



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Документы нормативные для проектирования,
строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром»

**НОРМИРОВАНИЕ
ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
В АТМОСФЕРУ ПРИ ДОБЫЧЕ, ТРАНСПОРТЕ
И ХРАНЕНИИ ГАЗА**

СТО Газпром 2-1.19-540-2011

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Стандарт организации



Москва 2011

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**НОРМИРОВАНИЕ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
В АТМОСФЕРУ ПРИ ДОБЫЧЕ, ТРАНСПОРТЕ
И ХРАНЕНИИ ГАЗА**

СТО Газпром 2-1.19-540-2011

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

**Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»**

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»

Москва 2011

Предисловие

- | | |
|------------------------------------|--|
| 1 РАЗРАБОТАН | Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» |
| 2 ВНЕСЕН | Управлением энергосбережения и экологии Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» |
| 3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН
В ДЕЙСТВИЕ | распоряжением ОАО «Газпром» от 18 ноября 2010 г. № 396 |

© ОАО «Газпром», 2010

© Оформление ООО «Газпром экспо», 2011

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром»

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины, определения и сокращения	2
4 Общие положения	4
5 Характеристика производственных объектов добычи, транспорта и хранения газа как источников загрязнения атмосферы	5
6 Характеристика загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при добыче, транспорте и хранении газа	11
6.1 Характеристика загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при добыче, транспорте и хранении газа	11
6.2 Определение перечня загрязняющих веществ, подлежащих нормированию	14
6.3 Определение приоритетного списка загрязняющих веществ	15
7 Порядок установления предельно допустимых выбросов по производственному объекту	18
8 Порядок расчета удельных выбросов загрязняющих веществ от оборудования, установок и при выполнении технологических операций при добыче, транспорте и хранении газа	22
Библиография	103

Введение

Настоящий стандарт разработан с целью:

- повышения достоверности и обеспечения сопоставимости данных по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу эксплуатируемого технологического оборудования;
- создания единой методической основы нормирования приоритетного списка загрязняющих веществ по удельным показателям на объектах добычи, транспорта и хранения газа.

Стандарт разработан в соответствии с договором от 24 августа 2009 г. № 1632-0850-09-1 «Разработка и переработка нормативно-методической базы воздухоохранной деятельности ОАО «Газпром». Этап 2 «Разработка руководства по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при добыче, транспорте и хранении газа».

Авторский коллектив: Г.С. Аكوпова, Л.В. Шарихина, Е.В. Дорохова, Л.А. Митяева, П.Б. Попов, П.А. Виноградова, В.В. Самсонова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

НОРМИРОВАНИЕ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ
ПРИ ДОБЫЧЕ, ТРАНСПОРТЕ И ХРАНЕНИИ ГАЗА

Дата введения – 2011-08-15

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на различные типы источников выделений и выбросов загрязняющих веществ эксплуатируемого парка технологического оборудования производственных объектов добычи, транспорта и хранения газа.

1.2 Настоящий стандарт применяется для определения параметров выбросов от производственных объектов добычи, транспорта и хранения газа:

- при подготовке инвентаризации выбросов загрязняющих веществ стационарных источников выделения эксплуатируемых объектов;
- разработке нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ;
- оценке воздействия на атмосферу реконструируемых и проектируемых производственных объектов;
- осуществлении производственного контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- расчетах платежей за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- статистическом учете выбросов загрязняющих веществ производственных объектов;
- планировании мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

1.3 Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ОАО «Газпром», осуществляющими природоохранную деятельность при добыче, транспорте и хранении газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

СТО Газпром 11-2005 Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-1.19-200-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика определения региональных коэффициентов трансформации оксидов азота на основе расчетно-экспериментальных данных

СТО Газпром 2-1.19-307-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по расчету объемов выбросов, сбросов и промышленных отходов на объектах транспорта и хранения газа

СТО Газпром 2-1.19-332-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Технические нормативы выбросов. Газоперекачивающие агрегаты ОАО «Газпром»

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины в соответствии со статьей 1 Федерального закона [1], со статьей 1 Федерального закона [2], СТО Газпром 11, СТО Газпром 2-1.19-307, СТО Газпром 2-1.19-332, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **вредное (загрязняющее) вещество:** Химическое или биологическое вещество либо смесь таких веществ, которые содержатся в атмосферном воздухе и которые в определенных концентрациях оказывают вредное воздействие на здоровье человека и окружающую среду.

[Федеральный закон [2], статья 1]

3.1.2 **выброс в атмосферу:** Кратковременное или за определенное время (час, сутки) поступление в окружающую воздушную среду загрязняющих веществ от одного или группы объектов.

3.1.3 **газовоздушный тракт:** Система воздухопроводов и дымо(газо)проводов, включая проточные части воздушного компрессора и газовой турбины, газовые объемы камер сгорания газовой турбины и котла-утилизатора (или энергетического котла).

3.1.4 **источник выделения загрязняющего вещества:** Технологическое оборудование (установки, агрегаты, аппараты и др.) или технологическая операция (продувка, стравливание установки, агрегата, аппаратов, коммуникаций, газопроводов и др.), в которых образуются и из которого в ходе производственного цикла выделяются загрязняющие вещества.

3.1.5 **источник выброса загрязняющего вещества (организованный источник):** Специальное устройство (выхлопная труба или шахта, свеча и т.д.), посредством которого осуществляется выброс загрязняющих веществ в атмосферу.

3.1.6 **источник загрязнения атмосферы:** Природный или антропогенный объект (производственный объект или процесс) негативного воздействия на атмосферу.

3.1.7 **регламентный (плановый) выброс:** Выброс загрязняющих веществ при принятых технологии и оборудовании, функционирующих в соответствии с плановым технологическим регламентом.

3.1.8 **технический норматив выброса:** Норматив выброса вредного (загрязняющего) вещества в атмосферный воздух, который устанавливается для передвижных и стационарных источников выбросов, технологических процессов, оборудования и отражает максимально допустимую массу выброса вредного (загрязняющего) вещества в атмосферный воздух в расчете на единицу продукции, мощности, пробега транспортных или иных передвижных средств и другие показатели.

[Федеральный закон [2], статья 1]

3.1.9 **технологический норматив:** Норматив допустимых выбросов и сбросов веществ и микроорганизмов, который устанавливается для стационарных, передвижных и иных источников, технологических процессов, оборудования и отражает допустимую массу выбросов и сбросов веществ и микроорганизмов в окружающую среду в расчете на единицу выпускаемой продукции.

[Федеральный закон [1], статья 1]

3.1.10 **удельная величина выделений загрязняющих веществ:** Количество (масса) загрязняющего вещества, выделившегося от технологического оборудования в процессе эксплуатации, отнесенное к единице показателя технологического процесса.

3.1.11 **удельная величина выброса загрязняющих веществ:** Часть удельного выделения, поступающая непосредственно в атмосферу.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ГМД – газомоторный двигатель;

ГМК – газомоторный компрессор;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГРП – газораспределительный пункт;

ГРС – газораспределительная станция;

ГСМ – горючесмазочные материалы;

ГСП – газосборный пункт;
ГТУ – газотурбинная установка;
ГФУ – газофакельная установка;
ДКС – дожимная компрессорная станция;
ДЭГ – диэтиленгликоль;
ЗВ – загрязняющие вещества;
ЗРА – запорно-регулирующая арматура;
ИЗА – источник загрязнения атмосферы;
ОБУВ – ориентировочный безопасный уровень воздействия;
КИП – контрольно-измерительные приборы;
КС – компрессорная станция;
КЦ – компрессорный цех;
ЛЧ МГ – линейная часть магистрального газопровода;
ПБФ – парк бензиновой фракции;
ПДВ – предельно допустимый выброс;
ПДК – предельно допустимые концентрации;
ПДК_{м.р} – предельно допустимая концентрация максимально разовая;
ПДК_{с.с} – предельно допустимая концентрация среднесуточная;
ПДК_{р.з} – предельно допустимая концентрация в рабочей зоне;
ПЗА – показатель загрязнения атмосферы;
ПХГ – подземное хранилище газа;
СЗЗ – санитарно-защитная зона;
ТЭГ – триэтиленгликоль;
УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
УППГ – установка предварительной подготовки газа.

