

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

**ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ И ПОРЯДОК РАСЧЕТА  
ВЫБРОСОВ ОТ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ  
ГАЗОПРОВОДОВ**

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне.  
Атмасфернае паветра.

Выкіды забруджвальных рэчываў у атмасфернае паветра  
**КРЫНІЦЫ ВЫКІДАЎ І ПАРАДАК РАЗЛІКУ ВЫКІДАЎ АД  
АБ'ЕКТАЎ МАГІСТРАЛЬНЫХ ГАЗАПРОВАДАЎ**

Издание официальное



Минприроды  
Минск

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

---

## 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».

1 РАЗРАБОТАН Республиканским унитарным предприятием «Научно-практический центр «ЛОТИОС» (Государственное предприятие «НПЦ ЛОТИОС»)

2 ВНЕСЕН Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 29.12.2018 № 11-Т

4 ВЗАМЕН ТКП 17.08-09-2008 (02120)

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

## Содержание

1 Область применения .....	1
2 Нормативные ссылки .....	2
3 Термины и определения .....	2
4 Источники выбросов от объектов магистральных газопроводов.....	3
4.1 Компрессорные станции .....	3
4.2 Подземные хранилища природного газа .....	5
4.3 Газораспределительные и газоизмерительные станции .....	5
4.4 Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции .....	6
4.5 Линейная часть магистральных газопроводов .....	7
4.6 Выбросы природного газа через неплотности оборудования и арматуры.....	7
4.7 Выбросы природного газа при отборе проб для проведения химического анализа.....	7
4.8 Выбросы природного газа от объектов газораспределительной системы.....	8
4.9 Аварийные ситуации .....	8
5 Порядок расчета выбросов от объектов магистральных газопроводов.....	8
5.1 Общие требования к расчету .....	8
5.2 Порядок расчета выбросов природного газа от компрессорных станций.....	10
5.3 Порядок расчета выбросов природного газа от подземных хранилищ природного газа ...	20
5.4 Порядок расчета выбросов природного газа от газораспределительных и газоизмерительных станций.....	24
5.5 Порядок расчета выбросов природного газа от автомобильных газонаполнительных компрессорных станций.....	25
5.6 Порядок расчета выбросов природного газа от линейной части магистральных газопроводов.....	27
5.7 Порядок расчета выбросов природного газа через неплотности оборудования и арматуры .....	32
5.8 Порядок расчета выбросов природного газа при отборе проб для проведения химического анализа.....	33
5.9 Порядок расчета выбросов других загрязняющих веществ.....	35
5.10 Порядок расчета выбросов загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания топливного газа при эксплуатации ГТУ.....	36
5.11 Порядок расчета выбросов загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания топливного газа при эксплуатации ГМК.....	39
5.12 Трансформация азота оксида ( $\text{NO} \rightarrow \text{NO}_2$ ) в атмосферном воздухе.....	40
5.13 Порядок расчета выбросов загрязняющих веществ от подогревателей топливного и пускового газа, теплоносителя и установок регенерации гликоля и метанола.....	41
5.14 Порядок расчета выбросов загрязняющих веществ от дизель-генераторных установок.....	42
Приложение А (справочное) Свойства природного газа .....	45
Приложение Б (рекомендуемое) Определение времени стравливания природного газа из газопровода .....	56
Приложение В (справочное) Растворимость метанола в газе в системе «метанол-природный газ» ....	57
Приложение Г (справочное) Типовой перечень измеряемых параметров работы газотурбинных установок ....	58
Приложение Д (рекомендуемое) Основные параметры работы газоперекачивающих агрегатов .....	59
Библиография .....	60



**ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ**

Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосферный воздух.  
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух  
**ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ И ПОРЯДОК РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ОТ ОБЪЕКТОВ  
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Атмасфернае паветра.  
Выкіды забруджвальных рэчываў у атмасфернае паветра  
**КРЫНІЦЫ ВЫКІДАЎ І ПАРАДАК РАЗЛІКУ ВЫКІДАЎ АД АБ'ЕКТАЎ  
МАГІСТРАЛЬНЫХ ГАЗАПРОВАДАЎ**

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

Дата введения 2019-04-01

**1 Область применения**

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает порядок расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (далее – выбросы загрязняющих веществ) от источников выбросов объектов магистральных газопроводов:

- компрессорных станций;
- подземных хранилищ природного газа;
- газораспределительных и газоизмерительных станций;
- автомобильных газонаполнительных компрессорных станций;
- линейных сооружений магистральных газопроводов;
- иных объектов, указанных в разделе 4 настоящего технического кодекса.

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

Положения настоящего технического кодекса применяют при расчете выбросов загрязняющих веществ, которые используются при:

- инвентаризации выбросов загрязняющих веществ и нормировании в области охраны атмосферного воздуха;
- ведомственном и производственном контроле в области охраны окружающей среды, рационального использования природных ресурсов, объектом которого являются выбросы загрязняющих веществ;
- оценке воздействия на окружающую среду и проведении государственной экологической экспертизы;
- исчислении и уплате налога за выбросы загрязняющих веществ;
- ведении учета в области охраны атмосферного воздуха;
- иных мероприятиях по охране атмосферного воздуха, предусмотренных законодательством Республики Беларусь.

В целях настоящего технического кодекса установлено, что нормирование выбросов и расчет массового выброса загрязняющих веществ, входящих в состав природного газа (метан (CH<sub>4</sub>, код 0410), этан (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, код 0418), пропан (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, код 0417), бутан (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, код 0402)), пентан (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>, код 0405), гексан (C<sub>6</sub>H<sub>14</sub>, код 0403) осуществляются по метану с коэффициентом 0,991 от массового выброса природного газа. Под выбросами природного газа в атмосферный воздух (далее – выбросы 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, ртути в составе природного газа, а также серы диоксида и ртути в продуктах его сгорания не нормируются.

## 2 Нормативные ссылки

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

ТКП 17.08-01-2006 (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

ТКП 17.08-10-2008 (02120) Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Правила расчета выбросов при обеспечении потребителей газом и эксплуатации объектов газораспределительной системы

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

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

ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения.

Технические условия

ГОСТ 17310-2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

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 30319.1-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения

ГОСТ 30319.2-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

ГОСТ 30319.3-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе.

ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб

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 ТКП 036, ГОСТ 5542, ГОСТ 23290, ГОСТ 27577, [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 валовой выброс загрязняющих веществ:** 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 газ горючий природный (природный газ):** Сложная газообразная смесь, состоящая преимущественно из метана и содержащая этан и более тяжелые углеводороды, а также азот, диоксид углерода, водяные пары, серосодержащие соединения, инертные газы.

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

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

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

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

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

**3.8 номинальная мощность:** Мощность газоперекачивающего агрегата, соответствующая номинальным параметрам работы агрегата при нагрузке 100 %, атмосферном давлении 0,101325 МПа, температуре и относительной влажности атмосферного воздуха на входе в газоперекачивающий агрегат соответственно плюс 15 °С и 60 %.

**3.9 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  $2,24136 \times 10^{-2} \text{ м}^3$ .

**3.10 номинальные показатели:** Показатели работы газоперекачивающего агрегата при номинальной мощности и стационарных 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.

**3.11 потребляемая (фактическая, эффективная) мощность:** Мощность газоперекачивающего агрегата, соответствующая его фактической нагрузке за рассматриваемый период времени (год или др.).

**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.

**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.

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

**3.15 располагаемая мощность:** Максимальная рабочая мощность на муфте, которую реально может развить газоперекачивающий агрегат в конкретных стационарных условиях.

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

**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 останове оборудования или отключении участка газопровода, сопровождающаяся залповым выбросом природного газа в атмосферный воздух через свечу.

**3.19 топливный газ:** Природный газ, расходуемый в качестве топлива газоперекачивающим агрегатом на компримирование.

## 4 Источники выбросов от объектов магистральных газопроводов

### 4.1 Компрессорные станции

**4.1.1** Компрессорные станции (далее – КС) предназначены для компримирования природного газа, транспортируемого по магистральному газопроводу. Природный газ из магистрального газопровода через ответвления (шлейфы) поступает в компрессорные цеха КС, оснащенные газоперекачивающими агрегатами (далее – ГПА) и рядом вспомогательных систем (агрегатных и общецеховых), которые обеспечивают эксплуатацию ГПА и другого оборудования КС.

**4.1.2** 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 от которых отсутствуют;
- система автоматического управления, выбросы загрязняющих веществ от которой отсутствуют.

**4.1.3** По типу привода ГПА, установленных в компрессорных цехах, КС разделяют на:

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

**4.1.4** Эксплуатация КС сопровождается выбросами природного газа и продуктов его сгорания (при эксплуатации ГТУ и ГМК): азота диоксида (NO<sub>2</sub>, код 0301), азота оксида (NO, код 0304), углерода оксида (CO, код 0337).

**4.1.5** 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 КС может быть предусмотрена одно- или двухступенчатая схема очистки природного газа. Первая ступень – пылеуловители различных типов, вторая – фильтры-сепараторы. Аппараты очистки оборудованы системой сброса уловленных примесей и капельной влаги (сброс дренажа). Сброс дренажа из пылеуловителей может производиться как автоматически, так и вручную. По мере заполнения емкости для сбора дренажа продувают природным газом.

**4.1.6** Системы 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;

## ТКП 17.08-09-2018

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

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

**4.1.7** В процессе эксплуатации ГПА при проведении регламентных операций имеют место выбросы природного газа. На КС, оборудованных ГТУ и ГМК, помимо природного газа выбрасываются продукты сгорания топливного газа.

**4.1.8** Нагретый после сжатия природный газ подвергают охлаждению в аппаратах воздушного охлаждения, выбросы загрязняющих веществ от которых отсутствуют.

**4.1.9** Выбросы природного газа при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации указанного технологического оборудования КС рассчитываются:

- при проведении ремонта, реконструкции и технического перевооружения компрессорного цеха в соответствии с 5.2.1;
- при проведении ремонтов компрессорного цеха с опорожнением коммуникаций в соответствии с 5.2.1.2;
- при ревизии и замене средств измерений количества природного газа в соответствии с 5.2.2;
- при освидетельствовании сосудов (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающих под давлением, в соответствии с 5.2.3;
- при продувке аппаратов через свечу в соответствии с 5.2.4;
- при пуске ГПА (к плановым пускам ГПА относят пуски согласно режимам работы компрессорного цеха, пробные пуски после плановых ремонтов, плановые имитации пусков для проверки работоспособности) в соответствии с 5.2.5;
- при останове ГПА (к плановым остановам ГПА относят остановки согласно режимам работы компрессорного цеха, остановки после плановых ремонтов, плановые имитации остановов для проверки работоспособности) в соответствии с 5.2.6;
- при перестановке запорно-регулирующей арматуры в соответствии с 5.2.5.2;
- при работе крана-регулятора в соответствии с 5.2.7;
- при продувке аппарата (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.) в соответствии с 5.2.8;
- при проверке работоспособности предохранительного клапана в соответствии с 5.2.9;
- при стравливании через систему газоотделения центробежного компрессора в соответствии с 5.2.10;
- при эксплуатации приборов КИП и автоматики в соответствии с паспортными данными оборудования;
- при продувке дренажей измерительных трубопроводов, импульсных линий отбора природного газа на первичные преобразователи давления и перепада давления в соответствии с 5.2.4;
- при отборе проб для проведения химического анализа природного газа в соответствии с 5.8.

**4.1.10** При эксплуатации КС возможны выбросы природного газа через неплотности оборудования и арматуры (технологические аппараты, трубопроводы, запорно-регулирующая арматура), расчет которых производят в соответствии с 5.7.

**4.1.11** Выбросы загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания топливного газа при эксплуатации ГТУ и ГМК рассчитываются в соответствии с 5.10, 5.11.

При этом содержание загрязняющих веществ в отходящих газах должно соответствовать нормам, установленным в [2].

**4.1.12** В процессе эксплуатации вспомогательных систем имеют место выбросы загрязняющих веществ с продуктами сгорания природного газа, которые определяются:

- от подогревателей топливного и пускового газа, теплоносителя и установок регенерации гликоля и метанола в соответствии с 5.13;
- от дизель-генераторных установок (дизель-генератор, мотопомпа, мотокомпрессор и т.п.) в соответствии с 5.14. При этом содержание загрязняющих веществ в отходящих газах должно соответствовать нормам, установленным в [2];
- от котельных установок в соответствии с ТКП 17.08-01. При этом содержание загрязняющих веществ в отходящих газах должно соответствовать нормам, установленным в [2].

**4.1.13** Кроме компрессорных цехов в комплекс КС входят: 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.



## 4.2 Подземные хранилища природного газа

**4.2.1** Подземные хранилища природного 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.

**4.2.2** Оснащение 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.

**4.2.3** В период закачки в ПХГ природный газ последовательно проходит:

- установку очистки;
- узел замера природного газа;
- компримирование;
- установку охлаждения;
- установку маслоотделения;
- установку подготовки топливного и импульсного газа;
- сборный пункт.

**4.2.4** Выбросы природного газа при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации установок в период закачки и отбора из ПХГ рассчитываются:

- при проведении ремонта, реконструкции и технического перевооружения объектов компрессорного цеха ПХГ в соответствии с 5.2.1;
- при освидетельствовании сосудов (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающих под давлением в соответствии с 5.3.1;
- при ревизии и замене средств измерения количества природного газа в соответствии с 5.3.1.1;
- при продувке скважины в соответствии с 5.3.2;
- при исследовании скважин (освоении скважины с использованием сужающих устройств) в соответствии с 5.3.3;
- при продувке технологического оборудования и газопроводов в соответствии с 5.2.4;
- при стравливании природного газа из технологического оборудования и газопроводов в соответствии с 5.3.1.1;
- при пуске ГПА (ГМК) в соответствии с 5.3.4;
- при останове ГПА (ГМК) в соответствии с 5.3.5;
- при перестановке запорной арматуры (пневмокранов) технологического оборудования в соответствии с 5.2.5.2;
- при проверке работоспособности предохранительных клапанов в соответствии с 5.2.9;
- при эксплуатации приборов КИП и автоматики, продувке импульсных линий средств измерения в соответствии с 5.3.6;
- при дегазации или регенерации жидкости (пластовая вода, водные растворы ингибитора, гликоли и т.д.) в соответствии с 5.3.7;
- при стравливании природного газа через уплотнения компрессорных цилиндров ГПА (ГМК), находящихся под давлением, в соответствии с 5.3.8;
- при отборе проб для проведения химического анализа природного газа в соответствии с 5.8.

**4.2.5** Выбросы природного газа через неплотности оборудования и арматуры определяются в соответствии с 5.7.

**4.2.6** В период отбора и по окончании отбора природного газа из ПХГ происходят выбросы ингибитора гидратообразования: метанола ( $\text{CH}_3\text{OH}$ , код 1052) или этанола ( $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ , код 1061), вызванные необходимостью продувки оборудования, определяемые в соответствии с 5.9.5, 5.9.7, 5.9.8.

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

## 4.3 Газораспределительные и газоизмерительные станции

**4.3.1** 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 природного газа.

**4.3.2** В состав ГРС входят:

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

**4.3.3** В качестве одоранта в соответствии с ТКП 038 применяется этантиол (этилмеркаптан,  $C_2H_6S$ , код 1728) или другие вещества и их смеси, обладающие интенсивным неприятным запахом при малой концентрации в природном газе и легкой испаряемостью при обычных температурах.

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

**4.3.5** Выбросы природного газа при работе ГРС, ГИС определяются:

– при проведении ремонтов с опорожнением участка магистрального газопровода в соответствии с 5.6.1.2;

– при ревизии и замене средств измерения количества природного газа в соответствии с 5.2.2;

– при освидетельствовании сосудов, работающих под давлением, в соответствии с 5.2.3;

– при работе пневморегуляторов, пневмоустройств на природном газе в соответствии с 5.4.2;

– при проверке работоспособности предохранительных клапанов в соответствии с 5.2.9;

– при продувке аппаратов (сепаратор, пылеуловитель, конденсатосборник, импульсная линия) в соответствии с 5.2.4;

– при продувке дренажей измерительных трубопроводов, импульсных линий отбора природного газа на первичные преобразователи давления и перепада давления в соответствии с 5.2.4;

– при эксплуатации приборов КИП, автоматики и телемеханики в соответствии с паспортными данными оборудования;

– при обслуживании одоризационной установки выброс одорированного природного газа в соответствии с 5.4.1;

– через неплотности оборудования и арматуры в соответствии с 5.7;

– при отборе проб для проведения химического анализа природного газа в соответствии с 5.8.

**4.3.6** Валовой и максимальный выброс одоранта при обслуживании одоризационной установки определяется в соответствии с 5.9.1, 5.9.2.

### **4.4 Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции**

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

**4.4.2** На АГНКС осуществляются следующие технологические операции:

– очистка;

– компримирование;

– охлаждение;

– адсорбционная осушка;

– аккумуляция;

– редуцирование;

– заправка газобаллонного автотранспорта.

**4.4.3** В состав АГНКС могут входить также вспомогательные системы, выбросы загрязняющих веществ от которых определяются в соответствии с 4.1.12.

**4.4.4** Источниками выбросов природного газа на АГНКС являются:

– шланги газозаправочной колонки или заправочной ramпы;

– сепараторы;

– адсорберы;

– предохранительные клапаны;

– свечи газозаправочной колонки;

– свечи технологического оборудования.

**4.4.5** Выбросы природного газа при работе АГНКС определяются:

– при стравливании природного газа из технологического оборудования и газопроводов при ремонте в соответствии с 5.3.1.1;

– при освидетельствовании сосудов (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающих под давлением, в соответствии с 5.5.1;

– при ревизии и замене средств измерения количества природного газа в соответствии с 5.2.2;

– при пуске стационарной компрессорной установки в соответствии с 5.5.2;

– при останове стационарной компрессорной установки в соответствии с 5.5.3;

– при перестановке запорной арматуры в соответствии с 5.2.5.2;

– при проверке работоспособности предохранительного клапана в соответствии с 5.5.4;

– при продувке технологического оборудования и газопроводов в соответствии с 5.2.4;

– при продувке дренажей измерительных трубопроводов, импульсных линий отбора природного газа на первичные преобразователи давления и перепада давления в соответствии с 5.2.4;

– при эксплуатации приборов КИП и автоматики в соответствии с 5.3.6;

– при стравливании природного газа через уплотнения подвижных соединений компрессорной установки в соответствии с 5.5.5;

– при отборе проб для проведения химического анализа природного газа в соответствии с 5.8.

**4.4.6** Выбросы природного газа через неплотности оборудования и арматуры определяются в соответствии с 5.7.

**4.4.7** Валовой и максимальный выброс 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 проводятся следующие технологические операции, связанные с выбросами 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.

**4.5.3** Выбросы природного газа от линейной части магистральных газопроводов определяются:

- при ремонте, реконструкции и техническом перевооружении участков магистральных газопроводов, врезке отводов и перемычек в соответствии с 5.6.1;
- при очистке внутренней полости участка магистрального газопровода очистными устройствами в соответствии с 5.6.2;
- при проведении внутритрубной технической диагностики в соответствии с 5.6.2;
- при разгрузке метанольной установки перед заправкой метанолом в соответствии с 5.4.1;
- при ремонтах с опорожнением участка магистрального газопровода в соответствии с 5.6.1.2;
- при перестановке запорно-регулирующей арматуры в соответствии с 5.2.5.2;
- при работе кранов-регуляторов в пунктах регулирования давления природного газа на перемычках линейной части в соответствии с 5.2.7;
- при продувке дриппов и конденсатосборников в соответствии с 5.2.4;
- при проверке работоспособности предохранительных клапанов на узлах редуцирования на газопроводах-отводах, автоматических редуцирующих пунктах в соответствии с 5.2.9;
- при эксплуатации приборов КИП, автоматики и телемеханики в соответствии с паспортными данными оборудования;
- при ликвидации гидратных пробок в соответствии с 5.6.3;
- при отборе проб для проведения химического анализа природного газа в соответствии с 5.8.

**4.5.4** Выбросы природного газа через неплотности оборудования и арматуры определяются в соответствии с 5.7.

**4.5.5** Валовой и максимальный выброс ингибиторов гидратообразования (метанола и этанола) определяются в соответствии с 5.9.5, 5.9.7, 5.9.8.

#### **4.6 Выбросы природного газа через неплотности оборудования и арматуры**

**4.6.1** Источниками выбросов природного газа на объектах магистральных газопроводов через неплотности оборудования и арматуры являются:

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

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

#### **4.7 Выбросы природного газа при отборе проб для проведения химического анализа**

В процессе отбора проб природного газа имеют место выбросы природного газа, которые определяются:

- при отборе проб для определения компонентного состава природного газа в соответствии с 5.8.1;
- при отборе проб для определения плотности природного газа пикнометрическим методом в соответствии с 5.8.2;
- при отборе проб для определения температуры точки росы природного газа переносным гигрометром в соответствии с 5.8.3;
- при отборе проб для проведения химического анализа природного газа автоматическими потоковыми средствами измерения природного газа в соответствии с 5.8.4.

#### 4.8 Выбросы природного газа от объектов газораспределительной системы

В процессе эксплуатации объектов газораспределительной системы имеют место выбросы природного газа. Расчет выбросов природного газа из различных источников (распределительные газопроводы, газорегуляторный пункт, газорегуляторная установка, шкафной регуляторный пункт и др.) осуществляется на основании параметров работы технологического оборудования или в соответствии с паспортными данными на указанное оборудование в соответствии с ТКП 17.08-10.

#### 4.9 Аварийные ситуации

**4.9.1** Выбросы природного газа при повреждениях газопроводов рассчитываются в зависимости от размера аварийного отверстия в газопроводе:

- при аварийных повреждениях газопровода с неполным раскрытием с истечением природного газа из щели в сварном шве газопровода в соответствии с 5.6.5;
- при полном разрыве газопровода в соответствии с 5.6.6.

При отсутствии фактических данных по плотности и давлению 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.

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

### 5 Порядок расчета выбросов от объектов магистральных газопроводов

#### 5.1 Общие требования к расчету

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

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

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

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

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

$m$  – количество источников выброса на магистральном газопроводе;

$G^i$  – объем выброса природного газа на  $i$ -том источнике выброса в течение года, м<sup>3</sup>;

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

$\rho_j$  – плотность  $j$ -того загрязняющего вещества, входящего в состав природного газа, при стандартных условиях согласно ГОСТ 30319.1, кг/м<sup>3</sup>;

$N^i$  – количество однотипных источников выбросов, шт.;

$\rho_g$  – плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>, 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, м<sup>3</sup>;

$\rho_g$  – плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>, 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*-том источнике выделения в течение года  $G_g^i$ , м<sup>3</sup>/год, параметры природного газа на выходе из источника выброса рассчитываются по формулам:

а) объемный расход природного газа на выходе из источника выброса  $V^i$ , м<sup>3</sup>/с

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

где  $G_g^i$  – объем выброса природного газа на *i*-том источнике выделения в течение года, м<sup>3</sup>;

$\tau$  – 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  $\omega^i$ , 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, м<sup>3</sup>;

$\tau$  – продолжительность работы *i*-го источника выброса на отдельном источнике выделения в течение года, с;

$S^i$  – площадь сечения устья *i*-го источника выброса, м<sup>2</sup>. 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  $\omega^i$  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 при стандартных условиях, соответствующий среднемесячным значениям компонентного состава природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, приведен в А.1 (Приложение А).

