

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

**ПРАВИЛА РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ГАЗОМ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ
ГАЗОРАЗРЕДИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ**

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

**ПРАВИЛЫ РАЗЛІКУ ВЫКІДАЎ ПРЫ ЗАБЯСПЯЧЭННІ
СПАЖЫЎЦОЎ ГАЗАМ І ЭКСПЛУАТАЦЫІ АБ'ЕКТАЎ
ГАЗАРАЗМЕРКАВАЛЬНАЙ СІСТЭМЫ**

Издание официальное



Ключевые слова: выбросы загрязняющих веществ, атмосферный воздух, газораспределительная система, газоснабжающие организации, газонаполнительные станции, автомобильные газозаправочные станции, природный газ, сжиженный углеводородный газ

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 специализированной инспекцией государственного контроля за охраной атмосферного воздуха, озонового слоя и климата Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

ВНЕСЕН Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

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	Правила расчета выбросов природного газа в атмосферный воздух от объектов газораспределительной системы.....	4
	4.1 Общие требования к расчету.....	4
	4.2 Выбросы при вводе в эксплуатацию, техническом обслуживании и плановых ремонтах газораспределительной системы.....	6
	4.3 Выбросы через неплотности оборудования и арматуры.....	9
5	Правила расчета выбросов сжиженного газа в атмосферный воздух при эксплуатации газонаполнительных станций и автомобильных газозаправочных станций.....	9
	5.1 Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха.....	9
	5.2 Общие требования к расчету.....	10
	5.3 Выбросы при проведении технологических операций со сжиженным углеводородным газом.....	12
6	Правила расчета аварийных выбросов при повреждении газораспределительной системы.....	15
	Приложение А Свойства природного газа.....	19
	Приложение Б Нормы расхода природного газа при проверке работоспособности предохранительно-сбросных устройств.....	21
	Приложение В Характеристики предохранительных клапанов на резервуарах различной вместимости.....	22
	Приложение Г Производительность установок по наполнению, сливу и пропарке баллонов.....	23
	Приложение Д Количество добавляемого одоранта в сжиженный углеводородный газ.....	24
	Приложение Е Примеры расчета выбросов.....	25
	Библиография.....	31

Текст для ознакомления

Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух
**ПРАВИЛА РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ГАЗОМ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ
ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ**

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Атмасфера
Выкіды забруджвальных рэчываў у атмасфернае паветра
**ПРАВІЛЫ РАЗЛІКУ ВЫКІДАЎ ПРЫ ЗАБЯСПЯЧЭННІ
СПАЖЫЎЦОЎ ГАЗАМ І ЭКСПЛУАТАЦЫІ АБ'ЕКТАЎ
ГАЗАРАЗМЕРКАВАЛЬНАЙ СІСТЭМЫ**

Environmental protection and nature management. Atmosphere
Emissions of harmful substances into the atmospheric air
Rules of emissions calculation on supplying consumers of gases and exploitation
gas-supply systems

Дата введения

2008-07-01

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает общие правила расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при транспортировке природного и сжиженного углеводородного газов газоснабжающими организациями потребителям по газораспределительным системам, при проведении технического обслуживания и ремонта систем снабжения потребителей природным и сжиженным углеводородным газом, проведении сливно-наливных операций на газонаполнительных станциях и автомобильных газозаправочных станциях сжиженным углеводородным газом.

Требования настоящего технического кодекса распространяются на проектируемые, строящиеся, действующие и реконструируемые газораспределительные системы природного и сжиженного углеводородного газов на территории Республики Беларусь.

Технический кодекс предназначен для определения максимального и валового выбросов загрязняющих веществ, входящих в состав природного и сжиженного углеводородного газов, в атмосферный воздух расчетным методом. Наименование и коды загрязняющих веществ даны в соответствии с [1].

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

ТКП 17.08-10-2008

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.

Выбросы загрязняющих веществ, входящих в состав природного газа, в атмосферный воздух при эксплуатации газораспределительной системы происходят в условиях нормального ее функционирования, и при аварийных ситуациях. В условиях нормального функционирования выбросы загрязняющих веществ, входящих в состав природного газа, в атмосферный воздух происходят:

- при техническом обслуживании и плановых ремонтах газораспределительной системы;

- при вводе в эксплуатацию газораспределительной системы;

- при негерметичности наружных газораспределительной системы.

Выбросы загрязняющих веществ, входящих в состав сжиженного углеводородного газа, в атмосферный воздух при эксплуатации газораспределительной системы происходят в условиях нормального ее функционирования, и при аварийных ситуациях. В условиях нормального функционирования выбросы загрязняющих веществ, входящих в состав сжиженного газа, в атмосферный воздух происходят:

- при проведении сливо-наливных операций и ремонтных работ на газонаполнительных станциях и автомобильных газозаправочных станциях;

- при заполнении резервуаров в групповых резервуарных установках, используемых для газоснабжения потребителей.

Примеры расчета выбросов загрязняющих веществ, входящих в состав природного газа, связанных с эксплуатацией газораспределительной системы, приведены в приложении Е.

Газопроводы газораспределительной системы в зависимости от давления транспортируемого природного газа подразделяются на:

- газопроводы высокого давления I категории – при рабочем давлении природного газа свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа для природного газа и газозаправочных смесей;

- газопроводы высокого давления II категории – при рабочем давлении природного газа свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа;

- газопроводы среднего давления – при рабочем давлении природного газа свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа;

- газопроводы низкого давления – при рабочем давлении природного газа до 0,005 МПа.

Требования настоящего технического кодекса обязательны для применения всеми юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, осуществляющими расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов газораспределительной системы, от газонаполнительных станций и автомобильных газозаправочных станций сжиженных углеводородных газов.

2 Нормативные ссылки

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

ТКП 17.08-08-2007 Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера.

Выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферный воздух. Правила расчета выбросов при пожарах

ГОСТ 17.2.1.01-76 Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу

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

ГОСТ 17.2.4.06-90 Охрана природы. Атмосфера. Методы определения скорости и расхода газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения

ГОСТ 17.2.4.07-90 Охрана природы. Атмосфера. Методы определения давления и температуры газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения

ГОСТ 17.2.4.08-90 Охрана природы. Атмосфера. Методы определения влажности газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения

ГОСТ 9544-93 Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 9789-75 Клапаны предохранительные пружинные полноподъемные

ГОСТ 20448-90 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия

ГОСТ 27578-87 Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта. Технические условия

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

СНиП 3.05.02-88 Газоснабжение

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 17.2.1.01, ГОСТ 17.2.1.04, [2], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 аварийные выбросы: Нерегламентируемые, непреднамеренные выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух в результате аварий, возникающих в случае выхода из строя механизма, агрегата, резервуара, газопровода и другого оборудования.

3.2 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).

3.3 ввод в эксплуатацию газораспределительной системы: Событие, фиксирующее готовность газораспределительной системы к использованию по назначению и документально оформленное в установленном порядке.

3.4 газопровод: Комплекс трубопроводов, оборудования, приборов, предназначенных для транспортирования горючих газов от какого-либо пункта до потребителей.

3.5 газопровод-ввод: Газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе в здание или до газопровода, размещенного внутри зданий и сооружений различного назначения.

3.6 газорегуляторный пункт (далее – ГРП), газорегуляторная установка (далее

– **ГРУ) и шкафной регуляторный пункт (далее – ШРП):** Комплекс оборудования для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительной системе.

3.7 газоснабжающая организация: Собственник объектов газораспределительной системы и (или) уполномоченное им лицо, осуществляющее снабжение газом потребителей газа и оказание услуг по транспортировке газа потребителям газа.

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

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

3.10 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 $2,24136 \times 10^{-2} \text{ м}^3$.

3.11 плановый ремонт: Ремонт, постановка на который осуществляется в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

3.12 природный газ: Добываемый на газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождениях газ, представляющий собой многокомпонентные смеси, состоящие из предельных углеводородов, в основном $\text{C}_1 - \text{C}_{10}$, и неуглеводородных компонентов [14].

3.13 распределительные газопроводы: Наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи природного газа к одному объекту (газорегуляторный пункт, промышленное предприятие, котельная и т.п.).

3.14 свеча: Техническое устройство в виде вертикальной трубы с оголовком для осуществления организованного выброса природного газа в атмосферный воздух [2].

3.15 сжиженный углеводородный газ: Газ, который при температуре окружающей среды ниже плюс 20 °С или давлении более 100 кПа или при совместном действии обоих этих условий обращается в жидкость [4].

3.16 газораспределительная система: Производственный комплекс, входящий в систему газоснабжения и состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для организации снабжения газом непосредственно потребителей газа.

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

3.18 стравливание газа: 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 [2].

3.19 техническое обслуживание: Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, хранении и транспортировании.

4 Правила расчета выбросов природного газа в атмосферный воздух от объектов газораспределительной системы

4.1 Общие требования к расчету

4.1.1 Выбросы природного газа от объектов газораспределительной системы рассчитываются как сумма выбросов от каждого источника выделений. Расчет количества выбросов природного газа из различных источников осуществляется на основании:

- параметров работы технологического оборудования или фактических характеристик оборудования, указанных в паспортах или предоставляемых заводами-изготовителями в соответствии с 4.1.4;

– технологических нормативов выбросов для данного типа оборудования.