4 Общие положения

4.1 Обязательность учета и регулирования выбросов ЗВ определена Федеральными законами [1] и [2].

4.2 Нормирование выбросов ЗВ выполняют с целью ограничения их поступления в атмосферный воздух и установления норматива предельно допустимого выброса.

4.3 Методические положения по инвентаризации и нормированию выбросов загрязняющих веществ определены на основе технических нормативов выбросов, учитывающие положения законодательной базы по охране атмосферного воздуха.

4.4 С учетом информационного массива данных по техническим характеристикам и технологическим показателям эксплуатационного парка оборудования и установок ОАО «Газпром» определены удельные выбросы ЗВ при эксплуатации агрегатов, аппаратов и при выполнении технологических операций продувок и стравливания газа с использованием инструментальных и расчетных методов по оценке параметров выбросов ЗВ в соответствии с Методическим пособием [3] и Перечнем [4].

4.5 Порядок определения списка приоритетных нормируемых загрязняющих веществ разработан на основе комплексного показателя критериальной оценки выбросов ЗВ.

4.6 Для объектов добычи, транспорта и хранения газа ОАО «Газпром» установлен список приоритетных загрязняющих веществ, выбросы которых регламентируются при нормировании, контроле и учете выбросов ЗВ.

5 Характеристика производственных объектов добычи, транспорта и хранения газа как источников загрязнения атмосферы

5.1 При нормировании выбросов ЗВ следует учитывать процессы эксплуатации технологических агрегатов и установок производственных объектов, сопровождаемые неизбежными выбросами ЗВ в атмосферу.

Загрязнение атмосферы при поступлении ЗВ с выбросами от производственных объектов обусловлено составом сырья и характером технологических процессов.

Источники загрязнения атмосферы как объекты негативного воздействия на атмосферный воздух структурно включают источники выделения с источниками выброса ЗВ.

Организация выбросов ЗВ в атмосферу осуществляется по схеме: источник выделения – установки очистки (при наличии), обезвреживания и утилизации (при наличии) – источник выброса.

Источник выделения ЗВ как технологический объект (процесс) образования (возникновения) ЗВ характеризуется параметрами производственного цикла, режимом эксплуатации и влияет на временные, массовые и объемные характеристики поступления ЗВ в атмосферный воздух.

Источник выброса ЗВ как специальное устройство, посредством которого осуществляется выброс загрязнителей, определяет конфигурацию поступающего в атмосферный воздух газоздушного потока.

5.2 Производственные процессы, являющиеся ИЗА, классифицируют по принадлежности к объектам направлений деятельности организаций как производственные объекты добычи газа; транспорта (компрессорные станции и ЛЧ МГ) и хранения газа (станций подземного хранения газа).

Эксплуатационное оборудование, являющееся источником выделения ЗВ в атмосферу, с учетом осуществляемых функций структурно относится к технологическим объектам основного, вспомогательного производственного и непроизводственного назначения.

5.3 К основным показателям, характеризующим функционирование ИЗА, относят режимы работы оборудования с наличием периодов неполных нагрузок, цикличность и многостадийность технологического процесса, позволяющие оценить нестационарность выделений (выбросов) во времени, а также максимальное воздействие выбросов ЗВ или группы веществ, обладающих комбинированным вредным действием, на атмосферный воздух.

5.4 К источникам загрязнения атмосферы относят также технологические операции, связанные с продувкой и стравливанием газа из оборудования, коммуникаций, газопроводов и шлейфов при пуске и остановке агрегатов, аппаратов, проведении ремонтных работ, технических освидетельствованиях оборудования.

5.5 Технологическое оборудование производственных объектов добычи, транспорта и хранения газа, являющееся источником выделения загрязняющих веществ

5.5.1 Производственные объекты добычи газа

В таблице 5.1 приведена структура производственных объектов добычи газа месторождений без содержания агрессивных примесей (без содержания H_2S) с указанием перечня технологического оборудования, являющегося источником выделения загрязняющих веществ.

Таблица 5.1 – Технологическое оборудование производственных объектов добычи газа из месторождений без содержания агрессивных примесей, являющееся источником выделения загрязняющих веществ

Наименование технологического оборудования	Перечень технологического оборудования			
	Децентрализованная система сбора и обработки газа		Централизованная система сбора и обработки газа	
	Установка комплексной подготовки газа		Установка предварительной подготовки газа и головные сооружения	
	газовые	газоконденсатные	газоконденсатные	газовые
I Комплекс оборудования основного производственного назначения				
Сооружения	Скважины, кусты скважин, промысловые трубопроводы			
	Промплощадки с установками комплексной подготовки газа и газового конденсата		Промплощадки с установками предварительной подготовки газа, головные сооружения с установками полной подготовки газа и газового конденсата	
Объекты	Сбора и первичной сепарации газа, подготовки газа, компримирования газа, общего технологического и подсобно-вспомогательного назначения			
	—		Подготовки конденсата	—

Окончание таблицы 5.1

Наименование технологического оборудования	Перечень технологического оборудования			
	Децентрализованная система сбора и обработки газа		Централизованная система сбора и обработки газа	
	Установка комплексной подготовки газа		Установка предварительной подготовки газа и головные сооружения	
	газовые	газоконденсатные	газоконденсатные	газовые
Установки	Подземное оборудование скважин с фонтанной арматурой, наземные прискважинные установки, установка сбора, первичной сепарации и замера дебита скважин, установка низкотемпературной сепарации газа, установка абсорбционной осушки газа, установка низкотемпературной абсорбции, установка адсорбционной осушки газа, установка компримирования основного потока газа, установка регенерации ДЭГ (ТЭГ), установка регенерации метанола, установка факельная, площадки с отключающей арматурой на входе и выходе, насосная подачи и распределения ингибитора гидратообразования, насосная подачи и распределения ингибитора коррозии, установки приготовления ингибитора коррозии, установка компрессорная сжатого воздуха КИП, площадки с установками средств связи, площадки с установками электроснабжения, площадки с установками электрохимзащиты, установки теплоснабжения, вентиляции, узлы замера газа, установка подготовки газа собственных нужд, пункт редуцирования газа и ГРС, площадки теплообменных аппаратов и АВО, дренажные емкости			
	—	Установка масляной абсорбции, установка деэтанзации, установка дебутанизации, установка концевая трапная, установка переработки конденсата, установка компримирования газов стабилизации установки переработки конденсата	—	
II Комплекс оборудования вспомогательного назначения				
Объекты	Площадка расходных емкостей – резервуарный парк хранения ДЭГ (ТЭГ), площадка емкостей хранения метанола, склад химреагентов			
Установки, устройства	Резервуарный парк стабильного и нестабильного конденсата, резервуарный парк сжиженного газа, резервуарный парк хранения бензина, резервуарный парк хранения дизтоплива, резервуарный парк хранения остаточной фракции, насосы перекачки ПБФ и продуктов переработки конденсата, сливоналивные устройства			
III Комплекс оборудования непромышленного назначения				
Объекты	Помещения служебного пользования, постройки санитарно-гигиенического характера, пожарное депо			

5.5.2 Производственные объекты транспорта и хранения газа

В таблице 5.2 приведена структура производственных объектов транспорта и хранения газа с указанием перечня технологического оборудования, являющегося источниками выделения загрязняющих веществ.