**5.1.6** Плотность природного газа при стандартных условиях  $\rho_g$ , кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

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

где  $\rho_j$  – плотность *j*-го компонента природного газа при стандартных условиях согласно ГОСТ 30319.1, кг/м<sup>3</sup>;

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

Плотность природного газа с среднемесячными значениями компонентного состава, приведенными в А.1 (Приложение А), при стандартных условиях равна 0,6836 кг/м<sup>3</sup>.

**5.1.7** Приведение объема природного газа  $G_g$ , м<sup>3</sup>, к нормальным условиям  $G_g^{н.у.}$ , м<sup>3</sup>, 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 природного газа при рабочих условиях, м<sup>3</sup>;

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

$P_a$  – барометрическое давление на момент выброса, МПа;

$T_g$  – температура природного 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 и ГОСТ 30319.3. 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*-том источнике выброса в течение года,  $G_g^i$ , м<sup>3</sup> равен сумме выбросов природного газа от всех типов оборудования на данном источнике выброса.

## 5.2 Порядок расчета выбросов природного газа от компрессорных станций

**5.2.1** Объем выбросов природного газа при проведении ремонта, реконструкции и технического перевооружения компрессорного цеха,  $G_{pp}^{кц}$  м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{pp}^{кц} = G_{pp(сниж)}^{кц} + G_{pp(стр)}^{кц}, \quad (7)$$

где  $G_{pp(сниж)}^{кц}$  – объем выбросов природного газа при проведении ремонтов со снижением давления природного газа в коммуникациях компрессорного цеха, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.1.1;

$G_{pp(стр)}^{кц}$  – объем выбросов природного газа при проведении ремонтов с опорожнением коммуникаций компрессорного цеха, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.1.2.

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при проведении ремонта, реконструкции и технического перевооружения объектов компрессорного цеха ПХГ;

**5.2.1.1** Объем выбросов природного газа при проведении ремонтов со снижением давления природного газа в коммуникациях компрессорного цеха  $G_{pp(сниж)}^{кц}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{pp(сниж)}^{кц} = \frac{T_c}{P_c} \times \left[ V_{вх}^{кц} \times \left( \frac{P_{1вх}}{T_{1вх} \times Z_{1вх}} - \frac{P_{2вх}}{T_{2вх} \times Z_{2вх}} \right) + V_{вых}^{кц} \times \left( \frac{P_{1вых}}{T_{1вых} \times Z_{1вых}} - \frac{P_{2вых}}{T_{2вых} \times Z_{2вых}} \right) \right], \quad (8)$$

где  $V_{вх}^{кц}$ ,  $V_{вых}^{кц}$  – геометрический объем входных и выходных коммуникаций компрессорного цеха, м<sup>3</sup>, в соответствии с проектными данными;

$P_{1вх}$ ,  $P_{1вых}$  – абсолютное давление во входных и выходных коммуникациях компрессорного цеха до стравливания, МПа;

$P_{2вх}$ ,  $P_{2вых}$  – абсолютное давление во входных и выходных коммуникациях компрессорного цеха после стравливания, МПа;

$T_{1вх}$ ,  $T_{1вых}$  – абсолютная температура природного газа в входных и выходных коммуникациях компрессорного цеха до стравливания, К;

$T_{2вх}$ ,  $T_{2вых}$  – абсолютная температура природного газа во входных и выходных коммуникациях компрессорного цеха после стравливания, К;

$Z_{1вх}$ ,  $Z_{1вых}$  – коэффициенты сжимаемости природного газа для  $P_{1вх}$ ,  $T_{1вх}$  и  $P_{1вых}$ ,  $T_{1вых}$ , определяемые по таблице А.1 (приложение А);

$Z_{2вх}$ ,  $Z_{2вых}$  – коэффициенты сжимаемости природного газа для  $P_{2вх}$ ,  $T_{2вх}$  и  $P_{2вых}$ ,  $T_{2вых}$ , определяемые по таблице А.1 (приложение А);

$T_c$  – абсолютная температура природного газа при стандартных условиях, К;

$P_c$  – абсолютное давление природного газа при стандартных условиях, МПа.

**5.2.1.2** Объем выбросов природного газа при проведении ремонтов с опорожнением коммуникаций компрессорного цеха  $G_{pp(стр)}^{кц}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{pp(стр)}^{кц} = G_{он}^{кц} + G_{пр}^{кц}, \quad (9)$$

где  $G_{он}^{кц}$  – объем выбросов природного газа при полном стравливании из коммуникаций компрессорного цеха, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.1.2.1;

$G_{пр}^{кц}$  – объем выбросов природного газа при продувке коммуникаций компрессорного цеха, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.1.2.2.

**5.2.1.2.1** Объем выбросов природного газа при полном стравливании из коммуникаций компрессорного цеха  $G_{он}^{кц}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{он}^{кц} = \frac{T_c}{P_c} \times \left[ V_{вх}^{кц} \times \frac{P_{1вх}}{T_{1вх} \times Z_{1вх}} + V_{вых}^{кц} \times \frac{P_{1вых}}{T_{1вых} \times Z_{1вых}} \right], \quad (10)$$

где  $T_c$  – абсолютная температура природного газа при стандартных условиях, К;

$P_c$  – абсолютное давление природного газа при стандартных условиях, МПа;

$P_{1вх}$ ,  $P_{1вых}$  – абсолютное давление во входных и выходных коммуникациях компрессорного цеха до стравливания, МПа;

$T_{1вх}$ ,  $T_{1вых}$  – абсолютная температура природного газа в входных и выходных коммуникациях компрессорного цеха до стравливания, К;

$Z_{1вх}$ ,  $Z_{1вых}$  – коэффициенты сжимаемости природного газа для  $P_{1вх}$ ,  $T_{1вх}$  и  $P_{1вых}$ ,  $T_{1вых}$ , определяемые по таблице А.1 (приложение А);

$V_{вх}^{кц}$ ,  $V_{вых}^{кц}$  – геометрический объем входных и выходных коммуникаций компрессорного цеха, м<sup>3</sup>, в соответствии с проектными данными.

**5.2.1.2.2** Объем выбросов природного газа при продувке коммуникаций компрессорного цеха  $G_{пр}^{кц}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{пр}^{кц} = 3 \times (V_{вх}^{кц} + V_{вых}^{кц}), \quad (11)$$

где 3 – коэффициент, учитывающий необходимые условия для безопасного выполнения работ;

$V_{вх}^{кц}$ ,  $V_{вых}^{кц}$  – геометрический объем входных и выходных коммуникаций компрессорного цеха, м<sup>3</sup>, в соответствии с проектными данными.

**5.2.2** Объем выбросов природного газа при ревизии и замене средств измерений количества природного газа  $G_{сц}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{сц} = \sum_{i=1}^r (G_{он_i} + G_{е_i}), \quad (12)$$

где  $r$  – количество операций по ревизии и замене средств измерений расхода природного газа;

$G_{он_i}$  – объем природного газа, стравливаемого из трубопровода на участке от крана на входе в измерительный трубопровод до крана на выходе из него, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.2.1;

$G_{е_i}$  – объем природного газа при удалении воздуха из трубопровода на участке от крана на входе в измерительный трубопровод и до крана на выходе из него, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.2.2.

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при:

– ревизии и замене средств измерения количества природного газа при работе ГРС, ГИС;

– ревизии и замене средств измерения количества природного газа при работе АГНКС.

**5.2.2.1** Объем выбросов природного газа  $G_{он_i}$ , м<sup>3</sup>, стравливаемого из трубопровода на участке от крана на входе в измерительный трубопровод до крана на выходе из него рассчитывается по формуле

$$G_{он} = V_{уч} \times \frac{P_{уч_{ср}}}{T_{уч_{ср}} \times Z_{уч_{ср}}} \times \frac{T_c}{P_c}, \quad (13)$$

где  $V_{уч}$  – геометрический объем участка трубопровода от крана на входе в измерительный трубопровод и до крана на выходе из него, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.2.1.1;

$P_{уч_{ср}}$  – среднее абсолютное давление природного газа на участке трубопровода до опорожнения, МПа, определяемое в соответствии с 5.2.2.1.2;

$T_{уч_{ср}}$  – средняя температура природного газа на участке трубопровода до опорожнения, К, определяемая в соответствии с 5.2.2.1.3;

$Z_{уч_{cp}}$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_{уч_{cp}}$  и  $T_{уч_{cp}}$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А);

$T_c$  – температура природного газа при стандартных условиях, К;

$P_c$  – абсолютное давление природного газа при стандартных условиях, МПа.

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при:

- опорожнении сосуда (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающего под давлением, при его освидетельствовании в процессе выполнения регламентных операций в процессе эксплуатации указанного технологического оборудования КС;
- опорожнении i-ого участка магистрального газопровода при его ремонте.

**5.2.2.1.1** Геометрический объем участка трубопровода от крана на входе в измерительный трубопровод и до крана на выходе из него  $V_{уч}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$V_{уч} = \frac{\pi \times d^2 \times l_{уч}}{4}, \quad (14)$$

где  $d$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$l_{уч}$  – длина участка трубопровода, м.

**5.2.2.1.2** Среднее абсолютное давление природного газа на участке трубопровода до опорожнения  $P_{уч_{cp}}$ , МПа, рассчитывается по формуле

$$P_{уч_{cp}} = \frac{2}{3} \times \left( P_{1н} + \frac{P_{1к}^2}{P_{1н} + P_{1к}} \right), \quad (15)$$

где  $P_{1н}$  – абсолютное давление природного газа в начале участка газопровода перед стравливанием, МПа;

$P_{1к}$  – абсолютное давление природного газа в конце участка газопровода перед стравливанием, МПа.

Данная формула применяется для расчета среднего абсолютного давления природного газа на участке перед стравливанием при проведении ремонтов со снижением давления природного газа на i-ом участке линейной части магистрального газопровода.

**5.2.2.1.3** Средняя температура природного газа на участке трубопровода до опорожнения  $T_{уч_{cp}}$ , К, рассчитывается по формуле

$$T_{уч_{cp}} = \frac{T_{1н} + T_{1к}}{2}, \quad (16)$$

где  $T_{1н}$  – абсолютная температура природного газа в начале участка газопровода перед стравливанием, К;

$T_{1к}$  – абсолютная температура природного газа в конце участка газопровода перед стравливанием, К;

Данная формула применяется для расчета средней температуры природного газа на участке перед стравливанием при проведении ремонтов со снижением давления природного газа на i-ом участке магистрального газопровода.

**5.2.2.2** Объем выбросов природного газа при удалении воздуха из трубопровода на участке от крана на входе в измерительный трубопровод и до крана на выходе из него  $G_{ei}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_e = 3 \times V_{уч}, \quad (17)$$

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при:

- продувке при заполнении сосуда (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающего под давлением, при его освидетельствовании в процессе выполнения регламентных операций в процессе эксплуатации указанного технологического оборудования КС;
- продувке при заполнении сосуда (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающего под давлением, при его освидетельствовании в процессе эксплуатации установок в период закачки и отбора из ПХГ;
- продувке при заполнении сосуда (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающего под давлением, при его освидетельствовании при работе АГНКС;
- удалении газозвушной смеси из i-го участка магистрального газопровода после проведения огневых работ при ремонтах с опорожнением участка магистрального газопровода.



**5.2.3** Объем выбросов природного газа при освидетельствовании сосудов (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающих под давлением  $G_{осв.АП}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{осв.АП} = G_{прод.конд.} + G_{стр.АП} + G_{прод.АП}, \quad (18)$$

где  $G_{прод.конд.}$  – объем выбросов природного газа при продувке конденсата сосуда, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.4;

$G_{стр.АП}$  – объем выбросов природного газа при опорожнении сосуда, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.2.1;

$G_{прод.АП}$  – объем выбросов природного газа при продувке при заполнении сосуда, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.2.2.

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при освидетельствовании сосудов, работающих под давлением, при работе ГРС, ГИС.

**5.2.4** Объем выбросов природного газа при продувке аппаратов через свечу  $G_{пр}^{АП}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{пр}^{АП} = 10^3 \times k_L \times \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{1}{k-1}} \times \frac{\pi \times d_{св}^2}{4} \times \sqrt{\frac{2 \times k \times T_c}{(k+1) \times \rho_c \times P_c \times T_{АП} \times Z_{АП}}} \times P_{АП} \times \tau_{пр}, \quad (19)$$

где  $k_L$  – поправочный коэффициент, учитывающий влияние длины дренажной линии на скорость продувки для больших, средних и малых диаметров свечи, определяемый по таблицам 1 и 2;

$k$  – коэффициент адиабаты газа равный 1,33;

$d_{св}$  – диаметр поперечного сечения свечи, м;

$T_c, P_c$  – температура и давление природного газа при стандартных условиях К, МПа;

$\rho_c$  – плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$P_{АП}$  – абсолютное давление природного газа в аппарате, МПа, используют среднее значение за аналогичный период предыдущего года;

$T_{АП}$  – абсолютная температура природного газа в аппарате, К, используют среднее значение за аналогичный период предыдущего года;

$Z_{АП}$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_{АП}$  и  $T_{АП}$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А);

$\tau_{пр}$  – время продувки, с.

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа в атмосферный воздух при:

– продувке дренажей измерительных трубопроводов, импульсных линий отбора природного газа на первичные преобразователи давления и перепада давления при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации указанного технологического оборудования КС;

– продувке конденсата сосуда (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающего под давлением, при его освидетельствовании при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации указанного технологического оборудования КС;

– проверке работоспособности предохранительных клапанов с эластичным затвором при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации указанного технологического оборудования КС;

– продувке технологического оборудования и газопроводов при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации установок в период закачки и отбора из ПХГ;

– продувке конденсата сосуда (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающего под давлением, при его освидетельствовании при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации установок в период закачки и отбора из ПХГ;

– продувке аппаратов (сепаратор, пылеуловитель, конденсатосборник, импульсная линия) при работе ГРС, ГИС;

– продувке дренажей измерительных трубопроводов, импульсных линий отбора природного газа на первичные преобразователи давления и перепада давления при работе ГРС, ГИС;

– продувке технологического оборудования и газопроводов при работе АГНКС;

- продувке дренажей измерительных трубопроводов, импульсных линий отбора природного газа на первичные преобразователи давления и перепада давления при работе АГНКС;
- продувке конденсата сосуда (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающего под давлением, при его освидетельствовании при работе АГНКС;
- продувке дриппов и конденсатосборников линейной части магистральных газопроводов;
- продувке камеры приема очистного устройства линейной части магистрального газопровода;
- продувке i-ого участка линейной части магистрального газопровода через свечу;
- продувке пробоотборной линии при отборе проб для определения компонентного состава природного газа.

**5.2.5** Объем выбросов природного газа при пуске ГПА  $G_{пуск}^{зна}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{пуск}^{зна} = G_{мд} + G_{ХП} + G_{прод} + G_{ЗРА}, \quad (20)$$

где  $G_{мд}$  – объем выбросов природного газа при работе пускового турбодетандера, м<sup>3</sup>, определяется в соответствии с паспортными данными оборудования;

$G_{ХП}$  – объем выбросов природного газа на холодную прокрутку, м<sup>3</sup>, определяется в соответствии с паспортными данными оборудования;

$G_{прод}$  – объем выбросов природного газа при продувке контура нагнетателя, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.5.1;

$G_{ЗРА}$  – объем выбросов природного газа при перестановке запорно-регулирующей арматуры, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.5.2.

**5.2.5.1** Объем выбросов природного газа при продувке контура нагнетателя  $G_{прод}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{прод} = 3 \times V_{ЦБК}, \quad (21)$$

где  $V_{ЦБК}$  – геометрический объем контура центробежного компрессора и вспомогательных систем ГПА, м<sup>3</sup>, в соответствии с паспортными данными оборудования;

Примечание – В случае, когда контур нагнетателя заполнен природным газом, продувку не производят. При этом в формуле (20) величина  $G_{прод} = 0$ .

При отсутствии данных, объем выбросов природного газа при пуске ГПА принимают в соответствии с таблицей 3.

**5.2.5.2** Объем выбросов природного газа при перестановке запорно-регулирующей арматуры  $G_{ЗРА}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ЗРА} = q_{нн} \times k_{нн}, \quad (22)$$

где  $q_{нн}$  – объем природного газа, стравливаемого из пневмопривода на одно срабатывание крана, м<sup>3</sup>, в соответствии с паспортными данными оборудования; при отсутствии паспортных данных используют данные в соответствии с таблицей 4;

$k_{нн}$  – количество срабатываний привода крана за расчетный период.

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при:

- перестановке запорной арматуры (пневмокранов) технологического оборудования при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации установок в период закачки и отбора из ПХГ;
- перестановке запорно-регулирующей арматуры при пуске ГПА (ГМК) при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации установок в период закачки и отбора из ПХГ;
- перестановке запорной арматуры при работе АГНКС;
- перестановке запорно-регулирующей арматуры при останове стационарной компрессорной установки при работе АГНКС;
- перестановке запорно-регулирующей арматуры на линейной части магистральных газопроводов.

**5.2.6** Объем выбросов природного газа при останове ГПА  $G_{ост}^{зна}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ост}^{зна} = G_{он} + G_{ЗРА}, \quad (23)$$

где  $G_{он}$  – объем выбросов природного газа при стравливании (опорожнении) контура центробежного компрессора и технологических коммуникаций, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.6.1.

Таблица 1 – Поправочный коэффициент  $k_L$ , учитывающий влияние длины дренажной линии на скорость продувки для больших и средних диаметров свечи

$T_{АП}$ , °C	$P_{АП}$ , МПа	Диаметр свечи $d_{св}$ , м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м
			0	1	5	10	20	50	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
0 - 35	7,5-10,0	0,30	0,993	0,993	0,991	0,991	0,989	0,986	0,979	0,967	0,956	0,944	0,933	0,923	0,913	0,903	0,893	0,884
0 - 35	7,5-10,0	0,15	0,993	0,993	0,991	0,988	0,983	0,968	0,945	0,903	0,865	0,832	0,802	0,776	0,751	0,729	0,708	0,689
0 - 35	7,5-10,0	0,10	0,993	0,992	0,987	0,982	0,971	0,939	0,893	0,817	0,757	0,708	0,668	0,633	0,603	0,578	0,554	0,534
0 - 35	7,5-10,0	0,08	0,993	0,991	0,984	0,976	0,959	0,912	0,848	0,750	0,680	0,625	0,582	0,546	0,517	0,491	0,469	0,449
0 - 35	7,5-10,0	0,05	0,993	0,989	0,971	0,949	0,911	0,817	0,708	0,578	0,499	0,445	0,406	0,375	0,350	0,329	0,311	0,296
0 - 35	7,5-10,0	0,025	0,993	0,975	0,910	0,845	0,746	0,578	0,445	0,329	0,272	0,237	0,213	0,194	0,180	0,168	0,158	0,149
0 - 35	5,0-7,5	0,30	0,984	0,984	0,983	0,982	0,981	0,978	0,972	0,960	0,949	0,939	0,928	0,918	0,908	0,899	0,890	0,881
0 - 35	5,0-7,5	0,15	0,983	0,983	0,981	0,979	0,974	0,961	0,939	0,898	0,863	0,831	0,802	0,777	0,753	0,731	0,711	0,692
0 - 35	5,0-7,5	0,10	0,983	0,982	0,978	0,973	0,962	0,933	0,889	0,817	0,759	0,711	0,672	0,638	0,608	0,583	0,560	0,539
0 - 35	5,0-7,5	0,08	0,983	0,982	0,975	0,967	0,951	0,908	0,846	0,752	0,683	0,630	0,587	0,552	0,522	0,497	0,474	0,455
0 - 35	5,0-7,5	0,05	0,983	0,979	0,962	0,942	0,906	0,817	0,711	0,583	0,505	0,450	0,411	0,380	0,354	0,334	0,316	0,301
0 - 35	5,0-7,5	0,025	0,983	0,967	0,906	0,843	0,748	0,582	0,450	0,333	0,276	0,241	0,216	0,197	0,182	0,170	0,160	0,152
0 - 35	1,5-5,0	0,30	0,981	0,981	0,980	0,980	0,979	0,975	0,970	0,959	0,948	0,938	0,928	0,918	0,909	0,899	0,891	0,882
0 - 35	1,5-5,0	0,15	0,981	0,981	0,979	0,976	0,972	0,959	0,938	0,899	0,865	0,834	0,806	0,780	0,757	0,736	0,716	0,697
0 - 35	1,5-5,0	0,10	0,981	0,980	0,976	0,971	0,961	0,932	0,890	0,819	0,762	0,716	0,676	0,642	0,613	0,588	0,565	0,544
0 - 35	1,5-5,0	0,08	0,981	0,979	0,973	0,965	0,950	0,908	0,848	0,756	0,688	0,635	0,592	0,557	0,527	0,502	0,479	0,460
0 - 35	1,5-5,0	0,05	0,981	0,977	0,961	0,942	0,906	0,819	0,716	0,588	0,510	0,455	0,416	0,384	0,359	0,338	0,320	0,305
0 - 35	1,5-5,0	0,025	0,981	0,965	0,906	0,845	0,752	0,588	0,455	0,338	0,279	0,244	0,219	0,200	0,185	0,173	0,163	0,154
0 - 35	0,1-1,5	0,30	0,982	0,982	0,981	0,981	0,980	0,976	0,971	0,960	0,950	0,939	0,930	0,920	0,911	0,902	0,893	0,884
0 - 35	0,1-1,5	0,15	0,982	0,982	0,980	0,978	0,973	0,960	0,939	0,901	0,867	0,837	0,809	0,784	0,760	0,739	0,720	0,701
0 - 35	0,1-1,5	0,10	0,982	0,981	0,977	0,972	0,962	0,934	0,892	0,822	0,766	0,719	0,680	0,646	0,617	0,592	0,569	0,547
0 - 35	0,1-1,5	0,08	0,982	0,981	0,974	0,967	0,952	0,910	0,851	0,759	0,691	0,639	0,596	0,560	0,521	0,489	0,462	0,439
0 - 35	0,1-1,5	0,05	0,982	0,978	0,962	0,943	0,909	0,822	0,719	0,592	0,510	0,454	0,413	0,381	0,355	0,334	0,317	0,301
0 - 35	0,1-1,5	0,025	0,982	0,966	0,909	0,848	0,756	0,592	0,454	0,336	0,275	0,238	0,213	0,195	0,180	0,168	0,159	0,150
0 - 35	0,1	0,30	0,983	0,983	0,982	0,982	0,981	0,977	0,972	0,961	0,950	0,940	0,930	0,921	0,911	0,902	0,894	0,885
0 - 35	0,1	0,15	0,983	0,982	0,981	0,978	0,974	0,961	0,940	0,902	0,868	0,838	0,810	0,785	0,762	0,740	0,720	0,702
0 - 35	0,1	0,10	0,983	0,982	0,978	0,973	0,963	0,935	0,893	0,823	0,766	0,719	0,680	0,646	0,617	0,591	0,568	0,544
0 - 35	0,1	0,08	0,983	0,981	0,975	0,967	0,952	0,911	0,851	0,760	0,691	0,639	0,596	0,560	0,521	0,489	0,462	0,439
0 - 35	0,1	0,05	0,983	0,979	0,963	0,944	0,909	0,823	0,719	0,591	0,499	0,434	0,390	0,357	0,331	0,310	0,292	0,277
0 - 35	0,1	0,025	0,983	0,967	0,909	0,849	0,756	0,591	0,434	0,310	0,253	0,219	0,196	0,179	0,166	0,155	0,146	0,138
0 - 35	0,05	0,30	0,983	0,983	0,982	0,982	0,981	0,977	0,972	0,961	0,950	0,940	0,930	0,921	0,911	0,902	0,893	0,885
0 - 35	0,05	0,15	0,983	0,982	0,981	0,978	0,974	0,961	0,940	0,902	0,868	0,837	0,810	0,784	0,761	0,735	0,700	0,670
0 - 35	0,05	0,10	0,983	0,982	0,978	0,973	0,963	0,935	0,893	0,822	0,766	0,699	0,636	0,587	0,548	0,517	0,489	0,466
0 - 35	0,05	0,08	0,983	0,981	0,975	0,967	0,952	0,911	0,851	0,759	0,654	0,576	0,522	0,480	0,447	0,420	0,397	0,377
0 - 35	0,05	0,05	0,983	0,979	0,963	0,944	0,909	0,822	0,698	0,516	0,428	0,373	0,335	0,306	0,284	0,266	0,251	0,238
0 - 35	0,05	0,025	0,983	0,967	0,909	0,848	0,756	0,516	0,373	0,266	0,217	0,188	0,168	0,153	0,141	0,132	0,124	0,118