4.1.2 В условиях нормального функционирования газораспределительной системы и в аварийных ситуациях в атмосферный воздух выбрасываются загрязняющие вещества, входящие в состав природного газа, наименование которых изложено в 4.1.3, и одорант этантиол (этилмеркаптан, код 1728), определяемый в соответствии с 4.2.8 и 4.2.9.

4.1.3 В соответствии с [1] загрязняющие вещества, входящие в состав природного газа, относятся к 4 классу опасности: 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). В целях настоящего технического кодекса принято, что нормирование выбросов и расчет массового выброса загрязняющих веществ, входящих в состав природного газа 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.

4.1.4 Валовой выброс природного газа от объектов газораспределительной системы 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 газораспределительной системе;

G^i - объем выброса природного газа на i -том источнике выброса в течение года, $\text{м}^3/\text{год}$;

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

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

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

ρ_g - плотность природного газа при стандартных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

M_g - массовый выброс природного газа, т/год.

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

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

где G^i - объем выброса природного газа при выполнении одной операции, м^3 ,

0,991 - коэффициент пересчета объема природного газа на метан;

ρ_g - плотность природного газа при стандартных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

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

4.1.6 При известном объеме выброса природного газа на i -том источнике выделения в течение года G_j^i , $\text{м}^3/\text{год}$, параметры природного газа на выходе из

ТКП 17.08-10-2008

источника выделения рассчитываются по формулам:

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

$$V^i = \frac{G_j^i}{\tau_{\text{еио}}}, \quad (3)$$

где $\tau_{\text{еио}}$ - продолжительность работы i-того источника выделения в течение года, с.

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

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

где S^i - площадь сечения устья i-го источника выделения, м², рассчитываемая по

формуле $S^i = \frac{\pi \times (d_y^i)^2}{4}$, где d_y^i - диаметр устья i-го источника выделения;

τ - продолжительность работы i-того источника выделения в течение года, с.

в) скорость природного газа при его критическом истечении из источника выделения согласно [8] равна 410 м/с.

4.1.7 Для расчета выбросов, за исключением особо оговариваемых условий, в настоящем техническом кодексе принимаются объем и плотность природного газа при стандартных условиях.

4.1.8 Состав природного газа, соответствующий средним фактическим значениям компонентного состава приведен в таблице А.1 (Приложение А). Расчет плотности и молярной массы природного газа при стандартных условиях приведен в Приложении А.

4.1.9 Коэффициент сжимаемости природного газа Z определяется с учетом фактических значений его компонентного состава в соответствии с ГОСТ 30319.2.

4.1.10 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.

4.1.11 Расчет выбросов природного газа от каждого i-того источника выделения производится в метрах кубических. Валовые выбросы природного газа от газораспределительной системы рассчитываются как сумма выбросов от каждого источника выделений. Далее в настоящем техническом кодексе при расчете валовых выбросов используется размерность тонн в год и для расчета выбросов за рассматриваемый период в формулы необходимо подставлять значения параметров за данный период.

4.1.12 В разделах 4.2-4.3 приводятся формулы расчета объема выбросов природного газа при проведении одной операции на одной единице технологического оборудования. Объем выброса природного газа на i-том источнике выброса в течение года равен сумме выбросов от всех типов оборудования на данном источнике выброса.

4.2 Выбросы при вводе в эксплуатацию, техническом обслуживании и плановых ремонтах газораспределительной системы

4.2.1 Объем выбросов природного газа при техническом обслуживании и плановых ремонтах газораспределительной системы, при продувке и заполнении газораспределительной системы, при вводе в эксплуатацию газопроводов, при присоединении вновь построенных газопроводов, при ремонте, эксплуатации, при установке и замене газовых счетчиков G_i м³, рассчитывается по формуле:

$$G_i = V_{\text{ио}} + V_i, \quad (5)$$

где $V_{\text{ио}}$ - объем выбросов природного газа при его стравливании перед началом работ и последующей продувке газопроводов по окончании работ, м³, определяемые в

соответствии с 4.2.2;

V_i – объем выбросов природного газа при регулировке и настройке оборудования, м³, определяемые в соответствии с 4.2.3.

4.2.2 Объем выбросов природного газа при его стравливании перед началом работ и при последующей продувке газопроводов по окончании работ V_{i0} , м³, согласно [3] рассчитывается по формуле:

$$V_{i0} = \frac{K \times V_g \times (P_a + D_g) \times 293,15 \times Z_{ct}}{P_a \times (273,15 + t_g) \times Z}, \quad (6)$$

где K – коэффициент, учитывающий реальное увеличение расхода газа на продувку, связанное с техническими сложностями точного определения момента завершения продувки, определяемый в соответствии с 4.2.4;

V_g – геометрический объем участка газопровода, м³, определяемый в соответствии с 4.2.5;

P_a – атмосферное давление, МПа;

P_g – давление газа в газопроводе при продувке, МПа;

t_g – температура природного газа в системе, °С;

293,15 – температура при стандартных условиях, К;

Z_{ct} – коэффициент сжимаемости природного газа при стандартных условиях;

Z – коэффициент сжимаемости природного газа при давлении P_g и температуре t_g , определяемый по ГОСТ 30319.2.

4.2.3 Объем выбросов природного газа при выполнении работ по регулировке и настройке регулирующей аппаратуры на ГРП, ШРП и ГРУ V_H , м³, согласно [5] и [11] рассчитывается по формуле:

$$V_i = 10^9 \times 9,24 \times d^2 \times \tau_f \times \frac{(P_a + D_g)}{(273,15 + t_g)} \times \sqrt{\frac{P_g}{\rho_g}}, \quad (7)$$

где d – диаметр свечи, через которую проводится продувка при регулировке и настройке регулирующей аппаратуры, м;

τ_f – фактическое время продувки при регулировке и настройке регулирующей аппаратуры, ч;

P_a , P_g , t_g – то же, что и в формуле (6);

ρ_g – плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м³.

4.2.4 При техническом обслуживании и плановых ремонтах газораспределительной системы при снижении давления до нуля и последующей продувке отключаемых участков после окончания работ коэффициент, учитывающий реальное увеличение расхода газа равен 2,25, при вводе в эксплуатацию газораспределительной системы равен 1,25. Присоединение вновь построенных газопроводов осуществляется прекращением подачи газа потребителям или снижением давления в газопроводе до значений, регламентируемых правилами безопасности в газовом хозяйстве. Расчет выбросов природного газа при присоединении вновь построенных газопроводов к действующим производится при коэффициенте K равном 2,25. Коэффициент может быть уменьшен в зависимости от технической оснащенности эксплуатационной организации и квалификации персонала, то есть при постоянном использовании переносных газоанализаторов для экспресс-анализа газа на наличие в нем воздуха.

4.2.5 Геометрический объем отключенного от сети участка газопровода V_g , м³, рассчитывается по формуле:

$$V_g = \frac{\pi \times d_t^2 \times l_t}{4}, \quad (8)$$

где d_t – средний диаметр газопровода, м, определяемый в соответствии с 4.2.6;

l_t – длина участка газопровода, м.

4.2.6 Средний диаметр газопровода d_t , м, рассчитывается по формуле:

$$d_t = \frac{d_1^2 \times l_1 + d_2^2 \times l_2 + \dots + d_n^2 \times l_n}{d_1 \times l_1 + d_2 \times l_2 + \dots + d_n \times l_n}, \quad (9)$$

где d_1, d_2, d_n – условные диаметры участков газопровода, м,

l_1, l_2, l_n – длины участков газопроводов соответствующих диаметров, м.

4.2.7 Объем выбросов природного газа при проверке работоспособности предохранительно-сбросных устройств G_{ncy}^i , м³, согласно [2], [10] рассчитывается по формуле:

$$G_{ncy}^i = q_{ncy}^i \times \tau_{ncy}^i \times N_{ncy}^i, \quad (10)$$

где q_{ncy}^i – расход газа i -тым типом предохранительно-сбросного устройства, м³/ч, определяемая по таблице Б.1 (приложение Б);

τ_{ncy}^i – продолжительность проверки i -того типа предохранительно-сбросного устройства, ч, определяемая по его паспортным данным;

N_{ncy}^i – количество работающих устройств i -того типа, шт.

4.2.8 Валовой выброс одоранта от объектов газораспределительной системы M_{od}^{te} , т/год, рассчитывается по формуле:

$$M_{od}^{te} = 0,016 \times G_{onep}^i \times n_i \times 10^{-6}, \quad (11)$$

где 0,016 – среднегодовая норма расхода этилмеркаптана на один кубический метр природного газа, г/м³, в случае применения в качестве одорантов других веществ, расход определяется в соответствии с требованиями ТНПА, регламентирующих их использование;

G_{onep}^i – объем выбросов природного газа при выполнении i -ой операции, м³;

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

4.2.9 Максимальный выброс одоранта от объектов газораспределительной системы, M_{od} , г/с, рассчитывается по формуле:

$$\dot{I}_{id} = \frac{0,016 \times G_{idod}^i}{1200}, \quad (12)$$

где 0,016 – то же, что в формуле (11);

G_{onep}^i – объем выбросов природного газа при выполнении i -ой операции, м³;

1200 – период осреднения, с.