5.5.3 Источники выбросов загрязняющих веществ

Источники выбросов ЗВ производственных объектов добычи, транспорта и хранения газа основного и вспомогательного производственного назначения приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.2 – Технологическое оборудование производственных объектов транспорта и хранения газа, являющееся источником выделения загрязняющих веществ

Технологическая операция	Технологический объект	Сооружение
I Комплекс оборудования основного производственного назначения		
Объекты транспорта газа		
Компримирование газа	КС (КЦ)	ГПА (ГТУ, ГМК)
		АВО
		Установка очистки газа (пылеуловители, фильтры)
		Газопроводы «малого» и «большого контура»
		Блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа
		Система маслоснабжения
Транспортирование газа	МГ	Газопровод
		Лупинг
		Линейный кран
		Обратный клапан
		Камера запуска и приема поршня
Объекты хранения газа		
Сбор газа	Газосборная сеть	Скважина
		Шлейф
		ГСП
		Установка отключающих устройств
		Блок замерных сепараторов
Подготовка газа	Установки подготовки газа	Установка первичной очистки газа (пробкоуловители, газосепараторы)
		Установка осушки газа (абсорбция гликолями, адсорбция адсорбентами, низкотемпературная сепарация)
		Установка регенерации метанола
		Установка регенерации гликолей
		Узел замера газа
		Узел подключения к МГ
Компримирование газа	КС (КЦ)	ГПА (ГМК, ГТУ)
		АВО
		Установка очистки газа (пылеуловители, фильтры)
		Газопроводы «малого» и «большого контура»
		Блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа
		Система маслоснабжения
II Комплекс оборудования вспомогательного назначения		
Сбор, подготовка, компримирование, транспортирование газа	Энергоснабжение (электро-, тепло-), склад расходных материалов (ГСМ), ремонтно-эксплуатационные мастерские	Площадка расходных емкостей – склад метанола с насосной
		Маслохозяйство (склад ГСМ с насосной, установка регенерации масла)
		Емкости ДЭГ/ТЭГ
		Факельная установка
		Газогенераторные установки (газотурбинные и дизельные электростанции)

Окончание таблицы 5.2

Технологическая операция	Технологический объект	Сооружение
Сбор, подготовка, компримирование, транспортирование газа	Энергоснабжение (электро-, тепло-), склад расходных материалов (ГСМ), ремонтно-эксплуатационные мастерские	Система теплоснабжения (котельная, тепловые сети)
		Ремонтно-механический цех (участок центрального ремонта и ремонтно-эксплуатационный блок)
		Автотранспортное хозяйство
III Комплекс оборудования непромышленного назначения		
Компримирование, транспортирование газа	Административно-хозяйственные объекты	Административно-бытовой блок
		Столовая
		Химическая лаборатория

Таблица 5.3 – Перечень источников выбросов загрязняющих веществ производственных объектов добычи, транспорта и хранения газа

Производственные объекты	Технологическая операция	Источники выделения загрязняющих веществ	Источники выбросов загрязняющих веществ	Загрязняющие компоненты, вещества
Объекты основного назначения	Сбор газа	Газовые скважины, шлейфы	Свечи стравливания	Природный газ
			ГФУ	Оксид и диоксид азота, оксид углерода, метан
		Установка сепарации газа	Свечи стравливания	Природный газ
		ГСП, газораспределительный пункт (контрольно-распределительный пункт)	Свечи стравливания	Природный газ
		Теплогенератор (котлоагрегат)	Дымовая труба	Оксид и диоксид азота
				Оксид углерода
	Подготовка газа	Абсорберы (адсорберы)	Свечи стравливания	Природный газ
				Шлам
		Фильтры/сепараторы	Дымовые трубы	Оксид и диоксид азота
		Пылеуловители		Оксид углерода
		Установка регенерации метанола		Природный газ
	Установка регенерации ДЭГ			
	Компримирование газа	ГТУ, ГМК	Выхлопные трубы	Оксид и диоксид азота
				Оксид углерода
		Свечи пуска, стравливания	Свечи (воздушники)	Диоксид углерода
				Природный газ
Маслобаки ГПА	Свечи	Масло минеральное нефтяное		
Дегазаторы ГПА		Углеводороды (метан)		
			Масло минеральное нефтяное	

Окончание таблицы 5.3

Производственные объекты	Технологическая операция	Источники выделения загрязняющих веществ	Источники выбросов загрязняющих веществ	Загрязняющие компоненты, вещества
Объекты основного назначения	Компримирование газа	Подогреватели газа	Дымовые трубы	Оксид и диоксид азота
		АВО газа	Свечи срамливания	Оксид углерода
		Газопроводы «малого» и «большого контура»	Свечи срамливания	Природный газ
	Транспорт газа	Газопровод	Свечи срамливания	Природный газ
		Лупинг		
		Линейные краны		
		Камеры запуска и приема поршня		
Объекты вспомогательного назначения	Энергоснабжение (электро-, тепло-), склад расходных материалов (ГСМ)	Котельная промплощадки	Дымовые трубы	Оксид и диоксид азота
		Факельная установка	Факел	Оксид углерода
				Бенз(а)пирен
				Оксид и диоксид азота
				Оксид углерода
		Емкости метанола	Дыхательные клапаны (дефлекторы)	Метанол
		Емкости масла		Масло минеральное нефтяное
		Емкости керосина (дизтоплива)		Керосин
				Сероводород
		Дизельная электростанция	Дымовые трубы	Оксид и диоксид азота
				Оксид углерода
				Бенз(а)пирен
				Углеводороды предельные C ₆ -C ₁₂
Диоксид серы				
Сажа				
Формальдегид				

5.6 Учет выбросов ЗВ от источников загрязнения атмосферы и расчет параметров выбросов ЗВ от объектов добычи, транспорта и хранения газа основного и вспомогательного производственного назначения проводят в соответствии с положениями Методического пособия [3] и с учетом положений методических документов Перечня [4].

Учет выбросов ЗВ в атмосферу от объектов непромышленного назначения, дающих минимальный вклад в уровень загрязнения атмосферного воздуха района расположения объектов добычи, транспорта или хранения газа, проводят в соответствии с методиками Перечня [4].

6 Характеристика загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при добыче, транспорте и хранении газа

6.1 Характеристика загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при добыче, транспорте и хранении газа

6.1.1 В соответствии с Перечнем [5] выполнена классификация ЗВ, выбрасываемых при эксплуатации технологического оборудования производственными объектами ОАО «Газпром». Вещества из Перечня [5] с соответствующими кодами учитывают при проведении работ по инвентаризации и нормированию выбросов, их государственном учете.

6.1.2 По каждому ЗВ определяют группу принадлежности данного вещества к определенному классу химических соединений, принадлежности к суммирующей группе веществ, классифицирующей вещества по агрегатному состоянию, с учетом лимитирующего показателя опасности загрязняющего вещества.

6.1.3 По степени воздействия загрязняющие вещества в соответствии с ГОСТ 12.1.007 подразделяют на четыре класса опасности:

- 1 – вещества чрезвычайно опасные;
- 2 – вещества высокоопасные;
- 3 – вещества умеренно опасные;
- 4 – вещества малоопасные.

