

Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух

**ПРАВИЛА РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ОТ ОБЪЕКТОВ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Атмасфера
Выкіды забруджвальных рэчываў у атмасфернае паветра

**ПРАВИЛЫ РАЗЛІКУ ВЫКІДАЎ АД АБ'ЕКТАЎ
МАГІСТРАЛЬНЫХ ГАЗАПРОВАДАЎ**

Издание официальное



Минприроды

Минск

Ключевые слова: выбросы загрязняющих веществ, агрегат газоперекачивающий, газ природный, станция газораспределительная, станция компрессорная, газопроводы магистральные, хранение газа подземное

Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению техническим нормированием и стандартизацией в области охраны окружающей среды установлены Законом Республики Беларусь «Об охране окружающей среды».

1 РАЗРАБОТАН Научно-производственным республиканским унитарным предприятием «ЛОТИОС» (УП «ЛОТИОС»)

ВНЕСЕН Министерством энергетики Республики Беларусь, Открытым акционерным обществом «Белтрансгаз»

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 30 апреля 2008 г. № 2-Т

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Минприроды Республики Беларусь

Издан на русском языке

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	2
3 Термины и определения	3
4 Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха....	4
4.1 Компрессорные станции	4
4.2 Подземные хранилища газа	6
4.3 Газораспределительные и газоизмерительные станции	7
4.4 Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции	8
4.5 Линейная часть магистральных газопроводов	8
4.6 Выбросы природного газа через неплотности оборудования и арматуры..	9
4.7 Выбросы природного газа при отборе проб.....	9
4.8 Аварийные ситуации	9
5 Правила расчета выбросов загрязняющих веществ.....	10
5.1 Общие требования к расчету	10
5.2 Правила расчета выбросов природного газа от компрессорных станций.....	12
5.3 Правила расчета выбросов природного газа от подземных хранилищ газа.....	15
5.4 Правила расчета выбросов природного газа от газораспределительных и газоизмерительных станций.....	18
5.5 Правила расчета выбросов природного газа от автомобильных газонаполнительных компрессорных станций.....	19
5.6 Правила расчета выбросов природного газа от линейной части магистральных газопроводов.....	19
5.7 Правила расчета выбросов природного газа через неплотности оборудования и арматуры	23
5.8 Правила расчета выбросов природного газа при отборе проб природного газа	24
5.9 Правила расчета выбросов других загрязняющих веществ.....	25
5.10 Правила расчета выбросов загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания от газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом..	27
5.11 Правила расчета выбросов загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания от газомотокомпрессоров	32
5.12 Трансформация азота оксида ($NO \rightarrow NO_2$) в атмосферном воздухе.....	33
Приложение А (справочное) Свойства природного газа	35
Приложение Б (справочное) Эксплуатационные характеристики газоперекачивающих агрегатов.....	41
Приложение В (справочное) Расход природного газа исполнительными механизмами контрольно-измерительных приборов	42
Приложение Г (справочное) Нормы расхода природного газа при очистке газопровода очистными устройствами.....	43
Приложение Д (рекомендуемое) Определение времени стравливания природного газа из газопровода	44
Приложение Е (справочное) Нормы выбросов природного газа через неплотности оборудования и арматуры	45
Приложение Ж (справочное) Растворимость метанола в газе в системе «метанол-природный газ».....	46
Приложение К (рекомендуемое) Определение расхода продуктов сгорания топливного газа графическим методом	47

Текст для ознакомления

ТКП 17.08-09-2008

Приложение Л (справочное) Основные параметры работы газоперекачивающих агрегатов	49
Приложение М (рекомендуемое) Типовой перечень измеряемых параметров при испытаниях газотурбинных установок	50
Приложение Н (обязательное) Оценка соответствия показателей выбросов требованиям технической документации на газотурбинные установки.....	51
Приложение П (справочное) Номинальные среднестатистические значения удельных выбросов оксидов азота на единицу топливного газа для различных типов газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.....	52
Приложение Р (справочное) Примеры расчета выбросов загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания от газоперекачивающих агрегатов...	53
Библиография	56

Текст для ознакомления

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух
**ПРАВИЛА РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ОТ ОБЪЕКТОВ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Атмасфера
Выкіды забруджвальных рэчываў у атмасфернае паветра
**ПРАВІЛЫ РАЗЛІКУ ВЫКІДАЎ АД АБ'ЕКТАЎ
МАГІСТРАЛЬНЫХ ГАЗАПРОВАДАЎ**

Environmental protection and nature management. Atmosphere
Emissions of harmful substances into the atmospheric air
The order of emissions calculation from main gas objects

Дата введения 2008-07-01

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее - технический кодекс) устанавливает правила расчета максимальных и валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от следующих объектов магистральных газопроводов:

- компрессорные станции;
- подземные хранилища газа;
- газораспределительные и газоизмерительные станции;
- автомобильные газонаполнительные компрессорные станции;
- линейные сооружения магистральных газопроводов.

Требования настоящего технического кодекса распространяются на проектируемые, строящиеся, действующие и реконструируемые объекты магистральных газопроводов на территории Республики Беларусь.

Требования настоящего технического кодекса применяют при расчете величин выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, которые используются при:

- инвентаризации и нормировании выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- государственном, ведомственном, производственном контроле за соблюдением установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- оценке воздействия на окружающую среду и проведении государственной экологической экспертизы;
- исчислении и уплате налога за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- разработке проектной документации на строительство, реконструкцию, расширение, техническое перевооружение, модернизацию, изменение профиля производства, ликвидацию объектов и комплексов;
- ведении первичного учета воздействий загрязняющих веществ на атмосферный воздух;

– ведении отчетности о выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
– иных мероприятиях по охране атмосферного воздуха, предусмотренных законодательством Республики Беларусь.

В целях настоящего технического кодекса принято, что нормирование выбросов и расчет массового выброса загрязняющих веществ, входящих в состав природного газа (метан (CH_4 , код 0410), этан (C_2H_6 , код 0418), пропан (C_3H_8 , код 0417), бутан (C_4H_{10} , код 0402), пентан (C_5H_{12} , код 0405), гексан (C_6H_{14} , код 0403)), осуществляются по метану с коэффициентом 0,991 от массового выброса природного газа. Далее под выбросами в атмосферный воздух природного газа понимаются выбросы предельных углеводородов, входящих в состав природного газа и нормируемых по метану.

При соответствии компонентного состава природного газа требованиям ГОСТ 5542 выбросы сероводорода, серы меркаптановой в составе природного газа и серы диоксида в продуктах его сгорания не нормируются.

Требования настоящего технического кодекса обязательны для применения всеми юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, осуществляющими расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов магистральных газопроводов.

2 Нормативные ссылки

В настоящем техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее - ТНПА):

ТКП 036-2006 (02230) Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах

ТКП 038-2006 (02230) Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов

ТКП 17.08-01-2006 (02120) Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Порядок определения выбросов при сжигании топлива в котлах теплопроизводительностью до 25 МВт

ТКП 17.08-08-2007 (02120) Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера. Выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферный воздух. Правила расчета выбросов при пожарах

СТБ 1626.1-2006 Установки котельные. Установки, работающие на газообразном, жидком и твердом топливе. Нормы выбросов загрязняющих веществ

ГОСТ 17.2.1.04-77 Охрана природы. Атмосфера. Источники и метеорологические факторы загрязнения, промышленные выбросы. Термины и определения

ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 9544-93 Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 9789-75 Клапаны предохранительные пружинные полноподъемные фланцевые стальные на $P_u \approx 1,6$ и $4,0$ МПа (16 и 40 кгс/см²). Технические условия

ГОСТ 17310-2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

ГОСТ 18917-82 Газ горючий природный. Методы отбора проб

ГОСТ 22387.2-97 Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы

ГОСТ 22387.4-77 Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли

ГОСТ 23290-78 Установки газотурбинные стационарные. Термины и определения

ГОСТ 27577-2000 Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия

ГОСТ 28775-90 Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия

ГОСТ 30319.0-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения

ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки

ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости

Примечание - При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить действие ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяют термины, установленные в ГОСТ 17.2.1.04, ГОСТ 5542, ГОСТ 23290, ГОСТ 30319.0, ТКП 036, [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 валовой выброс загрязняющего вещества: Количество загрязняющего вещества, поступающего в атмосферный воздух за рассматриваемый период (месяц, квартал, год), измеряемое в тоннах в период (тонн в месяц, тонн в квартал, тонн в год).

3.2 докритическое истечение: Режим истечения, при котором скорость потока газа в сечении диафрагмы меньше скорости звука в данной среде.

3.3 импульсный газ: Природный газ, предназначенный для приведения в действие механизмов открытия/закрытия кранового оборудования.

3.4 компримированный природный газ: Газ, полученный из горючего природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам или городским газовым сетям компримированием и удалением примесей по технологии, не предусматривающей изменения компонентного состава и утвержденной в установленном порядке по ГОСТ 27577.

3.5 концентрация j-го компонента: Масса j-го компонента, содержащаяся в единице объема сухого газа.

3.6 критическое истечение: Режим истечения, при котором скорость потока газа в сечении диафрагмы равна скорости звука в данной среде.

3.7 номинальная мощность: Мощность газоперекачивающего агрегата (далее - ГПА), соответствующая номинальным параметрам работы агрегата при нагрузке 100 %, атмосферном давлении 0,101325 МПа, температуре и относительной влажности атмосферного воздуха на входе в ГПА соответственно плюс 15 °С и 60 % [2].

3.8 нормальные условия: Физические условия, характеризующие состояние газов при температуре 273,15 К (0 °С) и давлении 0,101325 МПа, при которых объем 1 моля идеального газа равен $2,24136 \times 10^{-2} \text{ м}^3$.

3.9 номинальные показатели: Показатели работы ГПА при номинальной мощности и станционных условиях: температуре воздуха на входе в двигатель газоперекачивающего агрегата +15 °С, барометрическом давлении 0,101325 МПа, относительной влажности 60 %, с учетом гидравлических сопротивлений входного и выходного трактов, без технологических отборов воздуха, при отсутствии утилизационного теплообменника по ГОСТ 28775, [3].

3.10 потребляемая (фактическая, эффективная) мощность: Мощность ГПА, соответствующая его фактической нагрузке за рассматриваемый период времени (год или др.) [2].

3.11 природный газ: Добываемый на газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождениях газ, представляющий собой многокомпонентные смеси, состоящие из предельных углеводородов, в основном CH_4 - C_4H_{10} , и неуглеводородных компонентов [4].

3.12 продувка: Технологическая операция очищения природным газом постоянного давления емкостного оборудования, технологических коммуникаций, линейных участков газопровода при пуске, наладке и эксплуатации, сопровождающаяся выбросом природного газа в атмосферный воздух через свечу [4].

3.13 приведенная концентрация j-го компонента: Масса j-го компонента, содержащаяся в единице объема сухих продуктов сгорания с концентрацией кислорода (по объему) 15 % при нормальных условиях [3].

3.14 пусковой газ: Природный газ, используемый для запуска газотурбинного привода в работу.

3.15 располагаемая мощность: Максимальная рабочая мощность на муфте, которую реально может развить ГПА в конкретных станционных условиях [2].

3.16 свеча: Техническое устройство в виде вертикальной трубы с оголовком для осуществления организованного выброса природного газа в атмосферный воздух [4].

3.17 стандартные условия: Физические условия, характеризующие состояние газов при температуре 293,15 К (20 °С) и давлении 0,101325 МПа.

3.18 стравливание: Технологическая операция опорожнения емкостного оборудования, технологических коммуникаций, линейных участков газопровода при остановке оборудования или отключении участка газопровода, сопровождающаяся залповым выбросом природного газа в атмосферный воздух через свечу [4].

3.19 топливный газ: Природный газ, расходуемый в качестве топлива ГПА на компримирование [5].

4 Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха

4.1 Компрессорные станции

Компрессорные станции (далее - КС) предназначены для компримирования природного газа, транспортируемого по магистральному газопроводу. Природный газ из магистрального газопровода через ответвления (шлейфы) поступает в компрессорные цехи станции, оснащенные ГПА и рядом вспомогательных систем (агрегатных и общецеховых), которые обеспечивают эксплуатацию ГПА и другого оборудования КС. В состав КС входят:

- установки очистки природного газа;
- установки охлаждения природного газа после его компримирования;
- системы топливного, пускового, импульсного газа;
- система электроснабжения и электрические устройства различного назначения (выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух отсутствуют);
- система автоматического управления (выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух отсутствуют).

По типу привода газоперекачивающих агрегатов, установленных на КС, компрессорные станции разделяют на:

- станции, оборудованные ГПА с электроприводом;
- станции, оборудованные ГПА с газотурбинным приводом (далее - ГТУ);
- станции, оборудованные ГПА с газомоторным приводом (далее - ГМК).

Кроме компрессорных цехов в комплекс КС входят: котельные, общестанционные системы водоснабжения и канализации с насосными станциями, электростанции собственных нужд или трансформаторные подстанции, системы связи, автотранспортные парки, механические мастерские, различные административные и хозяйственные сооружения, выбросы от которых рассчитываются в соответствии с применяемыми на территории Республики Беларусь ТНПА.

Эксплуатация установок КС сопровождается выбросами в атмосферный воздух природного газа и продуктов его сгорания (при эксплуатации газотурбинных и газомоторных приводов ГПА): азота диоксида (NO₂, код 0301), азота оксида (NO, код 0304), углерода оксида (CO, код 0337).

4.1.1 Установки очистки природного газа

В установках очистки транспортируемый природный газ очищается от механических примесей (песка, окалины) и капельной влаги перед поступлением его на компримирование. В зависимости от условий эксплуатации компрессорного цеха может быть предусмотрена одно - или двухступенчатая схема очистки природного газа. Первая ступень - пылеуловители различных типов, вторая - фильтры-сепараторы. Аппараты оборудованы системой сброса уловленных примесей и капельной влаги (сброс дренажа). Сброс дренажа из пылеуловителей может производиться как автоматически, так и вручную. По мере заполнения сборники продувают природным газом.

Выбросы природного газа в атмосферный воздух при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации установок его очистки определяются:

- при стравливании природного газа из аппаратов и коммуникаций, в том числе при остановках оборудования для проведения осмотра и ремонта в соответствии с 5.2.1;
- при продувке аппаратов и коммуникаций после внутреннего осмотра в соответствии с 5.2.2;
- при продувке аппаратов и коммуникаций с вытеснением из них жидкости через емкости сбора конденсата в соответствии с 5.2.3.

4.1.2 Газоперекачивающие агрегаты

В процессе эксплуатации ГПА при проведении регламентных операций имеют место выбросы в атмосферный воздух природного газа, которые определяются:

- при стравливании природного газа из участков коммуникаций в соответствии с 5.2.1;
- при продувке оборудования и коммуникаций в соответствии с 5.2.2;
- при продувке маслоуловителей, расположенных на выходе ГМК, в соответствии с 5.2.3;
- при стравливании природного газа из контура нагнетателей при остановке агрегатов в соответствии с 5.2.4;
- при работе турбодетандера (при производстве пусков ГПА) в соответствии с 5.2.5;
- при продувке контура нагнетателей при пуске ГПА в соответствии с 5.2.6;
- при стравливании природного газа из полости газомаслоотделителей, через уплотнения компрессорных цилиндров ГМК, сухие уплотнения центробежных нагнетателей в соответствии с 5.2.7;
- при обслуживании контрольно-измерительных приборов и систем автоматики (далее - КИП) в соответствии с 5.2.8.

На КС, оборудованных ГПА с газотурбинным приводом или газомотокомпрессорами, помимо природного газа в атмосферный воздух выбрасываются продукты сгорания топливного газа. Выбросы загрязняющих веществ рассчитываются в соответствии с 5.10, 5.11.

4.1.3 Установка охлаждения природного газа после его компримирования

Нагретый после сжатия природный газ подвергают охлаждению в аппаратах воздушного охлаждения (далее - АВО). При эксплуатации АВО выделения загрязняющих веществ в атмосферный воздух не происходит.

Выбросы природного газа в атмосферный воздух при его стравливании во время остановки АВО для проведения его осмотра и ремонта определяются в соответствии с 5.2.1.

4.1.4 Системы топливного, пускового, импульсного газа

Система топливного и пускового газа обеспечивает подачу природного газа с требуемым давлением и в необходимом количестве к ГПА. Отбираемый из газопровода пусковой и топливный газ поступает на узел редуцирования, где установлены регуляторы давления. Топливный газ предварительно пропускают через сепараторы (с целью его осушки и очистки) и расходомерное устройство. После узла редуцирования пусковой и топливный газ подходит к ГПА по двум различным системам трубопроводов. Пусковой газ подается к турбодетандерам для запуска турбоагрегатов в работу. Система топливного и пускового газа включает:

- трубопроводы и коллекторы с продувочными устройствами;
- регуляторы давления;
- запорную и предохранительную арматуру;
- расходомерные устройства для контроля расхода топливного газа на каждый ГПА и в целом по компрессорному цеху;
- сепараторы с продувочными и дренажными устройствами.

Подготовка импульсного газа заключается в дополнительной очистке природного газа от механических примесей и влаги.

При эксплуатации системы топливного и импульсного газа выбросы природного газа в атмосферный воздух определяются:

- при стравливании природного газа из аппаратов и коммуникаций (замерных ниток, вымораживателей и др.) при остановках оборудования для проведения осмотра и ремонта, в том числе для проверки калибровки шайб в соответствии с 5.2.1;
- при продувке аппаратов и коммуникаций в соответствии с 5.2.2;
- при продувке фильтров узла очистки в соответствии с 5.2.3;
- при проверке работоспособности предохранительных клапанов в соответствии с 5.2.9;
- при перестановке кранов в соответствии с 5.6.3.

При эксплуатации КС возможны выбросы природного газа от неплотностей в технологических аппаратах, трубопроводах, запорно-регулирующей арматуре, расположенных на открытых площадках установок, не оборудованных системами отвода выбросов на свечу, расчет которых производят в соответствии с 5.7.1, 5.7.2.

4.1.5 Вспомогательные системы

Расчет выбросов загрязняющих веществ от котельных и подогревателей природного газа, установок регенерации ингибитора производится в соответствии с ТКП 17.08-01. При этом содержание загрязняющих веществ в отходящих газах должно соответствовать нормам, установленным в СТБ 1626.1.

4.2 Подземные хранилища газа

Подземные хранилища газа (далее – ПХГ) предназначены для регулирования неравномерности газопотребления, связанной с сезонными колебаниями спроса на газовое топливо, а также для образования в основных газопотребляющих районах оперативного и стратегического резервных запасов топлива для поддержания стабильности транзитных экспортных поставок природного газа.

Оборудование ПХГ должно обеспечивать приемку природного газа от магистрального газопровода, очистку природного газа от механических примесей перед компримированием, компримирование природного газа, охлаждение и очистку его от компрессорного масла, распределение сжатого природного газа по скважинам, хранение природного газа под избыточным давлением в структурной ловушке (искусственной каверне), отбор природного газа, очистку и осушку перед подачей в газопровод.

В период закачки в ПХГ природный газ последовательно проходит:

- установку очистки;
- замер расхода;
- компримирование;
- установку охлаждения;
- установку маслоотделения;
- установку подготовки топливного и импульсного газа.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух в период закачки определяются в соответствии с 5.2.