Таблица 2 – Поправочный коэффициент  $k_L$ , учитывающий влияние длины дренажной линии на скорость продувки для малых диаметров свечи

$T_{АП}$ , °C	$P_{АП}$ , МПа	Диаметр свечи $d_{св}$ , м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м	L, м
			0	1	2	3	4	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0 - 35	7,5-10,0	0,020	0,982	0,956	0,931	0,909	0,887	0,867	0,784	0,670	0,594	0,538	0,496	0,462	0,434	0,410	0,390	0,373
0 - 35	7,5-10,0	0,014	0,985	0,933	0,887	0,848	0,813	0,782	0,667	0,535	0,458	0,407	0,370	0,340	0,317	0,298	0,282	0,269
0 - 35	7,5-10,0	0,010	0,982	0,887	0,815	0,757	0,709	0,670	0,538	0,411	0,343	0,301	0,271	0,249	0,231	0,216	0,204	0,193
0 - 35	7,5-10,0	0,007	0,982	0,812	0,706	0,632	0,577	0,535	0,407	0,298	0,246	0,214	0,191	0,175	0,162	0,151	0,142	0,135
0 - 35	5,0-7,5	0,020	0,983	0,957	0,933	0,910	0,889	0,869	0,786	0,672	0,595	0,539	0,497	0,462	0,434	0,411	0,391	0,373
0 - 35	5,0-7,5	0,014	0,984	0,934	0,889	0,851	0,817	0,786	0,672	0,539	0,462	0,411	0,373	0,344	0,320	0,301	0,285	0,271
0 - 35	5,0-7,5	0,010	0,979	0,887	0,816	0,759	0,713	0,674	0,542	0,414	0,346	0,304	0,274	0,251	0,233	0,218	0,206	0,195
0 - 35	5,0-7,5	0,007	0,983	0,814	0,708	0,634	0,579	0,535	0,407	0,298	0,246	0,214	0,191	0,174	0,161	0,150	0,142	0,135
0 - 35	1,5-5,0	0,020	0,981	0,956	0,932	0,911	0,890	0,871	0,790	0,677	0,600	0,544	0,502	0,467	0,439	0,416	0,395	0,377
0 - 35	1,5-5,0	0,014	0,982	0,932	0,889	0,852	0,818	0,788	0,675	0,543	0,466	0,414	0,376	0,346	0,323	0,303	0,287	0,273
0 - 35	1,5-5,0	0,010	0,980	0,890	0,820	0,763	0,717	0,678	0,546	0,417	0,349	0,306	0,276	0,253	0,235	0,220	0,207	0,197
0 - 35	1,5-5,0	0,007	0,981	0,817	0,712	0,639	0,584	0,540	0,412	0,302	0,249	0,217	0,194	0,177	0,163	0,152	0,144	0,136
0 - 35	0,1-1,5	0,020	0,982	0,958	0,934	0,913	0,892	0,873	0,793	0,680	0,604	0,547	0,502	0,466	0,437	0,413	0,392	0,374
0 - 35	0,1-1,5	0,014	0,983	0,934	0,891	0,854	0,820	0,790	0,677	0,544	0,464	0,410	0,372	0,342	0,318	0,299	0,282	0,268
0 - 35	0,1-1,5	0,010	0,984	0,893	0,823	0,767	0,720	0,681	0,549	0,414	0,345	0,301	0,271	0,248	0,230	0,215	0,203	0,192
0 - 35	0,1-1,5	0,007	0,982	0,820	0,716	0,643	0,588	0,543	0,409	0,297	0,245	0,212	0,190	0,173	0,160	0,149	0,141	0,134
0 - 35	0,05-0,1	0,020	0,983	0,958	0,935	0,913	0,893	0,874	0,793	0,658	0,568	0,504	0,454	0,416	0,386	0,363	0,342	0,325
0 - 35	0,05-0,1	0,014	0,983	0,934	0,891	0,854	0,820	0,790	0,656	0,516	0,426	0,371	0,333	0,304	0,282	0,264	0,249	0,236
0 - 35	0,05-0,1	0,010	0,985	0,894	0,824	0,767	0,712	0,661	0,509	0,365	0,299	0,259	0,232	0,212	0,196	0,183	0,173	0,164
0 - 35	0,05-0,1	0,007	0,983	0,820	0,704	0,612	0,549	0,500	0,359	0,255	0,208	0,180	0,161	0,147	0,135	0,126	0,119	0,113
0 - 35	0-0,05	0,020	0,983	0,958	0,935	0,913	0,893	0,874	0,793	0,636	0,532	0,466	0,420	0,385	0,357	0,335	0,316	0,300
0 - 35	0-0,05	0,014	0,983	0,934	0,891	0,853	0,820	0,790	0,636	0,466	0,384	0,334	0,300	0,274	0,254	0,237	0,224	0,212
0 - 35	0-0,05	0,010	0,985	0,894	0,824	0,767	0,704	0,642	0,470	0,338	0,277	0,240	0,215	0,196	0,181	0,169	0,159	0,151
0 - 35	0-0,05	0,007	0,982	0,819	0,692	0,581	0,511	0,461	0,332	0,236	0,193	0,166	0,149	0,135	0,125	0,117	0,110	0,104

**5.2.6.1** Объем выбросов природного газа при стравливании (опорожнении) контура центробежного компрессора и технологических коммуникаций  $G_{on}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{on} = (V_{ЦБК} + V_{ком}) \times \frac{P_{ЦБК_{cp}}}{T_{ЦБК_{cp}} \times Z_{cp}} \times \frac{T_c}{P_c}, \quad (24)$$

где  $V_{ЦБК}$  – геометрический объем центробежного компрессора, м<sup>3</sup>, в соответствии с проектными данными;

$V_{ком}$  – геометрический объем технологических коммуникаций между кранами № 1 и № 2 и вспомогательных систем (топливная система, система обеспечения буферным газом «сухих» газовых уплотнений центробежного компрессора), м<sup>3</sup>, в соответствии с проектными данными;

$V_{ком}$  – геометрический объем технологических коммуникаций между кранами № 1 и № 2 и вспомогательных систем (топливная система, система обеспечения буферным газом «сухих» газовых уплотнений центробежного компрессора), м<sup>3</sup>, в соответствии с проектными данными;

$T_{ЦБК_{cp}}$  – средняя температура природного газа в центробежном компрессоре до опорожнения, К, определяемая в соответствии с 5.2.6.1.1;

$P_{ЦБК_{cp}}$  – среднее абсолютное давление в центробежном компрессоре до опорожнения, МПа, определяемое в соответствии с 5.2.6.1.2;

$Z_{cp}$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_{ЦБК_{cp}}$  и  $T_{ЦБК_{cp}}$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А).

**Таблица 3 – Объем выбросов природного газа при пуске ГПА, м<sup>3</sup>**

Тип ГПА	Тип привода	Мощность в стационарных условиях, МВт	Объем выбросов природного газа при пуске ГПА, м <sup>3</sup>
ГПА-Ц-6,3	НК-12СТ	6,3	500,0
ГПА-Ц-6,3А	Д-336	6,3	132,4
ГПА-6,3 Урал	Д-336-2Т	6,3	132,4
ГПА-16 Урал	ПС-90ГП-2	16,0	882,4

**Таблица 4 – Объем природного газа, стравливаемого из пневмопривода на одно срабатывание крана**

Условный диаметр шарового крана $D_y$ , мм	Объем природного газа, $q_{nn}$ , м <sup>3</sup>
50	0,03
80	0,07
100	0,16
150	0,50
200	0,70
250	0,90
300	1,00
350	1,12
400	1,60
500	1,80
700	4,50
1000	5,00
1200	10,50
1400	15,50

**5.2.6.1.1** Средняя температура природного газа в центробежном компрессоре до опорожнения  $T_{ЦБК_{cp}}$ , К, рассчитывается по формуле

$$T_{ЦБК_{cp}} = 0,5 \times (t_n + t_k) + 273,15, \quad (25)$$

где  $t_n$ ,  $t_k$  – температура природного газа на входе и выходе центробежного компрессора, °С, используют средние значения за аналогичный период предыдущего года.

5.2.6.1.2 Среднее абсолютное давление в центробежном компрессоре до опорожнения  $P_{ЦБК_{cp}}$ , МПа, рассчитывается по формуле

$$P_{ЦБК_{cp}} = 0,5 \times (P_n + P_k), \quad (26)$$

где  $P_n, P_k$  – абсолютное давление природного газа на входе и выходе центробежного компрессора, МПа.

При отсутствии данных, объем выбросов природного газа при останове ГПА принимают в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5 – Объем выбросов природного газа при останове ГПА, м<sup>3</sup>

Тип ГПА	Тип привода	Мощность в стационарных условиях, МВт	Объем выбросов природного газа при останове ГПА, м <sup>3</sup>
ГПА-Ц-6,3	НК-12СТ	6,3	885
ГПА-Ц-6,3А	Д-336	6,3	885
ГПА-6,3 Урал	Д-336-2Т	6,3	885
ГПА-Ц-16С	ДГ-90	16,0	2003
ГПА-16 Урал	ПС-90ГП-2	16,0	2003

5.2.7 Объем выбросов природного газа при работе крана-регулятора  $G_{кр}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{кр} = q_{кр} \times \tau_{кр}, \quad (27)$$

где  $q_{кр}$  – расход природного газа при работе крана-регулятора, м<sup>3</sup>/ч, принимают по паспортным данным оборудования; при их отсутствии принимают данные в соответствии с таблицей 6;

$\tau_{кр}$  – время работы крана-регулятора в расчетном периоде, ч.

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при работе кранов-регуляторов в пунктах регулирования давления природного газа на перемычках линейной части магистральных газопроводов.

Таблица 6 – Расхода природного газа при работе крана-регулятора

Название крана-регулятора	Расход природного газа $q_{кр}$ , м <sup>3</sup> /ч
«Biffi» с пневмоприводом «ALGA-MHP»	2,0
«Biffi» с пневмоприводом «OGK 11»	4,0
«Neles»	1,0
«Mokveld»	1,0

Примечание – Расход природного газа при работе крана-регулятора при отсутствии паспортных данных оборудования и данных в таблице 6 принимают равным  $q_{кр} = 1,0$  м<sup>3</sup>/ч.

Время работы крана-регулятора принимают равным времени работы ГПА, на котором он установлен. Временем работы крана-регулятора типа «Biffi» считается время его нахождения в режиме регулирования.

5.2.8 Объем выбросов природного газа при продувке аппарата (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.) в  $G_{АП}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{АП} = G_{np}^{АП} \times k_{АП}, \quad (28)$$

где  $G_{np}^{АП}$  – объем выбросов природного газа при продувке аппарата через свечу, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.4;

$k_{АП}$  – количество продувок аппарата в расчетном периоде.

5.2.9 Объем выбросов природного газа при проверке работоспособности предохранительного клапана  $G_{ПК}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ПК} = 10^3 \times k_{кл} \times \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{1}{k-1}} \times S_{кл} \times \sqrt{\frac{2 \times k \times T_c}{(k+1) \times \rho_c \times P_c \times T_{кл} \times Z_{кл}}} \times P_{кл} \times \tau_{cp}, \quad (29)$$

где  $S_{кл}$  – площадь сечения предохранительного клапана, м<sup>2</sup>. Для подъемных клапанов при условии  $h$

больше или равно  $0,25 \times d_{кл}$ ,  $S_{кл} = \frac{\pi \times d_{кл}^2}{4}$ , для клапанов неполноподъемных при  $h$  менее  $0,25 \times d_{кл}$ ,

$S_{кл} = 2,22 \times d \times h$ ;

- $h$  – высота подъема клапана, м, определяется по паспортным данным оборудования;
- $d_{кл}$  – внутренний диаметр предохранительного клапана, м, в соответствии с паспортными данными оборудования, при их отсутствии в соответствии с таблицей 7;
- $k$  – показатель адиабаты газа, принимается равным 1,33;
- $P_{кл}$  – абсолютное давление природного газа при проверке предохранительного клапана, МПа;
- $T_{кл}$  – температура природного газа при проверке клапана, К, используется среднее значение за аналогичный период предыдущего года;
- $Z_{кл}$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_{кл}$ ,  $T_{кл}$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А);
- $\tau_{ср}$  – время срабатывания предохранительного клапана, с, определяется по паспортным данным оборудования;
- $\rho_c$  – плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;
- $T_c, P_c$  – температура и давление природного газа при стандартных условиях К, МПа;
- $k_{кл}$  – количество проверок предохранительного клапана в расчетном периоде.
- Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при:
- проверке работоспособности предохранительных клапанов при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации установок в период закачки и отбора из ПХГ;
  - проверке работоспособности предохранительных клапанов при работе ГРС, ГИС;
  - проверке работоспособности предохранительных клапанов на узлах редуцирования на газопроводах-отводах, автоматических редуцирующих пунктах линейной части магистральных газопроводов.

**Таблица 7 – Внутренний диаметр предохранительного клапана**

Тип предохранительного клапана	Внутренний диаметр клапана $d_{кл}$ , м
СППК4Р-50-16	0,030
СППК4Р-80-16	0,040
СППК4Р-100-16	0,050
СППК4Р-150-16	0,072
СППК4Р-200-16	0,142

Примечание – Расчет объемов выбросов природного газа при проверке работоспособности предохранительных клапанов с эластичным затвором проводят по формуле (19) для диаметра номинального прохода, указанного в руководстве по эксплуатации оборудования.

**5.2.10** Объем выбросов природного газа при стравливании через систему газоотделения центробежного компрессора,  $G_{упл}^{кц}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{упл}^{кц} = \sum_{i=1}^{m_{МГ}} G_{МГ_i}^{ЦБК} + \sum_{i=1}^{m_{СВ}} G_{СВ_i}^{ЦБК}, \quad (30)$$

где  $G_{МГ_i}^{ЦБК}$  – объем природного газа, стравливаемого через  $i$ -тые уплотнения «масло-газ» центробежного компрессора, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.10.1;

$G_{СВ_i}^{ЦБК}$  – объем природного газа, стравливаемого через  $i$ -тые уплотнения «сухого» центробежного компрессора, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.10.2.

**5.2.10.1** Объем природного газа, стравливаемого через  $i$ -тые уплотнения «масло-газ» центробежного компрессора  $G_{МГ_i}^{ЦБК}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{МГ_i}^{ЦБК} = q_{упл}^{МГ} \times \tau_{зна}, \quad (31)$$

где  $q_{упл}^{МГ}$  – норматив утечки природного газа через уплотнения «масло-газ», м<sup>3</sup>/ч, равный

$$q_{упл}^{МГ} = 3,6 \times \frac{M}{\rho_c}. \text{ При отсутствии данных величина } q_{упл}^{МГ} \text{ определяется по таблице 9;}$$

$M$  – мощность выброса природного газа для типа ГПА, г/с, определяемая по таблице 8;

$\rho_c$  – плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\tau_{зна}$  – время работы ГПА за расчетный период, ч.

5.2.10.2 Объем природного газа, стравливаемого через i-тые уплотнения «сухого» центробежного компрессора,  $G_{CV}^{ЦБК}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{CV}^{ЦБК} = q_{упл}^{CV} \times \tau_{зна}, \quad (32)$$

где  $q_{упл}^{CV}$  – норматив утечки природного газа через «сухие» уплотнения центробежного компрессора, м<sup>3</sup>/ч, в соответствии с паспортными данными оборудования; при их отсутствии определяемый по таблице 9.

Таблица 8 – Мощность выброса природного газа для типа ГПА

Тип ГПА	Тип привода	Мощность в стационарных условиях, МВт	Мощность выброса природного газа М, г/с
ГПА-Ц-6,3	НК-12СТ	6,3	1,05
ГПА-Ц-6,3А	Д-336	6,3	1,05
ГПА-6,3 Урал	Д-336-2Т	6,3	1,05
ГПА-Ц-16С	ДГ-90	16,0	1,26
ГПА-16 Урал	ПС-90ГП-2	16,0	0,84

Таблица 9 – Норматив утечки природного газа через уплотнения центробежного компрессора

Давление уплотняемого природного газа, МПа	Уплотнения «масло-газ», $q_{упл}^{МГ}$ , м <sup>3</sup> /ч			«Сухие» уплотнения, $q_{упл}^{CV}$ , м <sup>3</sup> /ч
	Баббитовые, щелевые	Керамические		
		щелевые	торцевые	
7,5	10,0	0,10	0,05	12,0
5,5	4,8	0,08	0,03	8,0
4,0	2,4	0,02	0,01	6,0
3,0	1,5	0,02	0,01	5,0

### 5.3 Порядок расчета выбросов природного газа от подземных хранилищ газа

5.3.1 Объем выбросов природного газа при освидетельствовании сосудов (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающих под давлением,  $G_{осв.АП}^{ПХГ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{осв.АП}^{ПХГ} = G_{прод.конд.}^{ПХГ} + G_{стр.АП}^{ПХГ} + G_{прод.АП}^{ПХГ}, \quad (33)$$

где  $G_{прод.конд.}^{ПХГ}$  – объем выбросов природного газа при продувке конденсата сосуда, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.4;

$G_{стр.АП}^{ПХГ}$  – объем выбросов природного газа при стравливании из сосуда, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.3.1.1;

$G_{прод.АП}^{ПХГ}$  – объем выбросов природного газа при продувке при заполнении сосуда, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.2.2.

5.3.1.1 Объем выбросов природного газа при ревизии и замене средств измерения количества природного газа  $G_{стр.АП}^{ПХГ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{стр.АП}^{ПХГ} = k_c \times V \times \left( \frac{P_n}{T_n \times Z_n} - \frac{P_k}{T_k \times Z_k} \right), \quad (34)$$

где  $k_c$  – коэффициент приведения объема природного газа к стандартным условиям, равный 2893,17 К/МПа;

$V$  – геометрический объем опорожняемого участка (технологического оборудования), м<sup>3</sup>;

$P_n$  – абсолютное давление природного газа в оборудовании до стравливания, МПа;

$P_k$  – абсолютное давление природного газа в оборудовании после стравливания, МПа;

$T_n$  – температура природного газа до стравливания, К;

$T_k$  – температура природного газа после стравливания, К;



$Z_n$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_n$  и  $T_n$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А);

$Z_k$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_k$  и  $T_k$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А).

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при:

- стравливании природного газа из технологического оборудования и газопроводов при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации установок в период закачки и отбора из ПХГ;
- стравливании из сосуда (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающего под давлением, при его освидетельствовании при выполнении регламентных операций в процессе эксплуатации установок в период закачки и отбора из ПХГ;
- стравливании природного газа из технологического оборудования и газопроводов при ремонте АГНКС;
- опорожнении сосуда (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающего под давлением, при его освидетельствовании при работе АГНКС.

**5.3.2** Объем выбросов природного газа при продувке скважины  $G_{np}^{скв}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{np}^{скв} = \frac{3324 \times d_{св}^2 \times P \times \tau}{\sqrt{\bar{\rho} \times T}}, \quad (35)$$

где 3324 – эмпирический коэффициент, (мм·К)/(МПа·сут);

$d_{св}$  – диаметр свечи (головка скважины), через которую происходит продувка скважины, мм;

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

$\tau$  – продолжительность продувки, сут.;

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

$T$  – температура природного газа, К.

**5.3.3** Объем выбросов природного газа при исследовании скважин (освоении скважины с использованием сужающих устройств)  $G_{исл}^{скв}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{исл}^{скв} = \frac{100 \times C \times P}{\sqrt{\rho \times T \times Z}} \times \tau, \quad (36)$$

где  $C$  – коэффициент, определяемый по инструкции к средству измерения, используемому при исследовании скважины, либо по формуле  $C = 0,1839 \times d^2 - 0,0444 \times d$

$P$  – абсолютное давление природного газа перед диафрагмой, МПа;

$T$  – абсолютная температура природного газа перед диафрагмой, К;

$\rho$  – относительная плотность природного газа по воздуху;

$Z$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P$  и  $T$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А);

$\tau$  – время продувки скважины, сут;

$d$  – диаметр диафрагмы, мм.

**5.3.4** Объем выбросов природного газа при пуске ГПА (ГМК)  $G_{пуск}^{гна}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{пуск}^{гна} = G_{прод} + G_{зРА} + G_{старт}, \quad (37)$$

где  $G_{прод}$  – объем выбросов природного газа при продувке контура нагнетателя, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.3.4.1;

$G_{зРА}$  – объем выбросов природного газа при перестановке запорно-регулирующей арматуры, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.5.2;

$G_{старт}$  – объем выбросов природного газа, м<sup>3</sup>, расходуемого на работу стартера ГПА. Для ГПА Siemens с нагнетателем типа 12V-AT27GL (Waukesh) с компрессором JGC/4 (Ariel)  $G_{старт}$ , м<sup>3</sup>, составляет:  $G_{старт} = k \times \tau$ , где  $k = 1,71$  м<sup>3</sup>/сек (паспортные данные оборудования) и  $\tau = 10$  сек – время работы стартера).

5.3.4.1 Объем выбросов природного газа при продувке контура нагнетателя  $G_{прод}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{прод} = 3 \times V_n, \quad (38)$$

где  $V_n$  – геометрический объем контура нагнетателя, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с паспортными данными оборудования.

