро "Союз". – № 95114868; заявл. 16.07.2000; опубл. 20.10.2000.— 2 с.

28. Пат. 2135885 Российская Федерация, МПК F17D1/065. Способ и устройство откачки газа из отключенного участка газопровода в действующий газопровод / Бадашканов Т.К.; Бадашканов К.Б. – № 97111563/06; заявл. 11.07.1997; опубл. 27.08.1999.— 2 с.

29. Пат. 2140582 Российская Федерация, МПК F04D25/02, F17D1/02, F04B41/00. Способ откачки газа из отключенного участка газопровода / Чаплыгин Ю.О. – № 20091954/06; заявл. 14.01.2009; опубл. 20.04.2010.— 3 с.

30. Пат. 2167343 Российская Федерация, МПК F04F5/54. Способ откачки газа из отключенного участка газопровода / Хабибуллин М.Г. – № 2000107183/06; заявл. 24.03.2000; опубл. 20.05.2001.— 2 с.

31. Пат. 2303710 Российская Федерация, F04B41. Способ откачки газа из отключенного участка газопровода и мобильная компрессорная установка для откачки газа / Мельников Г.Ю. – № 2005127950/06; заявл. 08.09.2005; опубл. 27.07.2007.— 3 с.

32. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух, НИИ Атмосфера, СПб., 2005 г.

33. Постановление Правительства РФ от 12.06.2003 N 344 (ред. от 24.12.2014) "О нормативах платы за выбросы в выброс в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, в том числе через централизованные системы водоотведения, размещение отходов производства и потребления».

34. Постановление Правительства РФ от 19 октября 1996 г. N 1242 «О Федеральной целевой программе "Предотвращение опасных изменений климата и их отрицательных последствий"».

35. Постановление Правительства РФ от 19.11.2014 N 1219 "О коэффициентах к нормативам платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные

объекты, в том числе через централизованные системы водоотведения, размещение отходов производства и потребления».

36. Постановление Правительства РФ от 2 марта 2000 г. N 183 «О нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него».

37. Приказ Минприроды России от 31 декабря 2010 г. N 579 «О порядке установления источников выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, подлежащих государственному учёту и нормированию, и о Перечне вредных (загрязняющих) веществ, подлежащих государственному учёту и нормированию».

38. Проект нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для компрессорной станции КС «ПОРТОВАЯ» филиала Портовое ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

39. Проект строительства «Северо-Европейский газопровод, участок Грязовец-Выборг. КС «Портовая», СПб, ОАО «Гипроспецгаз», 2009 г.

40. Рамочная конвенция организации объединенных наций об изменении климата [Электронный ресурс]. – Режим Доступа: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convru.pdf>.

41. Распоряжение Правительства РФ от 1 марта 2006 г. N 278-р «О создании российской системы оценки антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом по веществам, разрушающим озоновый слой, принятым в г. Монреале 16 сентября 1987 г.».

42. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года».

43. Распоряжение Президента РФ от 17 декабря 2009 г. «О Климатической доктрине Российской Федерации».

44. Розовский А.Я. Синтез моторных топлив из природного газа / А.Я. Розовский: Химическая промышленность, 2000. № 3. – 102 с.

45. Санитарные правила и нормы: СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест: нормативно-технический материал. – Москва., 2001. – 12 с.
46. Сейдж Б. Термодинамика многокомпонентных систем / Б. Сейдж. - М.: Недра, 1969. - 303 с.
47. Сосна М.Х., Кессель И.Б. Термодинамическая оценка эффективности различных методов транспортировки энергоносителей / Нефть, газ и бизнес, 2005. – № 9. – 78 с.
48. СТО Газпром 102-2011 Инвентаризация выбросов парниковых газов.
49. СТО Газпром 11-2005 Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО "Газпром".
50. СТО Газпром 2-1.19-058-2006 инструкция по расчету и нормированию выбросов ГРС (АГРС, ГРП), ГИС.
51. СТО Газпром 2-1.19-059-2006 Инструкция по расчету и нормированию выбросов АГНКС.
52. СТО Газпром 2-1.19-128-2007 Технические нормы выбросов и утечек природного газа от технологического оборудования.
53. СТО Газпром 2-1.19-307-2009. Инструкция по расчету объемов выбросов, сбросов и промышленных отходов на объектах транспорта и хранения газа.
54. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы.
55. СТО Газпром 2-2.3-116 Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением.
56. СТО Газпром 2-2.3-231--2008 «Правилами производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».
57. СТО Газпром 3-2005 Кадастр выбросов парниковых газов. Общие требования к содержанию и оформлению.