Выбросы природного газа в атмосферный воздух при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации установок в период его отбора из ПХГ определяются:

– при освобождении аппаратов и коммуникаций, сепараторов, шлейфов, замерных ниток, соединительных газопроводов, коллекторов газа и др., для промывки, осмотров и ремонтов скважин, оборудования и коммуникаций, при частичном стравливании природного газа из загидраченного участка для ликвидации гидратных пробок, обвязки сборного пункта и замерных газопроводов с использованием технологии снижения давления в соответствии с 5.2.1;

– при продувке шлейфов для ликвидации гидратообразований, фильтров очистки, сепараторов, других аппаратов через емкости сбора конденсата в соответствии с 5.2.3;

– при выполнении гидрогазодинамических исследований, проверке забойных клапанов-отсекателей и других технологических и геологических операций, необходимых для поддержания эксплуатационного режима скважин, в соответствии с 5.3.1;

– при продувке технологического оборудования, трубопроводов (шлейфов) после окончания ремонта и проведения гидроиспытаний на герметичность, для удаления оставшейся жидкости в соответствии с 5.3.4 - 5.3.6;

– при дегазации пластовой воды (при ее удалении в период отбора природного газа из подземного хранилища) в соответствии с 5.3.7;

– при разгрузке метанольной установки перед заправкой ее метанолом в соответствии с 5.3.8.

В период отбора и по окончании отбора природного газа из ПХГ происходят выбросы ингибитора гидратообразования: метанола или этанола (метанол - CH_3OH , код 1052; этанол - $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$, код 1061), вызванные необходимостью продувки оборудования, определяемые в соответствии с 5.9.5, 5.9.7, 5.9.8.

Выбросы от запорно-регулирующей арматуры определяются в соответствии с 5.7.1, 5.7.2.

Выбросы от разгрузочных скважин определяются по измеренному расходу природного газа согласно ТКП 036.

4.3 Газораспределительные и газоизмерительные станции

Газораспределительные станции (далее - ГРС) предназначены для поставки природного газа в сети газоснабжающей организации или потребителям в заданном количестве, с определенным давлением, необходимой степенью очистки, одоризации и другими параметрами, определенными в договоре поставки газа.

В состав ГРС входят:

- узел переключения;
- узел очистки;
- узел подогрева;
- узел редуцирования;
- узел измерения расхода природного газа;
- узел одоризации.

В качестве одоранта в соответствии с ТКП 038 применяется этантиол (этилмеркаптан, $\text{C}_2\text{H}_6\text{S}$, код 1728) или другие вещества и их смеси, обладающие интенсивным неприятным запахом при малой концентрации в газе и легкой испаряемостью при обычных температурах.

Газоизмерительные станции (далее - ГИС) обеспечивают измерение количества и показателей качества природного газа при его транзите в другие страны.

Выбросы природного газа при работе ГРС, ГИС определяются:

– при стравливании природного газа из оборудования в атмосферный воздух (ремонты, освидетельствование аппаратов, сосудов, работающих под давлением, осмотр диафрагмы, проверка работы регулятора, опорожнение пылеуловителей, замерных линий, линий редуцирования, участков газопроводов, импульсных линий, линий подводных газопроводов) в соответствии с 5.2.1;

– при продувке участков коммуникаций ГРС и ГИС в соответствии с 5.2.2;

– при продувках пылеуловителей, аппаратов с вытеснением из них жидкости через

емкости сбора конденсата (например, входного газосепаратора), аппаратов и коммуникаций (систем), при вводе их в эксплуатацию, регулировке и настройке в соответствии с 5.2.3;

- при перестановке кранов в соответствии с 5.6.3;
- при проверке работоспособности предохранительных клапанов в соответствии с 5.2.9;
- при обслуживании одоризационной установки выброс одорированного природного газа в соответствии с 5.4.1;
- выброс одоранта в соответствии с 5.9.1, 5.9.2.

4.4 Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции

Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (далее - АГНКС) обеспечивают производство сжатого природного газа и заправку им автомобильного транспорта потребителей.

На АГНКС осуществляются следующие технологические операции [7]:

- очистка;
- компримирование;
- охлаждение;
- адсорбционная осушка;
- аккумуляция;
- редуцирование;
- заправка газобаллонного автотранспорта.

В состав АГНКС могут входить также отопительные газовые котельные, выбросы от которых определяются в соответствии с 4.1.5.

Источниками выделения природного газа на АГНКС являются:

- шланги газозаправочной колонки или заправочной рампы;
- сепараторы;
- адсорберы;
- предохранительные клапаны.

Источниками выбросов природного газа являются:

- свечи газозаправочных колонок;
- свечи технологического оборудования.

Выбросы природного газа при работе АГНКС определяются:

– при освобождении оборудования, коммуникаций (ремонт, освидетельствование аппаратов, сосудов, работающих под давлением, сброс природного газа из шланга после заправки автомобиля) в соответствии с 5.2.1;

– при продувках аппаратов и коммуникаций (пылеуловители, фильтры) в соответствии с 5.2.3;

– при продувке оборудования через емкости сбора конденсата в соответствии с 5.2.3;

– при проверке работоспособности предохранительных клапанов в соответствии с 5.2.9;

– при работе компрессорной установки на АГНКС через уплотнения подвижных соединений в соответствии с 5.5.1, 5.5.2.

Допускается определять объем природного газа, выбрасываемого в атмосферный воздух в процессе эксплуатации установленного типа оборудования на основании «Норм расхода газа на собственные нужды АГНКС».

Выбросы одоранта определяются в соответствии с 5.9.3, 5.9.4.

4.5 Линейная часть магистральных газопроводов

4.5.1 В состав сооружений линейной части магистрального газопровода входят:

- газопровод с отводами;
- переходы через естественные и искусственные препятствия;
- перемычки;

- узлы редуцирования;
- узлы приема-запуска очистных устройств;
- узлы подключения компрессорных станций;
- запорная арматура, а также другие системы и объекты.

4.5.2 При транспортировке природного газа для обеспечения транспорта плановых объемов проводятся следующие технологические операции, связанные с выбросами в атмосферный воздух природного газа и других загрязняющих веществ:

- очистка полости газопровода от механических примесей и влаги путем пропуска очистного устройства (поршня) или продувкой (в зависимости от диаметра);
- ввод метанола (этанола) в полость газопровода для предотвращения гидратообразования либо с целью разрушения имеющихся гидратных отложений.

Выбросы природного газа от линейной части магистральных газопроводов определяются:

- при ремонте участков магистрального газопровода в соответствии с 5.6.1;
- при периодической очистке газопроводов очистными устройствами в соответствии с 5.6.2;
- при разгрузке метанольной установки перед заправкой метанолом в соответствии с 5.3.8;
- при перестановке кранов в соответствии с 5.6.3;
- от неплотностей запорно-регулирующей арматуры в соответствии с 5.7.1, 5.7.2.

Выбросы ингибиторов гидратообразования определяются в соответствии с 5.9.5, 5.9.7, 5.9.8.

4.6 Выбросы природного газа через неплотности оборудования и арматуры

Источниками выбросов природного газа на объектах магистральных газопроводов через неплотности оборудования и арматуры являются [4]:

- уплотнения неподвижные фланцевого типа: фланцы трубопроводов и арматуры и т.п.;
- уплотнения и затворы запорно-регулирующей арматуры;
- предохранительные клапаны;
- нормально-закрытые свечные краны.

Расчет массового выброса от объекта при регламентном режиме его работы производится путем суммирования всех значений массовых выбросов через неплотности оборудования и арматуры за принятый промежуток времени (секунда, час, сутки, год):

- по технической документации на данное изделие в соответствии с 5.7.1;
- при отсутствии данных в технической документации в соответствии с 5.7.2.

4.7 Выбросы природного газа при отборе проб

В процессе отбора проб природного газа имеют место его выбросы в атмосферный воздух, которые определяются:

- при отборе проб для определения компонентного состава в соответствии с 5.8.1;
- при отборе проб для определения плотности в соответствии с 5.8.1;
- при определении точки росы влаги газа переносным гигрометром в соответствии с 5.8.2;
- при определении физико-химических показателей природного газа автоматическими потоковыми средствами измерения в соответствии с 5.8.3;
- при определении сероводорода, меркаптановой серы, смолы и пыли в соответствии с 5.8.4.

4.8 Аварийные ситуации

4.8.1 Выбросы природного газа при повреждениях газопроводов рассчитываются в зависимости от размера аварийного отверстия в газопроводе [8]:

- при аварийных повреждениях газопровода с неполным раскрытием в соответствии с 5.6.5;
- при полном разрыве газопровода в соответствии с 5.6.6.

При отсутствии фактических данных по давлению и плотности природного газа в сечении газопровода перед местом повреждения, продолжительности аварийного выброса вышеуказанные значения рассчитывают в соответствии с 5.1.6, 5.6.6.2, 5.6.6.3, 5.6.6.5, 5.6.6.6.

4.8.2 Выбросы загрязняющих веществ в результате возгорания природного газа при повреждениях газопроводов рассчитываются в соответствии с ТКП 17.08-08.

5 Правила расчета выбросов загрязняющих веществ

5.1 Общие требования к расчету

5.1.1 Выбросы загрязняющих веществ от объектов магистральных газопроводов рассчитываются как сумма выбросов от каждого источника выделений. Расчет количества выбросов загрязняющих веществ из различных источников осуществляют на основании:

- измерений основных параметров газовой смеси инструментальными методами;
- параметров работы технологического оборудования;
- удельных выбросов;
- технологических нормативов выбросов для данного типа оборудования.

5.1.2 Валовой выброс природного газа или его компонентов на объектах магистральных газопроводов на основании определения параметров работы технологического оборудования M_j^{te} , т/год, рассчитывается по формуле:

$$M_j^{te} = 10^{-3} \times \sum_{i=1}^m (G^i \times r_j \times \rho_j \times N^i) = 10^{-3} \times \sum_{i=1}^m (G^i \times \rho_g \times 0,991 \times N^i) = 10^{-3} \times \sum_{i=1}^m (M_g \times 0,991 \times N^i), \quad (1)$$

где 10^{-3} - коэффициент пересчета «кг» в «т»;

m - количество источников выброса на магистральном газопроводе;

G^i - объем выброса природного газа на i -ом источнике выброса в течение года, m^3 ;

r_j - объемная доля j -го загрязняющего вещества, входящего в состав природного газа, определяемая по паспорту физико-химических показателей природного газа, а при отсутствии данных по А.1 (приложение А);

ρ_j - плотность j -го загрязняющего вещества, входящего в состав природного газа, при стандартных условиях согласно ГОСТ 30319.1, $кг/м^3$;

N^i - количество однотипных источников выбросов, шт.;

ρ_g - плотность природного газа при стандартных условиях, $кг/м^3$, определяемая в соответствии с 5.1.6;

0,991 - коэффициент перевода массового выброса природного газа на метан;

M_g - массовый выброс природного газа в течение года, т.

5.1.3 Максимальный выброс природного газа на объектах магистральных газопроводов на основании определения параметров работы технологического оборудования M_i , г/с, рассчитывается по формуле:

$$M_i = \frac{0,991 \times G^i \times \rho_g}{\tau_{опер}} \times 1000, \quad (2)$$

где 0,991 - коэффициент перевода массового выброса природного газа на метан;

G^i - объем выброса природного газа при выполнении одной операции, m^3 ;

ρ_g - плотность природного газа при стандартных условиях, $кг/м^3$, определяемая в соответствии с 5.1.6;

1000 - коэффициент пересчета «кг» в «г»;

$\tau_{опер}$ - продолжительность выполнения одной операции, с.

5.1.4 При известном объеме выброса природного газа на i -ом источнике выделения в течение года G_g^i , м³/год, параметры природного газа на выходе из источника выброса рассчитываются по формулам:

а) объемный расход природного газа на выходе из источника выброса V^i , м³/с:

$$V^i = \frac{G_g^i}{\tau}, \quad (3)$$

где G_g^i - объем выброса природного газа на i -ом источнике выделения в течение года, м³;

τ - продолжительность работы i -го источника выброса на отдельном источнике выделения в течение года, с.

б) скорость природного газа при его докритическом истечении из источника выброса ω^i , м/с:

$$\omega^i = \frac{G_g^i}{S^i \times \tau}, \quad (4)$$

где G_g^i - объем выброса природного газа на i -ом источнике выделения в течение года, м³;

τ - продолжительность работы i -го источника выброса на отдельном источнике выделения в течение года, с;

S^i - площадь сечения устья i -го источника выброса, м². Рассчитывается по формуле

$$S^i = \frac{\pi \times (d_y^i)^2}{4}, \quad \text{где } d_y^i - \text{диаметр устья } i\text{-го источника выброса, м.}$$

Скорость природного газа при его критическом истечении из источника выброса ω^i согласно [8] равна 410 м/с.

5.1.5 Для расчета выбросов, за исключением особо оговариваемых условий, в настоящем техническом кодексе принимаются:

- объем и плотность природного газа при стандартных условиях;
- объем продуктов сгорания природного газа и концентрацию в них загрязняющих веществ при нормальных условиях.

Состав природного газа, соответствующий средним фактическим значениям компонентного состава по магистральным газопроводам, приведен в А.1 (приложение А).

5.1.6 Плотность природного газа при стандартных условиях ρ_g , кг/м³, рассчитывается по формуле:

$$\rho_g = \sum \rho_j \times r_j, \quad (5)$$

где ρ_j - плотность j -го компонента природного газа при стандартных условиях согласно ГОСТ 30319.1, кг/м³;

r_j - объемная доля j -го компонента природного газа при стандартных условиях.

Плотность природного газа со средними фактическими значениями компонентного состава, приведенными в А.1 (приложение А), при стандартных условиях равна 0,673 кг/м³.

5.1.7 Приведение объема газа G_g , м³, к нормальным условиям $G_g^{н.у.}$, м³, осуществляют по формуле:

$$G_g^{н.у.} = \frac{G_g \times 273,15 \times P_a}{T_g \times 0,101325}, \quad (6)$$

где G_g - объем выбросов газа при рабочих условиях, м³;

273,15 - температура природного газа при нормальных условиях, К;

P_a - барометрическое давление на момент выброса, МПа;

T_g - температура газа, К;

0,101325 - абсолютное давление природного газа при нормальных условиях, МПа.

5.1.8 Коэффициент сжимаемости природного газа Z определяется с учетом фактических значений его компонентного состава в соответствии с ГОСТ 30319.2 или согласно [9]. Для целей настоящего технического кодекса значения коэффициента сжимаемости Z приведены в таблице А.1 (приложение А).

5.1.9 Значения параметров выполнения технологических операций (давление, температура, продолжительность продувок, время стравливания, количество операций и др.), не указанные при пояснении символов, принимаются в соответствии с утвержденными в установленном порядке регламентами производства работ.

5.1.10 В разделах 5.2-5.9 приводятся формулы расчета объема выбросов природного газа при проведении одной операции на одной единице технологического оборудования. Объем выброса природного газа на i -ом источнике выброса в течение года, G_g^i , м³ равен сумме выбросов от всех типов оборудования на данном источнике выброса.

5.2 Правила расчета выбросов природного газа от компрессорных станций

5.2.1 Объем выбросов природного газа (импульсного, пускового, топливного) при стравливании из аппаратов и коммуникаций (замерных ниток, вымораживателей, сепараторов, шлейфов, линий редуцирования, импульсных линий, линий подводящих газопроводов, соединительных газопроводов, коллекторов газа и др.), при остановках оборудования для проведения осмотра и ремонта (замены шайб, промывки, освидетельствование аппаратов, сосудов, работающих под давлением, осмотр диафрагмы, проверка работы редуктора, опорожнение пылеуловителей), G_{cm} м³, согласно [10], рассчитывается по формуле:

$$G_{cm} = 2893,17 \times V \times \left(\frac{P_1}{T_1 \times Z_1} - \frac{P_2}{T_2 \times Z_2} \right), \quad (7)$$

где 2893,17 - коэффициент приведения объема газа к стандартным условиям, К/МПа;

V - геометрический объем опорожняемого технологического оборудования, коммуникаций, м³;

P_1 - абсолютное давление природного газа в оборудовании, участке коммуникаций компрессорной станции на момент начала снижения давления, МПа;

T_1 - температура природного газа в оборудовании, участке коммуникаций компрессорной станции на момент начала снижения давления, К;

Z_1 - коэффициент сжимаемости газа на момент начала снижения давления, определяемый по таблице А.1 (приложение А);

P_2 - абсолютное давление природного газа в оборудовании, участке коммуникаций компрессорной станции на момент окончания снижения давления, МПа;

T_2 - температура природного газа в оборудовании, участке коммуникаций компрессорной станции на момент окончания снижения давления, К;

Z_2 - коэффициент сжимаемости газа на момент окончания снижения давления, определяемый по таблице А.1 (приложение А).

5.2.2 Объем выбросов природного газа при продувке оборудования и коммуникаций, G_{np} м³, согласно [5], рассчитывается по формуле:

$$G_{np} = K \times S_{mp} \times P \times \tau_{np}, \quad (8)$$

где K - коэффициент, зависящий от режима истечения газа и равный 3018,4 м/(МПа×с) при критическом и 1121,7 м/(МПа×с) при докритическом режимах истечения газа через отверстие;

S_{np} - площадь сечения трубы, свечи (или крана при его наличии с учетом процента его открытия), через которую производится продувка, м²;

P - абсолютное давление природного газа перед сечением трубы, через которую производится продувка, МПа;

τ_{np} - продолжительность продувки, с.

5.2.3 Объем выбросов природного газа при продувках аппаратов с вытеснением из них конденсата (жидкости) в емкости сбора конденсата G_{np}^w , м³, согласно [5], рассчитывается по формуле:

$$G_{np}^w = 9,34 \times 10^5 \times \frac{S_{np} \times \tau_{np} \times P_{np}}{T_{np} \times Z} \times n + V_w \times f_q, \quad (9)$$

где $9,34 \times 10^5$ - коэффициент для расчета количества стравливаемого природного газа при производстве ручной продувки, (м×К)/(МПа×с);

S_{np} - площадь сечения проходного крана продувочного вентиля, через который производят слив конденсата и продувку аппаратов, м²;

τ_{np} - продолжительность однократной продувки, с;

P_{np} - абсолютное давление природного газа в аппарате до начала производства продувки, МПа;

n - количество аппаратов, участвующих в одном цикле продувки;

T_{np} - температура природного газа в аппарате до начала производства продувки, К;

Z - коэффициент сжимаемости природного газа, определяемый по таблице А.1 (приложение А);

V_w - количество конденсата (жидкости), удаленной из аппаратов за одну продувку, м³;

f_q - газовый фактор жидких продуктов (количество природного газа, растворенного в жидкости, т.е. объем природного газа, выделившегося из 1 м³ сливаемой жидкости), м³/м³, определяемый исходя из состава жидкости по данным лабораторных исследований или согласно [4], рассчитываемый по формуле $f_q = 0,96 \cdot 10^{-5} \times (P_{np} / Z)$. Для приближенных расчетов, согласно [5], допускается принимать среднее значение газового фактора, равное 51 м³/м³.

5.2.4 Объем выбросов природного газа, стравливаемого из контура нагнетателя при остановке ГПА G_{ocm} , м³, согласно [4], рассчитывается по формуле:

$$G_{ocm} = 2893,17 \times V_k \times \frac{P_1 + P_2}{T_1 + T_2} \times \frac{2}{Z_1 + Z_2}, \quad (10)$$

где 2893,17 - коэффициент приведения объема газа к стандартным условиям, К/МПа;

V_k - геометрический объем контура нагнетателя, м³. При отсутствии данных изготовителя принимают по таблице Б.1 (приложение Б);

P_1 - абсолютное давление природного газа на входе нагнетателя на момент стравливания, МПа;

P_2 - абсолютное давление природного газа на выходе нагнетателя на момент стравливания, МПа;

T_1 - температура природного газа на входе нагнетателя на момент стравливания, К;

T_2 - температура природного газа на выходе нагнетателя на момент стравливания, К;

Z_1 - коэффициент сжимаемости природного газа, определяемый при P_1 , T_1 по таблице А.1 (приложение А);

Z_2 - коэффициент сжимаемости природного газа, определяемый при P_2 , T_2 по таблице А.1 (приложение А).

5.2.5 Объем выбросов природного газа при производстве пусков ГПА (холодных прокрутках) G_{xn} , м³, рассчитывается по формуле:

$$G_{xn} = q_{пуск} \times n, \quad (11)$$

где $q_{пуск}$ - расход газа на запуск ГПА, м³, принимается по паспортным данным изготовителя агрегата;

n - количество пусков ГПА за расчетный период (включая холодные прокрутки), шт.