5.3.5 Объем выбросов природного газа при останове ГПА (ГМК)  $G_{осм}^{zna}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{осм}^{zna} = G_{cmp}^i + G_{зПА}, \quad (39)$$

где  $G_{cmp}^i$  – объем выбросов природного газа при стравливании из полости ГМК (ГПА) типа ГМК 10ГКНАМ2/40 и контура нагнетателя типа 12V-AT27GL (Waukesha) с компрессором JGC/4 (Ariel) при их останове, м<sup>3</sup>, определяемый соответственно согласно 5.3.5.1 и 5.3.5.2;

$G_{зПА}$  – объем выбросов природного газа при перестановке запорно-регулирующей арматуры, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.5.2.

5.3.5.1 Объем выбросов природного газа при стравливании из полости ГМК 10ГКНАМ2/40 (имеющем две ступени сжатия) при его останове  $G_{cmp}^{zMK}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{cmp}^{zMK} = k_c \times \left( \frac{P_{1cm} \times V_{1cm}}{T_{1cm} \times Z_{1cm}} + \frac{P_{2cm} \times V_{2cm}}{T_{2cm} \times Z_{2cm}} \right), \quad (40)$$

где  $P_{1cm}$  и  $P_{2cm}$  – абсолютное давление природного газа на входе первую и вторую ступени, МПа;

$V_{1cm}$  и  $V_{2cm}$  – геометрический объем контура нагнетателя первой и второй ступени, м<sup>3</sup>, равный  $V_{1cm} = 1,48$  м<sup>3</sup>,  $V_{2cm} = 0,69$  м<sup>3</sup>;

$T_{1cm}$  и  $T_{2cm}$  – средняя температура природного газа в контуре нагнетателя на момент останова агрегата, К, равная  $T_{1cm} = \frac{(T'_{1cm} + T''_{1cm})}{2}$  и  $T_{2cm} = \frac{(T'_{2cm} + T''_{2cm})}{2}$ ;

$T'_{1cm}$ ,  $T''_{1cm}$  и  $T'_{2cm}$ ,  $T''_{2cm}$  – температура природного газа на входе и выходе первой и второй ступени соответственно, К;

$Z_{1cm}$  и  $Z_{2cm}$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_{1cm}$ ,  $T_{1cm}$  и  $P_{2cm}$ ,  $T_{2cm}$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А).

5.3.5.2 Объем выбросов природного газа при стравливании из контура нагнетателя типа 12V-AT27GL (Waukesha) с компрессором JGC/4 (Ariel) при его останове  $G_{cmp}^{zna}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{cmp}^{zna} = k_c \times \left( \frac{P'_{1cm} \times V'_{1cm}}{T'_{1cm} \times Z'_{1cm}} + \frac{P''_{1cm} \times V''_{1cm}}{T''_{1cm} \times Z''_{1cm}} + \frac{P''_{2cm} \times V''_{2cm}}{T''_{2cm} \times Z''_{2cm}} \right), \quad (41)$$

где  $P'_{1cm}$ ,  $P''_{1cm}$  и  $P''_{2cm}$  – абсолютное давление природного газа на входе, выходе первой и выходе второй ступеней, МПа;

$V'_{1cm}$ ,  $V''_{1cm}$  и  $V''_{2cm}$  – геометрический объем контура нагнетателя входа, выхода первой и выхода второй ступеней, м<sup>3</sup>, равный  $V'_{1cm} = 1,3$  м<sup>3</sup>,  $V''_{1cm} = 4,6$  м<sup>3</sup> и  $V''_{2cm} = 1,2$  м<sup>3</sup>;

$T'_{1cm}$  – температура природного газа в контуре нагнетателя на момент останова ГПА, К;

$T''_{1cm}$ ,  $T''_{2cm}$  – средняя температура природного газа в контуре нагнетателя на момент останова ГПА, К, равные  $T''_{1cm} = \frac{(T'_{1cm} + T''_{2cm})}{2}$  и  $T''_{2cm} = \frac{(T''_{2cm} + T'_{2cm \text{ после АВО}})}{2}$

$Z'_{1cm}$ ,  $Z''_{1cm}$  и  $Z''_{2cm}$  – коэффициент сжимаемости природного газа, определяемые по таблице А.1 (приложение А).

**5.3.6** Объем выбросов природного газа при эксплуатации приборов КИП и автоматики, продувке импульсных линий средств измерения  $G_{КИП}^{np}$  ( $G_{КИП}^{ум}$ ), м<sup>3</sup>, рассчитывается по одному из двух вариантов:

а) по паспортным данным оборудования по числу срабатываний (маневров) исполнительного механизма в соответствии с 5.3.6.1;

б) при отсутствии паспортных данных оборудования по времени работы прибора в соответствии с 5.3.6.2.

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при эксплуатации приборов КИП и автоматики при работе АГНКС.

**5.3.6.1** Объем выбросов природного газа при эксплуатации приборов КИП и автоматики, продувке импульсных линий средств измерения по числу срабатываний (маневров) исполнительного механизма  $G_{КИП}^{ум}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{КИП}^{ум} = \sum_{i=1} Q_{КИП_i} \times m_i, \quad (42)$$

где  $Q_{КИП_i}$  – расход природного газа *i*-ым исполнительным механизмом КИП и автоматики, м<sup>3</sup>, в соответствии с паспортными данными оборудования;

$m_i$  – число маневров *i*-ых исполнительных механизмов КИП и автоматики, ед.

**5.3.6.2** Объем выбросов природного газа при эксплуатации приборов КИП и автоматики, продувке импульсных линий средств измерения по времени работы прибора  $G_{КИП}^{np}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{КИП}^{np} = \sum_{i=1} q_{КИП_i} \times \tau_i, \quad (43)$$

где  $q_{КИП_i}$  – норматив расхода природного газа *i*-ым исполнительным механизмом КИП и автоматики, м<sup>3</sup>/ч, определяемый по таблице 10;

$\tau_i$  – время работы *i*-ого КИП и автоматики, ч.

**5.3.7** Объем выбросов природного газа при дегазации или регенерации жидкости (пластовая вода, водные растворы ингибитора, гликоли и т.д.)  $G_{ДГ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ДГ} = V_{ж} \times r \times \tau, \quad (44)$$

где  $V_{ж}$  – расход жидкости, подвергаемой дегазации или регенерации, м<sup>3</sup>/час;

$r$  – растворимость природного газа в жидкости при параметрах дегазации, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> жидкости, При дегазации пластовой воды определяется по проектным или справочным данным или рассчитывается по формуле

$r = 0.96 \times 10^{-5} \times \left( \frac{P}{Z} \right)$ . Растворимость природного газа в водном растворе ингибитора, поступающем на

регенерацию  $r_u$ , определяется экспериментально или принимается равным от 2,5 до 3,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Растворимость природного газа в диэтиленгликоле  $r_{ДЭГ}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле  $r_{ДЭГ} = 10,197 \times P \times A$ ;

$P$  – давление в системе дегазации, МПа;

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

$A$  – коэффициент, зависящий от температуры и концентрации диэтиленгликоля, рассчитывается по формуле  $A = 1,415 \times C \times 10^{-3} + 5,78 \times C \times 10^{-6} + 1,436 \times t \times 10^{-3} - 2,696 \times t \times C \times 10^{-5} + 3,571 \times T^2 \times 10^{-6} - 7,048 \times 10^{-2}$ ;

$C$  – концентрация диэтиленгликоля, массовая доля, %;

$t$  – температура диэтиленгликоля, °С;

$\tau$  – продолжительность процесса дегазации или регенерации, ч.

**Таблица 10 – Норматив расхода природного газа *i*-ым исполнительным механизмом КИП и автоматики**

Тип оборудования	Единица измерения	Норматив расхода природного газа
Приборы ДМПК и ПИК	м <sup>3</sup> /ч	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)	м <sup>3</sup> /сут.	0,6
Датчик-реле давления		0,6
Регулятор		0,6

5.3.8 Объем выбросов природного газа при стравливании через уплотнения компрессорных цилиндров ГПА (ГМК), находящихся под давлением,  $G_{\kappa}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{\kappa} = \frac{q_y \times \tau \times \beta}{\rho_c}, \quad (45)$$

где  $q_y$  – норматив потерь природного газа через уплотнения компрессорных цилиндров ГПА (ГМК), кг/ч, определяемый по таблице 11;

$\beta$  – расчетная доля уплотнений, теряющих герметичность, определяемая по таблице 11;

$\tau$  – продолжительность работы агрегата в расчетный период, ч;

$\rho_c$  – плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 11 – Норматив потерь природного газа через уплотнения компрессорных цилиндров ГПА (ГМК)

Наименование оборудования, вид технологического потока	Норматив потерь природного газа $q_y$ , кг/ч	Расчетная доля уплотнений, теряющих герметичность $\beta$ , доли единицы (общее число уплотнений данного типа принято за 1)
Уплотнения валов агрегатов		
Уплотнения поршневого компрессора	0,115	0,700

#### 5.4 Порядок расчета выбросов природного газа от газораспределительных и газоизмерительных станций

5.4.1 Объем выбросов одорированного природного газа при обслуживании одоризационной установки  $G_{od}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{od} = V_{od} \times \frac{P_{od}}{T_{od} \times Z_{od}} \times \frac{T_c}{P_c}, \quad (46)$$

где  $V_{od}$  – геометрический объем емкости с одорантом (контейнера), м<sup>3</sup>;

$P_{od}$  – абсолютное давление природного газа в емкости с одорантом (контейнере), МПа;

$T_{od}$  – абсолютная температура природного газа в емкости с одорантом (контейнере), К;

$Z_{od}$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_{od}$ ,  $T_{od}$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А);

$T_c$  – температура природного газа при стандартных условиях, К;

$P_c$  – абсолютное давление природного газа при стандартных условиях, МПа.

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при:  
– разгрузке метанольной установки перед заправкой метанолом на линейной части магистральных газопроводов;

– заправке метанольного устройства на  $i$  участке магистрального газопровода при ликвидации гидратных пробок.

5.4.2 Объем выбросов природного газа при работе пневморегуляторов, пневмоустройств на природном газе  $G_{\text{ПР}}^{\text{эрс}}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{\text{ПР}}^{\text{эрс}} = \sum_{i=1}^{m_{\text{ПР}}} q_{\text{нр}i} \times \tau_i \times n_i, \quad (47)$$

где  $q_{\text{нр}i}$  – объем природного газа, стравливаемого из пневморегуляторов, пневмоустройств, м<sup>3</sup>/ч, в соответствии с паспортными данными оборудования, в случае отсутствия паспортных данных, принимается равным 0,6;

$n_i$  – количество работающих пневморегуляторов, пневмоустройств данного типа, шт.;

$m_{\text{ПР}}$  – количество типов пневморегуляторов, пневмоустройств;

$\tau_i$  – время работы пневморегулятора, пневмоустройства  $i$ -ого типа в расчетном периоде, ч;

**5.5 Порядок расчета выбросов природного газа от автомобильных газонаполнительных компрессорных станций**

**5.5.1** Объем выбросов природного газа при освидетельствовании сосудов (пылеуловитель, фильтр-сепаратор, адсорбер, сепаратор, ресивер и др.), работающих под давлением  $G_{осв.АП}^{АГНКС}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{осв.АП}^{АГНКС} = G_{прод.конд.}^{АГНКС} + G_{стр.АП}^{АГНКС} + G_{прод.АП}^{АГНКС} \quad (48)$$

где  $G_{прод.конд.}^{АГНКС}$  – объем выбросов природного газа при продувке конденсата сосуда, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.4;

$G_{стр.АП}^{АГНКС}$  – объем выбросов природного газа при опорожнении сосуда, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.3.1.1;

$G_{прод.АП}^{АГНКС}$  – объем выбросов природного газа при продувке при заполнении сосуда, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.2.2.

**5.5.2** Объем выбросов природного газа при пуске стационарной компрессорной установки  $G_{пуск}^{СКУ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{пуск}^{СКУ} = G_{прод}^i + G_{ЗРА} \quad (49)$$

где  $G_{прод}^i$  – объем выбросов природного газа при продувке контура нагнетателя i-ого типа, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.5.2.1;

$G_{ЗРА}$  – объем выбросов природного газа при перестановке запорно-регулирующей арматуры, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.5.2.

**5.5.2.1** Объем выбросов природного газа при продувке контура нагнетателя i-ого типа  $G_{прод}^i$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{прод}^i = 3 \times V_n \quad (50)$$

где  $V_n$  – геометрический объем контура нагнетателя, м<sup>3</sup>, в соответствии с паспортными данными оборудования.

**5.5.3** Объем выбросов природного газа при останове стационарной компрессорной установки  $G_{ост}^{СКУ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ост}^{СКУ} = G_{стр}^i + G_{ЗРА} \quad (51)$$

где  $G_{стр}^i$  – объем выбросов природного газа при стравливании из полости стационарной компрессорной установки i-ого типа при ее останове, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.5.3.1;

$G_{ЗРА}$  – объем выбросов природного газа при перестановке запорно-регулирующей арматуры, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.5.2.

**5.5.3.1** Объем выбросов природного газа при стравливании из полости стационарной компрессорной установки i-ого типа при ее останове  $G_{стр}^i$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{стр}^i = k_c \times \sum_{i=1}^n \frac{P_{i\text{ cm}} \times V_{i\text{ cm}}}{T_{i\text{ cm}} \times Z_{i\text{ cm}}}, \quad (52)$$

где  $k_c$  – то же, что в формуле (34);

$P_{i\text{ cm}}$  – абсолютное давление природного газа на входе i-ой ступени, МПа;

$V_{i\text{ cm}}$  – геометрический объем контура нагнетателя i-ой ступени, м<sup>3</sup>, в соответствии с паспортными данными оборудования;

$T_{i\text{ cm}}$  – средняя температура природного газа в контуре нагнетателя i-ой ступени на момент останова агрегата, К, определяемая в соответствии с 5.5.3.1.1;

$Z_{i\text{ cm}}$  – коэффициент сжимаемости природного газа, определяемый в соответствии с ГОСТ 30319.2.

5.5.3.1.1 Средняя температура природного газа в контуре нагнетателя  $i$ -ой ступени на момент останова агрегата  $T_{i\text{ cm}}$ , К, рассчитывается по формуле

$$T_{i\text{ cm}} = \frac{T'_{i\text{ cm}} + T''_{i\text{ cm}}}{2}, \quad (53)$$

где  $T'_{i\text{ cm}}$ ,  $T''_{i\text{ cm}}$  – температуры природного газа на входе и выходе  $i$ -ой ступени соответственно, К.

5.5.4 Объем выбросов природного газа при проверке работоспособности предохранительного клапана  $G_{\text{кл}}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{\text{кл}} = k_{\text{нп}} \times \frac{P_{\text{нпк}} \times S \times \tau_{\text{кл}}}{T_{\text{нпк}} \times Z}, \quad (54)$$

где  $k_{\text{нп}}$  – коэффициент, для расчета количества стравливаемого природного газа при производстве ручного подрыва ППК, м·К/(МПа·с), равный  $9,34 \cdot 10^5$ ;

$S$  – площадь сечения предохранительного клапана, м<sup>2</sup>. Для подъемных клапанов при условии  $h$  больше или равно  $0,25 \times d_{\text{кл}}$ ,  $S_{\text{кл}} = \frac{\pi \times d_{\text{кл}}^2}{4}$ , для клапанов неполноподъемных при  $h$  менее  $0,25 \times d_{\text{кл}}$ ,

$$S_{\text{кл}} = 2,22 \times d \times h;$$

$h$  – высота подъема предохранительного клапана, м, определяется по паспортным данным оборудования;

$d_{\text{кл}}$  – внутренний диаметр предохранительного клапана, м, определяется по паспортным данным оборудования;

$\tau_{\text{кл}}$  – продолжительность срабатывания предохранительного клапана, с;

$P_{\text{нпк}}$  – абсолютное давление природного газа на момент производства подрыва ППК, МПа;

$T_{\text{нпк}}$  – температура природного газа при настройке ППК, К;

$Z$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_{\text{нпк}}$ ,  $T_{\text{нпк}}$ , определяют в соответствии с ГОСТ 30319.2.

5.5.5 Валовой выброс природного газа при стравливании через уплотнения подвижных соединений компрессорной установки  $M_g^{te}$ , т/год, рассчитывается по формуле

$$M_g^{te} = 3,6 \times 10^{-3} \times M_g \times \tau, \quad (55)$$

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

$M_g$  – максимальный выброс природного газа через уплотнения подвижных соединений в результате утечек, ликвидируемых при плановом ремонте компрессорной установки, г/с, определяемый в соответствии с 5.5.6;

$\tau$  – продолжительность работы компрессоров на отдельном источнике выделения в течение года, ч.

5.5.6 Максимальный выброс природного газа через уплотнения подвижных соединений в результате утечек, ликвидируемых при плановом ремонте компрессорной установки  $M_g$ , г/с, рассчитывается по формуле

$$M_g = 0,278 \times A_g \times \rho_g \times 0,991 \times a, \quad (56)$$

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

$A_g$  – расчетная величина выбросов природного газа через уплотнения работающей компрессорной установки, м<sup>3</sup>/ч, равная  $0,169$ ;

$\rho_g$  – плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>, 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 Порядок расчета выбросов природного газа от линейной части магистральных газопроводов**

**5.6.1** Объем выбросов природного газа при ремонте, реконструкции и техническом перевооружении участков магистральных газопроводов, врезке отводов и перемычек  $G_{PEM}^{ЛЧ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{PEM}^{ЛЧ} = G_{PEM(сниж)}^{ЛЧ} + G_{PEM(сmp)}^{ЛЧ}, \quad (57)$$

где  $G_{PEM(сниж)}^{ЛЧ}$  – объем выбросов природного газа при проведении ремонтов со снижением давления природного газа на i-ом участке магистрального газопровода, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.6.1.1;

$G_{PEM(сmp)}^{ЛЧ}$  – объем выбросов природного газа при проведении ремонтов с опорожнением участка магистрального газопровода, м<sup>3</sup>.

**5.6.1.1** Объем выбросов природного газа при проведении ремонтов со снижением давления природного газа на i-ом участке магистрального газопровода  $G_{PEM(сниж)}^{ЛЧ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{PEM(сниж)}^{ЛЧ} = V_{уч} \times \left[ \frac{P_{1cp}}{T_{1cp} \times Z_{1cp}} - \frac{P_{2cp}}{T_{2cp} \times Z_{2cp}} \right] \times \frac{T_c}{P_c}, \quad (58)$$

где  $V_{уч}$  – геометрический объем участка газопровода, м<sup>3</sup>;

$P_{1cp}$  – среднее абсолютное давление природного газа на участке трубопровода до опорожнения, МПа, определяемое в соответствии с 5.2.2.1.2;

$P_{2cp}$  – среднее абсолютное давление природного газа на участке после стравливания, МПа, определяемое в соответствии с 5.6.1.1.1;

$T_{1cp}$  – средняя температура природного газа на участке трубопровода до опорожнения, К, определяемая в соответствии с 5.2.2.1.3;

$T_{2cp}$  – средняя температура природного газа на участке после стравливания, К, определяемая в соответствии с 5.6.1.1.2;

$Z_{1cp}$ ,  $Z_{2cp}$  – коэффициенты сжимаемости природного газа для  $T_{1cp}$ ,  $P_{1cp}$  и  $T_{2cp}$ ,  $P_{2cp}$ , определяемые по таблице А.1 (приложение А);

$T_c$  – температура природного газа при стандартных условиях, К;

$P_c$  – абсолютное давление природного газа при стандартных условиях, МПа.

**5.6.1.1.1** Среднее абсолютное давление природного газа на участке после стравливания  $P_{2cp}$ , МПа, рассчитывается по формуле

$$P_{2cp} = \frac{2}{3} \times \left( P_{2н} + \frac{P_{2к}^2}{P_{2н} + P_{2к}} \right), \quad (59)$$

где  $P_{2н}$  – абсолютное давление природного газа в начале участка газопровода после стравливания, МПа;

$P_{2к}$  – абсолютное давление природного газа в конце участка газопровода после стравливания, МПа.

**5.6.1.1.2** Средняя температура природного газа на участке после стравливания  $T_{2cp}$ , К, рассчитывается по формуле

$$T_{2cp} = \frac{T_{2н} + T_{2к}}{2}, \quad (60)$$

где  $T_{2н}$  – абсолютная температура природного газа в начале участка газопровода после стравливания, К;

$T_{2к}$  – абсолютная температура природного газа в конце участка газопровода после стравливания, К.

**5.6.1.2** Объем выбросов природного газа при ремонтах с опорожнением участка магистрального газопровода  $G_{PEM(сmp)}^{ЛЧ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{PEM(сmp)}^{ЛЧ} = \sum_{i=1}^{m_{PEM}} (G_{on_i} + G_{np_i}), \quad (61)$$

где  $m_{PEM}$  – количество ремонтируемых участков магистрального газопровода;

$G_{on_i}$  – объем выбросов природного газа при опорожнении i-ого участка магистрального газопровода, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.2.1;

$G_{np_i}$  – объем выбросов природного газа при удалении газовой смеси из  $i$ -го участка магистрального газопровода после проведения огневых работ, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.2.2.

Данная формула применяется для расчета объемов выбросов природного газа при проведении ремонтов с опорожнением участка магистрального газопровода при работе ГРС, ГИС.

**5.6.2** Объем выбросов природного газа при очистке внутренней полости участка магистрального газопровода очистными устройствами, при проведении внутритрубной технической диагностики  $G_{Oч}^{ЛЧ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{Oч}^{ЛЧ} = (G_{ЗАП} + G_{ПП}) \times k_{Oч}, \quad (62)$$

где  $G_{ЗАП}$  – объем выбросов природного газа при запуске очистного устройства, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.6.2.1;

$G_{ПП}$  – объем выбросов природного газа при приеме очистного устройства, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.6.2.2;

$k_{Oч}$  – количество пропусков (циклов) очистного устройства.

**5.6.2.1** Объем выбросов природного газа при запуске очистного устройства  $G_{ЗАП}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ЗАП} = G_{on}^{KЗ} + G_{\epsilon\epsilon}^{KЗ}, \quad (63)$$

где  $G_{on}^{KЗ}$  – объем выбросов природного газа при опорожнении камеры запуска очистного устройства и участка магистрального газопровода после камеры запуска, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.6.2.1.1;

$G_{\epsilon\epsilon}^{KЗ}$  – объем выбросов природного газа при вытеснении воздуха из камеры запуска очистного устройства и участка магистрального газопровода от камеры запуска до секующего крана, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.6.2.1.2.