4.3 Выбросы через неплотности оборудования и арматуры

4.3.1 Источниками выбросов на объектах газораспределительной системы через неплотности оборудования и арматуры являются:

- уплотнения неподвижные фланцевого типа: фланцы газопроводов и арматуры, уплотнения крышек лазов, люков и т.п.;
- уплотнения и затворы запорно-регулирующей арматуры;
- неплотности резьбовых и фланцевых соединений;
- предохранительно-сбросные устройства;
- контрольно-измерительные приборы и системы автоматики;
- нормально-закрытые свечные краны.

Расчет общего выброса от объекта при регламентном режиме его работы производится путем суммирования всех выбросов через неплотности оборудования и арматуры за принятый промежуток времени (секунда, час, сутки, год) и определяется в соответствии с 4.3.2.

4.3.2 Объем выбросов природного газа через неплотности оборудования и арматуры от источников выбросов, указанных в 4.3.1, вследствие их негерметичности G_c , м³/ч, согласно [12] рассчитывается по формуле:

$$G_c = V_g \times \frac{P_{\text{эца}} \times \Delta P \times \mu_B}{P_{\text{эни}} \times (P_a + P_{\text{эни}}) \times \mu_g \times \tau_g}, \quad (13)$$

где V_g – объем газопроводной полости, м³, определяемый в соответствии с 4.2.5;

$P_{\text{эца}}$ – избыточное давление газа в газораспределительной системе, МПа;

ΔP – допускаемое падение давления газа в газопроводных полостях, МПа, принимаемое по СНиП 3.05.02 и определяемое в соответствии с 4.3.3;

μ_B – вязкость воздуха, равная $17,179 \cdot 10^{-12}$ МПа·с;

$P_{\text{эни}}$ – давление газа в газораспределительной системе при проведении испытания, МПа;

P_a – атмосферное давление, МПа;

μ_g – вязкость газа, МПа·с, определяемая по ГОСТ 30319.1 и при стандартных условиях равная $10,962 \cdot 10^{-12}$ МПа·с;

τ_g – время проведения испытания газопроводной полости, ч.

4.3.3 Допускаемое падение давления газа в газопроводных полостях ΔP , МПа, рассчитывается по формуле:

$$\Delta P = 10^{-6} \times \frac{20 \times \tau_g}{d_t}, \quad (14)$$

где τ_g – время проведения испытания газопроводной полости, ч;

d_t – средний диаметр газопровода, м, определяемый в соответствии с 4.2.6.

5. Правила расчета выбросов сжиженного газа в атмосферный воздух от газонаполнительных станций и автомобильных газозаправочных станций

5.1 Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха

5.1.1 Газонаполнительные станции и автомобильные газозаправочные станции предназначены для приема, хранения и снабжения потребителей сжиженными углеводородными газами, на которых осуществляются следующие операции:

- прием сжиженных газов, поступающих в железнодорожных цистернах;
- слив и хранение сжиженных газов в резервуары базы хранения;

ТКП 17.08-10-2008

- слив неиспарившихся остатков из баллонов;
- наполнение баллонов и автоцистерн;
- заправка газобаллонных автомобилей;
- ремонт и техническое освидетельствование баллонов;
- техническое освидетельствование автоцистерн и резервуаров базы хранения.
- дегазация (пропарка) баллонов;
- окраска баллонов, расчет выбросов при которой в настоящем кодексе не производится.

5.1.2 При нормальном технологическом режиме работы газонаполнительной станции и автомобильной газозаправочной станции в атмосферный воздух выбрасываются паровая фаза сжиженного углеводородного газа, содержащая 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), этантиол (этилмеркаптан ($\text{C}_2\text{H}_6\text{S}$, код 1728)), сероводород (H_2S , код 0333), (далее – выброс сжиженного газа) и загрязняющие вещества, определяемые в зависимости от применяемого одоранта (далее – выброс одоранта).

5.1.3 В качестве одоранта могут применяться:

синтетический этилмеркаптан (следует классифицировать как этантиол (этилмеркаптан, код 1728));

смесь природных меркаптанов (СПМ) (следует классифицировать как СПМ в пересчете на этилмеркаптан, код 1716);

смесь синтетических меркаптанов (ССМ) (следует классифицировать как метантиол (метилмеркаптан, код 1715));

третичный бутилмеркаптан (следует классифицировать как 1-Бутантиол (бутилмеркаптан), код 1702);

тиофан (тетрагидротиофен) (следует классифицировать как тиофен (тиофуран), код 2420);

широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) (следует классифицировать как углеводороды предельные алифатического ряда $\text{C}_1\text{-C}_{10}$ (алканы), код 0401);

непредельные углеводороды: пропилен (следует классифицировать как пропен, код 0521) и бутилены (следует классифицировать как бут-1-ен, код 0502).

5.1.4 Компонентный состав сжиженного газа регламентируется ГОСТ 20448 и ГОСТ 27578. Состав сжиженного газа, соответствующий средним фактическим значениям компонентного состава в зависимости от марок приведен в таблице А.2 (Приложение А).

5.2 Общие требования к расчету

5.2.1 Выбросы загрязняющих веществ от газонаполнительных станций и автомобильных газозаправочных станций рассчитываются как сумма выбросов от каждого источника выделений.

5.2.2 Расчет выбросов сжиженного газа и одоранта от каждого i -того источника выделения производится в метрах кубических. Валовые выбросы сжиженного газа и одоранта на объектах газонаполнительных станций и автомобильных газозаправочных станций рассчитываются как сумма выбросов от каждого источника выделений. Далее в настоящем техническом кодексе при расчете валовых выбросов используется размерность тонн в год и для расчета выбросов за рассматриваемый период в формулы необходимо подставлять значения параметров за данный период.

5.2.3 В разделе 5.3 приводятся формулы расчета объема выбросов сжиженного газа и одоранта при проведении одной операции на одной единице технологического оборудования. Объем выброса сжиженного газа и одоранта на i -том источнике выброса в течение года равен сумме выбросов от всех типов оборудования на данном источнике выброса.

5.2.4 Валовой выброс сжиженного газа на основании определения параметров

работы технологического оборудования M_j^{te} , т/год рассчитывается по формуле:

$$M_j^{te} = 10^{-3} \times \sum_{i=1}^m (G^i \times \rho_2 \times r_j \times N^i), \quad (15)$$

где m - количество источников выброса;

G^i - объем выброса сжиженного газа на i -том источнике выброса в течение года, м³/год;

ρ_2 - плотность паровой фазы сжиженного газа, кг/м³, рассчитываемая в соответствии с 5.3.9;

r_j - объемная или массовая доля j -того загрязняющего вещества, входящего в состав сжиженного газа, определяемая по таблице А.2 (приложение А);

N^i - количество однотипных источников выбросов, шт.

5.2.5 Максимальный выброс сжиженного газа на основании определения параметров работы технологического оборудования M_i , г/с, рассчитывается по формуле:

$$\dot{I}_i = \frac{G^i \times \rho_2 \times r_j}{\tau_{\text{опер}}} \times 1000, \quad (16)$$

где G^i - объем выброса сжиженного газа при выполнении одной операции, м³,

ρ_2, r_j - то же, что и в формуле (15);

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

5.2.6 Для сжиженных газов по ГОСТ 27578 при массовой доле меркаптановой серы менее 0,001 % и для сжиженных газов по ГОСТ 20448 при массовой доле меркаптановой серы менее 0,002 % или интенсивности запаха менее 3 баллов сжиженные газы должны быть доодорированы. Валовой выброс одоранта M_{od}^{te} , т/год, рассчитывается по формуле:

$$M_{od}^{te} = \frac{(R_n - R_f) \times \hat{A}^i}{0,0005} \times G^i \times \rho_2 \times n_i \times 10^{-6}, \quad (17)$$

где R_n - нормативное значение содержания массовой доли меркаптановой серы в сжиженном газе, % мас.;

R_f - фактическое значение содержания массовой доли меркаптановой серы в сжиженном газе, % мас.;

B^i - норма расхода i -того типа одоранта, кг/т сжиженного газа на каждые 0,0005 % мас. содержания в сжиженном газе меркаптановой серы, определяемая по таблице Д.1 (приложение Д);

G^i - объем сжиженного газа, который был доодорирован i -тым типом одоранта в течении года, м³/год;

ρ_2 - плотность паровой фазы, сжиженного газа, кг/м³, определяемая в соответствии с 5.3.9.

n_i - однотипный одорант, применяемый при доодоризации сжиженного газа в течение года, шт.

5.2.7 Максимальный выброс одоранта, M_{od} , г/с, рассчитывается по формуле:

$$\dot{I}_{id} = \frac{(R_n - R_f) \times \hat{A}^i}{0,0005 \times 1200} \times G^i \times \rho_2, \quad (18)$$

где $R_n, R_f, B^i, G^i, \rho_2$ - то же, что в формуле (17).

5.3 Выбросы при проведении технологических операций со сжиженным углеводородным газом

5.3.1 Объем выбросов сжиженного газа при техническом обслуживании и плановых ремонтах газораспределительной системы, при продувке и заполнении газораспределительной системы, при вводе в эксплуатацию газопроводов, при присоединении вновь построенных газопроводов, при ремонте, эксплуатации, при установке и замене газовых счетчиков рассчитывается по формуле (5).