58. Теплотехника / В.Н. Луканин, М.Г. Шатров, Г.М. Камфер. и др.; Под ред. Луканина В.Н., М.: Высшая школа, 2000. - 293 с.
Будзуляк Б.В. Основные направления повышения надёжности и безопасности газотранспортных систем ОАО «Газпром» / Будзуляк Б.В.: Газовая промышленность. – 2005. - №8. –12–14 с.
59. ТУ 51-81-88 Одорант. Смесь природных меркаптанов.
60. Указ Президента РФ от 04.06.2008 N 889 "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики".
61. Указ Президента РФ от 30 сентября 2013 г. N 752 «О сокращении выбросов парниковых газов».
62. Федеральный закон от 03.04.1996 N 28-ФЗ (ред. от 30.12.2008) "Об энергосбережении".
63. Федеральный закон от 04.05.1999 г. N 96 ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об охране атмосферного воздуха».
64. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) "Об охране окружающей среды".
65. Шаломов В. И. Расчет поршневого компрессора: методические указания к расчетно – графической работе по курсам «теплотехника» и «техническая термодинамика и теплотехника» / сост.: В.И. Шаломов, И.Г. Суходоев. – Комсомольск-на-Амуре: ГОУВПО «КНАГТУ», 2010. – 12 с.
66. Шевченко Ю.Н. Химическое обоснование негативного влияния выбросов метана на атмосферу / Ю.Н. Шевченко, В.А. Артюх // Проблемы экологии городского округа Тольятти и пути их решения. – Тольятти, 2015. – 207 с.
67. Artukh V.A. Estimation of influence of methane emissions to environment during transporting of natural gas / V.A. Artukh, Ju. N. Shevchenko // International Innovative Forum of Young Scientists in Framework of the V International Environmental Congress "Ecology and Life Protection of Industrial-Transport Complexes" ELPIT 2015. – Samara – Togliatti, 2015. –p.10.

68. Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №37, p.10.
69. Stell J. War uncertainties delay construction projects / J. Stell.: Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, № 16, 66 p.
70. Summary of the environmental impact statement (EIA report) for the Irving Oil Limited Liquefied Natural Gas (LNG) Marine Terminal and Multi-Purpose Pier Project / Summary prepared by: Department of the Environment and Local Government. May 2004.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ПРИЛОЖЕНИЕ А



Рисунок А – Схема расположения предприятия ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б – Нормативно-правовая база относительно выбросов метана

Вид документа	Название документа	Вступление в силу
ФЗ-№ 96	Об охране атмосферного воздуха	от 4 мая 1999 г.
ФЗ-№7	Об охране окружающей среды	от 10 января 2002 г.
Постановление Правительства РФ № 183	О нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него	от 2 марта 2000 г.
Постановление Правительства РФ № 344	О нормативах платы за выброс в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, в том числе через централизованные системы водоотведения, размещение отходов производства и потребления	от 12 июня 2003 г.
Постановление Правительства РФ № 1219	О коэффициентах к нормативам платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, в том числе через централизованные системы водоотведения, размещение отходов производства и потребления	от 19 ноября 2014 г.
Распоряжение Президента РФ	О Климатической доктрине Российской Федерации	от 17 декабря 2009 г.

Продолжение таблицы Б

Постановление Правительства РФ	О Федеральной целевой программе "Предотвращение опасных изменений климата и их отрицательных последствий"	от 19 октября 1996 г.
Указ Президента РФ	О сокращении выбросов парниковых газов	от 30 сентября 2013 г.
Распоряжение Правительства РФ № 278-р	О создании российской системы оценки антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом по веществам, разрушающим озоновый слой, принятым в г. Монреале 16 сентября 1987 г.	от 1 марта 2006 г.
Приказ Минприроды России № 579	О порядке установления источников выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, подлежащих государственному учёту и нормированию, и о Перечне вредных (загрязняющих) веществ, подлежащих государственному учёту и нормированию	от 31 декабря 2010 г.
Международные обязательства по сокращению или ограничению объемов антропогенных выбросов парниковых газов	Рамочная конвенция	от 1994г.
	Киотский протокол	от 1997г.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Информация о крупных авариях за 2014 год

8 июля 2014 года произошла авария на 2612,2 км МГ «Торжок-Долина», эксплуатируемого филиалом Торжокское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург». Технической причиной разрушения МГ «Торжок-Долина» на 2612,2 км явился дефект изготовления трубы, приведший к потере прочности металла и возникновению разрушения на наружной поверхности трубы. Разрыв газопровода произошел с возгоранием газа. В результате аварии произошли потери природного газа объемом 3 207,39 тыс.м³. Ущерб от негативного воздействия на окружающую природную среду составил – 370 862,54 руб.