**5.6.2.1.1** Объем выбросов природного газа при опорожнении камеры запуска очистного устройства и участка магистрального газопровода после камеры запуска  $G_{on}^{KЗ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{on}^{KЗ} = (V_{KЗ} + V_{yч}^{KЗ}) \times \frac{P_{KЗ}}{T_{KЗ} \times Z_{KЗ}} \times \frac{T_c}{P_c}, \quad (64)$$

где  $P_{KЗ}$  – абсолютное давление природного газа в камере запуска до опорожнения, МПа;

$T_{KЗ}$  – температура природного газа в камере запуска до опорожнения, К;

$V_{KЗ}$  – геометрический объем камеры запуска, м<sup>3</sup>, по данным проектной документации;

$V_{yч}^{KЗ}$  – геометрический объем участка магистрального газопровода после камеры запуска очистного устройства, м<sup>3</sup>, по данным проектной документации;

$Z_{KЗ}$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_{KЗ}$ ,  $T_{KЗ}$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А);

$T_c$  – температура природного газа при стандартных условиях, К;

$P_c$  – абсолютное давление природного газа при стандартных условиях, МПа.

**5.6.2.1.2** Объем выбросов природного газа при вытеснении воздуха из камеры запуска очистного устройства и участка магистрального газопровода от камеры запуска до секующего крана  $G_{\epsilon\epsilon}^{KЗ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{\epsilon\epsilon}^{KЗ} = 3 \times (V_{KЗ} + V_{yч}^{KЗ}), \quad (65)$$

**5.6.2.2** Объем выбросов природного при приеме очистного устройства  $G_{ПП}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ПП} = G_{\epsilon\epsilon}^{КП} + G_{on}^{КП} + G_{on}^{к\epsilon\delta} + G_{np}^{КП}, \quad (66)$$

где  $G_{\epsilon\epsilon}^{КП}$  – объем выбросов природного газа при вытеснении воздуха из камеры приема очистного устройства и участка магистрального газопровода перед камерой приема очистного устройства, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.6.2.2.1;



$G_{on}^{KП}$  – объем выбросов природного газа при опорожнении камеры приема очистного устройства и участка магистрального газопровода перед камерой приема, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.6.2.2.2;

$G_{on}^{ксб}$  – объем выбросов природного газа при опорожнении конденсатосборника для сброса шлама, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.6.2.2.3;

$G_{np}^{KП}$  – объем выбросов природного газа при продувке камеры приема очистного устройства, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.4.

**5.6.2.2.1** Объем выбросов природного газа при вытеснении воздуха из камеры приема очистного устройства и участка магистрального газопровода перед камерой приема очистного устройства  $Q_{66}^{KП}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{66}^{KП} = 3 \times (V_{KП} + V_{уч}^{KП}), \quad (67)$$

где  $V_{KП}$ ,  $V_{уч}^{KП}$  – геометрический объем камеры приема очистного устройства и участка магистрального газопровода перед камерой приема, м<sup>3</sup>, по данным проектной документации.

**5.6.2.2.2** Объем выбросов природного газа при опорожнении камеры приема очистного устройства и участка магистрального газопровода перед камерой приема  $G_{on}^{KП}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{on}^{KП} = (V_{KП} + V_{уч}^{KП}) \times \frac{P_{KП}}{T_{KП} \times Z_{KП}} \times \frac{T_c}{P_c}, \quad (68)$$

где  $P_{KП}$  – давление на участке перед камерой приема до опорожнения, МПа;

$T_{KП}$  – температура природного газа на участке перед камерой приема до опорожнения, К;

$Z_{KП}$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_{KП}$ ,  $T_{KП}$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А);

$V_{KП}$  – геометрический объем камеры приема очистного устройства, м<sup>3</sup>;

$V_{уч}^{KП}$  – геометрический объем участка магистрального газопровода перед камерой приема очистного устройства, м<sup>3</sup>;

$T_c$  – температура природного газа при стандартных условиях, К;

$P_c$  – абсолютное давление природного газа при стандартных условиях, МПа.

**5.6.2.2.3** Объем выбросов природного газа при опорожнении конденсатосборника для сброса шлама  $G_{on}^{ксб}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{on}^{ксб} = V_{ксб} \times \frac{P_{KП}}{T_{KП} \times Z_{KП}} \times \frac{T_c}{P_c}, \quad (69)$$

где  $V_{ксб}$  – геометрический объем конденсатосборника, м<sup>3</sup>;

$P_{KП}$  – давление на участке перед камерой приема до опорожнения, МПа;

$T_{KП}$  – температура природного газа на участке перед камерой приема до опорожнения, К;

$Z_{KП}$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P_{KП}$ ,  $T_{KП}$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А);

$T_c$  – температура природного газа при стандартных условиях, К;

$P_c$  – абсолютное давление природного газа при стандартных условиях, МПа.

**5.6.3** Объем выбросов природного газа при ликвидации гидратных пробок  $G_{ГП}^{ЛЧ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ГП}^{ЛЧ} = G_{прод} + G_{мет}, \quad (70)$$

где  $G_{прод}$  – объем выбросов природного газа при продувке i-ого участка газопровода через свечу, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.4;

$G_{мет}$  – объем выбросов природного газа при заправке метанольного устройства на i участке магистрального газопровода, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.4.1.

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

$$M_{g,cm} = \frac{G_{cm}^p \times 0,991 \times \rho_g}{\tau_{cm} \times 60} \times 1000, \quad (71)$$

где  $G_{cm}^p$  – выброс природного газа при стравливании, м<sup>3</sup>;

$\rho_g$  – плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>, определяемая в соответствии с 5.1.6;

$\tau_{cm}$  – 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 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 газопровода,  $\tau_{ct}^1$ , мин, определяют по номограмме рисунка Б.1 (приложение Б).

При других значениях вышеуказанного отношения время стравливания природного газа рассчитывается по формуле

$$\tau_{cm} = \frac{\tau_{ct}^1}{m}, \quad (72)$$

где  $\tau_{ct}^1$  – время, определенное по номограмме рисунка Б.1 (приложение Б) 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 с истечением природного газа из щели в сварном шве газопровода  $G_{ав}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ав} = 3018,4 \times S_{om} \times P_0 \times \tau_{ав}, \quad (73)$$

где 3018,4 – коэффициент, учитывающий критический режим истечения природного газа через отверстие, м/(МПахс);

$S_{om}$  – площадь отверстия истечения природного газа, м<sup>2</sup>;

$P_0$  – абсолютное давление природного газа в сечении газопровода, МПа;

$\tau_{ав}$  – 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  $\tau_1$  до  $\tau_2$ ), в формуле (73) используются среднее значение давления природного газа  $\bar{P}_0$ , МПа, определяемое по формуле

$$\bar{P}_0 = \frac{2}{3} \times \left( P_n + \frac{P_\kappa^2}{P_n + P_\kappa} \right), \quad (74)$$

где  $P_n$  – абсолютное давление природного газа на момент  $\tau_1$ , МПа;

$P_\kappa$  – абсолютное давление природного газа на момент  $\tau_2$ , МПа.

**5.6.6** Объем выбросов природного газа при полном разрыве газопровода  $G_{ав}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ав} = (G_1 + G_3) + (G_2 + G_4), \quad (75)$$

где  $G_1$  и  $G_2$  – объем выбросов природного газа из участков газопроводов между точкой разрыва и краном-отсекателем в начале и конце газопровода, определяемые в соответствии с 5.6.6.1;

$G_3$  и  $G_4$  – объем выбросов природного газа из участков газопроводов 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  $G_2$ ), м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_i = 2893,17 \times l_i \times S \times \frac{\bar{P}_i}{T \times Z}, \quad (76)$$

где 2893,17 – коэффициент приведения объема природного 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<sup>2</sup>, принимаемая в соответствии с паспортными данными оборудования;  
 $\bar{P}_i$  – среднее давление 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** Среднее давление природного газа на участке от точки разрыва газопровода до места установки кранов-отсекателей в начале и в конце газопровода  $\bar{P}_1$  и  $\bar{P}_2$ , МПа, рассчитываются по формуле

$$\bar{P}_1 = \frac{2}{3} \times \left( P'_1 + \frac{P_g^2}{P'_1 + P_g} \right), \quad \bar{P}_2 = \frac{2}{3} \times \left( P_g + \frac{(P''_2)^2}{P_g + P''_2} \right), \quad (77)$$

где  $P'_1$  – давление природного газа до разрыва газопровода в месте установки крана-отсекателя до места разрыва газопровода, МПа, определяемое в соответствии с 5.6.6.3;

$P_g$  – давление природного газа в месте разрыва газопровода, МПа, определяемое в соответствии с 5.6.6.3;

$P''_2$  – давление природного газа 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 до разрыва газопровода в месте установки крана-отсекателя до места разрыва газопровода  $P'_1$ , МПа, рассчитывается по формуле

$$P_g(P'_1, P''_2) = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2) \times L_p / L}, \quad (78)$$

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.

Данная формула применяется для расчета давления природного газа:

– в месте разрыва газопровода;

– до разрыва газопровода в месте установки крана-отсекателя после места разрыва газопровода.

**5.6.6.4** Объем выбросов природного газа из участков газопроводов через линейные краны-отсекатели за период времени с момента разрыва газопровода до полного закрытия кранов в начале и в конце газопровода ( $G_3$  и  $G_4$ ), м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_i = \frac{K_i \times v_g \times \tau_i}{\tau_g}, \quad (79)$$

где  $K_i$  – коэффициент, для стандартных транспортных систем равный  $K_i = (3 - 5)$ . Большие значения используют для более коротких участков газопровода;

$v_g$  – объемный расход природного газа в течении года, м<sup>3</sup>;

$\tau_i$  – время от момента разрыва газопровода до закрытия кранов, установленных в начале и в конце газопровода, с, определяемое в соответствии с 5.6.6.5;

$\tau_g$  – годовая продолжительность функционирования газопровода, с, равная 31536000.

**5.6.6.5** Время от момента разрыва газопровода до закрытия кранов, установленных в начале и в конце газопровода,  $\tau_i$ , с, рассчитывается по формуле

$$\tau_i = \tau + l_i \sqrt{\rho_g / (\gamma \times P_g)}, \quad (80)$$

где  $\tau$  – 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;

$\rho_g$  – плотность природного газа до момента разрыва газопровода, кг/м<sup>3</sup>, определяемая в соответствии с 5.6.6.6;

$\gamma$  – 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 до момента разрыва газопровода  $\rho_r$ , кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$\rho_r = \frac{P_g}{Z \times R \times T}, \quad (81)$$

где  $P_g$  – давление природного газа в месте разрыва газопровода, МПа, определяемое в соответствии с 5.6.6.3;

$R$  – газовая постоянная смеси, Дж/(кмоль × К), определяемая в соответствии с 5.6.6.7.

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

$$R = \frac{8314}{\sum_{i=1}^n r_j \times M_j}, \quad (82)$$

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

$r_j$  – молярная доля j-го компонента газовой смеси;

$M_j$  – молярная масса j-го компонента газовой смеси, кг/кмоль.

## 5.7 Порядок расчета выбросов природного газа через неплотности оборудования и арматуры

**5.7.1** Объем выбросов природного газа с утечками на объектах магистральных газопроводов  $G_{YT}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{YT} = G_{ЭУ} + G_{ym}, \quad (83)$$

где  $G_{ЭУ}$  – объем выбросов природного газа с эксплуатационными утечками, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.7.1.1;

$G_{ym}$  – объем выбросов природного газа через запорно-регулирующую арматуру, соединения и устья свечей (в положении свечных кранов «закрыто») м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.7.1.2.

**5.7.1.1** Объем выбросов природного газа с эксплуатационными утечками  $G_{ЭУ}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ЭУ} = 60 \times \left( \sum_{i=1}^{k_{ЗРА}} q_{ym_i}^{ЗРА} \times \tau_{ж_i}^{ЗРА} + \sum_{i=1}^{k_{соед}} q_{ym_i}^{соед} \times \tau_{ж_i}^{соед} + \sum_{i=1}^{k_{св}} q_{ym_i}^{св} \times \tau_{ж_i}^{св} \right), \quad (84)$$

где 60 – коэффициент перевода «ч» в «мин»;

$k_{ЗРА}$ ,  $k_{соед}$ ,  $k_{св}$  – количество запорно-регулирующей арматуры, резьбовых, муфтовых, фланцевых, штуцерных, цапковых и др. соединений и свечей, где обнаружены утечки;

$\tau_{ж_i}^{ЗРА}$ ,  $\tau_{ж_i}^{соед}$ ,  $\tau_{ж_i}^{св}$  – время существования i-ой утечки, ч, обусловлена датой обнаружения утечки, расчетом объема утечки и планируемым сроком на устранение утечки;

$q_{ym_i}^{ЗРА}$ ,  $q_{ym_i}^{соед}$ ,  $q_{ym_i}^{св}$  – нормативные значения объемных расходов утечек природного газа через i-ую запорно-регулирующую арматуру, i-ое соединение и устье i-ой свечи (в положении свечного крана «закрыто»), м<sup>3</sup>/мин, определяемые по таблице 12.

**Таблица 12 – Нормативные значения объемных расходов утечек природного газа через i-ую запорно-регулирующую арматуру, i-ое соединение и устье i-ой свечи (в положении свечного крана «закрыто»)**

Объекты газотранспортной системы	ЗРА, $q_{ум_i}^{ЗРА}$ , м <sup>3</sup> /мин	Свечи, $q_{ум_i}^{св}$ , м <sup>3</sup> /мин (в положении свечных кранов закрыто)
КС	0,003	0,06
ГРС	0,002	0,04
ЛЧ	0,004	0,09
ГИС	0,002	0,04
ПХГ	0,003	0,06
АГНКС	0,003	0,06

Примечание – При расчете объемов выбросов природного газа, обусловленных утечками через резьбовые, муфтовые, фланцевые, штуцерные, цапковые и др. соединения,  $q_{ум_i}^{соед}$ , нормативные значения объемных расходов утечек природного газа, м<sup>3</sup>/мин, принимают значения для  $q_{ум_i}^{ЗРА}$ .

**5.7.1.2** Объем выбросов природного газа через запорно-регулирующую арматуру, соединения и устья свечей (в положении свечных кранов «закрыто»)  $G_{ум}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ум} = \sum_{i=1}^{n_{ЗРА}} G_{ум_i}^{ЗРА} + \sum_{i=1}^{n_{соед}} G_{ум_i}^{соед} + \sum_{i=1}^{n_{св}} G_{ум_i}^{св}, \quad (85)$$

где  $G_{ум_i}^{ЗРА}$ ,  $G_{ум_i}^{соед}$ ,  $G_{ум_i}^{св}$  – объемы выбросов природного газа, обусловленные утечками от запорно-регулирующей арматуры, через резьбовые, муфтовые, фланцевые, штуцерные, цапковые и др. соединения и свечей (в положении свечных кранов «закрыто»), м<sup>3</sup>, принимают по паспортным данным оборудования;

$n_{ЗРА}$ ,  $n_{соед}$ ,  $n_{св}$  – количество работающих запорно-регулирующей арматуры, соединений и свечей, ед.

### 5.8 Порядок расчета выбросов природного газа при отборе проб для проведения химического анализа

**5.8.1** Объем выбросов природного газа при отборе проб для определения компонентного состава природного газа  $G_{прб}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{прб} = G_{пр}^{np.l} + G_{конт}^{np} + G_{проба}, \quad (86)$$

где  $G_{пр}^{np.l}$  – объем выбросов природного газа при продувке пробоотборной линии, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.2.4;

$G_{конт}^{np}$  – объем выбросов природного газа при продувке пробоотборного контейнера, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.8.1.1;

$G_{проба}$  – объем пробы природного газа, отобранной в контейнер, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.8.1.2.

**5.8.1.1** Объем выбросов природного газа при продувке пробоотборного контейнера  $G_{конт}^{np}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{конт}^{np} = V_{конт} \times 20 + \left( k_c \times V_{конт} \times \frac{P}{T \times Z} \right) \times n, \quad (87)$$

где  $V_{конт}$  – объем пробоотборного контейнера согласно паспорту на контейнер, м<sup>3</sup>;

$k_c$  – коэффициент перевода объема природного газа к стандартным условиям ( $T_c = 293,15 \text{ K}$ ,  $P_c = 0,101325 \text{ МПа}$ ).  $k_c = 2893,17 \text{ K / МПа}$ ;

$P$  – абсолютное давление природного газа в контейнере, МПа;

$T$  – температура природного газа, отобранного в контейнер, К;

$Z$  – коэффициент сжимаемости природного газа для  $P$ ,  $T$ , определяемый по таблице А.1 (приложение А);

$n$  – число циклов продувки, определяемое согласно ГОСТ 31370.

5.8.1.2 Объем пробы природного газа, отобранной в контейнер,  $G_{проба}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{проба} = k_c \times V_{конт} \times \frac{P}{T \times Z}, \quad (88)$$

5.8.2 Объем выбросов природного газа  $G_{пикном}$ , м<sup>3</sup>, при отборе проб для определения плотности природного газа пикнометрическим методом по ГОСТ 17310, рассчитывается по формуле

$$G_{пикном} = G_{пр}^{пр.л} + G_{пр}^{конт} + G_{проба}, \quad (89)$$

где  $G_{пр}^{конт}$  – объем выбросов природного газа при продувке пробоотборного контейнера при режимах, установленных ГОСТ 31370, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.8.2.1.

5.8.2.1 В соответствии с требованиями ГОСТ 17310 в процессе отбора пробы природного газа через контейнер необходимо пропустить природный газ в объеме, превышающем в 10-15 раз вместимость контейнера. При этом давление в контейнере должно поддерживаться на уровне полного давления природного газа в газопроводе.

Для пробоотборного контейнера типа БДП-12-2 объем равен 2 дм<sup>3</sup>. Проведение продувки контейнера при режимах, указанных в ГОСТ 31370 (скорость природного газа от 0,002 до 0,003 м<sup>3</sup>/мин, время продувки от 10 до 15 мин), обеспечивает выполнение требования ГОСТ 17310.

Объем выбросов природного газа при продувке пробоотборного контейнера  $G_{пр}^{конт}$ , м<sup>3</sup>, при режимах, установленных ГОСТ 31370, рассчитывается по формуле

$$G_{пр}^{конт} = q_{конт} \times \tau_{конт}, \quad (90)$$

где  $q_{конт}$  – объемный расход природного газа при продувке контейнера, м<sup>3</sup>/мин;

$\tau_{конт}$  – время продувки контейнера, мин.

5.8.3 Объем выбросов природного газа при отборе проб для определения температуры точки росы природного газа переносным гигрометрами  $G_{ттр}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{ттр} = G_{пр}^{пр.л} + G_{испыт}, \quad (91)$$

где  $G_{испыт}$  – объем выбросов природного газа при проведении испытания по определению температуры точки росы влаги природного газа, м<sup>3</sup>, определяемый в соответствии с 5.8.3.1.

5.8.3.1 Для выполнения испытаний гигрометром Chandler экспериментально установлено, что расход природного газа через рабочую камеру должен составлять не более 0,003 м<sup>3</sup>/мин.

Объем выбросов природного газа при проведении испытания по определению температуры точки росы влаги природного газа  $G_{испыт}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_{испыт} = q_{ттр} \times \tau_{ттр}, \quad (92)$$

где  $q_{ттр}$  – расход природного газа через гигрометр, м<sup>3</sup>/мин;

$\tau_{ттр}$  – время проведения испытания, мин.

5.8.4 Объем выбросов природного газа при отборе проб для проведения химического анализа природного газа автоматическими потоковыми средствами измерения природного газа  $G_x$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$G_x = q_{xp0} \times \tau_{xp} \times n_{xp}, \quad (93)$$

где  $q_{xp0}$  – установленный расход анализируемого природного газа в автоматическом средстве измерения, м<sup>3</sup>/ч, в соответствии с паспортными данными оборудования;

$\tau_{xp}$  – время проведения анализа, ч, в соответствии с паспортными данными оборудования;

$n_{xp}$  – количество измерений за планируемый период. При работе потоковых средств измерений с постоянным расходом природного газа через прибор  $n_{xp} = 1$ .

## 5.9 Порядок расчета выбросов других загрязняющих веществ

**5.9.1** Валовой выброс одоранта при обслуживании одоризационной установки  $M_{od}^{te}$ , т/год, рассчитывается по формуле

$$M_{od}^{te} = G_{od} \times n_{od} \times \sigma_{od} \times \rho_{od} \times 10^{-5} = 0,016 \times G_{od} \times n_{od} \times 10^{-6}, \quad (94)$$

где  $G_{od}$  – объем выбросов одорированного природного газа при обслуживании одоризационной установки, м<sup>3</sup>, рассчитываемый в соответствии с 5.4.1;

$n_{od}$  – количество заправок одоризационной установки в течение года;

$\sigma_{od}$  – объемное содержание одоранта в выбросах природного газа, %;

$\rho_{od}$  – плотность одоранта, кг/м<sup>3</sup>;

0,016 – среднегодовая норма расхода этантиола (этилмеркаптана), г/м<sup>3</sup>. В случае применения в качестве одорантов других веществ расход определяется в соответствии с требованиями ТНПА, регламентирующих их использование.

**5.9.2** Максимальный выброс одоранта при обслуживании одоризационной установки,  $M_{od}$ , г/с, рассчитывается по формуле

$$M_{od} = \frac{M_{od}^{te} \times 10^6}{n_{od} \times 1200}, \quad (95)$$

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

1200 – период осреднения, с.

**5.9.3** Валовой выброс одоранта на АГНКС  $M_{od}^{te}$ , т/год, рассчитывается по формуле

$$M_{od}^{te} = 0,016 \times G_{onep}^i \times n_i \times 10^{-6}, \quad (96)$$

где  $G_{onep}^i$  – объем выбросов одорированного природного газа при выполнении i-ой операции, м<sup>3</sup>, определяемый в зависимости от вида выполняемой операции;

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

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

$$M_{od} = 0,016 \times G_{onep}^i / 1200, \quad (97)$$

**5.9.5** Валовой выброс ингибитора гидратообразования (метанола)  $M_{met}^{te}$ , т/год, рассчитывается по формуле

$$M_{met}^{te} = q_{met}^g \times G_g^{ny} / 1000, \quad (98)$$

где  $q_{met}^g$  – равновесное содержание метанола в природном газе над водометанольным раствором, кг/(1000 м<sup>3</sup>), определяемое в соответствии с 5.9.6;

$G_g^{ny}$  – объем выбросов метанолсодержащего природного газа, тыс.м<sup>3</sup>/год, приведенный к нормальным условиям по 5.1.7.

**5.9.6** Равновесное содержание метанола в природном газе над водометанольным раствором  $q_{met}^g$ , г/м<sup>3</sup> (кг/(1000 м<sup>3</sup>)), рассчитывается по формуле

$$q_{met}^g = \frac{9 \times C_2}{1600 - 7 \times C_2} \times D_0, \quad (99)$$

где  $C_2$  – концентрация метанола в водном растворе, обеспечивающая заданное снижение температуры гидратообразования, %, принимаемая по фактическим данным, а в случае их отсутствия рассчитываемая для конкретного объекта;

$D_0$  – количество метанола, растворяющегося в природном газе в системе «метанол-природный газ» при данном давлении и температуре, г/м<sup>3</sup>, определяемое по рисунку В.1 (приложение В).