5.3.2 Объем выбросов паровой фазы сжиженного газа при внутреннем осмотре, ремонте и гидравлических испытаниях резервуаров и баллонов G_j , м³, согласно [13] рассчитывается по формуле:

$$G_j = G_{os} + G_{pr} + G_b, \quad (19)$$

где G_{os} – объем выбросов паровой фазы сжиженного газа из резервуаров, которые подлежат освобождению от газа при внутреннем осмотре, ремонте и гидравлических испытаниях, определяемый в соответствии с 5.3.3;

G_{pr} – объем выбросов паровой фазы сжиженного газа при продувке резервуаров после проведения внутренних осмотров, ремонта и гидравлических испытаний (если продувка производится парами сжиженного углеводородного газа), равный $1,2 \cdot G_{os}$, м³;

G_b – объем выбросов паровой фазы сжиженного газа при подготовке и проведении ремонта баллонов, равный объему газа в освобождаемых ремонтируемых баллонах при остаточном давлении, м³.

5.3.3 Объем выбросов паровой фазы сжиженного газа из резервуаров, которые подлежат освобождению от газа при внутреннем осмотре, ремонте и гидравлических испытаниях G_{os} , м³, рассчитывается по формуле:

$$G_{os} = V_{pod} + V_{nad} + V_p + V_a, \quad (20)$$

где V_{pod} – объем газа в освобождаемых подземных резервуарах при остаточном давлении, м³;

V_{nad} – объем газа в освобождаемых надземных резервуарах при остаточном давлении, м³;

V_p – объем газа в освобождаемых автоцистернах (цистернах-прицепах) при остаточном давлении, м³;

V_a – объем газа в освобождаемых баллонах газобаллонных автомобилей, м³.

5.3.4 Объем выбросов паровой фазы сжиженного газа на наружных газопроводах при его испытаниях на герметичность G_n , м³/ч, согласно [13] рассчитывается по формуле:

$$G_n = \frac{V_n \times \Delta P}{P} \times \tau_g, \quad (21)$$

где V_n – объем газопроводной полости, м³, определяемый в соответствии с 4.2.5;

ΔP – допустимая потеря давления газа в газопроводе при его испытании на герметичность за время 1 час, МПа, определяемая в соответствии с 4.3.3;

τ_g – время испытания газопровода на герметичность, ч;

P – давление в газопроводе при испытании на герметичность, МПа.

5.3.5 Объем выбросов паровой фазы сжиженного газа из резервуарных установок вследствие их негерметичности G_r , м³, согласно [13] рассчитывается по формуле:

$$G_r = 5,94 \times V_r \times (P_a + P_u) \times \frac{\Delta P}{\rho_s} \times \tau_r \times \sqrt{\frac{M_g}{T_B}}, \quad (22)$$

где V_r – объем резервуаров, м³

P_a - атмосферное давление, МПа;

P_u – упругость паров сжиженного газа при расчетной температуре, МПа.

ΔP – допустимая потеря давления газа в резервуаре при его испытании на герметичность за время 1 час, МПа, определяемая в соответствии с 4.3.3;

ρ_s - плотность двухфазной смеси сжиженного газа, кг/м³, определяемая в соответствии 5.3.7;

τ_r - время испытания резервуара на герметичность, ч;

M_g – молекулярная масса сжиженного газа, кг/кмоль, определяемая в зависимости от типа сжиженного газа соответствии с таблицей А.3 (Приложение А);

T_B – среднегодовая температура наружного воздуха, К.

5.3.6 Объем выбросов паровой фазы сжиженного газа из вентилях контроля уровня наполнения резервуаров базы хранения, автоцистерн, газобаллонных автомобилей при сливе газа из железнодорожных цистерн G_j , м³, согласно [13] рассчитывается по формуле:

$$G_j = 11,4 \times \pi \times d^2 \times K_1 \times \tau \times \sqrt{2 \times (P_{\text{эцá}} - P_a)} \times (\sqrt{\rho_s} + 2 \times \sqrt{\rho_2}), \quad (23)$$

где d - диаметр вентиля, м;

K_1 - коэффициент, учитывающий физико-химические свойства газов, равный 0,576 для сжиженных газов марок ПБА, ПА по ГОСТ 27578 и ПТ по ГОСТ 20448, 0,586 для сжиженных газов марок СПБТ по ГОСТ 27578 и БТ по ГОСТ 20448;

τ - время открытия вентиля, с;

$P_{\text{эцá}}$ - среднее избыточное давление газа в наполняемой емкости, МПа, равное сумме давлений насыщенных паров при температуре окружающего воздуха (или грунта для подземных резервуаров) и давлению газа, подаваемого компрессорами, равное 2 МПа. Для газобаллонных автомобилей среднее значение P_1 составляет 8 МПа;

P_a - атмосферное давление, МПа;

ρ_s - плотность двухфазной смеси сжиженного газа, кг/м³, определяемая в соответствии 5.3.7;

ρ_2 - плотность паровой фазы, сжиженного газа, кг/м³, определяемая в соответствии 5.3.9.

5.3.7 Плотность двухфазной смеси сжиженного газа, ρ_s , кг/м³, рассчитывается по формуле:

$$\rho_s = \rho_1 \times (1 - \lambda) + \lambda \times \rho_2, \quad (24)$$

где ρ_1 - плотность жидкой фазы при давлении P_1 , кг/м³, определяемая в соответствии 5.3.8;

λ - паросодержание выходящего газа, принимаемое для практических расчетов 0,2;

ρ_2 - плотность паровой фазы, сжиженного газа, кг/м³, определяемая в соответствии 5.3.9.

5.3.8 Плотность жидкой фазы при давлении P_1 и температуре t_g , ρ_1 кг/м³, рассчитывается по формуле:

$$\rho_1 = \rho_1^{i0} + \rho_1^{i0} \times \frac{(P_{\text{эцá}} - P_a) \times 273,15 - P_a \times t_g}{P_a \times (273,15 + t_g)}, \quad (25)$$

где ρ_1^{i0} – плотность жидкой фазы при температуре кипения и давлении 0,101325 МПа, кг/м³, определяемая в зависимости от типа сжиженного газа соответствии с таблицей

ТКП 17.08-10-2008

А.3 (Приложение А);

$P_{\text{еца}}$ - среднее избыточное давление газа в наполняемой емкости, МПа;

P_a - атмосферное давление, МПа;

t_g - температура сжиженного газа, °С.

5.3.9 Плотность паровой фазы, сжиженного газа ρ_2 , кг/м³, рассчитывается по формуле:

$$\rho_2 = \rho_2^{i0} + \rho_2^{i0} \times \frac{(P_{\text{еца}} - P_a) \times 273,15 - P_a \times t_g}{P_a \times (273,15 + t_g)} = \frac{(P_{\text{еца}} + P_a) \times 10^6}{Z \times R \times (273,15 + t_g)}, \quad (26)$$

где ρ_2^{i0} - плотность паровой фазы при нормальных условиях кг/м³, определяемая в зависимости от типа сжиженного газа соответствии с таблицей А.3 (Приложение А);

$P_{\text{еца}}$ - среднее избыточное давление газа в наполняемой емкости, МПа;

P_a - атмосферное давление, МПа;

t_g - температура сжиженного газа, °С.

Z - коэффициент сжимаемости сжиженного газа, принимаемый согласно [6] в зависимости от давления $P_{\text{еца}}$ и температуры t_g ;

R - газовая постоянная, Дж/(кг·К), определяемая в зависимости от типа сжиженного газа соответствии с таблицей А.3 (Приложение А).

5.3.10 Объем выбросов паровой фазы сжиженного газа, выпускаемой из шлангов по окончании слива железнодорожных цистерн, наполнении автоцистерн, заправке газобаллонных автомобилей G_j , м³, рассчитывается по формуле:

$$G_j = \frac{\pi \times d^2 \times l \times n \times \tau}{4}, \quad (27)$$

где d - диаметр шланга, м;

l - длина шланга, м;

n - количество шлангов, шт.

τ - время выпуска паровой фазы из шлангов, с, равное 60 для железнодорожных цистерн, 20 для автоцистерн, 8 для газобаллонных автомобилей.

5.3.11 Объем выбросов паровой фазы сжиженного газа, выпускаемой при снятии струбины с дополнительного вентиля газобаллонного автомобиля G_j , м³, рассчитывается по формуле:

$$G_j = \frac{\pi \times d^2 \times l \times \tau}{2}, \quad (28)$$

где d - диаметр полости струбины, м;

l - длина шланга, м;

τ - время выпуска сжиженного газа из струбины, с.

5.3.12 Объем выбросов паровой фазы сжиженного газа, выпускаемой при проверке срабатывания предохранительных клапанов G_j , м³, согласно [13] рассчитывается по формуле:

$$G_j = 10^{-6} \times 0,189 \times K_1 \times F \times \tau \times \sqrt{(P_1 + 0,101325) \times \rho_2}, \quad (29)$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий физико-химические свойства газов, равный 0,576 для сжиженных газов марок ПБА, ПА по ГОСТ 27578 и ПТ по ГОСТ 20448, 0,586 для сжиженных газов марок СПБТ по ГОСТ 27578 и БТ по ГОСТ 20448;

F - площадь сечения клапана, равная наименьшей площади сечения в проточной части, мм²;

τ - время открытия клапана, с;

P_1 - максимальное избыточное давление перед предохранительным клапаном, равное 1,472 МПа для сжиженных газов марок ПБА, ПА по ГОСТ 27578 и ПТ по ГОСТ 20448, 0,552 МПа для сжиженных газов марок СПБТ по ГОСТ 27578 и БТ по ГОСТ 20448;

ρ_2 - плотность паровой фазы сжиженного газа, кг/м³, определяемая в соответствии со второй частью формулы (26) при коэффициенте сжимаемости равном 0,75 для сжиженных газов марок ПБА, ПА по ГОСТ 27578 и ПТ по ГОСТ 20448, 0,88 для сжиженных газов марок СПБТ по ГОСТ 27578 и БТ по ГОСТ 20448, для соответствующих P_1 и температуре t_g равной 45 °С для сжиженных газов марок ПБА, ПА по ГОСТ 27578 и ПТ по ГОСТ 20448, 61 °С для сжиженных газов марок СПБТ по ГОСТ 27578 и БТ по ГОСТ 20448.