8 ноября 2014 года произошла авария на 2636,5 км МГ «Торжок-Долина», эксплуатируемого филиалом Торжокское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург». Технической причиной аварии явился трещиноподобный дефект изготовления трубы, расположенный в зоне термического влияния заводского продольного сварного шва. Разрыв газопровода произошел с возгоранием газа. В результате аварии произошли потери газа объемом 5 640,705 тыс.м³. Ущерб от негативного воздействия на окружающую среду составил 80 863,14 руб.

Дата происшествия: 08.07.2014.

Наименование организации: ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

Место аварии: Участок магистрального газопровода Торжокского ЛПУМГ, 1996 г. ввод в эксплуатацию.

Вид аварии: Выброс опасного вещества; пожар; разрушение.

Краткое описание аварии: в режиме эксплуатации магистрального газопровода «Торжок-долина» произошло разрушение трубной секции с утечкой и возгоранием газа.

Последствия аварии:

1. Пострадавших нет.

2. Экономический ущерб – 13 775,163 тыс. руб.

Причины аварии:

1. Технические причины аварии:

Технической причиной разрушения трубной секции МГ Торжок-Долина явилась потеря прочности металла, приведшая к возникновению разрушения, произошедшая в локальном месте на наружной поверхности трубы в зоне наличия дефектов технологического характера возникших в процессе изготовления трубы Развитие данных дефектов в процессе эксплуатации газопровода под воздействием постоянных и переменных нагрузок, а также коррозионного фактора привело к образованию трещины критического размера с последующим разрушением газопровода.

Извлеченные уроки:

Нормативны период проведения внутритрубной диагностики магистральных газопроводов (один раз в пять лет) в случаях воздействия постоянных и переменных нагрузок, а также более агрессивного коррозионного фактора не всегда позволяет вовремя обнаруживать развивающиеся трещиноподобные дефекты в трубах.



Рисунок В – Последствия аварии

Дата происшествия: 08.11.2014

Наименование организации: ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

Место аварии: Участок магистрального газопровода Торжокского ЛПУМГ, 1996 г. ввод в эксплуатацию.

Вид аварии: Выброс опасного вещества; пожар; разрушение.

Краткое описание аварии:

В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Торжок-долина» произошло разрушение трубной секции с утечкой и возгоранием газа.

Последствия аварии:

1. Пострадавших в результате аварии нет.
2. В результате аварии разрушено и повреждено 67 метров трубы диаметром 1420 мм и произошли потери газа объемом 5 640,705 тыс. м³.
3. Материальный ущерб составил 25 735 004,48 руб.

Причины аварии:

1. Технические причины аварии:

Потеря прочности металла, приведшая к возникновению разрушения, произошла в локальном месте – на наружной поверхности трубы в зоне наличия дефектов технологического характера. Развитие аналогичного дефекта в процессе эксплуатации газопровода под воздействием постоянных и переменных нагрузок, а также коррозионного фактора привело к образованию трещины критического размера с последующим разрушением газопровода.

2. Организационные причины аварии:

Низкий уровень контроля за производством труб по ТУ 14-3-1450-87 на Харциском трубном заводе в период их изготовления, т. е. предположительно наличие в трубах технологических дефектов. проведение мероприятия по диагностике (внутритрубные диагностические обследования) не позволили выявить трещиноподобные дефекты в зоне термического влияния заводского продольного сварного шва. Пученные данные с другими участками и определить потенциально опасные в отношении возможных аварий.

Извлеченные уроки:

Нормативный период проведения внутритрубной диагностики магистральных газопроводов (один раз в пять лет) в случаях воздействия постоянных и переменных нагрузок, а также более агрессивного коррозионного фактора не всегда позволяет вовремя обнаруживать развивающиеся трещиноподобные дефекты в трубах.



Рисунок В – Последствия аварии

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г – Виды последствий от аварий магистральных газопроводов

Разновидность аварии	Поражающие факторы	Параметры поражающего действия
Пожар, огненный шар	пламя; тепловое излучение	Определение полей поражающих факторов сводится к определению границ зоны пламени и определению текущих значений теплового потока в зависимости от удаления от внешней границы зоны пламени.
Взрывы (в т. ч. взрывы топливовоздушных смесей)	воздушные ударные волны; летающие обломки различного рода объектов технологического оборудования	Параметры поражающего действия воздушной ударной волны - избыточное давление во фронте волны и ее импульс в зависимости от расстояния от места взрыва. Параметры, определяющие поражающее действие осколков, - количество осколков, их кинетическая энергия, направление и расстояние разлета.
Токсический выброс	химическое заражение	Параметрами, характеризующими токсические нагрузки при токсическом выбросе, являются поля концентраций вредного вещества и времена действия поражающих концентраций.