5.2.6 Объем выбросов природного газа при продувке контура нагнетателей при пуске ГПА, $G_{пуск}$, м³, согласно [5], рассчитывается по формуле:

$$G_{пуск} = 3018,4 \times S_{тр} \times P_1 \times \tau_{пр}, \quad (12)$$

где 3018,4 - коэффициент, учитывающий критический режим истечения газа через отверстие, м/(МПа×с);

$S_{тр}$ - площадь сечения трубы, через которую производится продувка, м²;

P_1 - абсолютное давление природного газа на входе в нагнетатель, МПа;

$\tau_{пр}$ - продолжительность продувки, с.

5.2.7 Объем выбросов природного газа, стравливаемого через систему газоотделения центробежных нагнетателей ГПА, уплотнения компрессорных цилиндров ГМК G_{yn} , м³, согласно [5], рассчитывается по формуле:

$$G_{yn} = k_{yn} \times \tau \times N, \quad (13)$$

где k_{yn} - коэффициент расхода природного газа через газовые уплотнения центробежных нагнетателей ГПА (уплотнения компрессорных цилиндров ГМК), определяемый по таблице Б.1 (приложение Б);

τ - продолжительность работы ГПА под нагрузкой, ч;

N - количество работающих ГПА в отчетном периоде, шт.

5.2.8 Объем выбросов природного газа при обслуживании на объекте контрольно-измерительных приборов $G_{кин}^i$, м³, рассчитывается по одному из двух вариантов:

а) согласно 5.2.8.1 в зависимости от продолжительности работы прибора;

в) согласно 5.2.8.2 в зависимости от числа срабатываний (маневров) исполнительного механизма.

5.2.8.1 Объем выбросов природного газа при обслуживании i -го контрольно-измерительного прибора в зависимости от продолжительности работы прибора $G_{кин}^i$, м³, в соответствии с [5], рассчитывается по формуле:

$$G_{кин}^i = q_i^g \times \tau_{кин,i} \times N_{кин,i}, \quad (14)$$

где q_i^g - расход природного газа исполнительным механизмом КИП, м³/ч, определяемый по таблице В.1 (приложение В);

$\tau_{кин,i}$ - продолжительность работы i -го прибора в расчетный период, ч, определяемый по эксплуатационным данным;

$N_{кин,i}$ - количество работающих приборов, шт.

5.2.8.2 Объем выбросов природного газа при обслуживании i -го контрольно-измерительного прибора в зависимости от числа срабатываний (маневров) исполнительного механизма $G_{кин}^i$, м³, согласно [5], рассчитывается по формуле:

$$G_{кин}^i = q_i^m \times m_{кин,i}, \quad (15)$$

где q_i^m - расход природного газа исполнительным механизмом КИП за один маневр, м³, определяемый по таблице В.1 (приложение В);

$m_{кин,i}$ - число срабатываний (маневров) исполнительного механизма в расчетный период, шт.

5.2.9 Объем выбросов природного газа при проверке работоспособности предохранительных клапанов $G_{нк}$, м³, рассчитывается по одному из двух вариантов:

а) согласно 5.2.9.1 при наличии паспортных данных, информации изготовителя;

б) согласно 5.2.9.2 при отсутствии паспортных данных.

5.2.9.1 Объем выбросов природного газа при проверке работоспособности предохранительных клапанов при наличии паспортных данных, информации изготовителя $G_{нк}$, м³, согласно [11], [4], рассчитывается по формуле:

$$G_{нк} = 37,3 \times S_{нк} \times K_{нк} \times P_{нк} \times \sqrt{\frac{Z}{T}} \times \tau, \quad (16)$$

где 37,3 - эмпирический коэффициент, м×К^{0,5}/МПа×с;

$S_{нк}$ - площадь сечения предохранительного клапана, м²;

$K_{нк}$ - коэффициент расхода газа предохранительным клапаном, определяемый по паспортным данным;

$P_{нк}$ - абсолютное давление природного газа на момент производства подрыва клапана, МПа;

Z - коэффициент сжимаемости природного газа, определяемый по таблице А.1 (приложение А);

T - температура природного газа на момент производства подрыва, К;

τ - время срабатывания предохранительного клапана, с, определяемое по паспортным данным.

5.2.9.2 Объем выбросов природного газа при проверке работоспособности предохранительных клапанов при отсутствии паспортных данных $G_{нк}$, м³, согласно [5], рассчитывается по формуле:

$$G_{нк} = 9,34 \times 10^5 \times \frac{S_{нк} \times \tau \times P_{нк}}{T \times Z}, \quad (17)$$

где $9,34 \times 10^5$ - коэффициент для расчета количества стравливаемого природного газа при производстве ручной продувки, (м×К)/(МПа×с);

τ - продолжительность операции подрыва, с;

$S_{нк}$, $P_{нк}$, T , Z - то же, что и в формуле (16).

5.3 Правила расчета выбросов природного газа от подземных хранилищ газа

5.3.1 Объем выбросов природного газа при выполнении гидрогазодинамических исследований, проверке забойных клапанов-отсекателей и других технологических и геологических операций, необходимых для поддержания эксплуатационного режима скважин $G_{ск}$, м³, рассчитывается по одному из двух вариантов:

а) согласно 5.3.2, в случае, если скважины оборудованы замерным устройством;

б) согласно 5.3.3, в случае, если скважины не оборудованы замерным устройством.

5.3.2 Объем выбросов природного газа при продувке скважин $G_{ск}$, м³, определяется суммированием расхода природного газа на продувку отдельной i -й скважины на конкретном режиме и согласно [12] рассчитывается по формуле:

$$G_{ск} = \sum G_{bas}^i \times \tau_i \times K_i, \quad (18)$$

где G_{bas}^i - дебит продуваемой i -ой скважины по природному газу при заданном режиме, м³/сут., определяемый в соответствии с 5.3.2.1;

τ_i - продолжительность продувки i -ой скважины при заданном режиме, сут., определяемая при удалении из скважины жидкости в соответствии с 5.3.2.3;

K_i - коэффициент увеличения базового расхода природного газа для удаления с забоя скважины механических примесей, равный 6. При удалении с забоя скважины механических примесей (например, содержащегося в жидкости песка) величина необходимого дебита природного газа устанавливается исходя из величины базового дебита, рассчитанной по формуле (19) и увеличенной в 3 раза и продолжительности продувки, рассчитанной по формуле (21) и увеличенной в 2 раза.

Параметры продувки скважин рассчитываются на основе геолого-технической информации о скважине и продуктивном пласте и указывают в технологическом регламенте на производство работ на скважине.

5.3.2.1 Величина базового дебита природного газа G_{bas} , м³/сут., согласно [4], рассчитывается по формуле:

$$G_{bas} = 11,32 \times 10^6 \times \frac{\sqrt{Fr^* \times \overline{\rho_w} \times d_{ен}^5 \times K_w \times K_m}}{\overline{\rho} \times B_2}, \quad (19)$$

где $11,32 \times 10^6$ - эмпирический коэффициент;

Fr^* - комплексный критерий, характеризующий величину потерь давления в вертикальных трубах и учитывающий соотношения плотностей природного газа и жидкости и числа Фруда, принимаемый для ориентировочных расчетов равным 550;

$\overline{\rho_w}$ - относительная плотность жидкости по воде, принимаемая для ориентировочных расчетов равной 1;

$d_{ен}$ - внутренний диаметр фонтанной колонны, м;

K_w - коэффициент, учитывающий дебит жидкости, принимаемый для ориентировочных расчетов равным 1;

K_m - коэффициент, учитывающий корректировку критерия Fr для условий конкретного объекта и при суточном дебите жидкости менее 5000 кг равен 1, более 5000 кг - 1,2;

$\overline{\rho}$ - относительная плотность природного газа по воздуху, принимаемая для ориентировочных расчетов равной 0,56;

B_2 - комплексный коэффициент, определяемый в соответствии с 5.3.2.2.

5.3.2.2 Комплексный коэффициент B_2 рассчитывается по формуле:

$$B_2 = \frac{Z \times T}{P}, \quad (20)$$

где Z - коэффициент сжимаемости природного газа, принимаемый равным 0,95;

T - температура природного газа, К, принимаемая равной 303 К;

P - давление продувочного природного газа, МПа.

5.3.2.3 Продолжительность продувки скважины τ_{np} , сут., при удалении из скважины жидкости рассчитывается по формуле:

$$\tau_{np} = \frac{L_{ск} \times S \times P_{ср}}{G_{bas} \times P_0}, \quad (21)$$

где $L_{ск}$ - глубина скважины, м;

S - площадь проходного сечения канала, по которому движется поток природного газа с жидкостью, м²;

P_{cp} - среднее по стволу скважины давление, МПа, определяемое в соответствии с 5.3.2.4;

G_{bas} - базовый дебит природного газа, м³/сут., определяемый в соответствии с 5.3.2.1;

P_0 - абсолютное атмосферное давление, МПа.

5.3.2.4 Среднее по стволу скважины давление P_{cp} , МПа, рассчитывается по формуле:

$$P_{cp} = (P_{sab} + P_y) / 2, \quad (22)$$

где P_{sab} - забойное давление, МПа;

P_y - устьевое давление, МПа.

5.3.3 Объем выбросов природного газа при продувке скважины, не оборудованной замерным устройством, G_{np} , м³, согласно [4] рассчитывается по формуле:

$$G_{np} = \frac{3324 \times d_{ce}^2 \times P \times \tau}{\sqrt{\bar{\rho} \times T}}, \quad (23)$$

где 3324 - эмпирический коэффициент, (мм×К)/(МПа×сут.);

d_{ce} - диаметр свечи (головки скважины), через которую происходит продувка скважины, мм;

P - абсолютное давление природного газа в свече при продувке, МПа;

τ - продолжительность продувки, сут.;

$\bar{\rho}$ - относительная плотность природного газа по воздуху, рассчитываемая по ГОСТ 30319.1. Для проведения оценочных расчетов допускается принимать значение $\bar{\rho}$, равное 0,56;

T - температура природного газа, К.

5.3.4 Объем выбросов природного газа при продувке трубопроводов для удаления оставшейся жидкости G_{np} , м³, согласно [4], рассчитывается по формуле:

$$G_{np} = G_{dk} + G_{kr}, \quad (24)$$

где G_{dk} и G_{kr} - объемы выбросов природного газа при продувке в режиме соответственно докритического и критического истечения при удалении жидкости, м³, определяемые в соответствии с 5.2.2.

5.3.5 Объем выбросов природного газа при продувке технологического оборудования для удаления оставшейся жидкости в случае использования для продувки газа, подаваемого от дожимной компрессорной станции G_{np}^{DKC} , м³, согласно [4], рассчитывается по формуле:

$$G_{np}^{DKC} = 10,15 \times V_c \times \left(\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2} \right) + (Q^{DKC} \times \tau^{DKC}), \quad (25)$$

где 10,15 - эмпирический коэффициент, 1/МПа;

V_c - геометрический объем продуваемого участка трубопровода, м³;

P_1 - давление природного газа в начале продуваемого участка, МПа;

Z_1 - коэффициент сжимаемости природного газа в начале продуваемого участка, определяемый по таблице А.1 (приложение А);

P_2 - давление природного газа в конце продуваемого участка, МПа;

Z_2 - коэффициент сжимаемости природного газа в конце продуваемого участка, определяемый по таблице А.1 (приложение А);

Q^{DKC} - производительность дожимной компрессорной станции, работающей для целей продувки, м³/мин;

$\tau_{ДКС}$ - продолжительность работы дожимной компрессорной станции для продувки участка трубопровода, мин.

5.3.6 Объем выбросов природного газа при продувке технологического оборудования для удаления оставшейся жидкости в случае использования для продувки газа, подаваемого от устья скважины G_{np}^{cke} , м³, согласно [4], рассчитывается по формуле:

$$G_{np}^{cke} = 10,15 \times V_c \times \left(\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2} \right) + (G_{bas}^i \times \tau_i), \quad (26)$$

где 10,15 - эмпирический коэффициент, 1/МПа;

G_{bas}^i - дебит скважины при продувке, м³/мин;

τ_i - продолжительность продувки i-ой скважины при заданном режиме, мин;

V_c, P_1, P_2, Z_1, Z_2 - то же, что в формуле (25).

5.3.7 Объем выбросов природного газа при дегазации пластовой воды (жидкости) G_{deg} , м³, рассчитывается согласно [4] по формуле:

$$G_{deg} = V_w \times f_q \times \tau, \quad (27)$$

где V_w - объемный расход пластовой воды (жидкости), м³/ч;

f_q - газовый фактор пластовой воды (жидкости), м³/м³, определяемый в соответствии с 5.2.3;

τ - продолжительность работы технологического объекта за расчетный период, ч.

5.3.8 Объем выбросов природного газа при разгрузке метанольной установки перед заправкой ее метанолом G_{met} , м³, согласно [5], рассчитывается по формуле:

$$G_{met} = 2893,17 \times \frac{G_{met} \times P}{\rho_{met} \times T \times Z}, \quad (28)$$

где 2893,17 - коэффициент приведения объема газа к стандартным условиям, К/МПа;

G_{met} - количество метанола, заправляемого в метанольную установку, кг;

P - абсолютное давление природного газа в участке магистрального газопровода на момент заполнения метанольной установки, МПа;

ρ_{met} - плотность метанола, кг/м³;

T - температура природного газа в участке магистрального газопровода на момент заполнения метанольной установки, К;

Z - коэффициент сжимаемости природного газа на момент заполнения метанольной установки, определяемый по таблице А.1 (приложение А).

5.4 Правила расчета выбросов природного газа от газораспределительных и газоизмерительных станций

5.4.1 Объем выбросов природного газа при обслуживании одоризационной установки G_{od} , м³, согласно [5], рассчитывается по формуле:

$$G_{od} = 2893,17 \times V_{od} \times \frac{P_{od}}{T_{od} \times Z}, \quad (29)$$

где 2893,17 - коэффициент приведения объема газа к стандартным условиям, К/МПа;

V_{od} - газовый объем емкости с одорантом (контейнера), м³;

P_{od} - относительное давление в емкости с одорантом (контейнере), МПа;

T_{od} - температура в емкости с одорантом (контейнере), К;

Z - коэффициент сжимаемости природного газа на момент начала снижения давления, определяемый по таблице А.1 (приложение А).

5.5 Правила расчета выбросов природного газа от автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

5.5.1 Валовой выброс природного газа через уплотнения подвижных соединений компрессорной установки M_g^{te} , т/год, рассчитывается по формуле:

$$M_g^{te} = 3,6 \times 10^{-3} \times M_g \times \tau, \quad (30)$$

где $3,6 \times 10^{-3}$ - коэффициент пересчета г/с в т/ч;

M_g - максимальный выброс природного газа через уплотнения подвижных соединений, г/с, определяемый в соответствии с 5.5.2;

τ - продолжительность работы компрессоров на отдельном источнике выделения в течение года, ч.

5.5.2 Максимальный выброс природного газа через уплотнения подвижных соединений в результате утечек, ликвидируемых при плановом ремонте компрессорной установки M_g , г/с, согласно [7], рассчитывается по формуле:

$$M_g = 0,278 \times A_g \times \rho_g \times 0,991 \times a, \quad (31)$$

где 0,278 - коэффициент пересчета кг/ч в г/с;

A_g - расчетная величина выбросов природного газа через уплотнения работающей компрессорной установки, м³/ч, равная 0,169;

ρ_g - плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м³, определяемая в соответствии с 5.1.6;

0,991 - коэффициент перевода массового выброса природного газа на метан;

a - расчетная доля уплотнений, потерявших свою герметичность, равная 0,7. Для расчета максимального разового выброса a принимают равной 1.

5.6 Правила расчета выбросов от линейной части магистральных газопроводов

5.6.1 Объем выбросов природного газа при ремонте участков линейной части магистрального газопровода, в том числе при врезках, заменах запорной арматуры $G_{рем}$, м³, определяется как сумма выбросов природного газа в результате его стравливания G_{cm}^p и последующей продувке газопровода G_{np} , согласно [5] рассчитывается по формуле:

$$G_{рем} = G_{cm}^p + G_{np} = 2893,17 \times V_{уч} \times \left(\frac{P_1}{T_1 \times Z_1} - \frac{P_2}{T_2 \times Z_2} \right) + K \times S_{np} \times P \times \tau_{np}, \quad (32)$$

где 2893,17 - коэффициент приведения объема газа к стандартным условиям К/МПа;

$V_{уч}$ - геометрический объем участка линейной части магистрального газопровода, в котором происходит снижение давления природного газа, м³;

P_1 - абсолютное давление природного газа в участке линейной части магистрального газопровода на момент начала снижения давления, МПа;

T_1 - температура природного газа в участке линейной части магистрального газопровода на момент начала снижения давления, К;

Z_1 - коэффициент сжимаемости природного газа на момент начала снижения давления, определяемый по таблице А.1 (приложение А);

P_2 - абсолютное давление природного газа в участке линейной части магистрального газопровода на момент окончания снижения давления, МПа;

T_2 - температура природного газа в участке линейной части магистрального газопровода на момент окончания снижения давления, К;

Z_2 - коэффициент сжимаемости природного газа на момент окончания снижения давления, определяемый по таблице А.1 (приложение А);

K - коэффициент, зависящий от режима истечения газа и равный 3018,4 м/(МПа×с) при критическом и 1121,7 м/(МПа×с) при докритическом режимах истечения газа через отверстие;

S_{mp} - площадь сечения крана (с учетом процента его открытия), через который подают газ для продувки, м²;

P - абсолютное давление природного газа в трубе перед продуваемым участком, МПа;

τ_{np} - продолжительность продувки, с, принимаемая по фактическим данным.

5.6.2 Объем выбросов природного газа при проведении одного цикла очистки газопровода с помощью пропуска очистного устройства (поршня) $G_{оч}$, м³, определяется по таблице Г.1 (приложение Г) или согласно [5] рассчитывается формуле:

$$G_{оч} = G_{cm}^p + G_{np} + V_w \times f_q, \quad (33)$$

где G_{cm}^p - объем природного газа, стравливаемого из камер пуска и приема поршней, м³, определяемый в соответствии с первой частью формулы (32);

G_{np} - объем природного газа, стравливаемого из газопровода через продувочные свечи при приближении поршня к камере приема, м³, определяемый в соответствии со второй частью формулы (32), где S_{mp} является площадью сечения продувочной свечи, а P - абсолютным давлением природного газа перед свечой;

V_w, f_q - то же, что в формуле (9).

5.6.3 Объем выбросов природного газа при перестановке кранов обусловлен стравливанием импульсного газа из гидробаллонов и/или цилиндров пневмоприводов кранов и при проведении одной перестановки одного крана G_g^{kp} , м³, согласно [5], рассчитывается по формуле:

$$G_g^{kp} = 2893,17 \times \frac{P_{имп} \times V_n}{T_{имп} \times Z}, \quad (34)$$

где 2893,17 - коэффициент приведения объема газа к стандартным условиям, К/МПа;

$P_{имп}$ - абсолютное давление импульсного газа в пневмоцилиндрах на момент перестановки крана, МПа;

V_n - геометрический объем баллона пневмопривода переставляемого крана, м³;

$T_{имп}$ - температура импульсного газа на момент перестановки крана, К;

Z - коэффициент сжимаемости природного газа, определяемый по таблице А.1 (приложение А).

5.6.4 Максимальный выброс природного газа при стравливании его из участка магистрального газопровода $M_{g,cm}$, г/с, рассчитывается по формуле:

$$M_{g,cm} = \frac{G_{cm}^p \times 0,991 \times \rho_g}{\tau_{cm} \times 60} \times 1000, \quad (35)$$

где G_{cm}^p - выброс природного газа при стравливании, м³, определяемый в соответствии с первой частью формулы (32);

ρ_g - плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м³, определяемая в соответствии с 5.1.6;

τ_{cm} - время стравливания природного газа из участка газопровода, мин, рассчитывается в соответствии с 5.6.4.1;

0,991 - коэффициент перевода массового выброса природного газа на метан;

1000 - коэффициент перевода «кг» в «г»;

60 - коэффициент перевода «мин» в «с».