Характеристики предохранительных клапанов на резервуарах различной вместимости приведены в таблицах В.1, В.2 (Приложение В).

5.3.13 Валовой выброс паровой фазы сжиженного газа при эксплуатации i -того типа оборудования для наполнения, слива, освидетельствования баллонов M_i , т/ч, рассчитывается по формуле:

$$\dot{I}_j = 10^{-6} \times K_i \times P_u \times q, \quad (30)$$

где K_i - коэффициент, учитывающий утечки газа от i -того типа струбины на запорном устройстве баллона, при наполнении баллонов емкостью 50 л равен 2, при наполнении баллонов емкостью 5 л и 27 л равен 1,5, при сливе баллонов равен 1,5;

P_u - производительность установки, бал./ч (баллонов в час), определяемая по таблице Г.1 (Приложение Г);

q - технологически неизбежная утечка при наполнении или сливе одного баллона, г/бал. (грамм на 1 баллон), равная для баллонов емкостью 50 л 2,4 г, для баллонов емкостью 27 л 1,7 г, для баллонов емкостью 5 л 1,1 г.

5.3.14 Валовой выброс сжиженного газа через неплотности резьбовых и фланцевых соединений i -того типа M^i , т/год, рассчитывается по формуле:

$$\dot{I}^i = 156,37 \times P_{\text{эца}} \times K_n \times \pi \times d^2 \times N_i \times \sqrt{\frac{M_g}{273,15 + t_g}}, \quad (31)$$

где 156,37 – эмпирический коэффициент, с^{0,5}·см²/м³;

$P_{\text{эца}}$ – избыточное давление газа в газораспределительной системе, МПа;

K_n – коэффициент негерметичности, характеризующий падение давления в системе, 1/ч, определяемый в зависимости от типа емкости в соответствии с таблицей В.3 (Приложение В);

d – диаметр газопровода, м;

N_i - количество резьбовых и фланцевых соединений i -го типа, шт;

M_g – молекулярная масса сжиженного газа, кг/кмоль, определяемая в зависимости от типа сжиженного газа в соответствии с таблицей А.3 (Приложение А);

t_g – температура сжиженного газа в системе, °С.

6 Правила расчета аварийных выбросов при повреждении газораспределительной системы

6.1.1 Выброс природного и сжиженного газов и одорантов при повреждениях газораспределительной системы рассчитывается в зависимости от давления газа в

ТКП 17.08-10-2008

газопроводе и размера повреждения газопровода согласно [8]. Выбросы загрязняющих веществ в результате возгорания природного и сжиженного углеводородного газов при повреждениях газораспределительной системы рассчитываются в соответствии с ТКП 17.08-08.

6.1.2 Валовой выброс природного газа в атмосферный воздух при авариях газораспределительной системы M_j^{te} , т/авария, рассчитывается по формуле:

$$M_j^{te} = 10^{-3} \times 0,991 \times \rho_g \times \left(\sum_j D_j + \sum_j S_j \right), \quad (32)$$

где j – участок, на котором произошла авария;

0,991 - коэффициент пересчета природного газа на метан;

ρ_g – плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м³;

D_j – объем выброса природного газа в атмосферный воздух от начала повреждения до момента отсечки j -того участка газопровода, м³/авария, определяемый в соответствии с 6.1.4;

S_j – объем выброса природного газа в атмосферный воздух при освобождении газопровода после отсечки j -того поврежденного участка, м³/авария, определяемый в соответствии с 6.1.5.

6.1.3 Валовой выброс сжиженного газа в атмосферный воздух при авариях газораспределительной системы M_j^{te} , т/авария, рассчитывается по формуле:

$$M_j^{te} = 10^{-3} \times \rho_2 \times r_j \times \sum_j H_j, \quad (33)$$

где j – участок, на котором произошла авария;

ρ_2 – плотность паровой фазы сжиженного газа, кг/м³, рассчитываемая в соответствии с 5.3.9;

r_j – объемная или массовая доля j -того загрязняющего вещества, входящего в состав сжиженного газа, определяемая по таблице А.2 (приложение А);

H_j – объем выброса сжиженного газа в атмосферный воздух, м³/авария, определяемый в соответствии с 6.1.6.

6.1.4 Объем выброса газа в атмосферный воздух от момента аварии до момента отсечки j -того участка газопровода в результате его повреждения D_j , м³/авария, рассчитывается по формуле:

$$D_j = 10^{-6} \times \frac{K_i \times \pi \times (d_{1j})^2 \times \tau_j \times (P_a + P_{\text{эсá}}^j)}{8 \times \sqrt{273,15 + t_g^j}}, \quad (34)$$

где j – участок, на котором произошла авария;

K_i – коэффициент интенсивности истечения газа из j -того участка газопровода, при условии, что давление в газопроводе $P_{\text{эсá}} < 0,08435$ МПа и, соответственно, имеется докритический режим истечения газа, равный 6,35, при условии, что давление в газопроводе $P_{\text{эсá}} \geq 0,08435$ МПа и, соответственно, имеется критический режим истечения газа равный 28,75;

d_{1j} – диаметр отверстия в газопроводе, возникшего в результате разрыва j -того участка газопровода, мм;

τ_j – длительность истечения газа из j-го участка газопровода, с;

P_a – атмосферное давление, МПа;

$P_{\text{эца}}^j$ – избыточное давление в j-том участке газопровода до момента разрыва, МПа;

t_g^j – температура газа в системе, °С.

6.1.5 Объем выброса газа в атмосферный воздух при освобождении газопровода после отсечки j-го поврежденного участка, S_j , м³/авария, рассчитывается по формуле:

$$S_j = 10^{-3} \times \frac{\pi \times (d_{2j})^2 \times L_j \times (P_a + P_{\text{эца}}^j)}{4 \times R \times (273,15 + t_g^j)}, \quad (35)$$

где j – участок, на котором произошла авария;

d_{2j} – внутренний диаметр j-го участка газопровода, мм;

P_a – атмосферное давление, МПа;

$P_{\text{эца}}^j$ – избыточное давление в газопроводе до момента разрыва, МПа;

L_j – длина участка газопровода на котором произошла авария, отсеченного запорными кранами, м;

R – газовая постоянная, принимаемая равной для природного газа 507,5 Дж/(кг·К), для сжиженного газа определяемая в зависимости от его типа по таблице А.3 (Приложение А);

t_g^j – температура газа в системе, °С.

6.1.6 Объем выброса сжиженного газа в атмосферный воздух H_j , м³/авария, рассчитывается по формуле:

$$H_j = \frac{Q_g \times V_j \times K}{Q_o}, \quad (36)$$

где Q_g – удельная теплота сгорания газа, МДж/кг, определяемая в зависимости от типа сжиженного газа в соответствии с таблицей А.3 (Приложение А);

Q_o – константа, за которую принята теплота взрыва типового взрывчатого вещества тринитротолуола равная 4,52 МДж/кг;

V_j – объем газа, поступившего в результате аварии в атмосферный воздух, м³;

K – коэффициент участия горючих газов и паров во взрыве, для неорганизованных парогазовых облаков в незамкнутом пространстве с большой массой горючих веществ коэффициент участия во взрыве равен 0,1, для помещений, зданий, сооружений и других замкнутых объемов коэффициент участия во взрыве равен 0,5.

6.1.7 Валовой выброс одоранта, входящего в состав природного газа, в атмосферный воздух при авариях газораспределительной системы $M_{C_2H_6S}^{te}$, т/авария, рассчитывается по формуле:

$$M_{C_2H_6S}^{te} = 10^{-6} \times 0,024 \times \rho_g \times \left(\sum_j D_j + \sum_j S_j \right), \quad (37)$$

где 0,024 – среднегодовая норма расхода этилмеркаптана на одну тонну природного газа, кг/т, в случае применения в качестве одорантов других веществ, расход определяется в соответствии с требованиями ТНПА, регламентирующих их

ТКП 17.08-10-2008

использование;

ρ_g, D_j, S_j – то же, что и в формуле (32).

6.1.8 Валовой выброс одоранта, входящего в состав сжиженного газа, в атмосферный воздух при авариях газораспределительной системы M_{od}^{te} , т/авария, рассчитывается по формуле:

$$M_{od}^{te} = 10^{-6} \times N_o \times \rho_2 \times \sum_j H_j, \quad (38)$$

где N_o - среднегодовая норма расхода одоранта на одну тонну сжиженного газа или среднегодовой содержание меркаптановой серы в сжиженном газе, кг/т, определяется в зависимости от количества и марки применяемого одоранта или среднегодового содержания меркаптановой серы в сжиженном газе соответствии с требованиями ТНПА, регламентирующих их использование;

ρ_2, H_j – то же, что и в формуле (33).