Класс опасности ЗВ устанавливают в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 6.1. Отнесение ЗВ к классу опасности осуществляют по показателю, значение которого соответствует наиболее высокому классу опасности.

Таблица 6.1 – Показатели определения класса опасности загрязняющих веществ

Наименование показателя	Нормы для класса опасности			
	1	2	3	4
Предельно допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Менее 0,1	0,1–1,0	1,1–10,0	Более 10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15–150	151–5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100–500	501–2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	Менее 500	500–5000	5001–50000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления	Более 300	300–30	3,0–29	Менее 3,0
Зона острого действия	Менее 6,0	6,0–18,0	18,1–54,0	Более 54,0
Зона хронического действия	Более 10,0	10,0–5,0	4,9–2,5	Менее 2,5

6.1.4 Нормативы содержания ЗВ в атмосферном воздухе установлены как ПДК_{м.р} и ПДК_{с.с} с указанием класса опасности по лимитирующим показателям вредности в соответствии с Перечнем [5].

Воздействие веществ, для которых не установлены ПДК, оценивают по ориентировочному безопасному уровню загрязнения атмосферного воздуха в соответствии с Перечнем [5].

Лимитирующий (определяющий) показатель вредности вещества характеризует направленность биологического действия вещества по резорбтивным, рефлекторным и санитарно-гигиеническим параметрам.

Классы опасности веществ, для которых установлены только ПДК_{м.р}, определены с учетом опасности развития рефлекторных реакций. Классы опасности веществ, для которых одновременно установлены ПДК_{м.р} и ПДК_{с.с}, определены с учетом опасности развития тех эффектов, развитие которых при действии конкретного вещества наиболее опасно. Классы опасности веществ с лимитированным резорбтивным действием определены с учетом опасности развития этих эффектов.

6.1.5 ЗВ, выбрасываемые в атмосферу при эксплуатации технологического оборудования объектов добычи, транспорта и хранения газа, принадлежат к группам загрязняющих веществ, приведенным в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Принадлежность к группам загрязняющих веществ, выбрасываемых производственными объектами ОАО «Газпром»

Наименование группы	Коды загрязняющих веществ	Количество загрязняющих веществ в группе	Коды загрязняющих веществ, выбрасываемые производственными объектами
Суммы веществ	0001–0099	–	–
Металлы и их соединения	0101–0299	30	101, 108, 110, 112, 113, 118, 123, 126, 127, 128, 134, 138, 143, 146, 150, 152, 154, 155, 161, 163, 164, 167, 168, 172, 184, 203, 207, 214, 228, 271
	3101–3199	6	3118, 3119, 3123, 3132, 3153, 3163
Неметаллы и их соединения	0301–0399	25	301–305, 308, 315–317, 322–324, 326, 328, 330, 331, 333, 336–338, 342, 343, 344, 349, 351
Углеводороды предельные	0401–0499	10	401–406, 408, 410, 412, 415, 416
Углеводороды непредельные	0501–0599	8	501, 502, 503, 514, 516, 521, 526, 530
Углеводороды ароматические	0601–0699	8	602, 605, 614, 616, 618, 620, 621, 627
Углеводороды ароматические полициклические	0701–0799	2	703, 708
Галогенопроизводные углеводородов	0801–0999	10	857, 858, 859, 882, 898, 902, 906, 930, 931, 949

Окончание таблицы 6.2

Наименование группы	Коды загрязняющих веществ	Количество загрязняющих веществ в группе	Коды загрязняющих веществ, выбрасываемые производственными объектами
Спирты и фенолы	1001–1099	13	1023, 1034, 1039, 1042, 1046, 1048, 1051, 1052, 1061, 1071, 1073, 1077, 1078
	3201–3299	1	3228
Простые эфиры	1101–1199	7	1105, 1107, 1110, 1119, 1129, 1133, 1134
Сложные эфиры (кроме эфиров кислот фосфора)	1201–1299	4	1210, 1215, 1240, 1246
	3501–3599	1	3542
Альдегиды	1301–1399	5	1301, 1309, 1314, 1317, 1325
Кетоны	1401–1499	4	1401, 1402, 1405, 1411
Органические кислоты	1501–1599	7	1507, 1508, 1531, 1534, 1555, 1562, 1565
	3301–3399	1	3302
Органические окиси и перекиси	1601–1699	2	1607, 1611
Соединения, содержащие серу	1701–1799	4	1707, 1715, 1716, 1728
Амины	1801–1899	6	1819, 1847, 1849, 1863, 1880, 1886
	3401–3499	–	–
Нитросоединения	1901–1999	–	–
Прочие азотсодержащие	2001–2099	2	2001, 2046
	3801–3899	–	–
Сложные эфиры и амиды кислот фосфора	2101–2199	–	–
Эфирные масла, терпены и их производные	2201–2299	–	2228
Хиноны	2301–2399	–	–
Гетероциклические соединения	2401–2499	2	2418, 2439
	3601–3699	–	–
Антибиотики	2501–2599	–	–
Микроорганизмы	2601–2699	–	2603
Технические смеси	2701–2899	20	2701, 2704, 2725, 2730, 2731, 2732, 2735, 2741, 2742, 2744, 2748, 2750, 2752, 2754, 2795, 2798, 2812, 2846, 2868, 2881
Пыль	2901–2999	31	2902–2905, 2907–2909, 2911, 2914, 2915, 2916, 2920, 2926, 2928, 2930, 2931, 2933, 2936, 2937, 2952, 2962, 2966, 2969, 2971, 2978, 2979, 2981, 2984, 2987, 2989, 2999
	3701–3799	4	3708, 3714, 3722, 3729
Прочие соединения	3001–3099	2	3004, 3064
	3901–3999	1	3915

6.2 Определение перечня загрязняющих веществ, подлежащих нормированию

6.2.1 Общий список ЗВ, подлежащих нормированию, с учетом положений ОНД-86 [6] и Порядка [7] устанавливаются по результатам инвентаризации выбросов ЗВ на основе поэтапного исключения из общего перечня ЗВ, выбрасываемых в атмосферу оборудованием производственного объекта определенного вещества, не удовлетворяющего критериям – условиям рассеивания выбросов и показателю опасности.

6.2.2 Для каждого ЗВ из общего перечня выбрасываемых веществ, определенного по результатам инвентаризации, проверяют выполнение условия

$$\tilde{C}_{Mj} \geq 0,1. \quad (6.1)$$

Показатель опасности \tilde{C}_{Mj} для каждого j выбрасываемого ЗВ рассчитывают по формуле

$$\tilde{C}_{Mj} = 4,26 \cdot \frac{A \cdot \eta \cdot F_j}{\text{ПДК}_j} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{M_{j,i}}{H_{j,i}^{7/3}}, \quad (6.2)$$

где A – безразмерный коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы, определяют в соответствии с ОНД-86 [6];

η – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, определяют в соответствии с ОНД-86 [6];

F_j – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания ЗВ в атмосферном воздухе (для газообразных и жидких примесей $F_j = 1$, для твердых $F_j = 3$);

$M_{j,i}$ – значение выброса j ЗВ от i источника предприятия, определяют по результатам инвентаризации выбросов ЗВ в атмосферный воздух, г/с;

ПДК_j – максимальная разовая ПДК j ЗВ в атмосферном воздухе населенных мест, мг/м^{3*};

$H_{j,i}$ – значение высоты i источника предприятия, из которого выбрасывается ЗВ, м.