5.6.4.1 Время стравливания природного газа из участка газопровода в соответствии с требованием [13] должно составлять 90-120 мин. При отношении площади рабочего

сечения крана на свече к площади сечения продувочной свечи m , равном 1, время стравливания природного газа из участка газопровода, τ_{ct}^1 , мин, согласно [9], определяют по номограмме рисунка Д.1 (приложение Д).

При других значениях вышеуказанного отношения пересчет времени стравливания природного газа осуществляется по формуле:

$$\tau_{\bar{n}\bar{o}} = \frac{\tau_{\bar{n}\bar{o}}^1}{m}, \quad (36)$$

где τ_{cm}^1 - время, определенное по номограмме для $m = 1$, мин;

m - коэффициент, равный отношению площади рабочего сечения крана на свече к площади сечения продувочной свечи.

5.6.5 Объем выбросов природного газа при аварийных повреждениях газопровода с неполным раскрытием (например, истекающего в атмосферный воздух из щели в сварном шве газопровода) G_{ae} , м³, рассчитывается по формуле:

$$G_{ae} = 3018,4 \times S_{om} \times P_0 \times \tau_{ae}, \quad (37)$$

где 3018,4 - коэффициент, учитывающий критический режим истечения газа через отверстие, м/(МПа×с);

S_{om} - площадь отверстия истечения газа, м²;

P_0 - абсолютное давление природного газа в сечении газопровода, МПа;

τ_{ae} - продолжительность аварийного выброса, с, принимаемая по фактическим данным.

5.6.5.1 В случае изменения давления природного газа в газопровode в ходе проведения действий, направленных на ликвидацию повреждения (в период времени с τ_1 до τ_2), в формуле (37) используется среднее значение давления природного газа \bar{P}_0 , МПа, определяемое по формуле:

$$P_0 = \bar{P}_0 = \frac{2}{3} \times \left(P_i + \frac{D_e^2}{D_i + D_e} \right), \quad (38)$$

где P_n - абсолютное давление природного газа на момент времени τ_1 , МПа;

P_k - абсолютное давление природного газа на момент времени τ_2 , МПа.

5.6.6 Объем выбросов природного газа при полном разрыве газопровода G_{ae} , м³, рассчитывается по формуле:

$$G_{ae} = (G_1 + G_3) + (G_2 + G_4), \quad (39)$$

где G_1 и G_2 - объемы выбросов природного газа из участков между точкой разрыва и соответствующим краном-отсекателем, определяемые в соответствии с 5.6.6.1;

G_3 и G_4 - объемы выбросов природного газа через линейные краны-отсекатели за период времени с момента разрыва газопровода до полного закрытия кранов в начале и в конце газопровода, определяемые в соответствии с 5.6.6.4.

5.6.6.1 Объем выбросов природного газа из участков газопроводов между точкой разрыва и краном-отсекателем в начале и в конце газопровода (G_1 и G_2), м³, рассчитывается по формуле:

$$G_i = 2893,17 \times l_i \times S \times \frac{\bar{P}_i}{T \times Z}, \quad (40)$$

где 2893,17 - коэффициент приведения объема газа к стандартным условиям, К/МПа;

l_i - длины участков от точки разрыва газопровода до места установки кранов-отсекателей в начале ($i = 1$) и в конце газопровода ($i = 2$), м;

S - площадь сечения газопровода, м^2 , принимаемая в соответствии с технической документацией;

\bar{P}_i - среднее значение давления природного газа на участке от точки разрыва газопровода до места установки кранов-отсекателей в начале ($i=1$) и в конце газопровода ($i=2$), МПа, определяемое в соответствии с 5.6.6.2;

T - температура природного газа в точке разрыва до момента разрыва газопровода, К;

Z - коэффициент сжимаемости природного газа, определяемый по таблице А.1 (приложение А).

5.6.6.2 Средние давления \bar{P}_1 и \bar{P}_2 , МПа, на участках от точки разрыва газопровода до места установки кранов-отсекателей рассчитываются по формуле:

$$\bar{D}_1 = \frac{2}{3} \times \left(D_1' + \frac{D_g^2}{D_1' + D_g} \right), \quad \bar{P}_2 = \frac{2}{3} \times \left(P_g + \frac{(P_2'')^2}{P_g + P_2''} \right), \quad (41)$$

где P_1' - давление до разрыва газопровода в месте установки крана-отсекателя до места разрыва газопровода, МПа, определяемое в соответствии с 5.6.6.3;

P_g - давление газа в месте разрыва газопровода, МПа, определяемое в соответствии с 5.6.6.3;

P_2'' - давление до разрыва газопровода в месте установки крана-отсекателя после места разрыва газопровода, МПа, определяемое в соответствии с 5.6.6.3.

5.6.6.3 Давление природного газа в месте разрыва газопровода P_g , местах установки кранов-отсекателей P_1' , P_2'' , МПа, до разрыва газопровода рассчитывается по формуле:

$$P_g(P_1', P_2'') = \sqrt{P_1'^2 - (P_1'^2 - P_2''^2) \times L_p / L}, \quad (42)$$

где P_1' - давление природного газа в начале газопровода, МПа;

P_2'' - давление в конце газопровода, МПа;

L_p - длина участка газопровода до расчетной точки (от начала газопровода до места разрыва при расчете P_g и от начала газопровода до места установки кранов-отсекателей при расчете P_1' , P_2''), м;

L - общая длина участка газопровода, м.

5.6.6.4 Объем выбросов природного газа из участков газопроводов через линейные краны за период времени с момента разрыва газопровода до полного закрытия кранов в начале и в конце газопровода (G_3 и G_4), м^3 , согласно [14], рассчитывается по формуле:

$$G_i = \frac{K_i \times v_g \times \tau_i}{\tau_g}, \quad (43)$$

где K_i - коэффициент, для стандартных транспортных систем равный $K_i = (3 \div 5)$. Большее значение используют для более коротких участков газопровода;

v_g - объемный расход природного газа в течение года, м^3 ;

τ_i - время от момента разрыва газопровода до закрытия кранов, установленных в начале и в конце газопровода, с, определяемое в соответствии с 5.6.6.5;

τ_g - годовая продолжительность функционирования газопровода, с, равная 31536000.

5.6.6.5 Время от момента разрыва газопровода до закрытия кранов τ_i , с, рассчитывается по формуле:

$$\tau_i = \tau + l_i \sqrt{\rho_r / (\gamma \times P_g)}, \quad (44)$$

где τ - время закрытия кранов-отсекателей, с;

l_i - длины участков от точки разрыва газопровода до места установки кранов-отсекателей в начале ($i = 1$) и в конце газопровода ($i = 2$), м;

ρ_r - плотность природного газа до момента разрыва газопровода, кг/м³, определяемая в соответствии с 5.6.6.6;

γ - показатель адиабаты для газа, равный для природного газа 1,33;

P_g - давление природного газа в месте разрыва газопровода, МПа, определяемое в соответствии с 5.6.6.3.

5.6.6.6 Плотность природного газа в точке разрыва ρ_r , кг/м³, рассчитывается по формуле:

$$\rho_r = \frac{D_g}{Z \times R \times T}, \quad (45)$$

где P_g - давление природного газа в месте разрыва газопровода до момента разрыва, МПа, определяемое в соответствии с 5.6.6.3;

R - газовая постоянная смеси, Дж/(кмоль × К), определяемая в соответствии с 5.6.6.7;

Z, T - то же, что в формуле (40).

5.6.6.7 Газовая постоянная смеси R , Дж/(кмоль × К), рассчитывается по формуле:

$$R = \frac{8314}{\sum_{j=1}^n r_j \times M_j}, \quad (46)$$

где 8314 – универсальная газовая постоянная, Дж/(кмоль × К);

r_j - молекулярная доля j-го компонента газовой смеси;

M_j - молекулярная масса j-го компонента газовой смеси, кг/кмоль.

5.7 Правила расчета выбросов природного газа через неплотности оборудования и арматуры

5.7.1 Герметичность затворов запорной арматуры определена в ГОСТ 9544, предохранительных пружинных полноподъемных клапанов в ГОСТ 9789 и изложена в таблицах Е.1, Е.2 (приложение Е). Герметичность прочей запорно-регулирующей арматуры определяется по технической документации на данное изделие. Валовой выброс природного газа через затворы запорной арматуры M_{zpa} , т/год, рассчитывается по формуле:

$$M_{zpa} = 6 \times 10^{-8} \times \sum_{i=1}^n (q_i^{zpa} \times 0,991 \times \rho_g \times \tau_i \times N_i), \quad (47)$$

где 6×10^{-8} - коэффициент перевода величины допустимого выброса через неплотности из см³/мин в тыс. м³/ч;

n - количество типов запорно-регулирующей арматуры;

q_i^{zpa} - величина допустимого выброса через неплотности i-го типа запорной арматуры, см³/мин, определяемая по таблицам Е.1, Е.2 (приложение Е). Для нормально-закрытых свечных кранов определяется по ГОСТ 9544 (таблица 4);

0,991 - коэффициент перевода массового выброса природного газа на метан;

ρ_g - плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м³, определяемая в соответствии с 5.1.6;

τ_i - продолжительность работы i-го типа запорной арматуры в течение года, ч, принимаемая по фактическим данным;

N_i - количество соединений, уплотнений i -го типа, шт.

5.7.2 При отсутствии данных о типе запорно-регулирующей арматуры или в случае, если величина выбросов в технической документации не оговорена, то расчетная величина выброса через неплотности, доля уплотнений, потерявших свою герметичность, определяется по таблице Е.3 (приложение Е). Валовой выброс природного газа через затворы запорной арматуры $M_{зпа}$, т/год, рассчитывается по формуле:

$$M_{зпа} = 10^{-3} \times \sum_{i=1}^n q_i \times k \times \tau_i \times N_i, \quad (48)$$

где q_i - удельная величина выброса через неплотности i -го типа запорной арматуры, кг/ч, определяемая по таблице Е.3 (приложение Е);

k - доля уплотнений, потерявших герметичность, определяемая в зависимости от типа оборудования по таблице Е.3 (приложение Е);

n, τ_i, N_i - то же, что и в формуле (47).

5.8 Правила расчета выбросов природного газа при отборе проб

5.8.1 Объем выбросов природного газа при отборе пробы для определения компонентного состава природного газа и его плотности $G_{пр}$, м³, рассчитывается по формуле:

$$G_{пр} = G_{пр} + G_{кн} + G_{он}, \quad (49)$$

где $G_{пр}$ - объем природного газа на продувку пробоотборной линии, м³, определяемый в соответствии с 5.2.2. Согласно ГОСТ 18917, время продувки должно составлять 60-120 с;

$G_{кн}$ - объем природного газа на продувку пробоотборного контейнера, м³, определяемый в соответствии с 5.8.1.1;

$G_{он}$ - объем пробы природного газа, отобранной в контейнер, м³, определяемый в соответствии с 5.4.1.

5.8.1.1 Объем природного газа на продувку пробоотборного контейнера $G_{кн}$, м³, рассчитывается по формуле:

$$G_{кн} = V_{кн} \times \tau_{кн}, \quad (50)$$

где $V_{кн}$ - скорость газа при продувке контейнера, м³/мин. Согласно ГОСТ 18917, скорость должна составлять 0,002-0,003 м³/мин;

$\tau_{кн}$ - время продувки контейнера, мин. Согласно ГОСТ 18917, время продувки должно составлять 10-15 мин.

5.8.2 Объем выбросов природного газа при определении точки росы влаги природного газа переносным гигрометром $G_{прв}$, м³, рассчитывается по формуле:

$$G_{прв} = G_{пр} + G_{ис}, \quad (51)$$

где $G_{пр}$ - объем природного газа на продувку пробоотборной линии, м³, определяемый в соответствии с 5.2.2;

$G_{ис}$ - объем природного газа на проведение испытания по определению точки росы влаги природного газа, м³, определяемый в соответствии с 5.8.2.1.

5.8.2.1 Объем выбросов природного газа при проведении испытания по определению точки росы влаги природного газа, $G_{ис}$, м³, рассчитывается по формуле:

$$G_{ис} = V_{гиг} \times \tau_{кн}, \quad (52)$$

где $V_{\text{гиз}}$ - расход природного газа через переносной гигрометр, м³/мин. Для переносных гигрометров «Chandler» и «Конг-Прима-4П» $V_{\text{гиз}}$ должен составлять не более 0,003 и 0,0015 м³/мин соответственно;

$\tau_{\text{ки}}$ - время продувки контейнера, мин. Согласно ГОСТ 18917, время продувки должно составлять 10 -15 мин.

5.8.3 Объем природного газа при определении физико-химических показателей природного газа автоматическими потоковыми средствами измерений (автоматическими хроматографами и гигрометрами) $G_{\text{ав}}$, м³, определяется в соответствии с технической документацией на данное оборудование и рассчитывается по формуле:

$$G_{\text{ав}} = V_{\text{бн}} \times \tau_{\text{ав}} + V_{\text{ан}} \times \tau_{\text{ан}}, \quad (53)$$

где $V_{\text{бн}}$ - расход газа по линии «байпас», м³/ч. Для потоковых хроматографов $V_{\text{бн}}$ равен 0,1 м³/ч;

$\tau_{\text{ав}}$ - общее время работы автоматического потокового средства измерения, ч;

$V_{\text{ан}}$ - расход газа по линии анализируемого газа, м³/ч. Для потоковых хроматографов $V_{\text{ан}}$ равен 0,003 м³/ч;

$\tau_{\text{ан}}$ - время работы автоматического потокового средства измерения в режиме анализа природного газа, ч.

5.8.4 Объем природного газа при определении сероводорода, меркаптановой серы, смолы и пыли определяется по показаниям лабораторного газового счетчика, применяемого при проведении указанных испытаний в соответствии с требованиями ГОСТ 22387.2 и ГОСТ 22387.4.

5.9 Правила расчета выбросов других загрязняющих веществ

5.9.1 Валовой выброс одоранта при обслуживании одоризационной установки $M_{\text{од}}^{\text{те}}$, т/год, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{од}}^{\text{те}} = G_{\text{од}} \times n_{\text{од}} \times \sigma_{\text{од}} \times \rho_{\text{од}} \times 10^{-5} = 0,016 \times G_{\text{од}} \times n_{\text{од}} \times 10^{-6}, \quad (54)$$

где $G_{\text{од}}$ - объем одорированного природного газа, поступающего в атмосферный воздух из одоризационной установки при выполнении одной операции, м³, рассчитываемый в соответствии с 5.4;

$n_{\text{од}}$ - количество заправок одоризационной установки в течение года;

$\sigma_{\text{од}}$ - объемное содержание одоранта в выбросах природного газа, %;

$\rho_{\text{од}}$ - плотность одоранта, кг/м³;

0,016 - среднегодовая норма расхода этантиола (этилмеркаптана), г/м³. В случае применения в качестве одорантов других веществ расход определяется в соответствии с требованиями ТНПА, регламентирующих их использование.

5.9.2 Максимальный выброс одоранта, $M_{\text{од}}$, г/с, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{од}} = \frac{M_{\text{од}}^{\text{те}} \times 10^6}{n_{\text{од}} \times 1200}, \quad (55)$$

где 10^6 - коэффициент перевода «т» в «г»;

1200 - период осреднения, с;

$M_{\text{од}}^{\text{те}}$, $n_{\text{од}}$ - то же, что в формуле (54).

5.9.3 Валовой выброс одоранта на АГНКС $M_{\text{од}}^{\text{те}}$, т/год, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{од}}^{\text{те}} = 0,016 \times G_{\text{онеп}}^i \times n_i \times 10^{-6}, \quad (56)$$

где G_{onep}^i - объем выбросов одорированного природного газа при выполнении i -ой операции, m^3 , определяемый в зависимости от вида выполняемой операции в соответствии с 5.2.1, 5.2.3, 5.2.8, 5.2.9, 5.4;

n_i - количество выполняемых однотипным оборудованием i -ых операций в течение года, шт.;

0,016 - то же, что в формуле (54).

5.9.4 Максимальный выброс одоранта на АГНКС, M_{od} , г/с, рассчитывается по формуле:

$$M_{od} = 0,016 \times G_{onep}^i / 1200, \quad (57)$$

где 0,016 - то же, что в формуле (54), G_{onep}^i - то же, что в формуле (56), 1200 - то же, что в формуле (55).

5.9.5 Валовой выброс метанола M_{met}^{te} , т/год, рассчитывается по формуле:

$$M_{met}^{te} = q_{met}^g \times G_g^{ny} / 1000, \quad (58)$$

где q_{met}^g - равновесное содержание метанола в природном газе, $kg/(1000 m^3)$, определяемое в соответствии с 5.9.6;

G_g^{ny} - объем выбросов метанолсодержащего природного газа в год, тыс. m^3 , приведенный к нормальным условиям по 5.1.7.

5.9.6 Равновесное содержание метанола в газовой фазе над водометанольным раствором q_{met}^g , g/m^3 ($kg/(1000 m^3)$), согласно [15], рассчитывается по формуле:

$$q_{met}^g = \frac{9 \times C_2}{1600 - 7 \times C_2} \times D_0, \quad (59)$$

где C_2 - концентрация метанола в водном растворе, обеспечивающая заданное снижение температуры гидратообразования, %, принимаемая по фактическим данным, а в случае их отсутствия рассчитываемая согласно [15] для конкретного объекта;

D_0 - количество метанола, растворяющегося в газе при данном давлении и температуре, g/m^3 , определяемое по рисунку Ж.1 (приложение Ж).

5.9.7 Валовой выброс этанола M_{et}^{te} , т/год, рассчитывается по формуле:

$$M_{et}^{te} = \frac{m_{et} - k_r \times m_w}{G_{zod}^{n.y.}} \times G_g^{n.y.}, \quad (60)$$

где m_{et} - расход этанола за расчетный период на предотвращение гидратообразования, т, принимаемый по фактическим данным;

k_r - массовая доля в воде не подлежащего регенерации этанола, равная 0,02;

m_w - масса отобранной за расчетный период пластовой воды (жидкости), т, принимаемая по фактическим данным;

$G_{zod}^{n.y.}$ - объем отобранного природного газа из ПХГ в течение года, приведенный к нормальным условиям, тыс. m^3 ;

$G_g^{n.y.}$ - суммарный объем выбросов этанолсодержащего природного газа в течение года, тыс. m^3 .

5.9.8 Максимальный выброс метанола и этанола M_j , г/с, согласно [15], рассчитывается по формуле:

$$M_j = \frac{278 \times M_j^{te}}{\tau}, \quad (61)$$

где 278 - коэффициент перевода т/ч в г/с;

M_j^{te} - в зависимости от рассчитываемого загрязняющего вещества валовой выброс метанола, т/год, определяемый в соответствии с 5.9.5, или валовой выброс этанола, т/год, определяемый в соответствии с 5.9.7;

τ - продолжительность сброса метанол - и (или) этанолсодержащего природного газа в течение года, ч.

5.10 Правила расчета выбросов загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания от газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом

5.10.1 Расчет выбросов загрязняющих веществ с продуктами сгорания топливного газа от газотурбинной установки осуществляется по одному из четырех вариантов:

- по измеренным параметрам работы ГТУ в соответствии с 5.10.2;
- по измеренным значениям концентраций загрязняющих веществ в соответствии с 5.10.3;
- по расходу топливного газа в соответствии с 5.10.4;
- по данным, указанным в технической документации, в соответствии с 5.10.5.