Приложение А

(справочное)

Свойства природного и сжиженного газа

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

Компонент природного газа	Молярная масса, кг/моль	Объемная доля	Плотность, кг/м ³
Метан	16,043	0,98008	0,6682
Этан	30,07	0,00811	1,2601
Пропан	44,097	0,00211	1,8641
изо-Бутан	58,123	0,00035	2,4880
n-Бутан	58,123	0,00035	2,4956
изо-Пентан	72,15	0,00007	3,1470
n-Пентан	72,15	0,00006	3,1740
Гексан	86,18	0,00002	3,8980
Азот	28,014	0,00835	1,1649
Кислород	32,0	0,00007	1,3311
Углерода диоксид	44,01	0,00043	1,8393

Молярная масса природного газа кг/моль:

$$M_g = \sum(M_i \times r_i) = 16,043 * 0,98008 + 30,07 * 0,00811 + 44,097 * 0,00211 + 58,123 * 0,00035 + 58,123 * 0,00035 + 72,15 * 0,00007 + 72,15 * 0,00006 + 86,18 * 0,00002 + 28,014 * 0,00835 + 32,0 * 0,00007 + 44,01 * 0,00043 = 16,367 \quad \text{А.1}$$

Плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м³:

$$\rho_{\bar{A}} = \frac{\sum(M_i \times r_i)}{22,66} \times \frac{273,15 \times P_g}{T_g \times 0,101325} = \frac{16,367}{22,66} \times \frac{273,15 \times 0,101325}{293,15 \times 0,101325} = 0,673 \quad \text{А.2}$$

ТКП 17.08-10-2008

Таблица А.2 – Состав сжиженного газа, соответствующий осредненным среднемесячным значениям компонентного состава сжиженного газа, отгружаемого с Белорусского газоперерабатывающего завода в 2007 году

Компонент сжиженного газа	Молярная масса, кг/моль	Содержание для марки				
		Пропан технический ГОСТ 20448	Смесь пропана и бутана технических ГОСТ 20448	Бутан технический ГОСТ 20448	Пропан автомобильный ГОСТ 27578	Пропан-бутан автомобильный ГОСТ 27578
Метан	16,043	0,23	0,42	0,03	0,36	0,38
Этан	30,07	1,64	2,94	0,22	2,54	2,69
Пропан	44,097	94,08	49,93	1,3	91,38	49,38
изо-Бутан	58,123	1,81	18,22	0,58	2,55	18,98
n-Бутан	58,123	2,13	27,70	96,76	2,88	27,72
Сумма изо-пентана и n-пентана	72,15	0,11	0,79	1,11	0,29	0,85
Меркаптановая сера	62,136	0,001	0,0017	0,0017	0,001	0,001
Сероводород	34,082	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003

Примечания

- Для компонентов метан, этан, пропан, изо-бутан, n-бутан и сумма изо-пентана и n-пентана содержание их в сжиженном газе дано в % об, для компонентов меркаптановая сера и сероводород в % масс.
- Меркаптановая сера при выбросе сжиженного газа в атмосферный воздух классифицируется как этантиол (этилмеркаптан), код 1728

Таблица А.3 – Основные свойства сжиженного газа

Наименование свойства	Пропан технический ГОСТ 20448	Смесь пропана и бутана технических ГОСТ 20448	Бутан технический ГОСТ 20448	Пропан автомобильный ГОСТ 27578	Пропан-бутан автомобильный ГОСТ 27578
Молекулярная масса, кг/кмоль	44,386	50,229	58,022	44,483	50,402
Плотность жидкой фазы при температуре кипения и давлении 0,101325 МПа, кг/м ³	583,3	586,0	600,0	582,9	586,2
Плотность газовой фазы при нормальных условиях, кг/м ³	1,982	2,242	2,590	1,986	2,250
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	187,32	165,53	143,30	186,92	164,96
Удельная теплота сгорания, МДж/кг	46,4	46,0	45,3	46,4	46,0

Приложение Б

(справочное)

Нормы расхода природного газа при проверке работоспособности ПСУ

Таблица Б.1 – Расход природного газа предохранительно-сбросными устройствами

Наименование прибора	Расход газа, м ³ /час
Прибор «Защита-2»	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
Клапан ПСК-50	0,5
Гидропредохранитель ГП-50	28

Приложение В
(справочное)

Характеристики предохранительных клапанов на резервуарах различной вместимости

Таблица В.1 – Надземные резервуары

Обозначение резервуара	Тип клапана	Площадь сечения клапана F, мм ²
ПС 10	СППК4-50-40	360,30
ПС 25		715,44
ПС 50		1109,54
ПС 100	СППК4-100-40	1791,18
ПС 160		2676,75
ПС 200		3129,24
БС 50	СППК4-80-16	2039,45
БС 100	СППК4-100-16	3299,83
БС 160		4935,60
БС 200		5916,50

Таблица В.2 – Подземные резервуары

Обозначение резервуара	Тип клапана	Площадь сечения клапана F, мм ²
ПС 10	СППК4-50-40	108,1
ПС 25		214,63
ПС 50		332,86
ПС 100		537,35
ПС 160		803,02
ПС 200	СППК4-80-40	938,77
БС 50	СППК4-50-60	611,83
БС 100		989,95
БС 160	СППК4-80-16	1480,68
БС 200		1774,95

Таблица В.3 – Значения коэффициента негерметичности

Наименование емкости	Среда	Коэффициент негерметичности, 1/ч
Сосуды, газовые компрессоры, технологическое оборудование с трубопроводами		
	вновь установленные	токсичная пожаро- и взрывоопасная
подвергаемые повторному испытанию	пожаро- и взрывоопасная	0,005
Трубопроводы для горючих, токсичных и сжиженных газов	токсичная и горючая	0,001
	горючая	0,002

Приложение Г

(справочное)

Производительность установок по наполнению, сливу и пропарке баллонов

Таблица Г.1 – Производительность установок по наполнению, сливу и пропарке баллонов

Наименование оборудования	Марка тип	Производительность, баллонов в час
Установка полуавтоматическая для наполнения баллонов	УПНБ-04	емкостью 27л-110
		емкостью 50 л -90
Установка наполнения баллонов емкостью 50 л	УНБ	400
Установка наполнительная карусельная емкостью 50 л	УНК-18	300
Карусельный газовый агрегат для наполнения баллонов емкостью 27 л	МКГА-27	240
Установка карусельная для наполнения баллонов емкостью 5 л	УНБ-5	355
	УНБ-8	455
Пост наполнения баллонов емкостью 5 л	-	25
Станок для слива газа из баллонов емкостью 50 л	ТХД 1-50	43
Станок для слива газа из баллонов емкостью 27 л	ТХД1-27	18
Установка сливная	УСБ 5-8	357
Пост сливной	УСБ 5-1	40
Пост наполнения и слива газа	ПНС-1	60
Станок для слива газа из баллонов емкостью 50 л		полных - 24
		с остатками от 2 до 5 кг - 43
Установка пропарки баллонов	УП	28

Приложение Д
(справочное)**Количество добавляемого одоранта в сжиженный углеводородный газ****Таблица Д.1 – Количество добавляемого одоранта в сжиженный углеводородный газ**

Наименование одоранта	Массовая доля в одоранте меркаптановой серы, %	Количество добавляемого одоранта в сжиженный углеводородный газ при соответствующей массовой доле в одоранте меркаптановой серы, кг/т
Этилмеркаптан	0,002	0,01
СПМ	0,37	0,014
ССМ	0,24	0,021
Третичный бутилмеркаптан	0,002	0,01
Тиофан	0,002	0,01
ШФЛУ	0,003	4,5
Пропилен	0,002	50,0
Бутилены	0,002	50,0

Приложение Е
(справочное)
Пример расчета выбросов

Е.1 Выбросы при техническом обслуживании и плановых ремонтах газорегуляторных пунктов

Исходные данные для расчета:

Газопровод и оборудование ГРП низкого давления до 0,005 МПа

Объем газопроводной полости ГРП для типового проекта ТП905-18 – 0,4181 м³;

Объем газопроводной полости ГРП объемного типа ГРПОБ-2-50 – 0,0888 м³;

Атмосферное давление – 0,101325 МПа;

Температура природного газа – 6⁰С.