**5.9.7** Валовой выброс ингибитора гидратообразования (этанола)  $M_{et}^{te}$ , т/год, рассчитывается по формуле

$$M_{et}^{te} = \frac{m_{et} - k_r \times m_w}{G_{zod}^{n.y.}} \times G_g^{n.y.}, \quad (100)$$

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.м<sup>3</sup>;

$G_g^{n.y.}$  – суммарный объем выбросов этанолсодержащего природного газа в течение года, тыс.м<sup>3</sup>.

**5.9.8** Максимальный выброс ингибитора гидратообразования (метанола и этанола)  $M_j$ , г/с, рассчитывается по формуле

$$M_j = \frac{278 \times M_j^{te}}{\tau}, \quad (101)$$

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

$M_j^{te}$  – в зависимости от рассчитываемого загрязняющего вещества валовой выброс ингибитора гидратообразования (метанола), т/год, определяемый в соответствии с 5.9.5, или этанола, т/год, определяемый в соответствии с 5.9.7;

$\tau$  – продолжительность сброса метанол - и (или) этанолсодержащего природного газа в течение года, ч.

## **5.10 Порядок расчета выбросов загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания топливного газа при эксплуатации ГТУ**

**5.10.1** Расчет выбросов загрязняющих веществ с продуктами сгорания топливного газа от ГТУ осуществляется по следующим вариантам:

а) по измеренным значениям концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах в соответствии с 5.10.2;

б) по паспортным данным оборудования в соответствии с 5.10.3.

**5.10.2 Порядок расчета выбросов загрязняющих веществ с продуктами сгорания топливного газа от ГТУ, по измеренным значениям концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах**

**5.10.2.1** Валовой выброс j-го загрязняющего вещества  $M_j^{te}$ , т/год, рассчитывается по формуле

$$M_j^{te} = C_{j,dry}^{cp} \times V_{dry}^{cp} \times 3600 \times \tau \times 10^{-9}, \quad (102)$$

где  $C_{j,dry}^{cp}$  – средняя концентрация j-го загрязняющего вещества в сухих продуктах сгорания по результатам четырех измерений за расчетный период, мг/м<sup>3</sup>, определяемая по 5.10.2.2;

$V_{dry}^{cp}$  – средний расход сухих продуктов сгорания за расчетный период, м<sup>3</sup>/с, определяемый в соответствии с

5.10.2.7 и равный  $\sum_{n=1}^4 V_{dry}$  значений, определяемых при измерении фактических концентрации j-го загрязняющего вещества в сухих продуктах сгорания;

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

$\tau$  – продолжительность работы ГПА в течение расчетного периода, ч, принимаемая по фактическим значениям или в соответствии с 5.10.2.13;

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



**5.10.2.2** Средняя концентрация  $j$ -го загрязняющего вещества в сухих продуктах сгорания по результатам четырех измерений за расчетный период (год),  $C_{j,dry}^{cp}$ , мг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$C_{j,dry}^{cp} = \sum_{n=1}^4 C_{j,dry}, \quad (103)$$

где  $C_{j,dry}$  – значение фактической измеренной концентрации загрязняющего вещества, полученное как среднее значение одного  $n$ -ного периодического измерения (как результат проведения не менее 3 (трех) 20-минутных измерений), мг/м<sup>3</sup>.

**5.10.2.3** Максимальный выброс  $j$ -го загрязняющего вещества  $M_j$ , г/с, рассчитывается по формуле

$$M_j = C_{j,dry} \times V_{dry} \times 10^{-3}, \quad (104)$$

где  $C_{j,dry}$  – концентрация  $j$ -го загрязняющего вещества в сухих продуктах сгорания, определяемая как максимальное значение из 3 (трех) осредненных 20-минутных измерений, произведенных в соответствии с [3]. Концентрация азота диоксида и азота оксида, углерода оксида определяется на режиме в диапазоне нагрузки 0,7 - 1,0 от номинальной, мг/м<sup>3</sup>;

$V_{dry}$  – расход сухих продуктов сгорания при номинальной мощности и стационарных условиях на срезе выхлопной шахты (трубы), по измеренным в соответствии с приложением Г параметрам, м<sup>3</sup>/с, определяемый в соответствии с 5.10.2.7;

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

**5.10.2.4** В отходящих газах ГТУ в соответствии с [3] выполняют определение концентраций следующих веществ  $C_{i,dry}$ , мг/м<sup>3</sup>:

- азота диоксида, NO<sub>2</sub>;
- азота оксида, NO;
- углерода оксида, CO;
- кислорода O<sub>2</sub>;
- углерода диоксида, CO<sub>2</sub>.

**5.10.2.5** Измерения осуществляют на установившихся режимах, когда отклонения температуры продуктов сгорания и воздуха, частоты вращения компрессора и турбины не превышают ±1%.

**5.10.2.6** Приведенная концентрация  $j$ -го загрязняющего вещества в продуктах сгорания,  $C_{j,dry}^{15}$ , мг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$C_{j,dry}^{15} = C_{j,dry} \times \frac{21 - 15}{21 - O_2}, \quad (105)$$

где  $C_{j,dry}$  – концентрация  $j$ -го загрязняющего вещества в продуктах сгорания, мг/м<sup>3</sup>;

21 – содержание кислорода в воздухе, %;

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

**5.10.2.7** Расход сухих продуктов сгорания при номинальной мощности и стационарных условиях на срезе выхлопной шахты (трубы), по измеренным в соответствии с приложением Г параметрам  $V_{dry}$ , м<sup>3</sup>/с, рассчитывается по одному из двух вариантов:

- а) согласно 5.10.2.8 для всех типов ГТУ с нерегулируемой силовой турбиной;
- б) согласно 5.10.2.9 для всех типов ГТУ с регулируемой силовой турбиной.

**5.10.2.8** Расход сухих продуктов сгорания при номинальной мощности и стационарных условиях на срезе выхлопной шахты (трубы) для всех типов ГТУ с нерегулируемой силовой турбиной  $V_{dry}$ , м<sup>3</sup>/с, рассчитывается по формуле

$$V_{dry} = V^0 \times \left\{ \frac{P_4}{P_4^0} \right\}^{0,8} \times \left\{ \frac{288}{T_3} \right\}^{0,5} \times \frac{P_a}{0,101325} \times k_B, \quad (106)$$

где  $V^0$  – расход продуктов сгорания за осевым компрессором ГТУ на номинальном режиме, м<sup>3</sup>/с. Принимается по паспортным данным оборудования, а при их отсутствии – по таблице Д.1 (приложение Д);

$P_4$  – абсолютное давление за компрессором ГТУ, МПа, определяемое в зависимости от результатов измерений, изложенных в приложении Г;

$P_4^0$  – абсолютное давление продуктов сгорания за компрессором ГТУ на номинальном режиме, МПа. Принимается по паспортным данным оборудования, а при их отсутствии – по таблице Д.1 (приложение Д).

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 Г или в соответствии с 5.10.2.11;

$P_a$  – барометрическое давление, МПа, определяемое в зависимости от результатов измерений, изложенных в приложении Г;

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

$k_B$  – коэффициент соотношения объемных расходов сухого и влажного отходящего газа, определяемый в соответствии с 5.10.2.12.

**5.10.2.9** Расход сухих продуктов сгорания при номинальной мощности и станционных условиях на срезе выхлопной шахты (трубы) для всех типов ГТУ с регулируемой силовой турбиной  $V_{dry}$ , м<sup>3</sup>/с, рассчитывается по формуле

$$V_{dry} = 0,97 \times V^0 \times \bar{n}_k \times \frac{288}{T_3} \times \frac{P_a}{0,101325} \times k_B, \quad (107)$$

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).

**5.10.2.10** 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  $\pm$  от 4 % до 6 %.

**5.10.2.11** При отсутствии результатов прямых измерений температура воздуха перед компрессором,  $T_3$ , К, рассчитывается по формуле

$$T_3 = T_a + 2,5, \quad (108)$$

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

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

**5.10.2.12** Коэффициент соотношения объемных расходов сухого и влажного отходящего газа  $k_B$ , рассчитывается по формуле

$$k_B = \frac{89,5}{110,5 - O_2}, \quad (109)$$

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, %.

**5.10.2.13** Продолжительность работы ГПА в течение расчетного периода  $\tau$ , ч, определяется по формуле

$$\tau = \frac{\tau_{KC} \times N_R}{N}, \quad (110)$$

где  $\tau_{KC}$  – продолжительность работы КС за расчетный период, ч;

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

$N$  – общее количество агрегатов, шт.

**5.10.2.14** Выбросы азота оксидов определяются отдельно по азота оксиду и азота диоксиду в связи с трансформацией азота оксида в атмосферном воздухе, определяемой в соответствии с 5.12.

### 5.10.3 Порядок расчета выбросов загрязняющих веществ с продуктами сгорания топливного газа от ГТУ по паспортным данным оборудования

5.10.3.1 Валовой выброс  $j$ -го загрязняющего вещества  $M_j^{te}$ , т/год, рассчитывается по формуле

$$M_j^{te} = M_j \times \tau \times 3600 \times 10^{-6}, \quad (111)$$

где  $M_j$  – максимальный выброс  $j$ -го загрязняющего вещества, г/с, определяемый по паспортным данным оборудования или в соответствии с 5.10.3.2;

$\tau$  – продолжительность работы ГПА в течение расчетного периода, ч, принимаемая по фактическим значениям или в соответствии с 5.10.2.13;

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

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

5.10.3.2 Максимальный выброс  $j$ -го загрязняющего вещества  $M_j$ , г/с, рассчитывается по формуле

$$M_j = V^0 \times C_{j,dry} \times 10^{-3}, \quad (112)$$

где  $V^0$  – расход сухих продуктов сгорания при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/с, определяемый по паспортным данным оборудования, таблице Д.1 (Приложение Д) или в соответствии с 5.10.3.3;

$C_{j,dry}$  – концентрация  $j$ -го загрязняющего вещества в сухих продуктах сгорания, мг/м<sup>3</sup>, принимаемая по паспортным данным оборудования. В случае указания в паспортных данных оборудования 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 5.10.3.4;

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

5.10.3.3 Расход сухих продуктов сгорания при нормальных условиях  $V^0$ , м<sup>3</sup>/с, рассчитывается по формуле

$$V^0 = \frac{V_{dry}^v}{\rho_{c.z.}}, \quad (113)$$

где  $V_{dry}^v$  – массовый расход сухих продуктов сгорания, кг/с, принимается по паспортным данным оборудования;

$\rho_{c.z.}$  – плотность сухих продуктов сгорания, кг/м<sup>3</sup>, при отсутствии паспортных данных оборудования принимаемая равной 1,278.

5.10.3.4 Концентрация  $j$ -го загрязняющего вещества в сухих продуктах сгорания  $C_{i,dry}$ , мг/м<sup>3</sup> при известных значениях приведенной концентрации  $C_{j,dry}^{15}$  рассчитывается по формуле

$$C_{j,dry} = C_{j,dry}^{15} \times \frac{21 - O_2}{21 - 15}, \quad (114)$$

где  $O_2$  – объемное содержание кислорода в сухих продуктах сгорания при номинальных значениях показателей работы ГПА, %, принимаемое по таблице Д.1 (приложение Д) или паспортным данным оборудования.

### 5.11 Порядок расчета выбросов загрязняющих веществ в составе продуктов сгорания топливного газа при эксплуатации ГМК

5.11.1 Валовой выброс  $j$ -го загрязняющего вещества  $M_j^{te}$ , т/год, определяется в соответствии с 5.10.2.1 со значениям расхода сухих продуктов сгорания, определяемым в соответствии с 5.11.3.

5.11.2 Максимальный выброс  $j$ -го загрязняющего вещества  $M_j$  г/с, определяется в соответствии с 5.10.2.3 со значениям расхода сухих продуктов сгорания, определяемым в соответствии с 5.11.3.

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

а) при проведении измерений на срезе выхлопной трубы;

б) при проведении измерений расхода топливного газа и воздуха на входе в ГМК в соответствии с 5.11.4;

в) по номинальным показателям с учетом поправки на отклонение в режиме работы ГМК при потребляемой (фактической) мощности от номинального ее значения в соответствии с 5.11.5.

5.11.4 Расход сухих продуктов сгорания при проведении измерений расхода топливного газа и воздуха на входе в ГМК  $V_{dry}$ , м<sup>3</sup>/с, рассчитывается по формуле

$$V_{dry} = \left( 0,93 \times g_{TG} + \frac{273,15 \times \omega_B^{cp} \times S}{T^f} \right) \times k_B, \quad (115)$$

где 0,93 – коэффициент приведения расхода топливного газа к нормальным условиям;

$g_{TG}$  – измеренный расход топливного газа по штатным приборам, м<sup>3</sup>/с;

273,15 – температура при нормальных условиях, К;

$\omega_B^{cp}$  – среднее значение измеренных скоростей потока воздуха, поступающего в ГМК, м/с;

$S$  – площадь сечения воздуховода в точке замера, м<sup>2</sup>;

$T^f$  – фактическая температура потока воздуха, К;

$k_B$  – коэффициент соотношения объемных расходов сухого и влажного отходящего газа, определяемый в соответствии с 5.10.2.12.

При измерении объемного расхода воздуха, поступающего в ГМК,  $V_B$ , м<sup>3</sup>/с, формула (115) принимает вид

$$V_{dry} = \left( 0,93 \times g_{TG} + 273,15 \times \frac{V_B}{T^f} \right) \times k_B, \quad (116)$$

5.11.5 Расход сухих продуктов сгорания по номинальным показателям с учетом поправки на отклонение в режиме работы ГМК при потребляемой (фактической) мощности от номинального ее значения  $V_{dry}$ , м<sup>3</sup>/с, рассчитывается по формуле

$$V_{dry} = V_{PB} \times \left( \frac{N^f}{N^{ном}} \right)^{0,33} \times \left( \frac{288}{T_a} \right)^{0,67} \times k_B, \quad (117)$$

где  $V_{PB}$  – расход влажных продуктов сгорания на выхлопе, м<sup>3</sup>/с. Принимают по паспортным данным оборудования или таблице Д.2 (приложение Д);

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

$N^{ном}$  – номинальная мощность ГМК, кВт, принимаемая по паспортным данным оборудования;

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 объемов сухих и влажных продуктов сгорания, определяемый по таблице Д.2 (приложение Д).

## 5.12 Трансформация азота оксида (NO→NO<sub>2</sub>) в атмосферном воздухе

5.12.1 Коэффициент трансформации рассчитывается по результатам экспериментальных циклов исследований, основанных на измерениях концентраций азота оксидов,  $C_{NO_2,i}$  и  $C_{NO,i}$ , в атмосферном воздухе в выбранных точках наблюдений для конкретной КС.

5.12.2 Массовый выброс азота оксидов  $M_{NO_2,i}$  и  $M_{NO,i}$  из выхлопной трубы i-го ГПА с учетом трансформации NO→NO<sub>2</sub> рассчитывается по формулам

$$M_{NO_2} = K_{TP} \times M_{NOx}, \quad (118)$$

$$M_{NO} = 0,65 \times (1 - K_{TP}) \times M_{NOx}, \quad (119)$$

$$M_{NOx} = M_{NO_2} + 1,53 \times M_{NO}, \quad (120)$$

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<sub>2</sub>;

$M_{NOx}$  – суммарный массовый выброс азота оксидов в пересчете на NO<sub>2</sub> при фактической нагрузке ГПА;

1,53 – соотношение молекулярных масс NO<sub>2</sub> / NO.

**5.12.3** Коэффициента трансформации  $K_{TP}$  рассчитывается по формуле

$$K_{TP} = \frac{1}{1 + 1,53 / r_i}, \quad (121)$$

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.

### 5.13 Порядок расчета выбросов загрязняющих веществ от подогревателей топливного и пускового газа, теплоносителя и установок регенерации гликоля и метанола

**5.13.1** Валовой выброс  $j$ -го загрязняющего вещества  $M_j^{te}$ , т/год, рассчитывается по формуле

$$M_j^{te} = M_j \times \tau \times 3600 \times 10^{-6}, \quad (122)$$

где  $M_j$  – максимальный выброс  $j$ -го загрязняющего вещества, г/с, определяемая в соответствии с 5.13.2-5.13.4;

$\tau$  – продолжительность работы оборудования в течение года, ч,

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

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

**5.13.2** Максимальный выброс углерода оксида  $M_{CO}$ , г/с, рассчитывается по формуле

$$M_{CO} = \frac{0,0015 \times G_T \times 0,6836 \times 10^3}{3600}, \quad (123)$$

где 0,0015 – эмпирический коэффициент;

$G_T$  – расход газообразного топлива, м<sup>3</sup>/час;

0,6836 – плотность природного газа, кг/м<sup>3</sup>;

$10^3$  – коэффициент перевода «кг» в «г»;

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

**5.13.3** Максимальный выброс метана  $M_{CH_4}$ , г/с, рассчитывается по формуле

$$M_{CH_4} = \frac{0,00015 \times G_T \times 0,6836 \times 10^3}{3600}, \quad (124)$$

где 0,00015 – эмпирический коэффициент;

$G_T$  – расход газообразного топлива, м<sup>3</sup>/час;

0,6836 – плотность природного газа, кг/м<sup>3</sup>;

$10^3$  – коэффициент перевода «кг» в «г»;

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

**5.13.4** Максимальный выброс азота оксидов  $M_{NO_x}$ , г/с, рассчитывается по формуле

$$M_{NO_x} = \frac{V_z \times 0,91 \times C_{NO_x} \times 10^{-3}}{3600}, \quad (125)$$

где  $V_z$  – объемный расход уходящих влажных продуктов сгорания, нм<sup>3</sup>/ч, определяемый в соответствии с 5.13.5;

0,91 – коэффициент перевода объема влажных продуктов сгорания на сухие продукты сгорания;

$C_{NO_x}$  – концентрация азота оксидов в продуктах сгорания, мг/нм<sup>3</sup>, определяемая в соответствии с 5.13.6;

$10^{-3}$  – коэффициент перевода «мг» в «г»;

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

5.13.5 Объемный расход уходящих влажных продуктов сгорания  $V_2$ ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , рассчитывается по формуле

$$V_2 = 7,84 \times \alpha \times \mathcal{E}_T \times G_T, \quad (126)$$

где 7,84 – эмпирический коэффициент;  
 $\alpha$  – коэффициент избытка воздуха равный 1,2, для печей с горелками беспламенного горения – 0,8;  
 $\mathcal{E}_T$  – энергетический эквивалент газообразного топлива равный 1,66;  
 $G_T$  – расход газообразного топлива,  $\text{м}^3/\text{час}$ .

5.13.6 Концентрация азота оксидов в продуктах сгорания  $C_{NO_x}$ ,  $\text{мг}/\text{м}^3$ , рассчитывается по формуле

$$C_{NO_x} = (A + B \times Q_T) \times \left( \frac{1,2}{\alpha} \right)^{0,5}, \quad (127)$$

где  $A$  и  $B$  – коэффициенты, учитывающие соответственно влияние конструкций и компоновки горелок, а также изменение их тепловой мощности, определяемые по таблице 13;

$Q_T$  – тепловая мощность горелки, МВт, определяемая по таблице 13;

1,2 – эмпирический коэффициент;

$\alpha$  – коэффициент избытка воздуха равный 1,2, для печей с горелками беспламенного горения – 0,8.

В случае отсутствия в таблице 13 типов эксплуатируемых горелок концентрация азота оксидов определяется по паспортным данным оборудования, при их отсутствии как среднее по измеренным значениям.

Таблица 13 – Коэффициенты  $A$  и  $B$ , учитывающие влияние конструкций и компоновки горелок

Тип горелок	Тепловая мощность горелки $Q_T$ , МВт	Компоновка горелок	Коэффициенты, учитывающие влияние конструкций и компоновки горелок, а также изменение их тепловой мощности	
			A	B
Fd-6	2,18	Подовая	65	60
HPN-S	2,80	Подовая	80	54
ФГМ-95ВП	1,16	Подовая	84	60
QRH-400	5,00	Подовая	150	10
ФП-2	1,43	Угловая	94	78
SOD Z	1,375	Подовая	94	78
ГП-2	1,86	Фронтальная одноярусная	95	85
HPN-I	1,30	Фронтальная одноярусная	109	82
ГП-2	1,86	Фронтальная одноярусная	114	88
ФГМ-95ВП	1,16	Фронтальная одноярусная	116	92
ГМК-2	1,40	Подовая	122	95
ФГМ-120	1,75	Фронтальная многоярусная	135	95

## 5.14 Порядок расчета выбросов загрязняющих веществ от дизель-генераторных установок

5.14.1 Валовой выброс  $j$ -го загрязняющего вещества  $M_j^{te}$ ,  $\text{т}/\text{год}$ , рассчитывается по формуле

$$M_j^{te} = q_{z_j} \times G_T \times 10^{-6}, \quad (128)$$

где  $q_{z_j}$  – удельный выброс  $j$ -го загрязняющего вещества при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл,  $\text{г}/\text{кг}$  дизельного топлива, определяемый по таблице 14;

$G_T$  – массовый расход дизельного топлива стационарной дизельной установкой,  $\text{кг}/\text{год}$ ;

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

5.14.2 Максимальный выброс  $j$ -го загрязняющего вещества  $M_j$ ,  $\text{г}/\text{с}$ , рассчитывается по формуле

$$M_j = \frac{q_{M_i} \times N_{\mathcal{E}}}{3600}, \quad (129)$$

где  $q_{M_i}$  – удельный выброс  $j$ -го загрязняющего вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности,  $\text{г}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ , определяемый по таблице 15;

$N_{\mathcal{E}}$  – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки,  $\text{кВт}$ ;

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

Таблица 14 – Удельный выброс j-го загрязняющего вещества при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл

Группы дизельных установок	Удельный выброс j-го загрязняющего вещества $q_{j,}$ г/кг топлива						
	углерода оксид	азота оксиды	углеводороды предельные алифатического ряда C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	твердые частицы	серы диоксид	формальдегид	бенз(а)пирен
	до капитального ремонта						
А	30,0	43,0	15,0	3,0	4,5	0,6	5,5·10 <sup>-5</sup>
Б	26,0	40,0	12,0	2,0	5,0	0,5	5,5·10 <sup>-5</sup>
В	22,0	35,0	10,0	1,5	6,0	0,4	4,5·10 <sup>-5</sup>
Г	30,0	45,0	15,0	2,5	5,0	0,6	5,5·10 <sup>-5</sup>
	после капитального ремонта						
А	36,0	41,0	18,8	3,75	4,6	0,7	6,9·10 <sup>-5</sup>
Б	31,0	38,0	15,0	2,5	5,1	0,6	6,3·10 <sup>-5</sup>
В	26,0	33,0	12,5	1,9	6,1	0,5	5,6·10 <sup>-5</sup>
Г	36,0	43,0	18,8	3,15	5,1	0,7	6,9·10 <sup>-5</sup>

Примечания:

Группы дизельных установок:

- А – маломощные, быстроходные и повышенной проходимости (эксплуатационная мощность менее 73,6 кВт, частота вращения коленчатого вала 1000-3000 мин<sup>-1</sup>);
- Б – средней мощности, средней быстроходности и быстроходные (эксплуатационная мощность 73,6-736 кВт, частота вращения коленчатого вала 500-1500 мин<sup>-1</sup>);
- В – мощные, средней быстроходности (эксплуатационная мощность 736-7360 кВт, частота вращения коленчатого вала 500-1000 мин<sup>-1</sup>);
- Г – мощные, повышенной быстроходности, многоцилиндровые (эксплуатационная мощность 736-7360 кВт, частота вращения коленчатого вала 1500-3000 мин<sup>-1</sup>);

Таблица 15 – Удельный выброс j-го загрязняющего вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности

Группы дизельных установок	Удельный выброс j-го загрязняющего вещества $q_{M_i}$ , г/кВт·ч						
	углерода оксид	азота оксиды	углеводороды предельные алифатического ряда C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	твердые частицы	серы диоксид	формальдегид	бенз(а)пирен
	до капитального ремонта						
А	7,2	10,3	3,6	0,7	1,1	0,15	1,3·10 <sup>-5</sup>
Б	6,2	9,6	2,9	0,5	1,2	0,12	1,2·10 <sup>-5</sup>
В	5,3	8,4	2,4	0,35	1,4	0,1	1,1·10 <sup>-5</sup>
Г	7,2	10,8	3,6	0,6	1,2	0,15	1,3·10 <sup>-5</sup>
	после капитального ремонта						
А	8,6	9,8	4,5	0,9	1,2	0,2	1,6·10 <sup>-5</sup>
Б	7,4	9,1	3,6	0,65	1,3	0,15	1,5·10 <sup>-5</sup>
В	6,4	8,0	3,0	0,45	1,5	0,12	1,4·10 <sup>-5</sup>
Г	8,6	10,3	4,5	0,75	1,3	0,2	1,6·10 <sup>-5</sup>



**Приложение А**  
(справочное)  
**Свойства природного газа**

**А.1** Состав природного газа при стандартных условиях, соответствующий среднемесячным значениям компонентного состава природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам:

Компонентный состав природного газа	%	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
Метан	96,6078	0,6682
Этан	2,04	1,2601
Пропан	0,348	1,8641
<i>изо</i> – Бутан	0,063	2,4880
<i>n</i> – Бутан	0,0529	2,4956
<i>нео</i> – Пентан	0,0017	0,6270
<i>изо</i> – Пентан	0,0097	3,1470
<i>n</i> - Пентан	0,0067	3,1740
<i>Гексан</i>	0,0134	3,8980
Азот	0,663	1,1649
Кислород	0,0046	1,3311
Углерода диоксид	0,176	1,8393
Водород	0,0014	
Гелий	0,0118	

**А.2** Основные свойства природного газа.

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

**Таблица А.1 – Свойства природного газа**

Т, К	ρ, кг/м <sup>3</sup>	Z		Т, К	ρ, кг/м <sup>3</sup>	Z
<b>Р = 0,1 МПа</b>						
263	0,7623	0,9972		303	0,6609	0,9983
268	0,7479	0,9973		308	0,6501	0,9984
273	0,7341	0,9975		313	0,6397	0,9985
278	0,7208	0,9976		318	0,6296	0,9986
283	0,7080	0,9978		323	0,6198	0,9986
288	0,6956	0,9979		328	0,6103	0,9987
293	0,6836	0,9980		333	0,6011	0,9988
298	0,6721	0,9982				
<b>Р = 0,2 МПа</b>						
263	1,5290	0,9943		303	1,3242	0,9965
268	1,4999	0,9947		308	1,3024	0,9967
273	1,4720	0,9950		313	1,2813	0,9969
278	1,4450	0,9953		318	1,2610	0,9971
283	1,4191	0,9956		323	1,2412	0,9973
288	1,3941	0,9958		328	1,2221	0,9974
293	1,3700	0,9961		333	1,2036	0,9976
298	1,3467	0,9963				
<b>Р = 0,3 МПа</b>						
263	2,3000	0,9915		303	1,9897	0,9948
268	2,2559	0,9920		308	1,9568	0,9951
273	2,2135	0,9925		313	1,9250	0,9954
278	2,1727	0,9929		318	1,8942	0,9957
283	2,1334	0,9934		323	1,8644	0,9959
288	2,0955	0,9938		328	1,8355	0,9962
293	2,0590	0,9941		333	1,8076	0,9964
298	2,0237	0,9945				

ТКП 17.08-09-2018

Продолжение таблицы А.1

Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z		Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z
<b>P = 0,4 МПа</b>						
263	3,0755	0,9886		303	2,6575	0,9931
268	3,0160	0,9893		308	2,6133	0,9935
273	2,9588	0,9900		313	2,5706	0,9939
278	2,9038	0,9906		318	2,5292	0,9942
283	2,8509	0,9912		323	2,4892	0,9946
288	2,7999	0,9917		328	2,4505	0,9949
293	2,7507	0,9922		333	2,4130	0,9952
298	2,7033	0,9927				
<b>P = 0,5 МПа</b>						
263	3,8555	0,9858		303	3,3277	0,9914
268	3,7802	0,9867		308	3,2720	0,9919
273	3,7079	0,9875		313	3,2182	0,9924
278	3,6384	0,9882		318	3,1661	0,9928
283	3,5715	0,9890		323	3,1158	0,9932
288	3,5072	0,9896		328	3,0670	0,9936
293	3,4452	0,9902		333	3,0198	0,9940
298	3,3854	0,9908				
<b>P = 0,6 МПа</b>						
263	4,6400	0,9829		303	4,0002	0,9896
268	4,5486	0,9840		308	3,9328	0,9903
273	4,4608	0,9850		313	3,8677	0,9908
278	4,3765	0,9859		318	3,8048	0,9914
283	4,2954	0,9867		323	3,7440	0,9919
288	4,2175	0,9875		328	3,6851	0,9924
293	4,1424	0,9883		333	3,6282	0,9928
298	4,0700	0,9890				
<b>P = 0,7 МПа</b>						
263	5,4291	0,9801		303	4,6750	0,9879
268	5,3211	0,9813		308	4,5958	0,9886
273	5,2175	0,9825		313	4,5193	0,9893
278	5,1181	0,9835		318	4,4454	0,9899
283	5,0226	0,9845		323	4,3739	0,9905
288	4,9307	0,9855		328	4,3048	0,9911
293	4,8423	0,9863		333	4,2379	0,9916
298	4,7571	0,9872				
<b>P = 0,8 МПа</b>						
263	6,2229	0,9772		303	5,3522	0,9862
268	6,0979	0,9786		308	5,2609	0,9870
273	5,9782	0,9800		313	5,1728	0,9878
278	5,8633	0,9812		318	5,0877	0,9885
283	5,7530	0,9823		323	5,0055	0,9892
288	5,6470	0,9834		328	4,9260	0,9898
293	5,5450	0,9844		333	4,8491	0,9904
298	5,4468	0,9853				
<b>P = 0,9 МПа</b>						
263	7,0213	0,9744		303	6,0317	0,9845
268	6,8790	0,9760		308	5,9282	0,9854
273	6,7427	0,9774		313	5,8283	0,9863
278	6,6121	0,9788		318	5,7320	0,9871
283	6,4867	0,9801		323	5,6388	0,9879
288	6,3663	0,9813		328	5,5488	0,9886
293	6,2505	0,9825		333	5,4618	0,9893
298	6,1390	0,9835				
<b>P = 1,0 МПа</b>						
263	7,8244	0,9715		303	6,7135	0,9828
268	7,6644	0,9733		308	6,5976	0,9838
273	7,5112	0,9749		313	6,4859	0,9848
278	7,3645	0,9765		318	6,3780	0,9857

Продолжение таблицы А.1

Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z		Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z
283	7,2237	0,9779		323	6,2739	0,9865
288	7,0886	0,9793		328	6,1732	0,9873
293	6,9587	0,9805		333	6,0758	0,9881
298	6,8338	0,9817				
<b>P = 1,1 МПа</b>						
263	8,6324	0,9686		303	7,3977	0,9811
268	8,4541	0,9706		308	7,2693	0,9822
273	8,2837	0,9724		313	7,1454	0,9833
278	8,1205	0,9741		318	7,0259	0,9843
283	7,9641	0,9757		323	6,9106	0,9852
288	7,8140	0,9772		328	6,7991	0,9861
293	7,6698	0,9786		333	6,6914	0,9869
298	7,5311	0,9799				
<b>P = 1,2 МПа</b>						
263	9,4451	0,9658		303	8,0843	0,9794
268	9,2483	0,9679		308	7,9431	0,9806
273	9,0602	0,9699		313	7,8069	0,9818
278	8,8802	0,9718		318	7,6756	0,9829
283	8,7078	0,9735		323	7,5490	0,9839
288	8,5424	0,9751		328	7,4266	0,9848
293	8,3836	0,9766		333	7,3083	0,9857
298	8,2311	0,9780				
<b>P = 1,3 МПа</b>						
263	10,2628	0,9629		303	8,7733	0,9777
268	10,0469	0,9659		308	8,6190	0,9790
273	9,8407	0,9674		313	8,4705	0,9803
278	9,6436	0,9694		318	8,3272	0,9814
283	9,4548	0,9713		323	8,1890	0,9826
288	9,2739	0,9731		328	8,0556	0,9836
293	9,1003	0,9747		333	7,9268	0,9846
298	8,9336	0,9762				
<b>P = 1,4 МПа</b>						
263	11,0853	0,9600		303	9,4646	0,9760
268	10,8499	0,9625		308	9,2972	0,9774
273	10,6253	0,9649		313	9,1360	0,9788
278	10,4106	0,9671		318	8,9806	0,9800
283	10,2053	0,9691		323	8,8308	0,9812
288	10,0085	0,9710		328	8,6862	0,9824
293	9,8199	0,9728		333	8,5466	0,9834
298	9,6387	0,9744				
<b>P = 1,5 МПа</b>						
263	11,9129	0,9571		303	10,1584	0,9743
268	11,6575	0,9598		308	9,9776	0,9758
273	11,4140	0,9624		313	9,8035	0,9773
278	11,1815	0,9647		318	9,6359	0,9786
283	10,9591	0,9669		323	9,4743	0,9799
288	10,7463	0,9689		328	9,3184	0,9811
293	10,5422	0,9708		333	9,1679	0,9823
298	10,3464	0,9726				
<b>P = 1,6 МПа</b>						
263	12,7455	0,9542		303	10,8545	0,9726
268	12,4696	0,9572		308	10,6601	0,9742
273	12,2068	0,9599		313	10,4731	0,9758
278	11,9560	0,9624		318	10,2930	0,9772
283	11,7164	0,9647		323	10,1195	0,9786
288	11,4871	0,9669		328	9,9521	0,9799
293	11,2674	0,9689		333	9,7906	0,9811
298	11,0568	0,9708				

Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z		Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z
<b>P = 1,7 МПа</b>						
263	13,5831	0,9514		303	11,5530	0,9709
268	13,2864	0,9545		308	11,3449	0,9726
273	13,0038	0,9573		313	11,1447	0,9743
278	12,7344	0,9600		318	10,9520	0,9758
283	12,4771	0,9625		323	10,7664	0,9773
288	12,2311	0,9648		328	10,5874	0,9787
293	11,9955	0,9670		333	10,4147	0,9800
298	11,7697	0,9690				
<b>P = 1,8 МПа</b>						
263	14,4259	0,9485		303	12,2540	0,9692
268	14,1077	0,9518		308	12,0318	0,9710
273	13,8050	0,9548		313	11,8183	0,9728
278	13,5166	0,9577		318	11,6128	0,9744
283	13,2413	0,9603		323	11,4150	0,9760
288	12,9783	0,9627		328	11,2242	0,9774
293	12,7265	0,9650		333	11,0403	0,9788
298	12,4853	0,9672				
<b>P = 1,9 МПа</b>						
263	15,2738	0,9456		303	12,9573	0,9675
268	14,9338	0,9491		308	12,7210	0,9695
273	14,6105	0,9532		313	12,4939	0,9713
278	14,3026	0,9553		318	12,2755	0,9731
283	14,0090	0,9581		323	12,0652	0,9747
288	13,7286	0,9607		328	11,8626	0,9762
293	13,4604	0,9631		333	11,6673	0,9777
298	13,2035	0,9654				
<b>P = 2,0 МПа</b>						
263	16,1270	0,9427		303	13,6631	0,9658
268	15,7645	0,9464		308	13,4123	0,9679
273	15,4202	0,9498		313	13,1715	0,9698
278	15,0925	0,9530		318	12,9400	0,9771
283	14,7802	0,9559		323	12,7172	0,9734
288	14,4821	0,9586		328	12,5026	0,9750
293	14,1971	0,9612		333	12,2957	0,9765
298	13,9244	0,9636				
<b>P = 2,1 МПа</b>						
263	16,9855	0,9398		303	14,3712	0,9641
268	16,6000	0,9437		308	14,1059	0,9663
273	16,2342	0,9473		313	13,8511	0,9684
278	15,8863	0,9506		318	13,6063	0,9703
283	15,5549	0,9537		323	13,3708	0,9721
288	15,2388	0,9566		328	13,1440	0,9738
293	14,9368	0,9593		333	12,9255	0,9754
298	14,6479	0,9618				
<b>P = 2,2 МПа</b>						
263	17,8493	0,9369		303	15,0818	0,9624
268	17,4403	0,9410		308	14,8016	0,9647
273	17,0525	0,9448		313	14,5328	0,9669
278	16,6839	0,9483		318	14,2745	0,9689
283	16,3331	0,9515		323	14,0261	0,9708
288	15,9987	0,9545		328	13,7871	0,9726
293	15,6794	0,9574		333	13,5567	0,9743
298	15,3741	0,9600				
<b>P = 2,3 МПа</b>						
263	18,7186	0,9340		303	15,7948	0,9608
268	18,2855	0,9383		308	15,4996	0,9632
273	17,8752	0,9422		313	15,2165	0,9654

Продолжение таблицы А.1

Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z		Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z
278	17,4855	0,9459		318	14,9446	0,9675
283	17,1149	0,9493		323	14,6832	0,9695
288	16,7619	0,9525		328	14,4316	0,9714
293	16,4249	0,9554		333	14,1894	0,9731
298	16,1029	0,9582				
<b>P = 2,4 МПа</b>						
263	19,5932	0,9311		303	16,5103	0,9591
268	19,1355	0,9356		308	16,1998	0,9616
273	18,7022	0,9397		313	15,9022	0,9640
278	18,2911	0,9436		318	15,6164	0,9662
283	17,9003	0,9471		323	15,3419	0,9682
288	17,5282	0,9504		328	15,0778	0,9702
293	17,1734	0,9535		333	14,8235	0,9720
298	16,8344	0,9564				
<b>P = 2,5 МПа</b>						
263	20,4734	0,9282		303	17,2281	0,9574
268	19,9905	0,9329		308	16,9022	0,9600
273	19,5337	0,9372		313	16,5899	0,9625
278	19,1007	0,9412		318	16,2902	0,9648
283	18,6893	0,9450		323	16,0022	0,9670
288	18,2979	0,9484		328	15,7254	0,9690
293	17,9248	0,9516		333	15,4589	0,9709
298	17,5686	0,9546				
<b>P = 2,6 МПа</b>						
263	21,3591	0,9253		303	17,9485	0,9558
268	20,8504	0,9302		308	17,6069	0,9585
273	20,3696	0,9347		313	17,2796	0,9610
278	19,9142	0,9389		318	16,9657	0,9634
283	19,4819	0,9428		323	16,6643	0,9657
288	19,0708	0,9464		328	16,3746	0,9678
293	18,6791	0,9497		333	16,0958	0,9698
298	18,3055	0,9528				
<b>P = 2,7 МПа</b>						
263	22,2503	0,9224		303	18,6712	0,9541
268	21,7153	0,9275		308	18,3137	0,9569
273	21,2101	0,9322		313	17,9713	0,9596
278	20,7318	0,9365		318	17,6431	0,9621
283	20,2781	0,9406		323	17,3280	0,9644
288	19,8469	0,9443		328	17,0253	0,9666
293	19,4365	0,9478		333	16,7341	0,9686
298	19,0450	0,9511				
<b>P = 2,8 МПа</b>						
263	23,1473	0,9195		303	19,3964	0,9525
268	22,5853	0,9248		308	19,0228	0,9554
273	22,0550	0,9297		313	18,6651	0,9581
278	21,5534	0,9342		318	18,3223	0,9607
283	21,0780	0,9384		323	17,9934	0,9631
288	20,6264	0,9423		328	17,6775	0,9654
293	20,1967	0,9459		333	17,3737	0,9675
298	19,7873	0,9493				
<b>P = 2,9 МПа</b>						
263	24,0499	0,9166		303	20,1240	0,9508
268	23,4603	0,9221		308	19,7340	0,9538
273	22,9045	0,9272		313	19,3609	0,9567
278	22,3791	0,9319		318	19,0034	0,9594
283	21,8815	0,9362		323	18,6605	0,9619
288	21,4092	0,9403		328	18,3313	0,9642
293	20,9600	0,9440		333	18,0147	0,9664
298	20,5322	0,9475				

Продолжение таблицы А.1

Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z		Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z
<b>P = 3,0 МПа</b>						
263	24,9583	0,9137		303	20,8541	0,9492
268	24,3405	0,9194		308	20,4475	0,9523
273	23,7585	0,9247		313	20,0587	0,9553
278	23,2089	0,9295		318	19,6863	0,9580
283	22,6887	0,9341		323	19,3293	0,9606
288	22,1952	0,9382		328	18,9865	0,9631
293	21,7263	0,9421		333	18,6572	0,9653
298	21,2798	0,9458				
<b>P = 3,1 МПа</b>						
263	25,8726	0,9108		303	21,5866	0,9475
268	25,2258	0,9167		308	21,1632	0,9508
273	24,6171	0,9222		313	20,7585	0,9538
278	24,0428	0,9272		318	20,3710	0,9567
283	23,4995	0,9319		323	19,9996	0,9594
288	22,9846	0,9362		328	19,6433	0,9619
293	22,4955	0,9403		333	19,3010	0,9642
298	22,0301	0,9440				
<b>P = 3,2 МПа</b>						
263	26,7926	0,9079		303	22,3216	0,9459
268	26,1163	0,9140		308	21,8811	0,9492
273	25,4804	0,9197		313	21,4603	0,9524
278	24,8808	0,9249		318	21,0575	0,9554
283	24,3141	0,9297		323	20,6717	0,9581
288	23,7773	0,9342		328	20,3016	0,9607
293	23,2677	0,9384		333	19,9461	0,9632
298	22,7832	0,9423				
<b>P = 3,3 МПа</b>						
263	27,7186	0,9050		303	23,0590	0,9442
268	27,0121	0,9113		308	22,6013	0,9477
273	26,3483	0,9172		313	22,1641	0,9510
278	25,7230	0,9226		318	21,7459	0,9540
283	25,1324	0,9276		323	21,3454	0,9569
288	24,5733	0,9322		328	20,9614	0,9596
293	24,0430	0,9365		333	20,5927	0,9621
298	23,5389	0,9405				
<b>P = 3,4 МПа</b>						
263	28,6506	0,9021		303	23,7988	0,9426
268	27,9131	0,9086		308	23,3236	0,9462
273	27,2209	0,9147		313	22,8699	0,9496
278	26,5694	0,9202		318	22,4361	0,9527
283	25,9544	0,9254		323	22,0208	0,9556
288	25,3727	0,9302		328	21,6226	0,9584
293	24,8212	0,9346		333	21,2405	0,9610
298	24,2974	0,9388				
<b>P = 3,5 МПа</b>						
263	29,5886	0,8992		303	24,5411	0,9410
268	28,8194	0,9059		308	24,0481	0,9447
273	28,0982	0,9122		313	23,5777	0,9481
278	27,4199	0,9179		318	23,1281	0,9514
283	26,7802	0,9232		323	22,6977	0,9544
288	26,1755	0,9282		328	22,2854	0,9572
293	25,6025	0,9328		333	21,8898	0,9599
298	25,0585	0,9370				
<b>P = 3,6 МПа</b>						
263	30,5326	0,8963		303	25,2858	0,9394
268	29,7311	0,9032		308	24,7749	0,9432
273	28,9803	0,9097		313	24,2875	0,9467

Продолжение таблицы А.1

Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z		Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z
278	28,2747	0,9156		318	23,8218	0,9501
283	27,6097	0,9211		323	23,3764	0,9532
288	26,9816	0,9266		328	22,9496	0,9561
293	26,3868	0,9309		333	22,5404	0,9588
298	25,8224	0,9353				
<b>P = 3,7 МПа</b>						
263	31,4827	0,8934		303	26,0330	0,9377
268	30,6482	0,9006		308	25,5038	0,9417
273	29,8671	0,9072		313	24,9993	0,9453
278	29,1336	0,9133		318	24,5174	0,9487
283	28,4430	0,9189		323	24,0566	0,9519
288	27,7910	0,9242		328	23,6154	0,9550
293	27,1740	0,9290		333	23,1923	0,9578
298	26,5890	0,9335				
<b>P = 3,8 МПа</b>						
263	32,4391	0,8904		303	26,7826	0,9361
268	31,5707	0,8979		308	26,2350	0,9402
273	30,7586	0,9047		313	25,7130	0,9439
278	29,9969	0,9110		318	25,2148	0,9474
283	29,2801	0,9168		323	24,7385	0,9507
288	28,6038	0,9222		328	24,2826	0,9538
293	27,9643	0,9272		333	23,8456	0,9567
298	27,3582	0,9318				
<b>P = 3,9 МПа</b>						
263	33,4016	0,8875		303	27,5347	0,9345
268	32,4986	0,8952		308	26,9683	0,9387
273	31,6550	0,9022		313	26,4288	0,9425
278	30,8643	0,9087		318	25,9140	0,9461
283	30,1209	0,9147		323	25,4220	0,9495
288	19,4201	0,9202		328	24,9512	0,9527
293	28,7577	0,9253		333	24,5001	0,9557
298	28,1302	0,9301				
<b>P = 4,0 МПа</b>						
263	34,3704	0,8846		303	28,2892	0,9329
268	33,4320	0,8925		308	27,7039	0,9372
273	32,5563	0,8997		313	27,1465	0,9411
278	31,7361	0,9064		318	26,6149	0,9448
283	30,9656	0,9125		323	26,1071	0,9483
288	30,2396	0,9182		328	25,6214	0,9516
293	29,5540	0,9235		333	25,1561	0,9546
298	28,9049	0,9284				
<b>P = 4,1 МПа</b>						
263	35,3455	0,8817		303	29,0461	0,9313
268	34,3709	0,8898		308	28,4416	0,9357
273	33,4623	0,8973		313	27,8662	0,9397
278	32,6121	0,9041		318	27,3176	0,9435
283	31,8140	0,9104		323	26,7938	0,9471
288	31,0626	0,9162		328	26,2929	0,9504
293	30,3534	0,9216		333	25,8133	0,9536
298	29,6823	0,9267				
<b>P = 4,2 МПа</b>						
263	36,3269	0,8788		303	29,8054	0,9297
268	35,3154	0,8872		308	29,1815	0,9342
273	34,3733	0,8948		313	28,5879	0,9384
278	33,4925	0,9018		318	28,0221	0,9423
283	32,6663	0,9083		323	27,4821	0,9459
288	31,8890	0,9142		328	26,9659	0,9493
293	31,1558	0,9198		333	26,4718	0,9525
298	30,4625	0,9249				