5.10.2 Правила расчета выбросов по измеренным параметрам работы газотурбинной установки

5.10.2.1 Валовой выброс j -го загрязняющего вещества M_j^{te} , т/год, согласно [16], рассчитывается по формуле:

$$M_j^{te} = C_{j,dry}^{nd} \times V_{dry}^{nd} \times 3600 \times \tau \times 10^{-9}, \quad (62)$$

где $C_{j,dry}^{cp}$ - средняя концентрация j -го загрязняющего вещества в сухих продуктах сгорания за расчетный период, мг/м³, определяемая по средней за расчетный период температуре продуктов сгорания по построенному в соответствии с 5.10.2.6 графику;

V_{dry}^{cp} - средний расход сухих продуктов сгорания за расчетный период, м³/с, определяемый в соответствии с 5.10.2.8 или графическим методом по приложению К;

3600 - коэффициент перевода «ч» в «с»;

τ - продолжительность работы ГПА в течение года, ч, принимаемая по фактическим значениям или в соответствии с 5.10.2.14;

10^{-9} - коэффициент перевода «мг» в «т».

5.10.2.2 Максимальный выброс j -го загрязняющего вещества M_j , г/с, согласно [16], рассчитывается по формуле:

$$M_j = C_{j,dry} \times V_{dry} \times 10^{-3}, \quad (63)$$

где $C_{j,dry}$ - концентрация j -го загрязняющего вещества в сухих продуктах сгорания. Концентрация азота диоксида и азота оксида определяется на режиме в диапазоне нагрузки от 0,7 до 1,0 от номинальной, мг/м³, и регистрируется в период межконтрольных испытаний по измеренной штатной температуре продуктов сгорания на текущем режиме согласно графической зависимости, в соответствии с 5.10.2.6. Концентрация углерода оксида, согласно [16], является постоянной в диапазоне загрузки агрегата 60÷110 % и для различных типов агрегатов приведена в таблице Л.1 (приложение Л) или принимается по данным изготовителя;

V_{dry} - расход сухих продуктов сгорания на текущем режиме, м³/с, определяемый в соответствии с 5.10.2.8 или графическим методом по приложению К;

10^{-3} - коэффициент перевода «мг» в «г».

5.10.2.3 В отходящих газах ГТУ в соответствии с [17], [18] выполняются определение концентраций следующих веществ $C_{i,dry}$, мг/м³:

- азота диоксида, NO₂;
- азота оксида, NO;

- углерода оксида, CO;
- кислорода O₂;
- углерода диоксида, CO₂.

Одновременно регистрируют основные теплотехнические параметры ГТУ. Типовой перечень измеряемых параметров приведен в приложении М.

5.10.2.4 Измерения осуществляют на установившихся режимах, когда, согласно [3], отклонения температуры продуктов сгорания и воздуха, частоты вращения компрессора и турбины не превышают ±1 %.

5.10.2.5 Приведенная концентрация j-го загрязняющего вещества в продуктах сгорания, $C_{j,dry}^{15}$, мг/м³, согласно [3], рассчитывается по формуле:

$$C_{j,dry}^{15} = C_{j,dry} \times \frac{20,95 - 15}{20,95 - O_2}, \quad (64)$$

где $C_{j,dry}$ - концентрация j-го загрязняющего вещества в продуктах сгорания, мг/м³;

20,95 - содержание кислорода в воздухе, %;

O_2 - измеренное объемное содержание кислорода в месте отбора пробы дымовых газов, %.

5.10.2.6 Для различных типоразмеров ГТУ по данным периодических измерений концентраций загрязняющих веществ строят графические зависимости концентраций оксидов азота ($C_{NO_x,dry}$ и $C_{NO_x,dry}^{15}$) и углерода оксида ($C_{CO,dry}$ и $C_{CO,dry}^{15}$) от температуры продуктов сгорания. При необходимости проводят экстраполяцию графиков до температуры, соответствующей номинальной температуре отработавших газов для данного типа ГТУ. Значения номинальных температур отработавших газов T_{SH}^0 по типам агрегатов приведены в таблице Л.1 (приложение Л).

5.10.2.7 Оценку соответствия показателей выбросов требованиям технической документации проводят в соответствии с приложением Н.

5.10.2.8 Расход сухих продуктов сгорания при номинальной мощности и стационарных условиях на срезе выхлопной шахты (трубы) по измеренным в соответствии с приложением М параметрам, V_{dry} , м³/с, согласно [3], рассчитывается по одному из двух вариантов:

а) согласно 5.10.2.9 для всех типов ГТУ с нерегулируемой силовой турбиной;

б) согласно 5.10.2.10 для всех типов ГТУ с регулируемой силовой турбиной.

5.10.2.9 Расход сухих продуктов сгорания на срезе выхлопной шахты (трубы) для всех типов ГТУ с нерегулируемой силовой турбиной V_{dry} , м³/с, рассчитывается по формуле:

$$V_{dry} = V^0 \times \left\{ \frac{P_4}{P_4^0} \right\}^{0,8} \times \left\{ \frac{288}{T_3} \right\}^{0,5} \times \frac{P_a}{0,101325} \times k_B, \quad (65)$$

где V^0 - расход продуктов сгорания за осевым компрессором ГТУ на номинальном режиме, м³/с. Принимается по данным изготовителя, а при их отсутствии - по таблице Л.1 (приложение Л);

P_4 - абсолютное давление за компрессором ГТУ, МПа, определяемое в зависимости от результатов измерений, изложенных в приложении М;

P_4^0 - абсолютное давление продуктов сгорания за компрессором ГТУ на номинальном режиме, МПа. Принимается по данным изготовителя, а при их отсутствии - по таблице Л.1 (приложение Л).

288 - температура воздуха перед компрессором ГТУ на номинальном режиме испытаний, К,

T_3 - температура воздуха перед компрессором ГТУ на режиме испытаний, К, определяемая в зависимости от результатов измерений, изложенных в приложении М или в соответствии с 5.10.2.12;

P_a - барометрическое давление, МПа, определяемое в зависимости от результатов измерений, изложенных в приложении М;

0,101325 - барометрическое давление при нормальных условиях, МПа;

k_B - коэффициент соотношения объемных расходов сухого и влажного отходящего газа, определяемый в соответствии с 5.10.2.13.

5.10.2.10 Расход сухих продуктов сгорания на срезе выхлопной шахты (трубы) для всех типов ГТУ с регулируемой силовой турбиной V_{dry} , м³/с, рассчитывается по формуле:

$$V_{dry} = 0,97 \times V^0 \times \bar{n}_k \times \frac{288}{T_3} \times \frac{P_a}{0,101325} \times k_B, \quad (66)$$

где 0,97 - поправочный коэффициент на техническое состояние ГТУ;

\bar{n}_k - относительная частота вращения осевого компрессора ГТУ (отношение фактической частоты вращения компрессора к ее номинальной величине);

V^0 , P_a , T_3 , k_B , 288, 0,101325 - то же, что в формуле (65).

5.10.2.11 Усреднение температуры продуктов сгорания, относительных оборотов компрессора, давления воздуха за компрессором, давления и температуры атмосферного воздуха на входе в компрессор за расчетный период производится на основе трех измерений за сутки. Точность (погрешность) определения расхода отработавших газов по указанным формулам составляет $\pm(4 \div 6)$ % [3].

5.10.2.12 При отсутствии результатов прямых измерений температура воздуха перед компрессором, T_3 , К, согласно [16], рассчитывается по формуле:

$$T_3 = T_a + 2,5, \quad (67)$$

где T_a - средняя температура атмосферного воздуха за расчетный период, К;

2,5 - поправка для средней температуры атмосферного воздуха на входе в компрессор, К.

5.10.2.13 Коэффициент соотношения объемных расходов сухих и влажных продуктов сгорания k_B , согласно [19], рассчитывается по формуле:

$$k_B = \frac{89,5}{110,5 - O_2}, \quad (68)$$

где 89,5 - теоретическое содержание сухих продуктов сгорания природного газа в составе отходящих газов, получаемых без избытка воздуха;

110,5 - теоретическое количество отходящих газов;

O_2 - измеренное объемное содержание кислорода в месте отбора пробы отходящих газов, %.

5.10.2.14 Продолжительность работы ГПА в течение расчетного периода τ , ч, определяется по формуле:

$$\tau = \frac{\tau_{KC} \times N_R}{N}, \quad (69)$$

где τ_{KC} - продолжительность работы КС за расчетный период, ч;

N_R - количество рабочих агрегатов (одновременно работающих), шт.;

N - общее количество агрегатов, шт.

5.10.2.15 Выбросы оксидов азота определяются в соответствии с 5.12 отдельно по азота оксиду и азота диоксиду в связи с трансформацией азота оксида в атмосферном воздухе.

5.10.3 Правила расчета выбросов по измеренным значениям концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах газотурбинной установки

5.10.3.1 Валовой выброс загрязняющих веществ рассчитывается в соответствии с 5.10.2.1, где значение концентраций загрязняющих веществ в сухих продуктах сгорания принимается по измеренным значениям в соответствии с 5.10.2.3-5.10.2.4.

5.10.3.2 Максимальный выброс оксидов азота и углерода оксида рассчитывается в соответствии с 5.10.2.2, где значение концентраций загрязняющих веществ в сухих продуктах сгорания принимается по измеренным значениям в соответствии с 5.10.2.3-5.10.2.4.

5.10.4 Правила расчета выбросов от газотурбинной установки по расходу топливного газа

5.10.4.1 Валовой выброс j -го загрязняющего вещества M_j^{te} т/год, согласно [20], рассчитывается по формуле:

$$M_j^{te} = g_{TG} \times q_j \times \tau \times 10^{-6}, \quad (70)$$

где g_{TG} - средний часовой расход топливного газа при стандартных условиях, м³/ч, определяемый в соответствии с 5.10.4.3;

q_j - удельный выброс j -го загрязняющего вещества, г/м³, для оксидов азота определяемый в соответствии с 5.10.4.4, для углерода оксида определяемый в соответствии с 5.10.4.7;

τ - продолжительность работы ГПА в течение года, ч, принимаемая по фактическим значениям или рассчитываемая в соответствии с 5.10.2.14;

10^{-6} - коэффициент перевода «г» в «т».

5.10.4.2 Максимальный выброс j -го загрязняющего вещества M_j , г/с, рассчитывается по формуле:

$$M_j = \frac{g_{TG} \times q_j}{3600}, \quad (71)$$

где g_{TG} - максимальный часовой расход топливного газа при стандартных условиях, м³/ч, определяемый в соответствии с 5.10.4.3;

q_j - удельный выброс j -го загрязняющего вещества, г/м³, для оксидов азота определяемый в соответствии с 5.10.4.4, для углерода оксида определяемый в соответствии с 5.10.4.7;

3600 - коэффициент перевода «ч» в «с».

5.10.4.3 Средний часовой расход топливного газа на одну ГТУ g_{TG} , м³/ч, согласно [20], рассчитывается по формуле:

$$g_{TG} = \frac{G_{TG} \times Q_i^s}{\tau \times 33412}, \quad (72)$$

где G_{TG} - расход топливного газа за расчетный период, м³;

Q_i^s - низшая фактическая теплота сгорания топливного газа, кДж/м³. Принимается по результатам испытаний топлива;

τ - продолжительность работы агрегата за расчетный период, ч, определяемая в соответствии с 5.10.2.14;

33412 - низшая теплота сгорания топливного газа в соответствии с [21], кДж/м³ (8000 ккал/м³).

5.10.4.4 Удельный выброс оксидов азота, q_{NOx} г/м³, определяется по номинальному удельному выбросу и рассчитывается по формуле:

$$q_{NOx} = K_{NOx} \times q_{NOx}^{ном}, \quad (73)$$

где K_{NOx} - коэффициент, учитывающий отклонение эксплуатационных условий от расчетных (номинальных) условий работы агрегата, определяемый в соответствии с 5.10.4.5;

$q_{NOx}^{ном}$ - номинальный удельный выброс оксидов азота на единицу топливного газа при номинальных, установленных техническими условиями, требованиях на конкретный тип ГТУ (мощность привода, атмосферные условия, низшая теплота сгорания топливного газа), г/м³, определяется по таблице П.1 (приложение П).

5.10.4.5 Коэффициент K_{NOx} определяется по графику зависимости $K_{NOx} = f(T_3; \overline{q_{TT}})$, согласно рисунку П.1 (приложение П) по значениям относительного расхода топливного газа $\overline{g_{TT}}$, определяемого в соответствии с 5.10.4.6, и температуры воздуха перед компрессором, определяемой в соответствии с 5.10.2.12.

5.10.4.6 Относительный расход топливного газа на один работающий агрегат $\overline{g_{TT}}$, согласно [20], рассчитывается по формуле:

$$\overline{g_{TT}} = g_{TT} / g_{TT}^{ном}, \quad (74)$$

где g_{TT} - фактический расход топливного газа, м³/ч;

$g_{TT}^{ном}$ - номинальный расход топливного газа, м³/ч, определяемый по таблице П.1 (приложение П).

5.10.4.7 Удельный выброс углерода оксида q_{CO} , г/м³, принимают постоянной величиной в реальном диапазоне режимов работы ГТУ, равной номинальному удельному выбросу $q_{CO}^{ном}$, г/м³, в соответствии с технической документацией для данного типа ГТУ или в соответствии с таблицей П.1 (приложение П).

5.10.4.8 Выбросы оксидов азота определяются в соответствии с 5.12 отдельно по азота оксиду и азота диоксиду в связи с трансформацией азота оксида в атмосферном воздухе.

5.10.5 Правила расчета выбросов от газотурбинной установки по данным, указанным в технической документации

5.10.5.1 Валовой выброс j -го загрязняющего вещества $M_j^{те}$, т/год, рассчитывается по формуле:

$$M_j^{те} = M_j \times \tau \times 3600 \times 10^{-6}, \quad (75)$$

где M_j - максимальный выброс j -го загрязняющего вещества, г/с, по данным изготовителя, таблице Л.1 (приложение Л) или определяемый в соответствии с 5.10.5.2;

τ - продолжительность работы ГПА в течение года, ч, принимаемая по фактическим значениям или в соответствии с 5.10.2.14;

3600 - коэффициент перевода «ч» в «с»;

10^{-6} - коэффициент перевода «г» в «т».

5.10.5.2 Максимальный выброс j -го загрязняющего вещества M_j , г/с, рассчитывается по формуле:

$$M_j = V^0 \times k_B \times C_{j,dry} \times 10^{-3}, \quad (76)$$

где V^0 - расход продуктов сгорания, м³/с, определяемый по данным изготовителя, таблице Л.1 (приложение Л) или в соответствии с 5.10.5.3;

k_B - коэффициент соотношения объемных расходов сухих и влажных продуктов сгорания, определяемый в соответствии с 5.10.2.13, где O_2 - принимаемое по таблице Л.1 (приложение Л) или данным изготовителя объемное содержание кислорода в продуктах сгорания при номинальных значениях показателей работы ГПА, %;

$C_{j,dry}$ - концентрация j -го загрязняющего вещества в сухих продуктах сгорания, мг/м³, принимаемая по таблице Л.1 (приложение Л) или данным изготовителя. В случае указания в технической документации значений приведенной концентрации загрязняющих веществ в сухих продуктах сгорания, пересчет указанной концентрации к

содержанию кислорода при номинальных значениях показателей работы ГПА производится в соответствии с 5.10.5.4;

10^{-3} - коэффициент перевода «мг» в «г».

5.10.5.3 Расход продуктов сгорания при нормальных условиях V^0 , м³/с, рассчитывается по формуле:

$$V^0 = \frac{V_{dry}^v}{\rho_{c.z.}}, \quad (77)$$

где V_{dry}^v - массовый расход сухих продуктов сгорания, кг/с, принимается по данным изготовителя;

$\rho_{c.z.}$ - плотность сухих продуктов сгорания, кг/м³, при отсутствии данных изготовителя принимаемая равной 1,278.

5.10.5.4 Концентрация j-го загрязняющего вещества в продуктах сгорания $C_{j,dry}$, мг/м³ при известных значениях приведенной концентрации $C_{j,dry}^{15}$ рассчитывается по формуле:

$$C_{j,dry} = C_{j,dry}^{15} \times \frac{20,95 - O_2}{20,95 - 15}, \quad (78)$$

где $C_{j,dry}^{15}$ - то же, что в формуле (64);

20,95 - содержание кислорода в воздухе, %;

O_2 - объемное содержание кислорода в продуктах сгорания при номинальных значениях показателей работы ГПА, %, принимаемое по таблице Л.1 (приложение Л) или данным изготовителя.

5.10.6 Примеры расчета выбросов загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания от ГПА приведены в приложении Р.

5.11 Правила расчета выбросов загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания от газомотокомпрессоров

5.11.1 Валовой выброс j-го загрязняющего вещества в продуктах сгорания топливного газа M_j^{te} , т/год, определяется в соответствии с 5.10.2.1 со значениями концентрации загрязняющего вещества, определяемой в соответствии с 5.11.3 и расхода сухих продуктов сгорания, определяемым в соответствии с 5.11.4.

5.11.2 Максимальный выброс j-го загрязняющего вещества в продуктах сгорания топливного газа M_j г/с, определяется в соответствии с 5.10.2.2 со значениями концентрации загрязняющего вещества, определяемой в соответствии с 5.11.3 и расхода сухих продуктов сгорания, определяемым в соответствии с 5.11.4.

5.11.3 При отсутствии результатов прямых измерений параметров работы ГМК концентрации загрязняющих веществ в продуктах сгорания топливного газа принимают по данным изготовителя или по [23] в соответствии с усредненными данными для каждого типоразмера агрегата при его эксплуатации в номинальном режиме. Усредненные данные, определенные в [23], по результатам стационарных испытаний агрегатов с различной наработкой и техническим состоянием в различных климатических условиях в номинальном режиме их работы, приведены в таблице Л.2 (приложение Л).

5.11.4 Расход сухих продуктов сгорания определяется по одному из трех вариантов:

а) согласно [21], [22] при проведении измерений на срезе выхлопной трубы;

б) согласно 5.11.5 при проведении измерений расхода топливного газа и воздуха на входе в ГМК;

в) по номинальным показателям с учетом поправки на отклонение в режиме работы ГМК при потребляемой (фактической) мощности от номинального ее значения в соответствии с 5.11.6.

5.11.5 Расход сухих продуктов сгорания по измеренному расходу топливного газа и воздуха, поступающих в ГМК V_{dry} , м³/с, согласно [22], рассчитывается по формуле:

$$V_{dry} = \left(0,93 \times g_{TP} + \frac{273,15 \times \omega_B^{cp} \times S}{T^f} \right) \times k_B, \quad (79)$$

где 0,93 - коэффициент приведения расхода топливного газа к нормальным условиям;
 g_{TP} - измеренный расход топливного газа по штатным приборам, м³/с;
 273,15 - температура при нормальных условиях, К;
 ω_B^{cp} - среднее значение измеренных скоростей потока воздуха, поступающего в ГМК, м/с;
 S - площадь сечения воздуховода в точке замера, м²;
 T^f - фактическая температура потока воздуха, К;
 k_B - коэффициент соотношения объемных расходов сухих и влажных продуктов сгорания, определяемый в соответствии с 5.10.2.13.

При измерении объемного расхода воздуха, поступающего в ГМК, V_B , м³/с, формула (79) принимает вид:

$$V_{dry} = \left(0,93 \times g_{TP} + 273,15 \times \frac{V_B}{T^f} \right) \times k_B, \quad (80)$$

5.11.6 Расход сухих продуктов сгорания топливного газа V_{dry} , м³/с, определяется с учетом поправки на отклонение в режиме работы ГМК при потребляемой (фактической) мощности от номинального ее значения и рассчитывается по формуле:

$$V_{dry} = V_{PB} \times \left(\frac{N^f}{N^{ном}} \right)^{0,33} \times \left(\frac{288}{T_a} \right)^{0,67} \times k_B, \quad (81)$$

где V_{PB} - расход влажных продуктов сгорания для одного конкретного ГМК, м³/с. Принимают по данным изготовителя или таблице Л.2 (приложение Л);

N^f - потребляемая (фактическая) мощность ГМК, кВт, определяемая по установленным на нем приборам;

$N^{ном}$ - номинальная мощность ГМК, кВт, принимаемая по паспортным данным изготовителя агрегата;

288 - температура воздуха на номинальном режиме эксплуатации ГМК, К;

T_a - средняя за расчетный период (месяц, год) температура атмосферного воздуха, К;

k_B - коэффициент соотношения объемных расходов сухих и влажных продуктов сгорания, определяемый по таблице Л.2 (приложение Л).