Диаметр свечи, через которую проводится выброс газа при регулировке и настройке регулирующей аппаратуры – 0,020 м

Фактическое время выброса природного газа при регулировке и настройке регулирующей аппаратуры – 0,2 ч

Давление при настройке оборудования ГРП – 0,0043 МПа

Объем выбросов природного газа при его стравливании перед началом работ и продувку газопроводов по окончании работ при давлении P=0,005 МПа и T=279,15 К для ТП905-18 по формуле (6) равен:

$$G_i = \frac{2,25 \times 0,4181 \times (0,101325 + 0,005) \times 293,15 \times 0,997297}{0,101325 \times (273,15 + 6) \times 0,9897} = 0,9, \quad \text{м}^3$$

Объем выбросов природного газа при выполнении работ по регулировке и настройке регулирующей аппаратуры на ТП905-18 и ГРПОБ-2-50 по формуле (7) равен:

$$G_i = 10^9 \times 9,24 \times 0,02^2 \times 0,2 \times \frac{(0,101325 + 0,0043)}{(273,15 + 6)} \times \sqrt{\frac{0,0043}{0,668}} = 20,2, \quad \text{м}^3$$

Далее по аналогии производим расчеты для газопроводов и оборудования среднего и высокого давлений, результаты расчетов сводим в таблицу:

Газопроводы и оборудование ГРП	Давление при настройке оборудования ГРП, МПа	Коэффициент сжимаемости газа при T=279,15	Объем выбросов газа при настройке оборудования ГРП, м ³	Объем выбросов газа при проведении работ, м ³	
				ТП905-18	ГРПОБ-2-50
низкое давление до 0,005 МПа	0,004	0,9897 при P=0,005 МПа	21,50	1,04	0,22
среднее давление от 0,005 до 0,3 МПа	0,155	0,9600 при P=0,3 МПа	325,74	4,06	0,86
высокое давление от 0,3 до 0,6 МПа	0,265	0,9280 при P=0,6 МПа	608,70	7,35	1,56
высокое давление от 0,6 до 1,2 МПа	0,430	0,8572 при P=1,2 МПа	1124,63	14,76	3,14

С учетом периодичности выполнения технического обслуживания и плановых ремонтных работ в ГРП согласно [7] рассчитываем объем выбросов природного газа. С учетом 4.1.2 по формуле (1) рассчитываем валовой выброс метана и по формуле (11)

ТКП 17.08-10-2008

рассчитываем валовой выброс этилмеркаптана, результаты расчета сводим в таблицу:

Газопроводы и оборудование ГРП	ТП905-18			ГРПОБ-2-50		
	объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс, т/год		объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс, т/год	
		метан	этилмеркаптан		метан	этилмеркаптан
низкое давление до 0,005 МПа	67,64	0,045	$1,08 \cdot 10^{-6}$	65,17	0,043	$1,04 \cdot 10^{-6}$
среднее давление от 0,005 до 0,3 МПа	989,42	0,660	$1,58 \cdot 10^{-5}$	979,82	0,653	$1,57 \cdot 10^{-5}$
высокое давление от 0,3 до 0,6 МПа	1848,16	1,233	$2,96 \cdot 10^{-5}$	1830,79	1,221	$2,93 \cdot 10^{-5}$
высокое давление от 0,6 до 1,2 МПа	3418,19	2,280	$5,47 \cdot 10^{-5}$	3383,31	2,256	$5,41 \cdot 10^{-5}$

Е.2 Выбросы при техническом обслуживании и плановых ремонтах наружных газопроводов

Исходные данные для расчета соответствуют примеру Ж.1.

Расчет выбросов природного газа производим для газопровода длиной 1 км.

Диаметр газопровода, мм	Объем газопровода протяженностью 1 км, м ³	Низкое давление до 0,005 МПа			Среднее давление от 0,005 до 0,3 МПа		
		объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс, т/год		объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс, т/год	
			метан	этилмеркаптан		метан	этилмеркаптан
32	0,8042	1,81	0,0012	0	7,61	0,0051	0
50	1,9634	4,42	0,0029	0	18,59	0,0124	0
63	3,1172	7,02	0,0047	0	29,51	0,0197	0
75	4,4177	9,94	0,0066	0	41,82	0,0279	0
90	6,3615	14,32	0,0096	0	60,23	0,0402	0
100	7,8538	17,68	0,0118	$2,83 \cdot 10^{-7}$	74,35	0,0496	$1,19 \cdot 10^{-6}$
125	12,2715	27,62	0,0184	$4,42 \cdot 10^{-7}$	116,18	0,0775	$1,86 \cdot 10^{-6}$
150	17,6709	39,78	0,0265	$6,36 \cdot 10^{-7}$	167,30	0,1116	$2,68 \cdot 10^{-6}$
200	31,4150	70,72	0,0472	$1,13 \cdot 10^{-6}$	297,42	0,1984	$4,76 \cdot 10^{-6}$
250	49,0859	110,50	0,0737	$1,77 \cdot 10^{-6}$	464,71	0,3099	$7,44 \cdot 10^{-6}$
300	70,6838	159,12	0,1061	$2,55 \cdot 10^{-6}$	669,18	0,4463	$1,07 \cdot 10^{-5}$

Диаметр газопровода, мм	Объем газопровода протяженностью 1 км, м ³	Высокое давление от 0,3 до 0,6 МПа			Высокое давление от 0,6 до 1,2 МПа		
		объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс, т/год		объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс, т/год	
			метан	этилмеркаптан		метан	этилмеркаптан
32	0,8042	13,92	0,0093	0	28,16	0,0188	0
50	1,9634	33,99	0,0227	0	68,76	0,0459	0
63	3,1172	53,96	0,0360	$8,63 \cdot 10^{-7}$	109,16	0,0728	$1,75 \cdot 10^{-6}$
75	4,4177	76,48	0,0510	$1,22 \cdot 10^{-6}$	154,71	0,1032	$2,48 \cdot 10^{-6}$
90	6,3615	110,13	0,0735	$1,76 \cdot 10^{-6}$	222,78	0,1486	$3,56 \cdot 10^{-6}$
100	7,8538	135,96	0,0907	$2,18 \cdot 10^{-6}$	275,04	0,1834	$4,40 \cdot 10^{-6}$
125	12,2715	212,44	0,1417	$3,40 \cdot 10^{-6}$	429,75	0,2866	$6,88 \cdot 10^{-6}$
150	17,6709	305,92	0,2040	$4,89 \cdot 10^{-6}$	618,84	0,4127	$9,90 \cdot 10^{-6}$
200	31,4150	543,86	0,3627	$8,70 \cdot 10^{-6}$	1100,16	0,7337	$1,76 \cdot 10^{-5}$
250	49,0859	849,78	0,5668	$1,36 \cdot 10^{-5}$	1719,00	1,1465	$2,75 \cdot 10^{-5}$
300	70,6838	1223,68	0,8161	$1,96 \cdot 10^{-5}$	2475,36	1,6509	$3,96 \cdot 10^{-5}$

Е.3 Выбросы через неплотности резьбовых и фланцевых соединений вследствие негерметичности газопроводов и оборудования ГРП

Исходные данные для расчета:

Газопровод и оборудование ГРП низкого давления до 0,005 МПа

Атмосферное давление – 0,101325 МПа;

Температура природного газа – 6⁰С.

В населенном пункте работают 8 ГРП типа ТП905-18 и 12 ГРП типа ГРПОБ-2-50;

Объем газопроводной полости ГРП для типового проекта ТП905-18 – 0,4181 м³;

Объем газопроводной полости ГРП объемного типа ГРПОБ-2-50 – 0,0888 м³;

Избыточное давление газа в газораспределительной системе – 0,005 МПа;

Допускаемое падение давления газа в проверяемых газопроводных полостях, МПа, принимаемое по СНИП 3.05.02 для газопроводов низкого давления равно $0,1 \cdot 10^{-2}$;

Допускаемое падение давления газа в проверяемых газопроводных полостях, МПа, принимаемое по СНИП 3.05.02 для газопроводов среднего давления равно $0,3 \cdot 10^{-2}$;

Допускаемое падение давления газа в проверяемых газопроводных полостях, МПа, принимаемое по СНИП 3.05.02 для газопроводов высокого давления от 0,3 до 0,6 МПа равно $0,6 \cdot 10^{-2}$;

Допускаемое падение давления газа в проверяемых газопроводных полостях, МПа, принимаемое по СНИП 3.05.02 для газопроводов высокого давления свыше 0,6 МПа равно $1,2 \cdot 10^{-2}$;

Вязкость воздуха, равная $17,179 \cdot 10^{-12}$ МПа·с;

Давление газа в газораспределительной системе при проведении испытания для газопроводов низкого давления равно 0,1 МПа;

Время проведения испытания газопроводной полости 12 ч.

Вязкость газа, определяемая по ГОСТ 30319.1 равна $11,165 \cdot 10^{-12}$ МПа·с;

Объем выбросов природного газа через неплотности резьбовых и фланцевых соединений вследствие негерметичности газораспределительной системы от ГРП типа ТП905-18 по формуле (13) равен:

$$G_c = 0,4181 \times \frac{0,005 \times 0,1 \times 10^{-2} \times 17,179 \times 10^{-12}}{0,1 \times (0,101325 + 0,1) \times 11,165 \times 10^{-12} \times 12} = 1,33 \times 10^{-5}, \quad \text{м}^3/\text{ч}$$

Далее по аналогии производим расчеты для газопроводов и оборудования среднего и высокого давлений, результаты расчетов сводим в таблицу:

Газопроводы и оборудование ГРП	ТП905-18 для 8 шт.		ГРПОБ-2-50 для 12 шт.	
	объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс метана, т/год	объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс метана, т/год
низкое давление до 0,005 МПа	0,934	0,001	0,297681	0,0002
среднее давление от 0,005 до 0,3 МПа	28,124	0,019	8,959919	0,0059
высокое давление от 0,3 до 0,6 МПа	32,187	0,021	10,25442	0,0068
высокое давление от 0,6 до 1,2 МПа	34,694	0,023	11,05286	0,0073

Примечание – Валовой выброс этилмеркаптана составляет менее $1,4 \cdot 10^{-7}$ и поэтому для данных типов ГРП не нормируется

Е.4 Выбросы через неплотности резьбовых и фланцевых соединений вследствие негерметичности наружных газопроводов

Исходные данные для расчета соответствуют примеру Ж.3.