Продолжение таблицы А.1

Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z		Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z
<b>P = 4,3 МПа</b>						
263	37,3148	0,8760		303	30,5672	0,9282
268	36,2655	0,8845		308	29,9235	0,9327
273	35,2891	0,8923		313	29,3115	0,9370
278	34,3771	0,8995		318	28,7284	0,9410
283	33,5223	0,9061		323	28,1720	0,9447
288	32,7187	0,9123		328	27,6404	0,9482
293	31,9612	0,9180		333	27,1316	0,9515
298	31,2453	0,9232				
<b>P = 4,4 МПа</b>						
263	38,3091	0,8731		303	31,3313	0,9266
268	37,2212	0,8818		308	30,6678	0,9313
273	36,2099	0,8898		313	30,0370	0,9356
278	35,2661	0,8972		318	29,4364	0,9397
283	34,3822	0,9040		323	28,8635	0,9435
288	33,5519	0,9103		328	28,3163	0,9471
293	32,7696	0,9161		333	27,7927	0,9504
298	32,0308	0,9215				
<b>P = 4,5 МПа</b>						
263	39,3099	0,8702		303	32,0979	0,9250
268	38,1825	0,8791		308	31,4142	0,9298
273	37,1356	0,8874		313	30,7645	0,9343
278	36,1594	0,8949		318	30,1461	0,9384
283	35,2460	0,9019		323	29,5566	0,9423
288	34,3884	0,9084		328	28,9935	0,9460
293	33,5811	0,9143		333	28,4551	0,9494
298	32,8190	0,9199				
<b>P = 4,6 МПа</b>						
263	40,3172	0,8673		303	32,8669	0,9234
268	39,1495	0,8765		308	32,1627	0,9283
273	38,0662	0,8849		313	31,4939	0,9329
278	37,0571	0,8927		318	30,8576	0,9372
283	36,1135	0,8998		323	30,2512	0,9412
288	35,2284	0,9064		328	29,6722	0,9449
293	34,3956	0,9125		333	29,1188	0,9484
298	33,6099	0,9182				
<b>P = 4,7 МПа</b>						
263	41,3311	0,8644		303	33,6383	0,9219
268	40,1221	0,8738		308	32,9134	0,9269
273	39,0018	0,8825		313	32,2253	0,9315
278	37,9591	0,8904		318	31,5708	0,9359
283	36,9849	0,8977		323	30,9473	0,9400
288	36,0717	0,9045		328	30,3523	0,9438
293	35,2131	0,9107		333	29,7837	0,9474
298	34,4035	0,9165				
<b>P = 4,8 МПа</b>						
263	42,3515	0,8615		303	34,4121	0,9023
268	41,1005	0,8172		308	33,6662	0,9254
273	39,9424	0,8800		313	32,9586	0,9302
278	38,8655	0,8881		318	32,2858	0,9347
283	37,8602	0,8956		323	31,6450	0,9388
288	36,9184	0,9025		328	31,0338	0,9427
293	36,0336	0,9089		333	30,4498	0,9464
298	35,1997	0,9148				
<b>P = 4,9 МПа</b>						
263	43,3787	0,8586		303	35,1882	0,9188
268	42,0847	0,8685		308	34,4212	0,9240
273	40,8879	0,8776		313	33,6937	0,9289



Продолжение таблицы А.1

Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z		Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z
278	39,7762	0,8859		318	33,0024	0,9334
283	38,7392	0,8935		323	32,3443	0,9377
288	37,7686	0,9006		328	31,7167	0,9416
293	36,8571	0,9071		333	31,1173	0,9454
298	35,9987	0,9131				
<b>P = 5,0 МПа</b>						
263	44,4125	0,8558		303	35,9667	0,9172
268	43,0754	0,8659		308	35,1783	0,9226
273	41,8385	0,8751		313	34,4308	0,9275
278	40,6913	0,8836		318	33,7208	0,9322
283	39,6221	0,8914		323	33,0451	0,9365
288	38,6221	0,8986		328	32,4009	0,9406
293	37,6836	0,9053		333	31,7859	0,9444
298	36,8003	0,9115				
<b>P = 5,1 МПа</b>						
263	45,4531	0,8529		303	36,7476	0,9157
268	44,0702	0,8633		308	35,9374	0,9211
273	42,7941	0,8727		313	35,1697	0,9262
278	41,6108	0,8814		318	34,4408	0,9309
283	40,5089	0,8894		323	33,7473	0,9354
288	39,4789	0,8967		328	33,0865	0,9395
293	38,5130	0,9035		333	32,4558	0,9434
298	37,6045	0,9098				
<b>P = 5,2 МПа</b>						
263	46,5003	0,8500		303	37,5309	0,9142
268	45,0717	0,8606		308	36,6987	0,9197
273	43,7547	0,8703		313	35,9106	0,9249
278	42,5347	0,8792		318	35,1625	0,9297
283	41,3995	0,8873		323	34,4511	0,9342
288	40,3392	0,8948		328	33,7735	0,9384
293	39,3455	0,9018		333	33,1268	0,9424
298	38,4114	0,9082				
<b>P = 5,3 МПа</b>						
263	47,5544	0,8472		303	38,3164	0,9126
268	46,0790	0,8580		308	37,4621	0,9183
273	44,7204	0,8679		313	36,6533	0,9236
278	43,4629	0,8769		318	35,8859	0,9285
283	42,2939	0,8852		323	35,1564	0,9331
288	41,2028	0,8929		328	34,4617	0,9374
293	40,1810	0,9000		333	33,7991	0,9414
298	39,2209	0,9065				
<b>P = 5,4 МПа</b>						
263	48,6152	0,8443		303	39,1044	0,9111
268	47,0921	0,8554		308	38,2275	0,9169
273	45,6910	0,8655		313	37,3978	0,9223
278	44,3955	0,8747		318	36,6109	0,9273
283	43,1921	0,8832		323	35,8632	0,9319
288	42,0698	0,8910		328	35,1514	0,9363
293	41,0194	0,8982		333	34,4726	0,9404
298	40,0331	0,9049				
<b>P = 5,5 МПа</b>						
263	49,6829	0,8415		303	39,8946	0,9096
268	48,1111	0,8528		308	38,9951	0,9155
273	46,6667	0,8631		313	38,1442	0,9210
278	45,3325	0,8725		318	37,3376	0,9261
283	44,0942	0,8811		323	36,5714	0,9308
288	42,9402	0,8891		328	35,8423	0,9353
293	41,8608	0,8965		333	35,1472	0,9395
298	40,8479	0,9033				

Продолжение таблицы А.1

Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z		Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z
<b>P = 6,0 МПа</b>						
263	55,1242	0,8274		303	43,8801	0,9022
268	53,2937	0,8398		308	42,8631	0,9086
273	51,6208	0,8512		313	41,9032	0,9146
278	50,0829	0,8615		318	40,9951	0,9201
283	48,6615	0,8710		323	40,1342	0,9253
288	47,3418	0,8798		328	39,3162	0,9302
293	46,1115	0,8878		333	38,5377	0,9347
298	44,9605	0,8953				
<b>P = 7,0 МПа</b>						
263	66,5232	0,7999		303	52,0161	0,8879
268	64,0961	0,8147		308	50,7451	0,8954
273	61,9027	0,8281		313	49,5507	0,9023
278	59,9055	0,8403		318	48,4252	0,9088
283	58,0750	0,8515		323	47,3620	0,9148
288	56,3881	0,8617		328	46,3552	0,9204
293	54,8259	0,8712		333	45,3999	0,9257
298	53,3728	0,8799				
<b>P = 8,0 МПа</b>						
263	78,5887	0,7738		303	60,3541	0,8746
268	75,4586	0,7909		308	58,8047	0,8830
273	72,6596	0,8063		313	57,3548	0,8909
278	70,1343	0,8203		318	55,9936	0,8982
283	67,8384	0,8331		323	54,7120	0,9050
288	65,7373	0,8448		328	53,5024	0,9114
293	63,8038	0,8555		333	52,3580	0,9173
298	62,0154	0,8654				
<b>P = 9,0 МПа</b>						
263	91,2420	0,7498		303	68,8651	0,8623
268	87,3149	0,7689		308	67,0156	0,8717
273	83,8346	0,7861		313	65,2913	0,8804
278	80,7195	0,8018		318	63,6781	0,8885
283	77,9074	0,8161		323	62,1641	0,8961
288	75,3501	0,8291		328	60,7391	0,9031
293	73,0100	0,8411		333	59,3946	0,9097
298	70,8565	0,8521				
<b>P = 10,0 МПа</b>						
263	104,3293	0,7286		303	77,5116	0,8512
268	99,5456	0,7494		308	75,3444	0,8615
273	95,3320	0,7682		313	73,3305	0,8710
278	91,5824	0,7852		318	71,4520	0,8798
283	88,2159	0,8008		323	69,6938	0,8881
288	85,1702	0,8150		328	68,0434	0,8958
293	82,3957	0,8281		333	66,4897	0,9029
298	79,8534	0,8401				
<b>P = 11,0 МПа</b>						
263	117,6200	0,7109		303	86,2479	0,8415
268	111,9765	0,7328		308	83,7512	0,8525
273	107,0162	0,7527		313	81,4372	0,8627
278	102,6149	0,7709		318	79,2840	0,8722
283	98,6761	0,7875		323	77,2735	0,8811
288	95,1241	0,8027		328	75,3902	0,8893
293	91,8992	0,8167		333	73,6209	0,8970
298	88,9534	0,8296				
<b>P = 12,0 МПа</b>						
263	130,8307	0,6972		303	95,0215	0,8332
268	124,3922	0,7196		308	92,1907	0,8449
273	118,7202	0,7402		313	89,5719	0,8557
278	113,6848	0,7591		318	87,1397	0,8657

Окончание таблицы А.1

Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z		Т, К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Z
283	109,1810	0,7764		323	84,8726	0,8751
288	105,1246	0,7924		328	82,7524	0,8838
293	101,4475	0,8071		333	80,7638	0,8920
298	98,0948	0,8207				
<b>P = 13,0 МПа</b>						
263	143,6744	0,6878		303	103,7751	0,8265
268	136,5655	0,7101		308	100,6138	0,8387
273	130,2635	0,7308		313	97,6923	0,8499
278	124,6473	0,75		318	94,982	0,8604
283	119,6135	0,7678		323	92,4585	0,8702
288	115,0752	0,7842		328	90,1013	0,8794
293	110,9607	0,7994		333	87,8929	0,888
298	107,2105	0,8135				
<b>P = 14,0 МПа</b>						
263	155,9135	0,6826		303	112,4503	0,8214
268	148,2935	0,7042		308	108,9702	0,8339
273	141,4766	0,7247		313	105,7548	0,8455
278	135,3621	0,7438		318	102,7728	0,8564
283	129,857	0,7616		323	99,9979	0,8665
288	124,8792	0,7782		328	97,4075	0,876
293	120,3575	0,7937		333	94,9822	0,8849
298	116,2316	0,808				
<b>P = 15,0 МПа</b>						
263	167,3907	0,6812		303	120,9902	0,818
268	159,4247	0,7019		308	117,2109	0,8307
273	152,2221	0,7216		313	113,7166	0,8425
278	145,7083	0,7403		318	110,4749	0,8536
283	139,8071	0,7579		323	107,458	0,864
288	134,4464	0,7745		328	104,6419	0,8737
293	129,5608	0,7899		333	102,0057	0,8828
298	125,0932	0,8044				
<b>P = 16,0 МПа</b>						
263	178,031	0,6832		303	129,3433	0,8162
268	169,8685	0,7026		308	125,2903	0,8289
273	162,4058	0,7214		313	121,5378	0,8408
278	155,5952	0,7395		318	118,0532	0,852
283	149,3803	0,7566		323	114,8077	0,8626
288	143,7022	0,7729		328	111,7769	0,8725
293	138,5043	0,7882		333	108,939	0,8817
298	133,7338	0,8026				

Приложение Б  
(рекомендуемое)

Определения времени стравливания природного газа из газопровода

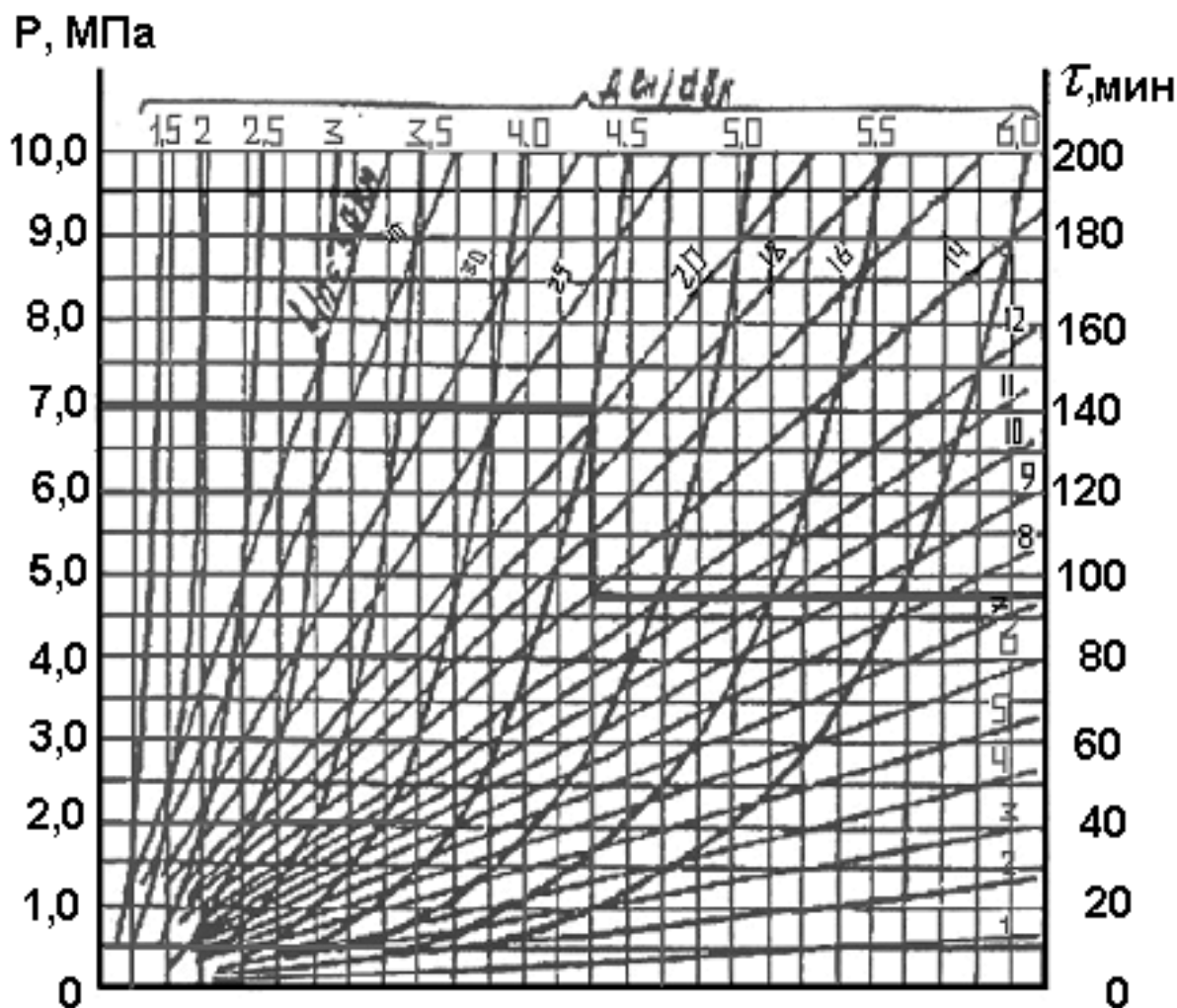


Рисунок Б.1 – Номограмма для определения времени стравливания природного газа из газопровода

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

- 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.;  
 $\tau$  – время стравливания, мин.

Приложение В  
(справочное)

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

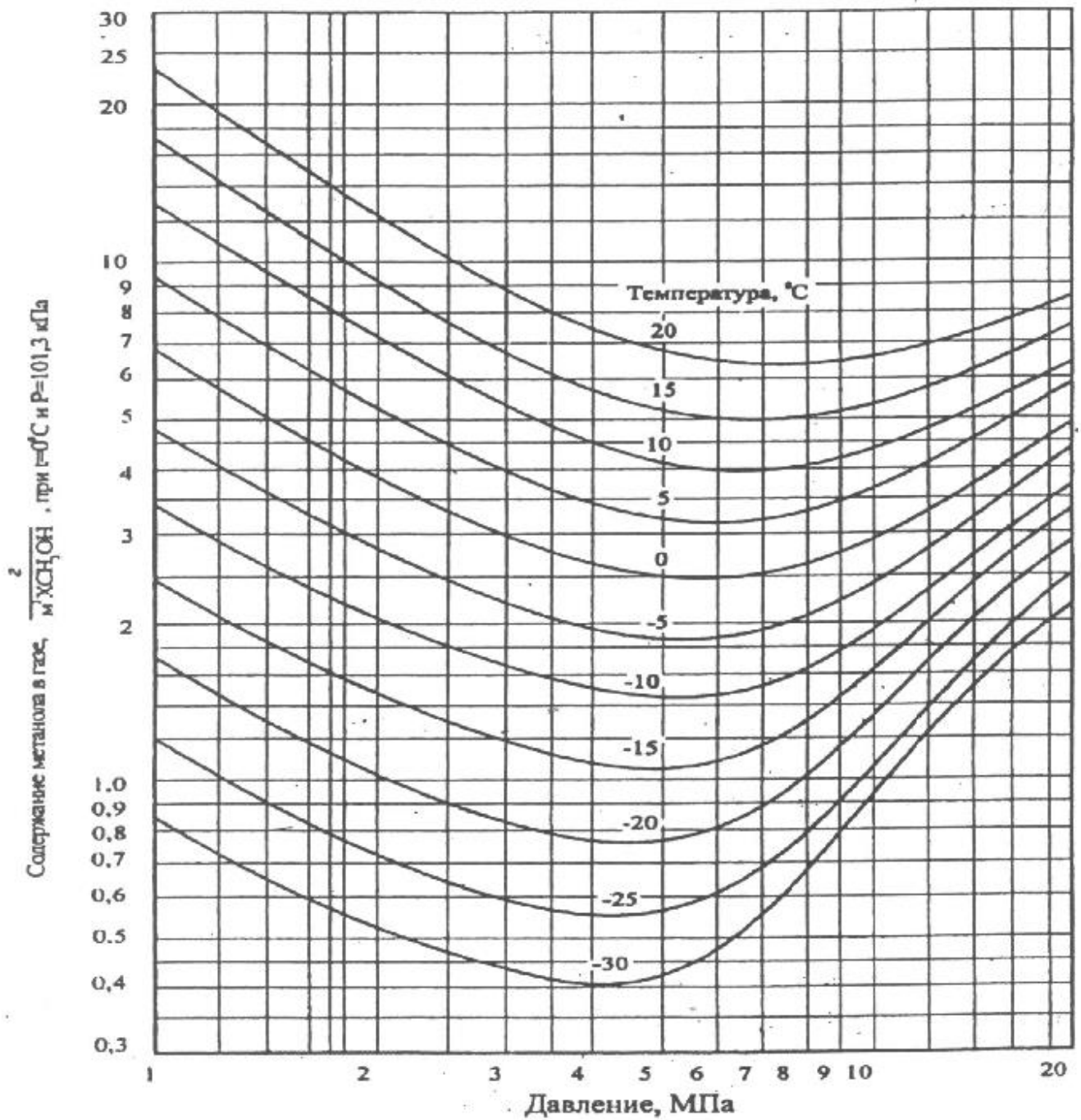


Рисунок В.1 – Количество метанола, растворяющегося в природном газе в системе «метанол-природный газ» ( $D_0$ ) при данном давлении и температуре

**Приложение Г**  
(рекомендуемое)  
**Типовой перечень измеряемых параметров работы газотурбинных установок**

Таблица Г.1 – Типовой перечень измеряемых параметров

Параметры	Обозначения	Единица измерения	Примечание
Барометрическое давление	$P_a$	МПа	Данные метеостанции или барометр-анероид
Температура атмосферного воздуха	$t_a$	°С	Система автоматического управления агрегата
Температура воздуха на входе в компрессор	$t_3$	°С	Система автоматического управления агрегата. При отсутствии замера рассчитывается по 5.10.2.12
Относительная влажность атмосферного воздуха	$\varphi$	%	По данным ближайшей метеостанции
Температура продуктов сгорания в штатной точке измерения (по ТУ)	$t_{шт}$	°С	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 <sub>2</sub>	ppm	То же
Углерода оксид	CO	ppm	-»-
Кислород	O <sub>2</sub>	%	-»-
Углерода диоксид	CO <sub>2</sub>	%	-»-
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 Д**  
(справочное)  
**Основные параметры работы газоперекачивающих агрегатов**

Таблица Д.1 – Номинальные значения показателей работы газотурбинных ГПА

Тип ГПА (тип двигателя)	Абсолютное давление продуктов сгорания за компрессором высокого давления $P_4^0$ , МПа	Расход продуктов сгорания на срезе выхлопной трубы $V^0$ м <sup>3</sup> /с	Температура по тракту ГТУ, $T_{SH}^0$		Объемное содержание кислорода в сухих продуктах сгорания при номинальных значениях показателей работы ГПА $O_2$ , %
			штатная точка измерения	К	
ГПА-Ц-6,3	0,89	46,7	Перед силовой турбиной	753	18,0
ГПА-Ц-16С, (ДГ-90) (штатная/мало- эмиссионная камера сгорания)	1,90	54,8	После турбины высокого давления	893	16,5
ГПА-16 «Урал» (ПС- 90ГП-2)	2,01	47,3	Перед силовой турбиной	782	16,1

Таблица Д.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 $O_2$ , %	Коэффициент соотношения объемов сухих и влажных продуктов сгорания $k_B$
	$V_{PC}$ , м <sup>3</sup> /с	$V_{PC}^0$ , м <sup>3</sup> /с			
10 ГКМА	1,84	3,01	410	11,90	0,91
10 ГКНАМ	2,93	6,15	300	14,20	0,93

**Библиография**

- [1] Инструкция о порядке инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух  
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь 23.06.2009 г. № 42
- [2] ЭкоНиП 17.01.06-001-2017 Охрана окружающей среды и природопользование. Требования экологической безопасности  
Утверждены постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь 18.07.2017 г. № 5-Т
- [3] МВИ. МН 1003-2017 Концентрации азота оксида, азота диоксида, азота оксидов (азота оксида, азота диоксида) в пересчете на азота диоксид, углерода оксида, серы диоксида, кислорода в выбросах от стационарных источников. Методика выполнения измерений с использованием газоанализаторов с электрохимическими датчиками