5.12 Трансформация азота оксида (NO→NO₂) в атмосферном воздухе

5.12.1 Коэффициент трансформации рассчитывается по результатам экспериментальных циклов исследований, основанных на измерениях концентраций оксидов азота, $C_{NO_2,i}$ и $C_{NO,i}$, в атмосферном воздухе в выбранных точках наблюдений для конкретной КС. Методика проведения испытаний и определения K_{TP} приведена в [2].

5.12.2 Массовый выброс оксидов азота $M_{NO_2,i}$ и $M_{NO,i}$ из выхлопной трубы i-го ГПА с учетом трансформации NO→NO₂ в соответствии с [2] рассчитывается по формулам:

$$M_{NO_2} = K_{TP} \times M_{NOx}, \quad (82)$$

$$M_{NO} = 0,65 \times (1 - K_{TP}) \times M_{NOx}, \quad (83)$$

$$M_{NOx} = M_{NO_2} + 1,53 \times M_{NO}, \quad (84)$$

ТКП 17.08-09-2008

где K_{TP} - коэффициент трансформации, определяемый по результатам экспериментальных циклов исследований в соответствии с 5.12.3 или принимаемый в соответствии с 5.12.4;

0,65 - отношение молекулярных масс NO / NO_2 ;

M_{NOx} - суммарный массовый выброс оксидов азота в пересчете на NO_2 при фактической нагрузке ГПА;

1,53 - соотношение молекулярных масс NO_2 / NO .

5.12.3 Значение коэффициента трансформации K_{TP} рассчитывается согласно [2] по формуле:

$$K_{TP} = \frac{1}{1 + 1,53 / r_i}, \quad (85)$$

где r_i - значение отношения концентраций азота диоксида и азота оксида в осевом

направлении под факелом КС, $r_i = \frac{C_{NO_2i}^{oc}}{C_{NOi}^{oc}}$;

1,53 - соотношение молекулярных масс NO_2 / NO .

5.12.4 При отсутствии экспериментальных данных при расчетах максимальных разовых концентраций (C_{NO_2} и C_{NO}) и массового выброса (M_{NO_2} и M_{NO}) коэффициент трансформации K_{TP} принимают равным 0,7, а при расчетах валовых (фактических) выбросов K_{TP} принимают равным 0,6.

Приложение А
(справочное)
Свойства природного газа

А.1 Состав природного газа при стандартных условиях, соответствующий осредненным среднемесячным значениям компонентного состава природного газа, транспортируемого по магистральному газопроводу Торжок-Минск-Ивацевичи в 2007 году:

Компонент природного газа	Объемная доля	Плотность, кг/м ³
Метан	0,98008	0,6682
Этан	0,00811	1,2601
Пропан	0,00211	1,8641
<i>изо</i> – Бутан	0,00035	2,4880
<i>n</i> – Бутан	0,00035	2,4956
<i>изо</i> – Пентан	0,00007	3,1470
<i>n</i> - Пентан	0,00006	3,1740
<i>Гексан</i>	0,00002	3,8980
Азот	0,00835	1,1649
Кислород	0,00007	1,3311
Углерода диоксид	0,00043	1,8393

А.2 Основные свойства природного газа [5].

В таблице приняты следующие обозначения: Т - температура, ρ - плотность, Z-коэффициент сжимаемости, P - давление.

Таблица А.1 – Свойства природного газа

Т, К	ρ, кг/м ³	Z	Т, К	ρ, кг/м ³	Z
P = 0,1 МПа					
263	0,751	0,9959	323	0,610	0,9978
268	0,737	0,9960	328	0,601	0,9980
273	0,723	0,9965	333	0,592	0,9980
278	0,710	0,9967	338	0,583	0,9981
283	0,697	0,9969	343	0,574	0,9981
288	0,685	0,9970	348	0,566	0,9983
293	0,673	0,9972	353	0,558	0,9983
298	0,662	0,9972	358	0,550	0,9983
303	0,651	0,9974	363	0,543	0,9985
308	0,640	0,9976	368	0,535	0,9985
313	0,630	0,9977	373	0,528	0,9985
318	0,620	0,9978			
P = 0,2 МПа					
263	1,507	0,9928	323	1,222	0,9965
268	1,478	0,9932	328	1,203	0,9966
273	1,450	0,9935	333	1,185	0,9968
278	1,424	0,9938	338	1,167	0,9970
283	1,398	0,9945	343	1,150	0,9972
288	1,373	0,9946	348	1,133	0,9973
293	1,349	0,9953	353	1,117	0,9973
298	1,326	0,9954	358	1,102	0,9975
303	1,304	0,9958	363	1,086	0,9976
308	1,282	0,9959	368	1,071	0,9976
313	1,262	0,9961	373	1,057	0,9978
318	1,242	0,9962			

Продолжение таблицы А.1

Т, К	ρ , кг/м ³	Z		Т, К	ρ , кг/м ³	Z
P = 0,3 МПа						
263	2,266	0,9901		323	1,836	0,9951
268	2,223	0,9906		328	1,807	0,9954
273	2,181	0,9911		333	1,78	0,9956
278	2,141	0,9916		338	1,753	0,9958
283	2,102	0,9919		343	1,727	0,9960
288	2,065	0,9924		348	1,702	0,9963
293	2,029	0,9927		353	1,677	0,9965
298	1,993	0,9933		358	1,654	0,9967
303	1,960	0,9936		363	1,631	0,9968
308	1,927	0,9943		368	1,608	0,9970
313	1,895	0,9946		373	1,586	0,9971
318	1,865	0,9949				
P = 0,4 МПа						
263	3,036	0,9854		323	2,451	0,9938
268	2,971	0,9880		328	2,413	0,9941
273	2,915	0,9887		333	2,376	0,9944
278	2,861	0,9892		338	2,340	0,9946
283	2,809	0,9898		343	2,305	0,9949
288	2,759	0,9903		348	2,272	0,9952
293	2,71	0,9908		353	2,239	0,9955
298	2,663	0,9912		358	2,207	0,9958
303	2,618	0,9917		363	2,176	0,9960
308	2,574	0,9924		368	2,146	0,9962
313	2,532	0,9928		373	2,117	0,9963
318	2,490	0,9935				
P = 0,5 МПа						
263	3,805	0,9828		323	3,069	0,9922
268	3,731	0,9836		328	3,020	0,9928
273	3,66	0,9843		333	2,973	0,9933
278	3,584	0,9869		338	2,928	0,9936
283	3,519	0,9876		343	2,885	0,9939
288	3,455	0,9884		348	2,842	0,99425
293	3,394	0,9889		353	2,801	0,99457
298	3,335	0,9895		358	2,761	0,99479
303	3,279	0,9900		363	2,722	0,99511
308	3,224	0,9904		368	2,685	0,99548
313	3,171	0,9909		373	2,648	0,99564
318	3,118	0,9917				
P = 0,7 МПа						
263	5,357	0,9773		323	4,309	0,9893
268	5,250	0,9785		328	4,240	0,9901
273	5,148	0,9796		333	4,174	0,9906
278	5,050	0,9806		338	4,109	0,9913
283	4,956	0,9816		343	4,047	0,9918
288	4,857	0,9842		348	3,987	0,9923
293	4,770	0,9850		353	3,929	0,9926
298	4,686	0,9860		358	3,873	0,9931
303	4,606	0,9866		363	3,818	0,9934
308	4,527	0,9874		368	3,765	0,9937
313	4,452	0,9880		373	3,713	0,9941
318	4,379	0,9887				

Продолжение таблицы А.1

Т, К	ρ , кг/м ³	Z	Т, К	ρ , кг/м ³	Z
P = 1,0 МПа					
263	7,717	0,9691	323	6,180	0,9853
268	7,559	0,9709	328	6,081	0,9861
273	7,409	0,9724	333	5,985	0,9869
278	7,265	0,9739	338	5,893	0,9875
283	7,126	0,9753	343	5,803	0,9882
288	6,993	0,9767	348	5,714	0,9891
293	6,866	0,9777	353	5,628	0,9900
298	6,742	0,9790	358	5,547	0,9905
303	6,613	0,9817	363	5,467	0,9911
308	6,499	0,9826	368	5,390	0,9916
313	6,389	0,9836	373	5,315	0,9921
318	6,282	0,9845			
P = 1,5 МПа					
263	11,54	0,9583	323	9,185	0,9802
268	11,29	0,9609	328	9,034	0,9814
273	11,06	0,9633	333	8,889	0,9825
278	10,84	0,9655	338	8,748	0,9835
283	10,62	0,9677	343	8,612	0,9844
288	10,41	0,9696	348	8,481	0,9854
293	10,22	0,9714	353	8,353	0,9863
298	10,03	0,9730	358	8,230	0,9870
303	9,847	0,9747	363	8,110	0,9878
308	9,673	0,9760	368	7,993	0,9886
313	9,504	0,9775	373	7,881	0,9892
318	9,341	0,9790			
P = 2,0 МПа					
263	15,89	0,9414	323	12,54	0,9712
268	15,53	0,9449	328	12,33	0,9727
273	15,20	0,9483	333	12,11	0,9756
278	14,87	0,9514	338	11,91	0,9770
283	14,57	0,9543	343	11,72	0,9783
288	14,27	0,9570	348	11,54	0,9795
293	14,00	0,9594	353	11,36	0,9808
298	13,73	0,9617	358	11,19	0,9819
303	13,47	0,9638	363	11,02	0,9830
308	13,22	0,9659	368	10,86	0,9839
313	12,99	0,9677	373	10,71	0,9849
318	12,76	0,9696			
P = 3,0 МПа					
263	24,67	0,9095	323	19,05	0,9591
268	24,06	0,9152	328	18,71	0,9615
273	23,49	0,9201	333	18,39	0,9637
278	22,87	0,9283	338	18,08	0,9658
283	22,35	0,9330	343	17,78	0,9678
288	21,86	0,9372	348	17,49	0,9696
293	21,40	0,9411	353	17,19	0,9723
298	20,96	0,9446	358	16,92	0,9740
303	20,54	0,9480	363	16,66	0,9756
308	20,14	0,9511	368	16,41	0,9772
313	19,76	0,9539	373	16,17	0,9786
318	19,40	0,9566			

Продолжение таблицы А.1

Т, К	ρ , кг/м ³	Z		Т, К	ρ , кг/м ³	Z
P = 4,0 МПа						
263	33,87	0,8833		323	25,71	0,9474
268	32,96	0,8906		328	25,24	0,9505
273	32,12	0,8972		333	24,78	0,9534
278	31,33	0,9034		338	24,34	0,9563
283	30,57	0,9094		343	23,92	0,9589
288	29,86	0,9147		348	23,52	0,9613
293	29,13	0,9218		353	23,13	0,9637
298	28,47	0,9274		358	22,75	0,9658
303	27,86	0,9320		363	22,39	0,9680
308	27,28	0,9364		368	22,03	0,9704
313	26,73	0,9402		373	21,69	0,9724
318	26,21	0,9439				
P = 5,0 МПа						
263	43,62	0,8572		323	32,53	0,9360
268	42,34	0,8666		328	31,90	0,9399
273	41,16	0,8751		333	31,29	0,9437
278	40,06	0,8830		338	30,72	0,9472
283	39,03	0,8903		343	30,17	0,9505
288	38,06	0,8971		348	29,64	0,9536
293	37,15	0,9034		353	29,13	0,9564
298	36,30	0,9092		358	28,64	0,9591
303	35,49	0,9146		363	28,17	0,9617
308	34,66	0,9214		368	27,72	0,9641
313	33,90	0,9268		373	27,28	0,9665
318	33,20	0,9316				
P = 6,0 МПа						
263	53,96	0,8316		323	39,51	0,9248
268	52,23	0,8431		328	38,70	0,9297
273	50,65	0,8535		333	37,93	0,9343
278	49,18	0,8632		338	37,20	0,9386
283	47,83	0,8719		343	36,50	0,9425
288	46,56	0,8801		348	35,84	0,9462
293	45,38	0,8875		353	35,21	0,9496
298	44,26	0,8947		358	34,60	0,9529
303	43,22	0,9012		363	34,01	0,9560
308	42,24	0,9072		368	33,45	0,9588
313	41,29	0,9131		373	32,91	0,9615
318	40,38	0,9191				
P = 7,0 МПа						
263	64,89	0,8068		323	46,63	0,9142
268	62,62	0,8204		328	45,63	0,9200
273	60,56	0,8328		333	44,68	0,9254
278	58,68	0,8440		338	43,78	0,9304
283	56,94	0,8544		343	42,93	0,9349
288	55,33	0,8640		348	42,12	0,9393
293	53,85	0,8727		353	41,35	0,9433
298	52,46	0,8808		358	40,61	0,9471
303	51,15	0,8884		363	39,90	0,9506
308	49,92	0,8954		368	39,22	0,9539
313	48,77	0,9020		373	38,57	0,9570
318	47,67	0,9082				

Продолжение таблицы А.1

Т, К	ρ , кг/м ³	Z		Т, К	ρ , кг/м ³	Z
P = 8,0 МПа						
263	76,38	0,7833		323	53,81	0,9053
268	73,48	0,7990		328	52,63	0,9115
273	70,87	0,8132		333	51,51	0,9173
278	68,52	0,8261		338	50,45	0,9229
283	66,35	0,8380		343	49,43	0,9282
288	64,37	0,8488		348	48,47	0,9329
293	62,54	0,8587		353	47,54	0,9376
298	60,84	0,8679		358	46,67	0,9418
303	59,25	0,8765		363	45,83	0,9458
308	57,76	0,8845		368	45,03	0,9496
313	56,37	0,8919		373	44,27	0,9530
318	55,06	0,8987				
P = 9,0 МПа						
263	88,35	0,7618		323	61,07	0,8974
268	84,76	0,7793		328	59,69	0,9041
273	81,55	0,7952		333	58,38	0,9105
278	78,66	0,8096		338	57,15	0,9164
283	76,02	0,8228		343	55,97	0,9221
288	73,62	0,8349		348	54,85	0,9274
293	71,42	0,8459		353	53,78	0,9324
298	69,38	0,8562		358	52,76	0,9372
303	67,49	0,8657		363	51,79	0,9415
308	65,73	0,8744		368	50,87	0,9456
313	64,08	0,8826		373	49,98	0,9496
318	62,53	0,8903				
P = 10,0 МПа						
263	100,68	0,7428		323	68,39	0,8904
268	96,34	0,7618		328	66,80	0,8977
273	92,47	0,7791		333	65,30	0,9045
278	89,02	0,7948		338	63,89	0,9109
283	85,90	0,8091		343	62,54	0,9169
288	83,05	0,8224		348	61,26	0,9227
293	80,45	0,8344		353	60,04	0,9280
298	78,05	0,8456		358	58,88	0,9331
303	75,84	0,8559		363	57,78	0,9378
308	73,79	0,8655		368	56,71	0,9425
313	71,87	0,8744		373	55,70	0,9467
318	70,08	0,8826				
P = 11,0 МПа						
263	113,18	0,7269		323	75,74	0,8844
268	108,07	0,7470		328	73,94	0,8921
273	103,56	0,7653		333	72,24	0,8994
278	99,52	0,7821		338	70,64	0,9062
283	95,89	0,7973		343	69,12	0,9126
288	92,58	0,8115		348	67,67	0,9187
293	89,58	0,8243		353	66,30	0,9244
298	86,81	0,8363		358	64,99	0,9299
303	84,27	0,8474		363	63,75	0,9349
308	81,90	0,8577		368	62,56	0,9398
313	79,71	0,8672		373	61,43	0,9443
318	77,66	0,8761				

Окончание таблицы А.1

Т, К	ρ , кг/м ³	Z	Т, К	ρ , кг/м ³	Z
P = 12,0 МПа					
263	125,62	0,7144	323	83,11	0,8793
268	119,81	0,7351	328	81,08	0,8875
273	114,65	0,7541	333	79,18	0,8952
278	110,04	0,7715	338	77,39	0,9024
283	105,91	0,7875	343	75,68	0,9092
288	102,15	0,8023	348	74,08	0,9156
293	98,72	0,8160	353	72,55	0,9217
298	95,59	0,8286	358	71,10	0,9273
303	92,71	0,8402	363	69,71	0,9327
308	90,05	0,8510	368	68,39	0,9378
313	87,57	0,8612	373	67,14	0,9425
318	85,26	0,8705			
P = 13,0 МПа					
263	137,78	0,7057	323	90,44	0,8753
268	131,34	0,7264	328	88,20	0,8839
273	125,62	0,7456	333	86,09	0,8919
278	120,48	0,7634	338	84,10	0,8995
283	115,85	0,7799	343	82,23	0,9065
288	111,66	0,7952	348	80,46	0,9132
293	107,85	0,8092	353	78,78	0,9195
298	104,35	0,8223	358	77,18	0,9254
303	101,12	0,8345	363	75,65	0,9311
308	98,15	0,8458	368	74,20	0,9364
313	95,41	0,8563	373	72,82	0,9413
318	92,84	0,8661			
P = 14,0 МПа					
263	149,47	0,7005	323	97,74	0,8722
268	142,53	0,7209	328	95,27	0,8812
273	136,31	0,7400	333	92,96	0,8895
278	130,70	0,7578	338	90,80	0,8973
283	125,65	0,7744	343	88,74	0,9047
288	121,04	0,7899	348	86,81	0,9115
293	116,84	0,8043	353	84,96	0,9181
298	113,01	0,8177	358	83,22	0,9243
303	109,47	0,8302	363	81,56	0,9300
308	106,21	0,8417	368	79,98	0,9356
313	103,18	0,8527	373	78,47	0,9408
318	100,37	0,8627			
P = 15,0 МПа					
263	160,54	0,6988	323	104,95	0,8703
268	153,23	0,7184	328	102,29	0,8794
273	146,62	0,7371	333	99,77	0,8880
278	140,62	0,7547	338	97,41	0,8961
283	135,18	0,7712	343	95,20	0,9036
288	130,23	0,7866	348	93,09	0,9108
293	125,69	0,8011	353	91,10	0,9175
298	121,53	0,8146	358	89,21	0,9238
303	117,69	0,8273	363	87,42	0,9297
308	114,15	0,8392	368	85,70	0,9355
313	110,87	0,8502	373	84,07	0,9408
318	107,81	0,8605			

Приложение Б

(справочное)

Эксплуатационные характеристики газоперекачивающих агрегатов

Таблица Б.1 – Значение геометрического объема контура и коэффициента расхода природного газа через газовые уплотнения центробежных нагнетателей, уплотнения компрессорных цилиндров ГМК

Наименование показателя	Значение показателя для нагнетателей типа						
	ГПА Ц-6,3	ГПА Ц-16С	ГПА-16 «Урал»	СТД 4000/2	СТД 12500	10 ГКМА 1/28-75	10 ГКНАМ 2/40-150
Геометрический объем контура, м ³	11,0	16,0	16,096	12,1	19,3	1,94	2,17
Коэффициент расхода природного газа, м ³ /ч	5,0	10,8	12,0	5,0	5,0	5,0	1,0

Приложение В

(справочное)

Расход природного газа исполнительными механизмами
контрольно-измерительных приборов