6.2.3 По результатам расчетов уровня загрязнения атмосферы для каждого j вещества проверяют выполнение условия

$$C_{Hj} > 0,05, \quad (6.3)$$

где C_{Hj} – наибольшее значение приземной концентрации j ЗВ на границе жилой зоны, доли ПДК.

Общий список нормируемых ЗВ формируют из веществ, параметры выбросов и показатели рассеивания которых удовлетворяют условиям (6.1) и (6.3).

*В случае если для ЗВ ПДК_{м.рj} не установлена, используют ОБУВ_j этого вещества. В случае отсутствия ПДК_{м.рj} и ОБУВ_j используют величину $10 \cdot \text{ПДК}_{с.сj}$.

6.3 Определение приоритетного списка загрязняющих веществ

6.3.1 Создание приоритетного списка ЗВ с учетом положений Постановления [8] и РД 52.04.186-89 [9] определяет процедуру нормирования, контроля и учета наиболее массовых по выбросам ЗВ и представляющих наибольшую опасность для населения в районе эксплуатации объектов ОАО «Газпром».

Приоритетность загрязняющих веществ, подлежащих первоочередному нормированию, учитывает показатели опасности (вредности) веществ, миграционные свойства веществ и их способность к накоплению в отдельных компонентах природной среды и трансформации в более опасные химические формы.

Приоритетный список загрязняющих веществ разрабатывают на основе комплексного показателя критериальной оценки и с учетом правил составления приоритетного списка ЗВ.

Приоритетность загрязняющих веществ устанавливают по комплексному показателю критериальной оценки, учитывающему массу выбросов ЗВ, класс опасности ЗВ, санитарно-гигиенический показатель, приземные концентрации ЗВ в атмосфере по результатам упрощенных расчетов уровня загрязнения атмосферного воздуха, данные об экспозиции населения в зоне влияния выбросов ЗВ.

Правила составления приоритетного списка ЗВ описывают порядок учета критериев оценки выбросов ЗВ, входящих в комплексный показатель определения приоритетного списка загрязняющих веществ.

Значимость выбросов ЗВ в атмосферу определяют двумя базовыми правилами критериальной оценки – количественным и качественным значениями критериев.

6.3.2 Комплексный показатель критериальной оценки приоритетности загрязняющих веществ

Комплексный показатель критериальной оценки приоритетности загрязняющих веществ включает критерий оценки выбросов ЗВ и критерий оценки состояния загрязнения атмосферы.

Критерий оценки выбросов ЗВ для определения приоритетного списка ЗВ состоит из критерия количественной и критерия качественной оценки выбросов ЗВ.

Критерий оценки состояния загрязнения атмосферы включает критерий качественной оценки выбросов по отношению к уровню концентрации в жилой зоне, показатель загрязнения атмосферы и критерий учета численности населения, подвергающегося воздействию данным веществом.

6.3.2.1 Критерий оценки выбросов загрязняющих веществ для определения приоритетного списка загрязняющих веществ

Критерий количественной оценки выбросов ЗВ

Количественный критерий оценки выбросов ЗВ определяют по показателю среднегодового валового выброса. Количественные показатели выбросов ЗВ в атмосферу принимают по данным статистического учета или по данным инвентаризации выбросов ЗВ.

Выбрасываемые в атмосферу ЗВ классифицированы по средневзвешенной массе выброса с принадлежностью к группе 1 – менее 1 кг/ч; группе 2 – от 1 до 10 кг/ч; группе 3 – от 10 до 100 кг/ч; группе 4 – от 100 до 1000 кг/ч; группе 5 – от 1000 до 10000 кг/ч; группе 6 – свыше 10000 кг/ч и приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Группы ЗВ, установленные по массе выброшенного вещества (кг/ч)

Группа 1 коды веществ	Группа 2		Группа 3		Группа 4		Группа 5		Группа 6	
	код	название вещества	код	название вещества	код	название вещества	код	название вещества	код	название вещества
101, 108, 110, 112, 113, 118, 126, 127, 128, 134, 138, 146, 150, 152, 154, 155, 163, 164, 168, 172, 184, 203, 207, 214, 228, 302, 305, 308, 315, 317, 322, 323, 324, 326, 336, 338, 342, 343, 344, 349, 351, 406, 408, 502, 503, 514, 516, 521, 526, 530, 605, 614, 618, 620, 627, 703, 708, 857, 858, 859, 898, 902, 906, 930, 931, 949, 1023, 1034, 1039, 1051, 1071, 1073, 1077, 1078, 1105, 1107, 1110, 1119, 1215, 1240, 1246, 1309, 1314, 1317, 1402, 1405, 1411, 1508, 1531, 1534, 1555, 1562, 1565, 1607, 1611, 1707, 1715, 1716, 1728, 1819, 1847, 1849, 1863, 1880, 1886, 2001, 2046, 2228, 2418, 2439, 2603, 2701, 2725, 2730, 2731, 2741 2742, 2744, 2748, 2750, 2795, 2798, 2812, 2846, 2881, 2903, 2904, 2905, 2911, 2915, 2916, 2926, 2928, 2931, 2933, 2937, 2952, 2962, 2966, 2969, 2971, 2978, 2979, 2984, 2987, 2989, 2999, 3004, 3064, 3118, 3119, 3132, 3153, 3163, 3228, 3542, 3708, 3714, 3722, 3729, 3915	123	Железа оксид	333	Сероводород	304	Азота оксид	301	Оксиды азота (по NO ₂)	337	Оксид углерода
	143	Марганец и его соединения	402	Бутан	331	Сера элементарная	328	Углерод черный (сажа)	410	Метан
	303	Аммиак	403	Гексан	415	Смесь углеводородов предельных C ₁ –C ₅	330	Диоксид серы		
	315	Водород фосфористый	412	Изобутан	416	Смесь углеводородов предельных C ₆ –C ₁₀				
	401	Углеводороды	501	Амилены (пентилены)	2704	Бензин нефтяной				
	405	Пентан	602	Бензол	2732	Керосин				
	616	Ксилол (смесь изомеров)	621	Толуол	2754	Углеводороды предельные C ₁₂ –C ₁₉				
	882	Тетрахлорэтилен	1052	Метанол	2902	Взвешенные вещества				
	1042	Бутан-1-ол	2752	Уайт-спирит						
	1048	Спирт изобутиловый	2908	Пыль неорганическая: 20 % – 70 % SiO ₂						
	1061	Этанол	2909	Пыль неорганическая, менее 20 % SiO ₂						
	1129	ТЭГ	2936	Пыль древесная						
	1133	ДЭГ	2981	Пыль ферросплавов						
	1210	Бутилацетат								
	1301	Акролеин								
	1325	Формальдегид								
	1401	Пропан-2-он (ацетон)								
	2735	Масло минерал. нефтяное								
	2868	Эмульсол								
	2907	Пыль неорганическая, более 70 % SiO ₂								
	2920	Пыль пуховая, меховая								
	2930	Корунд белый								

Критерий качественной оценки выбросов ЗВ

Качественная оценка базируется на показателях:

- среднегодовой выброс с учетом токсичности определяют коэффициентом r по формуле

$$r = \frac{M_r}{\text{ПДК}}, \quad (6.4)$$

где M_r – суммарный валовый выброс ЗВ, т/год;

ПДК – максимально-разовая предельно допустимая концентрация ЗВ, мг/м³;

- относительный вклад конкретного вещества в суммарные среднегодовые выбросы с учетом токсичности определяют коэффициентом r_i , %, по формуле

$$r_i = \frac{r_i}{\sum r_i} \cdot 100. \quad (6.5)$$

6.3.2.2 Критерий оценки состояния загрязнения атмосферы

Критерий оценки состояния загрязнения атмосферы зависит от рассеивающей способности атмосферы, характеризуемой ПЗА, от топографических и климатических характеристик зоны загрязнения, параметров источников выбросов ЗВ и уровня концентрации в жилой зоне.