Расчет выбросов природного газа производим для газопровода длиной 1 км.

Диаметр газопровода, мм	Объем газопровода протяженностью 1 км, м ³	Низкое давление до 0,005 МПа		Среднее давление от 0,005 до 0,3 МПа		
		объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс метана, т/год	объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс, т/год	
					метан	этилмеркаптан
32	0,8042	0,2247	0,0001	6,7622	0,0045	0
50	1,9634	0,5485	0,0004	16,5092	0,0109	0
63	3,1172	0,8708	0,0006	26,2101	0,0174	0
75	4,4177	1,2341	0,0008	37,1458	0,0246	0
90	6,3615	1,7771	0,0012	53,4899	0,0354	$8,55 \cdot 10^{-7}$
100	7,8538	2,1940	0,0015	66,0369	0,0437	$1,05 \cdot 10^{-6}$
125	12,2715	3,4281	0,0023	103,1827	0,0683	$1,65 \cdot 10^{-6}$
150	17,6709	4,9365	0,0033	148,5831	0,0984	$2,37 \cdot 10^{-6}$
200	31,4150	8,7760	0,0058	264,1478	0,1749	$4,22 \cdot 10^{-6}$
250	49,0859	13,7124	0,0091	412,7309	0,2732	$6,60 \cdot 10^{-6}$
300	70,6838	19,7459	0,0131	594,3325	0,3934	$9,50 \cdot 10^{-6}$

Примечание – Валовой выброс этилмеркаптана составляет менее $3,16 \cdot 10^{-7}$ и поэтому для газопроводов низкого давления не нормируется

Диаметр газопровода, мм	Объем газопровода протяженностью 1 км, м ³	Высокое давление от 0,3 до 0,6 МПа			Высокое давление от 0,6 до 1,2 МПа		
		объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс, т/год		объем выбросов газа, м ³ /год	валовой выброс, т/год	
			метан	этилмерк аптан		метан	этилмерк аптан
32	0,8042	7,7392	0,0051	$1,23 \cdot 10^{-7}$	8,3418	0,0055	$1,33 \cdot 10^{-7}$
50	1,9634	18,8944	0,0125	$3,02 \cdot 10^{-7}$	20,3656	0,0135	$3,25 \cdot 10^{-7}$
63	3,1172	29,9968	0,0199	$4,79 \cdot 10^{-7}$	32,3324	0,0214	$5,17 \cdot 10^{-7}$
75	4,4177	42,5125	0,0281	$6,80 \cdot 10^{-7}$	45,8226	0,0303	$7,33 \cdot 10^{-7}$
90	6,3615	61,2180	0,0405	$9,79 \cdot 10^{-7}$	65,9846	0,0437	$1,05 \cdot 10^{-6}$
100	7,8538	75,5777	0,0500	$1,20 \cdot 10^{-6}$	81,4624	0,0539	$1,30 \cdot 10^{-6}$
125	12,2715	118,0902	0,0782	$1,88 \cdot 10^{-6}$	127,2850	0,0843	$2,03 \cdot 10^{-6}$
150	17,6709	170,0499	0,1126	$2,72 \cdot 10^{-6}$	183,2905	0,1213	$2,93 \cdot 10^{-6}$
200	31,4150	302,3109	0,2001	$4,83 \cdot 10^{-6}$	325,8497	0,2157	$5,21 \cdot 10^{-6}$
250	49,0859	472,3608	0,3127	$7,55 \cdot 10^{-6}$	509,1402	0,3370	$8,14 \cdot 10^{-6}$
300	70,6838	680,1995	0,4503	$1,08 \cdot 10^{-6}$	733,1619	0,4853	$1,17 \cdot 10^{-6}$

Е.5 Выбросы природного газа при проверке работоспособности и срабатывания предохранительно-сбросных устройств

Исходные данные для расчета:

Продолжительность проверки предохранительно-сбросного устройства – 0,32 ч;

Пропускная способность устройства типа ПСК-50 – 0,5 м³/ч;

Пропускная способность устройства типа ГП-50 – 28 м³/ч;

Количество предохранительно-сбросных устройств типа ПСК-50 – 40 шт.;

Количество предохранительно-сбросных устройств типа ГП-50 – 25 шт.;

Каждый клапан проверяется согласно [7] 6 раз в год.

Объем выбросов природного газа при проверке работоспособности предохранительно-сбросных устройств по формуле (10) равен:

$$G_{ик} = 0,32 \times 6 \times (0,5 \times 40 + 28 \times 25) = 1382,4 \quad \text{м}^3/\text{год}$$

С учетом 4.1.2 по формуле (1) валовой выброс метана равен:

$$M_{CH_4}^{те} = 10^{-3} \times 1382,4 \times 0,991 \times 0,668 = 0,915 \quad \text{т/год}$$

С учетом 4.1.2 по формуле (11) валовой выброс этилмеркаптана равен:

$$M_{C_2H_6S}^{те} = 0,016 \times 1382,4 \times 10^{-6} = 2,21 \times 10^{-5} \quad \text{т/год}$$

Е.6 Выбросы природного газа и одоранта при повреждениях газопровода

Исходные данные для расчета:

Диаметр отверстия в газопроводе, возникшего в результате разрушения – 75 мм;

Давление природного газа в газопроводе избыточное – 0,388 МПа;

Температура газа – 2 °С;

Внутренний диаметр газопровода – 380 мм;

Длина участка газопровода, отсеченного запорными кранами после аварии – 3000 м;

Промежуток времени от момента разрушения газопровода до момента отсечки участка запорными кранами – 1,4 ч.

Коэффициент интенсивности истечения природного газа из j-того участка газопровода равен 28,75; так как давление в газопроводе $P_{еца} \geq 0,08435$ МПа и, соответственно, имеется критический режим истечения газа.

ТКП 17.08-10-2008

Объем выброса природного газа в атмосферный воздух от начала повреждения до момента отсечки участка газопровода по формуле (34):

$$D_j = 10^{-6} \times \frac{28,75 \times 3,14 \times 75^2 \times 5040 \times (0,1010,388 + 0,101325)}{8 \times \sqrt{273 + 2}} = 9,439 \text{ м}^3/\text{авария}$$

Объем выброса природного газа в атмосферный воздух при опорожнении газопровода после отсечки поврежденного участка по формуле (35):

$$S_j = 10^{-3} \times \frac{3,14 \times 380^2 \times 3000 \times (0,101325 + 0,388)}{4 \times 507,5 \times (273 + 2)} = 1,192 \text{ м}^3/\text{авария}$$

Валовой выброс метана по формуле (32) равен:

$$\dot{I}_{CH_4}^{te} = 0,991 \times 0,673 \times (9,439 + 1,192) / 1000 = 0,0071 \text{ т/авария}$$

Валовой выброс этилмеркаптана по формуле (37) равен:

$$\dot{I}_{C_2H_6S}^{te} = 10^{-6} \times 0,024 \times 0,673 \times (9,439 + 1,192) = 0,172 \times 10^{-6} \text{ т/авария}$$

Библиография

- [1] 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 19.12.2005 №231
- [2] Закон Республики Беларусь от 10.01.2000 N 363-3 (ред. от 20.07.2006)
«О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
Принят Палатой представителей 14 декабря 1999 года
Одобен Советом Республики 22 декабря 1999 года
- [3] Багдасаров В.А. Потери газа в городском газовом хозяйств. – Л. "Недра", 1972 г. - 156 с.
- [4] Правила устройства и безопасной эксплуатации аммиачных холодильных установок
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 5 июня 2006 г. № 26
- [5] Стаскевич Н. Л., Северинец Г. Н, Вигдорчик Д. Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. - Л.: Недра, 1990. - 762 с.
- [6] Стаскевич Н.А., Вигдорчик Д.Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. - Л. "Недра", 1986 г. - 543 с.
- [7] Правила технической безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 11.02.2003 №7
- [8] Методика по расчету удельных показателей загрязняющих веществ в выбросах (сбросах) в атмосферу (водоемы) на объектах газового хозяйства, ОАО «ГипроНИИГаз», 1996
- [9] ТКП 17.08-09-2008 Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Правила расчета выбросов от объектов магистральных газопроводов
- [10] РД 39.142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. ОАО «НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА», 2001
- [11] РД 153-39.4-079-01 Методика определения расходов газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа, ОАО «Гипрониигаз», 2001
- [12] Методика определения норм потерь природного газа на объектах газораспределительной системы и узлах учета газа, ГПО «Белтопгаз», 2007
- [13] Отчет по НИР «Разработка норм потерь СУГ на предприятиях ГПО «Белтопгаз», НАНБ, ГНУ «Институт тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова», Минск, 2007
- [14] СТО Газпром 11-2005 Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»

ТКП 17.08-10-2008

Первый заместитель Министра
природных ресурсов и охраны
окружающей среды Республики
Беларусь

_____ (подпись)

А.Н. Апацкий

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

_____ (подпись)

С.В. Завьялов

Заместитель начальника
специнспекции госконтроля за
охраной атмосферного воздуха,
озонового слоя и климата

_____ (подпись)

И.В. Комоско

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

_____ (подпись)

А.С. Пилипчук