Таблица В.1 – Расход природного газа исполнительными механизмами КИП

Наименование прибора		Единица измерения	Расход газа
Прибор «Защита-2»		м ³ /час	1,0
Прибор ЛМПК и ПИК			0,6
Регулятор давления 04			0,5
Позиционер, командный прибор типа РД(РД-4; РД-6; РД-8; РД-16; РД-25; РД-30; РД-40)			0,6
Датчик-реле давления			0,6
Регулятор			0,6
Кран с пневмогидравлическим приводом (открытие или закрытие) на один цилиндр	Ду, мм		Объем, м ³
	1200	0,127	5,64
	1000	0,180	8,00
	1000	0,076	3,37
	700	0,147	6,53
	700	0,047	2,10
	500	0,025	1,11
	500	0,024	1,07
	400	0,012	0,533
	400	0,008	0,356
	300	0,007	0,311
	300	0,006	0,267
	200	0,006	0,266
	200	0,005	0,222
	150	0,003	0,137
	150	0,002	0,133
	150	0,002	0,089
	100	0,002	0,089
	100	0,0017	0,076
	80	0,001	0,045
80	0,0015	0,065	
50	0,001	0,044	

Приложение Г

(справочное)

Нормы расхода природного газа при очистке газопроводов очистными устройствами

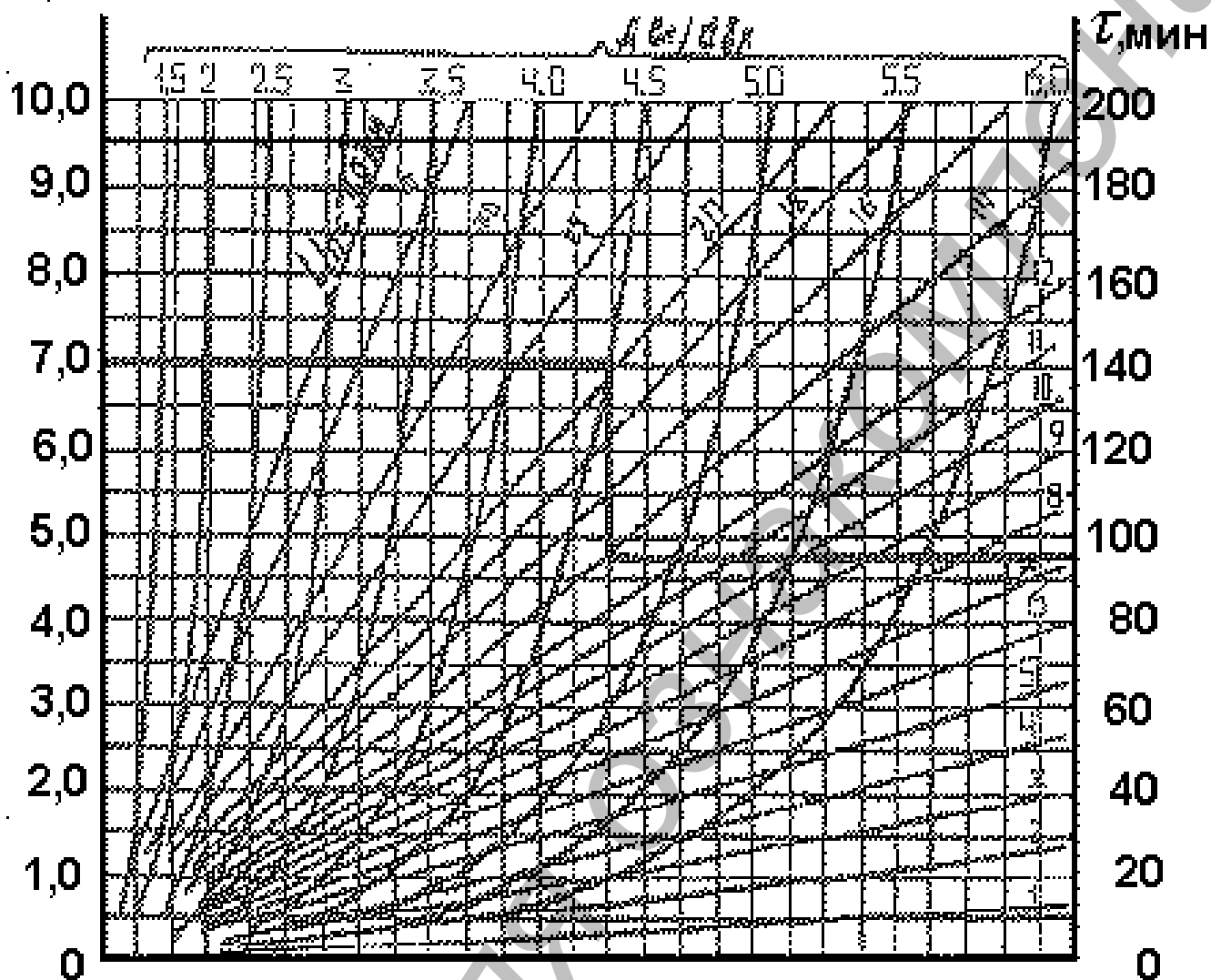
Таблица Г.1 – Нормы расхода природного газа при запуске и приеме очистных поршней

P_{cp} , МПа	Норма расхода природного газа, м ³ , при температуре			
	283,15 К	293,15 К	303,15 К	313,15 К
Для газопроводов Ду1420 мм L= 35 м				
3,92	2450	2331	2254	2156
4,41	2772	2653	2545	2404
4,90	3115	2975	2856	2741
5,39	3875	3301	3168	3042
5,88	3815	3616	3476	3339
6,37	4165	3976	3812	3640
6,86	4526	4232	4151	4004
7,35	4893	4669	3164	4984
Для газопроводов Ду1220 мм L = 35 м				
2,94	1327	1278	1229	1183
3,43	1565	1505	1439	1382
3,92	1712	1740	1656	1596
4,41	2041	1971	2589	1806
4,90	2300	2225	2107	2023
5,39	2569	2485	2380	2251
Для газопроводов Ду1020 мм L = 35 м				
2,94	914	882	847	816
3,43	1082	1036	998	959
3,92	1253	1201	1159	1109
4,41	1414	1365	1306	1253
4,90	1589	1533	1463	1432
5,39	1768	1694	1624	1586

Приложение Д
(рекомендуемое)

Определение времени стравливания природного газа из газопровода

P , МПа



$$P \rightarrow \frac{D_{BH}}{d_{BH}} \rightarrow \frac{L}{n} \rightarrow \tau$$

- где P - рабочее давление в газопроводе, МПа;
 D_{BH} - диаметр газопровода;
 d_{BH} - диаметр продувочной свечи;
 L - длина участка между кранами, км;
 n - количество свечей на опорожняемом участке, шт.;
 τ - время стравливания, мин.

Рисунок Д.1 – Номограмма для определения времени стравливания природного газа из газопровода

Приложение Е

(справочное)

Нормы выбросов природного газа через неплотности оборудования и арматуры

Таблица Е.1 – Максимально-допустимые протечки запорной арматуры (по ГОСТ 9544, при приемо-сдаточных испытаниях)

Испытательная среда	Единицы измерения	Класс герметичности			
		А	В	С	Д
Воздух	см ³ /мин· Д _н	нет видимых протечек	0,018	0,18	1,8

Примечания

1 Класс герметичности указывается в ТУ на конкретный вид запорной арматуры.

2 Значения протечек соответствуют случаю истечения в атмосферный воздух.

3 При определении протечек номинальный диаметр Д_н принимают в мм.

Таблица Е.2 – Нормы герметичности предохранительных пружинных полноподъемных клапанов (по ГОСТ 9789)

Показатель	Класс герметичности	Д _у , мм			
		25	40 - 50	80 - 100	150 - 200
Пропуск среды через затвор, см ³ /мин, не более	1	2	5	10	15
	2	5	10	25	40

Таблица Е.3 – Характеристики выбросов через неподвижные соединения

Наименование оборудования	Расчетная величина утечки q , кг/ч	Расчетная доля уплотнений, потерявших свою герметичность, k
Фланцевые соединения	0,00073	0,030
Запорно-регулирующая арматура	0,02100	0,293
Предохранительные клапаны	0,13600	0,460

Приложение Ж

(справочное)

Растворимость метанола в газе в системе «метанол-природный газ»

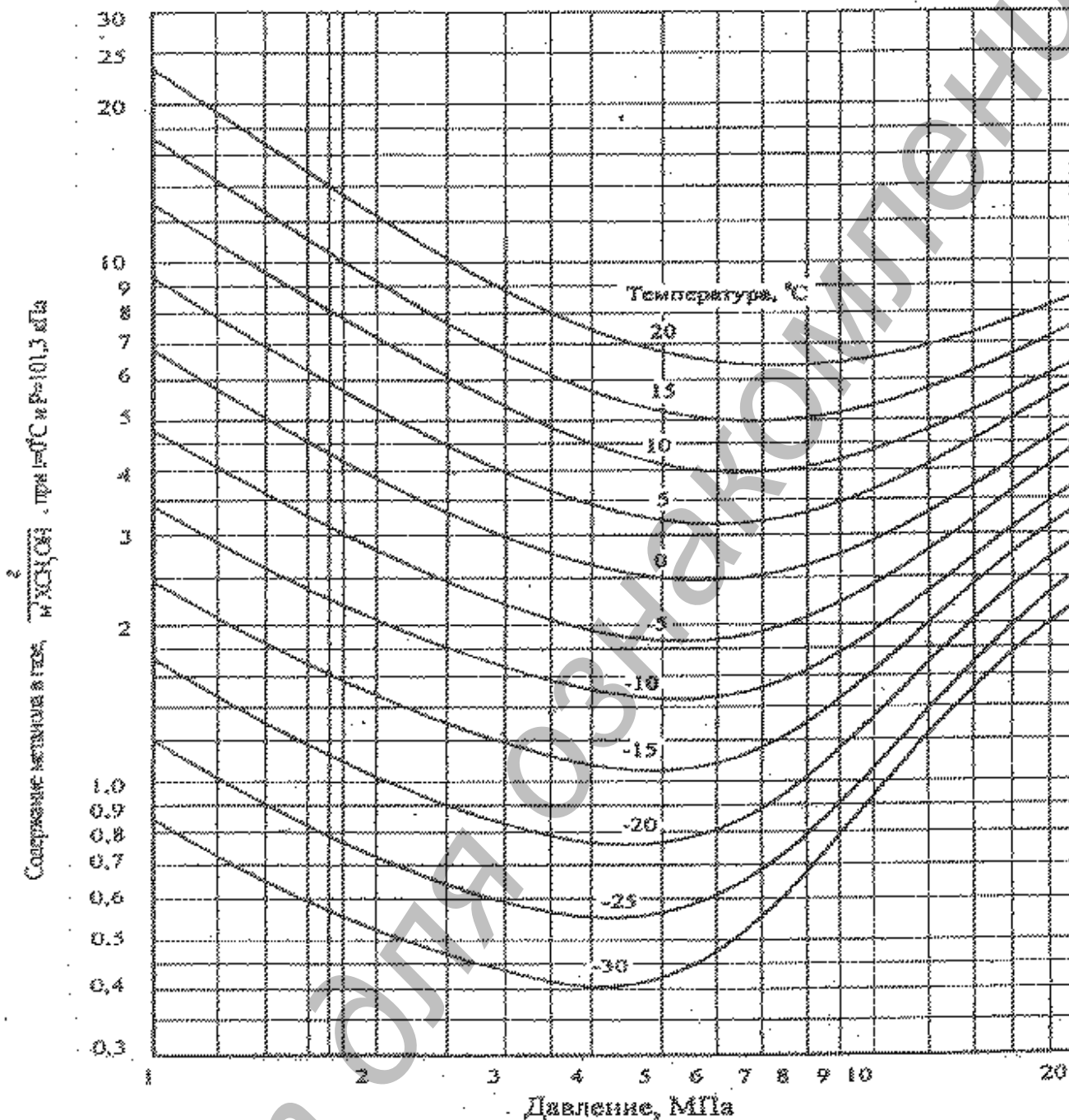


Рисунок Ж.1 - Растворимость метанола в газе в системе «метанол - природный газ» (D₀)

Приложение К
(рекомендуемое)

Определение расхода продуктов сгорания топливного газа графическим методом

К.1 Для определения расхода продуктов сгорания графическим методом используют зависимости, построенные в относительных величинах по расчетным формулам (65), (66) в диапазоне эксплуатации ГТУ:

- зависимость относительного расхода продуктов сгорания от относительного давления воздуха за компрессором и температуры воздуха перед компрессором $\overline{V}_{dry} = f(t_3, \overline{P}_4)$, рисунок К.1;

- зависимость относительного расхода продуктов сгорания от температуры воздуха перед компрессором и относительной частоты вращения компрессора $\overline{V}_{dry} = f(t_3, \overline{n}_k)$, рисунок К.2.

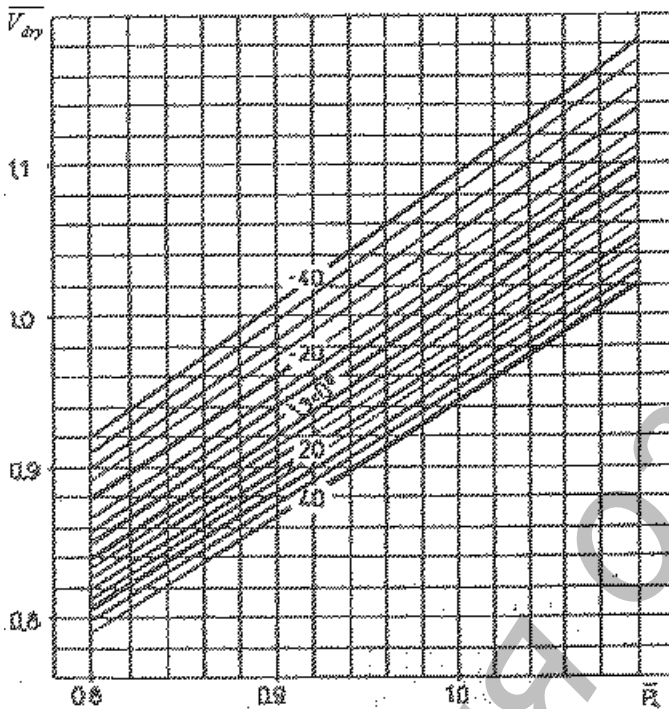


Рисунок К.1 - Зависимость относительного расхода продуктов сгорания от относительного давления воздуха за компрессором и температуры воздуха перед компрессором $\overline{V}_{dry} = f(t_3, \overline{P}_4)$.

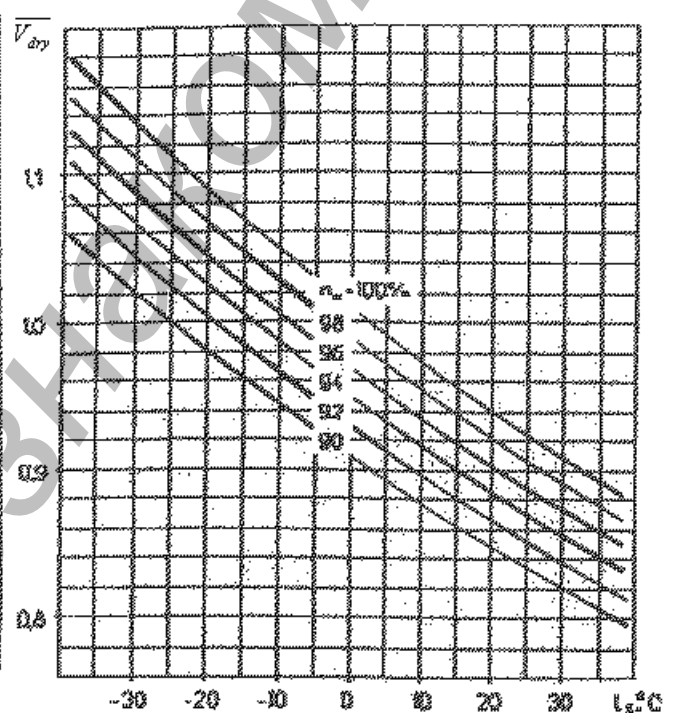


Рисунок К.2 - Зависимость относительного расхода продуктов сгорания от температуры воздуха перед компрессором и относительной частоты вращения компрессора $\overline{V}_{dry} = f(t_3, \overline{n}_k)$

К.2 По установленным при испытаниях ГТУ значениям параметров рассчитывают:

- для всех типов ГТУ с нерегулируемой силовой турбиной относительное значение давления воздуха за компрессором: $\overline{P}_4 = P_4 / P_4^0$;
- для ГТУ с регулируемой силовой турбиной относительное значение частоты вращения компрессора $\overline{n}_k = n_k / n_k^0$.

К.3 Относительный расход продуктов сгорания \overline{V}_{dry} определяют по температуре

ТКП 17.08-09-2008

воздуха перед компрессором, t_3 , °С, и, для всех типов ГТУ с нерегулируемой силовой турбиной, $\overline{P_4}$ из графика рисунок К.1 или $\overline{n_k}$ для ГТУ с регулируемой силовой турбиной из графика рисунок К.2.

К.4 Фактический расход сухих продуктов сгорания, м³/с, рассчитывается по формуле:

$$V_{dry} = V_{dry}^0 \times \overline{V_{dry}} \times k_B, \quad (К.1)$$

Приложение Л
(справочное)
Основные параметры работы газоперекачивающих агрегатов

Таблица Л.1 – Номинальные значения показателей работы газотурбинных ГПА

Тип ГПА (тип двигателя)	Абсолютное давление за компрессором высокого давления P_4^0 , МПа	Расход продуктов сгорания на срезе выхлопной трубы V^0 м ³ /с	Температура по тракту ГТУ, T_{SH}^0		Приведенная концентрация загрязняющих веществ $C_{j,dry}^{15}$		Величина выброса		Содержание кислорода в сухих продуктах сгорания O_2 , %
			штатная точка измерения	К	оксидов азота, мг/м ³	углерода оксида, мг/м ³	оксидов азота, г/с	углерода оксида, г/с	
ГПА-Ц-6,3	0,89	46,7	Перед силовой турбиной	753	140	300	3,06	6,55	18,0
ГПА-Ц-16С (ДГ-90) (штатная/мало-эмиссионная камера сгорания)	1,90	54,8	После турбины высокого давления	893	150/80	300/150	5,87/3,13	11,75/5,87	16,5
ГПА-16 «Урал» (ПС-90ГП-2)	2,01	47,3	Перед силовой турбиной	782	150	100	5,50	3,67	16,1

Таблица Л.2 – Показатели выбросов загрязняющих веществ с продуктами сгорания от эксплуатируемых ГМК на номинальном режиме

Тип ГМК	Расход влажных продуктов сгорания на выхлопе,		Температура продуктов сгорания на выхлопе t_{PC}^0 , °С	Содержание кислорода в сухих продуктах сгорания O_2 , %	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания k_B	Усредненная концентрация ЗВ в сухих продуктах сгорания		Массовый выброс	
	V_{PC} , м ³ /с	V_{PC}^0 , м ³ /с				$C_{NO_x,dry}$, мг/м ³	$C_{CO,dry}$, мг/м ³	M_{NO_x} , г/с	M_{CO} , г/с
10 ГКМА	1,84	3,01	410	11,90	0,91	1900	250	3,20	0,40
10 ГКНАМ	2,93	6,15	300	14,20	0,93	1900	250	5,20	0,70

Приложение М
(рекомендуемое)
**Типовой перечень измеряемых параметров при испытаниях
газотурбинных установок**

Таблица М.1 – Типовой перечень измеряемых параметров

Параметры	Обозначения	Единица измерения	Примечание
Барометрическое давление	P_a	МПа	Данные метеостанции или барометр-анероид
Температура атмосферного воздуха	t_a	$^{\circ}\text{C}$	Система автоматического управления агрегата
Температура воздуха на входе в компрессор	t_3	$^{\circ}\text{C}$	Система автоматического управления агрегата. При отсутствии замера рассчитывается по 5.10.2.12
Относительная влажность атмосферного воздуха	Φ	%	По данным ближайшей метеостанции
Температура продуктов сгорания в штатной точке измерения (по ТУ)	$t_{шт}$	$^{\circ}\text{C}$	Система автоматического управления агрегата
Частота вращения компрессора высокого давления	$n_{ВД}$	об/мин	То же
Частота вращения компрессора низкого давления	$n_{НД}$	об/мин	-»-
Частота вращения силовой турбины	$n_{СТ}$	об/мин	-»-
Абсолютное давление воздуха за компрессором высокого давления	P_4	МПа	-»-
Объемные доли или процентное содержание компонентов продуктов сгорания топливного газа:			
Азота оксид	NO	ppm	Переносной газоанализатор
Азота диоксид	NO ₂	ppm	То же
Углерода оксид	CO	ppm	-»-
Кислород	O ₂	%	-»-
Углерода диоксид	CO ₂	%	-»-
Примечание - В качестве штатной точки измерения температуры продуктов сгорания могут быть использованы сечения перед турбиной высокого давления, перед или после силовой турбины и др.			