Критерий качественной оценки выбросов по отношению к уровню концентрации в жилой зоне определяют по формуле

$$K_1 = \frac{V}{C_{н.п}}, \quad (6.6)$$

где V – суммарное количество выбросов примеси (ЗВ) от всех источников, т/год;

$C_{н.п}$ – концентрация, установленная по данным расчетов рассеивания выбросов ЗВ или инструментального контроля в жилой зоне, мг/м³.

Показатель загрязнения атмосферы определяют по формуле

$$\text{ПЗА} = \frac{C_m}{\text{ПДК}}, \quad (6.7)$$

где C_m – максимальная концентрация ЗВ, установленная по данным расчетов рассеивания выбросов ЗВ или инструментального контроля в зоне влияния производственного объекта, мг/м³.

Критерий учета численности населения, подвергающегося воздействию данным веществом, определяют по формуле

$$K_2 = \frac{V}{\text{ПДК} \cdot N}, \quad (6.8)$$

где N – численность населения жилой застройки в зоне влияния производственного объекта.

6.3.3 Правила составления приоритетного списка загрязняющих веществ

Алгоритм определения приоритетного списка ЗВ, подлежащих первоочередному нормированию, включает этапы:

- расчет показателей по критериям приоритетности загрязняющих веществ комплексного показателя критериальной оценки приоритетности;
- распределение мест приоритетности для каждого ЗВ в порядке убывания значений показателей по каждому из критериев и составление предварительных списков приоритетных ЗВ;
- компоновку мест в окончательном (общем) списке приоритетных ЗВ по сумме значений показателей критериальной очередности для каждого ЗВ в предварительных списках в порядке убывания*;
- составление приоритетного списка ЗВ – приоритетный список ЗВ включает не менее пяти первых наименований ЗВ окончательного списка.

6.3.4 Сформированный список приоритетных ЗВ, подлежащих первоочередному нормированию, контролю и учету по комплексному показателю критериальной оценки для объектов добычи, транспорта и хранения газа ОАО «Газпром», включает:

- диоксид азота;
- диоксид серы;
- метан;
- оксид углерода;
- взвешенные вещества.

7 Порядок установления предельно допустимых выбросов по производственному объекту

7.1 Нормирование выбросов ЗВ в атмосферу осуществляют для эксплуатируемых, реконструируемых и проектируемых производственных объектов, имеющих ИЗА.

ПДВ устанавливают для конкретного источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и производственного объекта в целом (или его отдельных производственных территорий) с учетом всех источников выбросов ЗВ, фоновое загрязнение атмосферного воздуха, технических нормативов выбросов технологического оборудования и при наличии соответствия этих выбросов санитарным правилам.

7.2 Технические нормативы выбросов ЗВ в атмосферу устанавливают в соответствии с требованиями и положениями Федерального закона [2], Постановления [7] и Методического пособия [3].

*Если несколько примесей имеют одинаковые значения номера мест в окончательном списке, то очередность этих примесей устанавливают по классу опасности веществ.

Технические нормативы выбросов устанавливают для технологических процессов и оборудования, связанных с эксплуатацией производственного объекта и относящихся к основным видам производственной деятельности.

Технические нормативы выбросов должны соответствовать развитию материально-технической базы и уровню научно-технического развития.

Установление технических нормативов выбросов осуществляют на основе определения удельных выбросов на единицу технологического показателя для эксплуатируемых производственных объектов с учетом применяемых технологий, при реконструкции и проектировании объектов – с определением наилучшей с экологической точки зрения технологии.

При разработке технических нормативов выбросов на производственном объекте необходимо:

- определить перечень производственных и технологических объектов, процессов и оборудования, являющихся источниками загрязнения атмосферы;
- установить классификацию технологических процессов и соответствующего оборудования по степени воздействия на атмосферный воздух;
- установить перечень нормируемых ЗВ и нормируемых показателей;
- дать характеристику применяемого сырья и используемого топлива;
- определить перечень показателей технологических процессов, по отношению к которым соотносятся нормируемые значения выбросов ЗВ при расчете удельных показателей;
- определить порядок расчета удельных выбросов ЗВ и дать предложения по установлению технических нормативов выбросов.

Разработку технических нормативов выбросов проводят по величине удельного выброса ЗВ с учетом степени укрупнения производства: установка, оборудование, цех, производственный объект.

7.3 Для формирования единой методологии установления технических нормативов выбросов определен порядок расчета удельных выбросов ЗВ в атмосферу для эксплуатационного оборудования и технологических операций на производственных объектах добычи, транспорта и хранения газа.

Технические нормативы выбросов ЗВ установлены по удельным показателям выбросов ЗВ оборудования и применимы:

- для процедуры установления нормативов предельно допустимых выбросов ЗВ;
- оценки воздействия на атмосферу проектируемых и реконструируемых производственных объектов;
- планирования мероприятий по сокращению выбросов ЗВ;
- расчета платежей за выбросы ЗВ в атмосферу;

- оценки текущего состояния работ воздухоохранного назначения дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром»;

- определения целевых и плановых экологических показателей дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром».

Порядок расчета удельных выбросов ЗВ от оборудования применим:

- при определении параметров выбросов ЗВ в атмосферу эксплуатируемых, реконструируемых и проектируемых производственных объектов;

- выполнении инвентаризации выбросов ЗВ от организованных источников выделения;

- определении нормативов предельно допустимых выбросов ЗВ при эксплуатации, реконструкции и проектировании производственных объектов.

7.4 Технические нормативы выбросов загрязняющих веществ для различных технологических операций и оборудования, связанных с эксплуатацией производственного объекта, установлены по удельным показателям выбросов ЗВ на единицу показателя технологического процесса:

- единицу топливного газа;

- единицу работы;

- единицу тепловой мощности;

- единицу производительности установки.

Текущий технический норматив выбросов устанавливают по уровню удельных показателей выбросов ЗВ при эксплуатации производственных объектов на основе качественных и количественных характеристик выбросов ЗВ с применением инструментальных и расчетных методов.

Текущие технические нормативы выбросов ЗВ технологического оборудования отражают максимальную допустимую массу выброса с учетом условий и режимов эксплуатации для применяемого оборудования и технологий.

7.5 Технический норматив выбросов загрязняющих веществ $TНВ_{ЗВ}$ устанавливают по показателю

$$TНВ_{ЗВ} = \max\{УВ_{ЗВ}\}, \quad (7.1)$$

где $УВ_{ЗВ}$ – удельный выброс ЗВ.

Удельный выброс j ЗВ $УВ_j$ и $УВ'_j$ вычисляют по формулам:

$$УВ_j = \frac{M_{выдj}}{\Pi}; \quad (7.2)$$

$$УВ'_j = \frac{M_{\text{выд}j}}{D_{\text{ис}}}, \quad (7.3)$$

где Π – физический показатель технологического процесса, величина выполненной работы, тепловой мощности, производительности оборудования (установки, агрегата, аппарата);

$D_{\text{ис}}$ – расход исходного сырья в единицу времени (расход топливного газа и т.д.).