Приложение Н
(обязательное)
Оценка соответствия показателей выбросов требованиям
технической документации на газотурбинные установки

Н.1 Измерение параметров (приложение М) проводят не менее чем на трех режимах в диапазоне нагрузок от (60÷70) % до максимальной, определяемой условиями испытаний [3].

Н.2 Выполняют расчет приведенных концентраций загрязняющих веществ в соответствии с 5.10.2.3 - 5.10.2.5.

Н.3 Строят график зависимости концентрации загрязняющего вещества от температуры продуктов сгорания топливного газа в штатной точке.

Н.4 Периодически, но не реже 2 раз в год, проводят проверку соответствия приведенных фактических концентраций $C_{j,dry}^{15, fact}$, %, на номинальном режиме нормативным данным определением поправочного коэффициента \hat{E}_j , %, по формуле:

$$K_j = \left\{ \frac{C_{j,dry}^{15, fact}}{C_{j,dry}^{15}} - 1 \right\} \times 100, \quad (Н.1)$$

где $C_{j,dry}^{15, fact}$ - приведенная фактическая концентрация на номинальном режиме;

$C_{j,dry}^{15}$ - приведенная концентрация в соответствии с технической документацией для данного типа ГТУ, определяемая в соответствии с таблицей Л.1 (приложение Л).

Н.5 В случае, если значение K_j превышает ± 10 %, в дальнейшие расчеты валовых выбросов загрязняющих веществ вносят корректировку для данной ГТУ на величину поправочного коэффициента. В случае если значение K_j не превышает ± 10 %, то концентрацию j-го компонента в продуктах сгорания считают соответствующей требованиям технической документации и принимают за номинал для данной ГТУ до очередных контрольных испытаний.

Приложение П

(справочное)

Номинальные среднестатистические значения удельных выбросов оксидов азота на единицу топливного газа для различных типов газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

Таблица П.1 – Параметры для расчета выбросов загрязняющих веществ

Тип ГТУ	Номинальный удельный выброс оксидов азота q_{NOx}^{nom} , г/м ³	Номинальный удельный выброс углерода оксида q_{CO}^{nom} , г/м ³	Номинальный удельный расход топливного газа g_{TG}^{nom} ($Q_i^g = 33412$ кДж/м ³ ; 8000 ккал/м ³), м ³ /ч
ГПА-Ц-6,3	3,87	8,30	2829
ГПА-Ц-16	4,44	17,70	6270

Примечание - При внедрении мероприятий, улучшающих экологические и теплотехнические характеристики ГТУ, производится соответствующая корректировка значений удельных выбросов и расхода топливного газа.

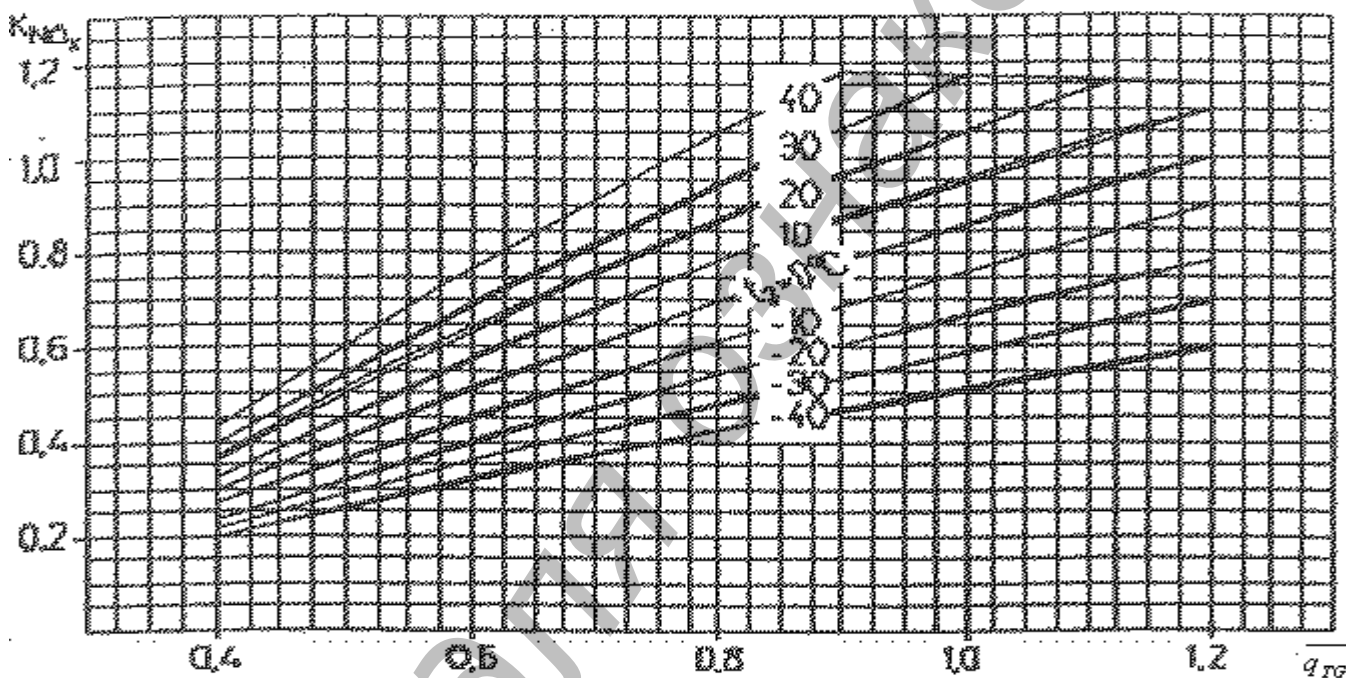


Рисунок П.1 - Зависимость коэффициента K_{NOx} от температуры воздуха на входе в компрессор t_3 и относительного расхода топливного газа $\overline{q_{TG}}$ для агрегатов: ГПА-Ц-6,3, ГПА-Ц-16

Периодически, но не реже 2 раз в год, проводят корректировку графической зависимости $K_{NOx} = f(t_3; \overline{q_{TG}})$ в соответствии с пунктами Н.4 и Н.5 (приложение Н) по результатам контрольных измерений концентрации загрязняющих веществ, выполненных согласно [17], [18].

Приложение Р

(справочное)

Примеры расчета выбросов загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания от газоперекачивающих агрегатов

Пример Р.1 Расчет выбросов от газоперекачивающего агрегата с газотурбинным приводом ГПА-Ц-6,3 по измеренным значениям концентраций загрязняющих веществ

Исходные данные:

Продолжительность работы КС за расчетный период, $\tau_{КС} = 8760$ ч;Общее количество агрегатов, $N = 5$ шт.;Количество рабочих агрегатов, $N_R = 3$ шт.;Средняя температура атмосферного воздуха за расчетный период, $T_a = 283$ К;Измеренная концентрация кислорода в месте отбора пробы отходящих газов, $O_2 = 18$ %;Абсолютное давление за компрессором ГТУ, $P_4 = 1,295$ МПа;Абсолютное давление продуктов сгорания за компрессором ГТУ на номинальном режиме, $P_4^0 = 1,9$ МПа;Барометрическое давление, $P^a = 0,0981$ МПа;Концентрация оксидов азота в сухих продуктах сгорания, $C_{NOx,dry} = C_{NOx,dry}^{cp} = 70$ мг/м³;Концентрация углерода оксида в сухих продуктах сгорания, $C_{CO,dry} = C_{CO,dry}^{cp} = 140$ мг/м³;Расход продуктов сгорания за осевым компрессором ГТУ на номинальном режиме, $V^0 = 46,7$ м³/с.

Расчет:

1. Температура воздуха перед компрессором по формуле (67):

$$T_3 = T_a + 2,5 = 283 + 2,5 = 285,5 \text{ К}$$

2. Продолжительность работы ГПА в течение года по формуле (69):

$$\tau = \frac{\tau_{КС} \times N_R}{N} = \frac{8760 \times 3}{5} = 5256 \text{ ч}$$

3. Коэффициент соотношения объемных расходов сухих и влажных продуктов сгорания по формуле (68):

$$k_B = \frac{89,5}{110,5 - O_2} = \frac{89,5}{110,5 - 18} = 0,967$$

4. Расход сухих продуктов сгорания на срезе выхлопной шахты (трубы) ГТУ с нерегулируемой силовой турбиной по формуле (65):

$$\begin{aligned} V_{dry} &= V^0 \times \left\{ \frac{P_4}{P_4^0} \right\}^{0,8} \times \left\{ \frac{288}{T_3} \right\}^{0,5} \times \frac{P^a}{0,101325} \times k_B = \\ &= 46,7 \times \left\{ \frac{1,275}{1,9} \right\}^{0,8} \times \left\{ \frac{288}{285,5} \right\}^{0,5} \times \frac{0,0981}{0,101325} \times 0,967 = 31,380 \text{ м}^3/\text{с} \end{aligned}$$

5. Максимальный выброс оксидов азота и углерода оксида по формуле (63):

$$M_{NOx} = C_{NOx,dry} \times V_{dry} \times 10^{-3} = 70 \times 31,380 \times 10^{-3} = 2,197 \text{ г/с}$$

$$M_{CO} = C_{CO,dry} \times V_{dry} \times 10^{-3} = 140 \times 31,380 \times 10^{-3} = 4,393 \text{ г/с}$$

6. Максимальный выброс азота диоксида и азота оксида с учетом коэффициента трансформации по формулам (82) и (83) соответственно:

$$M_{NO_2} = K_{TP} \times M_{NOx} = 0,7 \times 2,197 = 1,538 \text{ г/с}$$

$$M_{NO} = 0,65 \times (1 - K_{TP}) \times M_{NOx} = 0,65 \times (1 - 0,7) \times 2,197 = 0,428 \text{ г/с}$$

7. Валовой выброс оксидов азота и углерода оксида по формуле (62):

$$M_{NOx}^{te} = C_{NOx,dry}^{cp} \times V_{dry}^{cp} \times 3600 \times \tau \times 10^{-9} = 70 \times 31,380 \times 3600 \times 5256 \times 10^{-9} = 41,563 \text{ т/год}$$

$$M_{CO}^{te} = C_{CO,dry}^{cp} \times V_{dry}^{cp} \times 3600 \times \tau \times 10^{-9} = 140 \times 31,380 \times 3600 \times 5256 \times 10^{-9} = 83,126 \text{ т/год}$$

8. Валовой выброс азота диоксида и азота оксида с учетом коэффициента трансформации по формулам (82) и (83) соответственно:

$$M_{NO_2} = K_{TP} \times M_{NOx} = 0,6 \times 41,563 = 24,938 \text{ т/год}$$

$$M_{NO} = 0,65 \times (1 - K_{TP}) \times M_{NOx} = 0,65 \times (1 - 0,6) \times 41,563 = 10,806 \text{ т/год}$$

Пример Р.2 Расчет выбросов от газоперекачивающего агрегата с газотурбинным приводом ГПА-16 «Урал» по данным, указанным в технической документации

Исходные данные:

Продолжительность работы КС за расчетный период, $\tau_{КС} - 8760$ ч;

Общее количество агрегатов, $N - 5$ шт.;

Количество рабочих агрегатов, $N_R - 3$ шт.;

Объемное содержание кислорода в продуктах сгорания (по таблице Л.1), $O_2 - 16,1$ %;

Приведенная концентрация оксидов азота в сухих продуктах сгорания (по таблице Л.1), $C_{NOx,dry}^{15} - 150$ мг/м³;

Приведенная концентрация углерода оксида в сухих продуктах сгорания (по таблице Л.1), $C_{CO,dry}^{15} - 100$ мг/м³;

Расход продуктов сгорания за осевым компрессором ГТУ на номинальном режиме (по таблице Л.1), $V^0 - 47,3$ м³/с.

Расчет:

1. Продолжительность работы ГПА в течение года по формуле (69):

$$\tau = \frac{\tau_{КС} \times N_R}{N} = \frac{8760 \times 3}{5} = 5256 \text{ ч}$$

2. Коэффициент соотношения объемных расходов сухих и влажных продуктов сгорания по формуле (68):

$$k_B = \frac{89,5}{110,5 - O_2} = \frac{89,5}{110,5 - 16,1} = 0,948$$

3. Концентрация загрязняющих веществ в продуктах сгорания по формуле (78):

$$C_{NOx,dry} = C_{NOx,dry}^{15} \times \frac{20,95 - O_2}{20,95 - 15} = 150 \times \frac{20,95 - 16,1}{20,95 - 15} = 122,269 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{CO,dry} = C_{CO,dry}^{15} \times \frac{20,95 - O_2}{20,95 - 15} = 100 \times \frac{20,95 - 16,1}{20,95 - 15} = 81,513 \text{ мг/м}^3$$

4. Максимальный выброс оксидов азота и углерода оксида по формуле (76):

$$M_{NOx} = V^0 \times k_B \times C_{NOx,dry} \times 10^{-3} = 47,3 \times 0,948 \times 122,269 \times 10^{-3} = 5,483 \text{ г/с}$$

$$M_{CO} = V^0 \times k_B \times C_{CO,dry} \times 10^{-3} = 47,3 \times 0,948 \times 81,513 \times 10^{-3} = 3,655 \text{ г/с}$$

5. Максимальный выброс азота диоксида и азота оксида с учетом коэффициента трансформации по формулам (82) и (83) соответственно:

$$M_{NO_2} = K_{TP} \times M_{NOx} = 0,7 \times 5,483 = 3,838 \text{ г/с}$$

$$M_{NO} = 0,65 \times (1 - K_{TP}) \times M_{NOx} = 0,65 \times (1 - 0,7) \times 5,483 = 1,069 \text{ г/с}$$

6. Валовой выброс оксидов азота и углерода оксида по формуле (75):

$$M_{NOx}^{te} = M_{NOx} \times \tau \times 3600 \times 10^{-6} = 5,483 \times 5256 \times 3600 \times 10^{-6} = 103,750 \text{ т/год}$$

$$M_{CO}^{te} = M_{CO} \times \tau \times 3600 \times 10^{-6} = 3,655 \times 5256 \times 3600 \times 10^{-6} = 69,166 \text{ т/год}$$

7. Валовой выброс азота диоксида и азота оксида с учетом коэффициента трансформации по формулам (82) и (83) соответственно:

$$M_{NO_2} = K_{TP} \times M_{NOx} = 0,6 \times 103,750 = 62,250 \text{ т/год}$$

$$M_{NO} = 0,65 \times (1 - K_{TP}) \times M_{NOx} = 0,65 \times (1 - 0,6) \times 103,750 = 26,975 \text{ т/год}$$

Текст для Ознакомления

Библиография

- [1] Инструкция по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 28.12.2006 № 80
- [2] РД 51-31323949-46-99 Отраслевая методика нормирования выбросов оксидов азота от газотранспортных предприятий с учетом трансформации $\text{NO} \rightarrow \text{NO}_2$ в атмосфере, ОАО «Газпром», г. Москва, 1999
- [3] СТО Газпром 2-3.5-038-2005 Инструкция по проведению контрольных измерений вредных выбросов газотурбинных установок на компрессорных станциях
- [4] СТО Газпром 11-2005 Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»
- [5] СТП СФШИ.02.02-2008 Методика нормирования расхода топливно-энергетических ресурсов при транспортировке газа по газотранспортной системе и компримировании газа на АГНКС
- [6] Гигиенические нормативы ГН 2.1.6.12-46-2005 Предельно допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух населенных мест
Утверждены постановлением главного государственного санитарного врача Республики Беларусь от 19.12.2005 № 231
- [7] СТО Газпром 2-1.19-059-2006 Инструкция по расчету и нормированию выбросов АГНКС
- [8] Методика по расчету удельных показателей загрязняющих веществ в выбросах (сбросах) в атмосферу (водоемы) на объектах газового хозяйства, ОАО «ГипроНИИгаз», 1996
- [9] Общесоюзные нормы технологического проектирования ОНТП 51-1-85 Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы.
Утверждены приказом Мингазпрома от 29.10.1985 № 255
- [10] РД 51-100-85 Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ на объектах транспорта и хранения газа
- [11] РД 39.142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. ОАО «НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА», 2001
- [12] РД 153-39.0-111-2001 Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий
- [13] Строительные нормы и правила СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой СССР, 1985
- [14] Методические рекомендации по расчету параметров выброса газовой смеси и ее рассеивания в атмосфере при аварийных разрывах газопроводов. ВНИИГАЗ, 1992 г.
- [15] ВРД 39-1.13-051-2001 Инструкция по нормированию расхода и расчету выбросов метанола для объектов ОАО «Газпром»
- [16] РД 51-165-92 Временная инструкция по учету валовых выбросов оксидов азота и углерода газотурбинных установок на компрессорных станциях по измеренным параметрам работы ГПА
- [17] МВИ.МН 1003-2007 Методика выполнения измерений концентраций и выбросов загрязняющих веществ, скорости газов, температуры, влажности, давления электронными переносными приборами

- [18] МВИ.МН 1936-2003 Методика выполнения измерений содержания кислорода, оксида углерода, оксида азота, диоксида азота, диоксида серы, влажности и скорости потока дымовых газов топливосжигающих установок с помощью электронных газоанализаторов типа «Testo» и «Dragger»
- [19] СТО Газпром 2-3.5-039-2005 Каталог удельных выбросов вредных веществ газотурбинных установок газоперекачивающих агрегатов
- [20] РД 51-166-92 Временная инструкция по учету валовых выбросов оксидов азота и углерода газотурбинных установок на компрессорных станциях по измеренному количеству топливного газа
- [21] Методика измерения скорости и объема газов в газоходе//Сборник методик по определению концентраций загрязняющих веществ в промышленных выбросах. – Ленинград: Гидрометеоиздат, 1987. - С.4-12.
- [22] Временная инструкция по контролю вредных выбросов с отработавшими газами газомотокомпрессоров. Российское АО «Газпром», М., 1995
- [23] Технологический регламент на проектирование компрессорных станций. Раздел «Охрана атмосферного воздуха».
Утвержден Председателем правления РАО «Газпром» в 1993, г. Москва, 1994

Первый заместитель Министра природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

Апацкий А.Н.

Заместитель директора центра международных экологических проектов, сертификации и аудита, руководитель центра ТНиС Минприроды

Геркис О.П.

Начальник специнспекции госконтроля за охраной атмосферного воздуха, озонового слоя и климата

Завьялов С.В.

Главный специалист специнспекции госконтроля за охраной атмосферного воздуха, озонового слоя и климата

Пилипчук А.С.

Директор научно-производственного республиканского унитарного предприятия «ЛОТИОС» (УП «ЛОТИОС»), к.х.н.

Якимова А.В.

Зав. отделом исследований и разработок УП «ЛОТИОС»

Потапова И.Н.

Ведущий научный сотрудник отдела исследований и разработок УП «ЛОТИОС», к.т.н.

Шкут В.М.

Старший научный сотрудник отдела исследований и разработок УП «ЛОТИОС»

Гирстун С.И.