Для непрерывного с неизменными параметрами технологического процесса максимальное разовое выделение j ЗВ $M_{\text{выд}j}$ вычисляют по формуле

$$M_{\text{выд}j} = \frac{D_{\text{ис}} \cdot C_{\text{ис}j} \cdot q_{\text{выд}j} \cdot 10^3}{3600}, \quad (7.4)$$

где $C_{\text{ис}j}$ – содержание j ЗВ в исходном сырье, массовая доля;

$q_{\text{выд}j}$ – относительная массовая доля j ЗВ, переходящая в выделение.

Удельные выбросы ЗВ к единице показателя технологического процесса или к единице сырья (топливного газа и т.д.) связаны между собой через расходный коэффициент P формулами:

$$P = \frac{D_{\text{ис}}}{\Pi}; \quad (7.5)$$

$$УВ_j = P \cdot УВ'_j. \quad (7.6)$$

Валовые (годовые) выбросы j ЗВ $G_{\text{выбр}j}$, т/год, вычисляют по формулам:

$$G_{\text{выбр}j} = \frac{M_{\text{выбр}j} \cdot \tau}{a}; \quad (7.7)$$

$$G_{\text{выбр}j} = \frac{УВ_j \cdot \Pi_{\text{год}}}{b}; \quad (7.8)$$

$$G_{\text{выбр}j} = \frac{УВ'_j \cdot D_{\text{год}}}{b}, \quad (7.9)$$

где τ – число часов работы оборудования в год, ч;

$\Pi_{\text{год}}$ и $D_{\text{год}}$ – годовой (плановый или фактический) выпуск продукции или расход сырья, соответственно;

b – коэффициент пересчета грамм в тонны, равный 10^6 ;

a – коэффициент пересчета г/с в т/ч, равный $b/3600$.

8 Порядок расчета удельных выбросов загрязняющих веществ от оборудования, установок и при выполнении технологических операций при добыче, транспорте и хранении газа

8.1 Положения по порядку расчета удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосфере при эксплуатации различного технологического оборудования и при выполнении технологических операций на объектах добычи, транспорта и хранения газа приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Положения по порядку расчета удельных выбросов ЗВ в атмосферу при эксплуатации технологического оборудования и при выполнении технологических операций на объектах добычи, транспорта и хранения газа

Технологические объекты основного производственного назначения	Технологические объекты вспомогательного производственного назначения	Технологические объекты непроизводственного назначения
Порядок расчета удельных выбросов ЗВ газотурбинных ГПА по 8.2	Порядок расчета удельных выбросов ЗВ от факельных установок сжигания углеводородных смесей по 8.8	Порядок расчета параметров выбросов ЗВ от технологических объектов непроизводственного назначения определен в Перечне [4]
Порядок расчета удельных выбросов ЗВ от свечей дегазаторов ГПА по 8.3	Порядок расчета удельных выбросов ЗВ в атмосферу от дизель-генераторных установок по 8.9	
Порядок расчета удельных выбросов паров углеводородов из маслобаков газотурбинных ГПА по 8.4	Порядок расчета удельных выбросов ЗВ в атмосферу от котлоагрегатов по 8.10	
Порядок расчета удельных выбросов ЗВ в отработавших газах стационарных газомотокомпрессоров по 8.5	Порядок расчета удельных выбросов ЗВ от резервуаров складов ГСМ по 8.12	
Порядок расчета удельных выбросов ЗВ с отходящими газами газотурбинной энергоустановки по 8.6		
Порядок расчета удельных вредных выбросов в атмосферу от трубчатых нагревательных печей по 8.7		
Порядок расчета удельных показателей залповых выбросов продувочных газов (углеводородов) в атмосферу по 8.13		
Порядок учета трансформации оксидов азота в расчетах выбросов топливоиспользующего оборудования по 8.11		

8.2 Порядок расчета удельных выбросов загрязняющих веществ газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

8.2.1 Расчет параметров выбросов загрязняющих веществ с отходящими газами эксплуатируемых газотурбинных ГПА выполняют по результатам экспериментальных замеров. Валовые выбросы ЗВ в атмосферу за отчетный (планируемый) период эксплуатации определяют по расчетным параметрам выбросов с учетом удельных выбросов ЗВ с отходящими газами ГПА для штатной и модернизированной камер сгорания.

8.2.2 Концентрацию ЗВ (i компонента), приведенную к 15 % содержанию кислорода (по объему), содержащуюся в 1 нм^3 сухих продуктов сгорания при 0 °С и 0,1013 МПа, то есть приведенную концентрацию $C_{\text{ГПА}}^{15}$, $\text{мг}/\text{нм}^3$, вычисляют по формуле

$$C_{\text{ГПА}}^{15} = C_{\text{ГПА}} \cdot \frac{20,95 - 15}{20,95 - C_{\text{O}_2}}, \quad (8.2.1)$$

где $C_{\text{ГПА}}$ – концентрация ЗВ, $\text{мг}/\text{м}^3$;

C_{O_2} – объемная концентрация кислорода в сухих продуктах сгорания, %.

8.2.3 Массовое количество выброса ЗВ с продуктами сгорания в единицу времени – мощность выброса $M_{\text{ГПА}}$, $\text{г}/\text{с}$, вычисляют по формулам:

$$M_{\text{ГПА}} = C_{\text{ГПА}} \cdot K_{\text{в}} \cdot Q_2 \cdot 10^{-3}; \quad (8.2.2)$$

$$M_{\text{ГПА}} = 0,832 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{N_{\text{е}}}{\eta_{\text{е}}} \cdot C_{\text{ГПА}}^{15}, \quad (8.2.3)$$

где $K_{\text{в}}$ – коэффициент соотношения объемных расходов (сухого и влажного) продуктов сгорания;

Q_2 – объемный расход сухих продуктов сгорания ГТУ (при 0 °С и 0,1013 МПа), определяется в зависимости от абсолютного давления за компрессором и температуры перед компрессором ГТУ на эксплуатационном режиме, $\text{нм}^3/\text{с}$.

8.2.4 Объемный расход топливного газа $q_{\text{ГТ}}$, $\text{нм}^3/\text{ч}$, вычисляют по формуле

$$q_{\text{ГТ}} = \frac{3,6 N_{\text{е}}}{Q_{\text{р}}^{\text{н}} \eta_{\text{е}}} \cdot 10^6, \quad (8.2.4)$$

где $Q_{\text{р}}^{\text{н}}$ – низшая теплота сгорания топлива, $\text{кДж}/\text{м}^3$;

$N_{\text{е}}$ – мощность газотурбинного привода, МВт;

$\eta_{\text{е}}$ – эффективный КПД газотурбинного привода.

8.2.5 Массовый выброс ЗВ $G_{\text{ГПА}}$, $\text{т}/\text{год}$, вычисляют по формуле

$$G_{\text{ГПА}} = M_{\text{ГПА}} \cdot \tau \cdot 3600 \cdot 10^{-6}, \quad (8.2.5)$$

где τ – время работы источника выделения в течение года, ч.

8.2.6 В расчете нормативов выбросов ЗВ в атмосферу с отходящими газами газотурбинных ГПА используют удельные выбросы ЗВ на единицу топливного газа как основного технологического показателя по каждому типоразмеру ГПА с учетом положений СТО Газпром 2-1.19-332.

Удельные выбросы ЗВ вычисляются по уровню приведенной концентрации ЗВ в отходящих газах ГПА, мощности выброса ЗВ.

Нормативы выбросов ЗВ в атмосферу с отходящими газами газотурбинных ГПА по удельным выбросам ЗВ принимают с учетом индивидуальных норм расхода топливного газа на 1 кВт·ч политропной работы сжатия ГПА, приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Индивидуальные нормы расхода топливного газа на 1 кВт·ч политропной работы сжатия газоперекачивающих агрегатов

Тип газоперекачивающего агрегата	Нормы расхода топливного газа, кг _{уд} /кВт·ч
ГТ-700-5	0,773
ГТК-5	0,719
Таурус-60	0,543
ГТ-6-750, ГТН-6	0,771
ГТ-750-6	0,692
ГТ-750-6М	0,557
ГПА-Ц-6,3	0,780
ГПА-Ц-6,3А	0,591
ГПА-Ц-6,3Б (6,3 МВт)	0,611
ГПА-Ц-6,3Б (8,0 МВт)	0,591
ГПА-Ц-6,3С	0,581
ГТК-10	0,656
ГТК-10М	0,532
ГПУ-10	0,675
ГТК-10И	0,710
ГТК-10ИР	0,528
ГПА-10 Урал	0,567
Коберра-182	0,669
ГПА-12Р Урал	0,513
ГПА-12 Урал	0,501
ГПА-16 Урал	0,467
ГПА-16Р Урал	0,480
ТН-16	0,656
ГТН-16М1	0,561
ГТНР-16	0,527
ГПА-Ц-18	0,599
ГПА-Ц-16	0,632
ГПА-16МЖ	0,619
ГПА-16МГ, ГПА-Ц-16С, Коберра 16МГ	0,511
ПЖТ-21С	0,478
ГПА-Ц-16АЛ	0,490
ГПА-16 Волга	0,465
ГТН-25	0,707
ГТН-25-1	0,542
ГТК-25И	0,658
ГТК-25ИР, ГТНР-25И (В)	0,502
ГТНР-25И (С)	0,490
ГПА-Ц-25, ГПА-25НК	0,490
ГПА-25Р Урал	0,430

8.2.6.1 Удельные выбросы ЗВ по приведенной концентрации ЗВ в отходящих газах ГПА:

- на единицу топливного газа $m_{\text{ГПА}}^{\text{ТГ}}$, г/м³, вычисляют по формуле

$$m_{\text{ГПА}}^{\text{ТГ}} = 27,8 \cdot 10^{-3} \cdot C_{\text{ГПА}}^{15}, \quad (8.2.6)$$

где $C_{\text{ГПА}}^{15}$ – приведенная концентрация ЗВ, мг/м³, к 15 % содержания кислорода;

- на единицу работы $m_{\text{ГПА}}^{\text{N}}$, г/кВт·ч, вычисляют по формуле

$$m_{\text{ГПА}}^{\text{N}} = 3,0 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{C_{\text{ГПА}}^{15}}{\eta_e}, \quad (8.2.7)$$

где η_e – эффективный КПД газотурбинного привода, доли ед.

8.2.6.2 Удельные выбросы ЗВ по мощности выброса ЗВ в отходящих газах ГПА:

- на единицу топливного газа $m_{\text{ГПА}_1}^{\text{ТГ}}$, г/м³, вычисляют по формуле

$$m_{\text{ГПА}_1}^{\text{ТГ}} = \frac{3600 M_{\text{ГПА}}}{q_{\text{ТГ}}}, \quad (8.2.8)$$

где $M_{\text{ГПА}}$ – мощность выброса ЗВ, г/с;

$q_{\text{ТГ}}$ – объемный расход топливного газа (при 20 °С и 0,1013 МПа), м³/ч;

- на единицу работы $m_{i_1}^{\text{N}}$, г/кВт·ч, вычисляют по формуле

$$m_{i_1}^{\text{N}} = \frac{3,6 M_{i_1}}{N_e}, \quad (8.2.9)$$

где N_e – мощность газотурбинного привода, МВт.

Удельные выбросы ЗВ с отходящими газами ГПА со штатной и модернизированной камер сгорания приведены в таблице 8.3.

8.2.7 Валовый выброс ЗВ за отчетный или планируемый период эксплуатации ГПА G_1 , т/период, определяют с учетом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле

$$G_1 = m^{\text{ТГ}} q'_{\text{ТГ}} \cdot 10^{-6}, \quad (8.2.10)$$

где $q'_{\text{ТГ}}$ – расход топливного газа за отчетный или планируемый период эксплуатации, м³/период.

8.3 Порядок расчета удельных выбросов загрязняющих веществ от свечей дегазаторов газоперекачивающих агрегатов

8.3.1 Валовые выбросы ЗВ в атмосферу от свечей дегазаторов ГПА за отчетный (планируемый) период эксплуатации определяют по расчетным параметрам выбросов паров мас-

Таблица 8.3 — Удельные выбросы загрязняющих веществ с отходящими газами газоперекачивающих агрегатов

Наименования показателей	Обозначение	Размерность	Типы газоперекачивающих агрегатов									
			Центравр Т-3002	Центравр Т-4500	Центравр Т-4700	Таурус-60S	ГПА-4РМ (двигатель ГПД-4РМ)	ГПА-4НК (двигатель НК-126)	ГПА-4Урал (двигатель Д-30-ЭУ-2)	ГТ-700-5	ГТК-5	ГТ-6-750
Тип, разработчик ЦБК (СПЧ)			С-168Н Солар	С-1607 ГКА Солар	С-3342 НА1 Солар	С402 Солар	47-71-1/151- 21-1С (НЗП)	Н48-61-1 КК				Н-300-1,23 УТМЗ
Мощность в стационарных условиях	N_e	МВт	2,6	3,1	3,3	5,2	4,0	4,0	4,0	4,3	4,4	6,0
Эффективный КПД в стационарных условиях	η_e	%	25,3	26,2	26,7	31,5	32,0	32,0	24,0	25,0	26,0	24,0
Расход топливного газа	$q_{гр}$	м ³ /ч	1106,0	1254,0	1311,0	1778,0	1346,0	1346,0	1795,0	1831,0	1824,0	2692,0
	$G_{гр}$	кг/с	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	T_1	К	1113,0	1177,0	1177,0	—	1154,0	1270,0	—	973,0	973,0	1033,0
Температура продуктов сгорания за турбиной (на срезе выхлопного патрубка турбины)	T_2	К	683,0	723,0	723,0	763,0	659,0	712,0	690,0	748,0	748,0	688,0
Температура продуктов сгорания на выхлопе ГТУ (на срезе дымовой трубы)	T_6	К	683,0	723,0	723,0	763,0	659,0	712,0	690,0	556,0	556,0	688,0
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопного патрубка турбины)	G_2	кг/с	16,5	18,2	18,5	21,7	22,0	18,2	28,1	45,5	45,5	47,5
	Q_2	м ³ /с	12,9	14,3	14,5	17,0	17,2	14,2	22,0	35,4	35,4	37,1
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы)	G_6	кг/с	16,5	18,2	18,5	21,7	22,0	18,2	28,1	45,5	45,5	47,5
	Q_6	м ³ /с	32,3	37,7	38,3	47,6	41,4	37,1	55,6	72,2	72,2	93,4
Концентрация в сухих продуктах сгорания:												
- оксидов азота (в пересчете на диоксид азота)	C_{NO_x}	мг/м ³	136–142,8	107,0–112,5	66,0–69,1	42,0–46,7	82,0–86,0	38,0–42,1	35,0–42,7	202,0–211,9	202,0–203,2	78,0–99,2
- оксида углерода	C_{CO}	мг/м ³	49,0–51,3	50,0–52,5	51,0–53,7	25,0–28,0	82,0–86,0	38,0–42,1	29,0–35,6	74,0–77,8	74,0–74,6	58,0–562,4
Приведенная концентрация (при условной концентрации кислорода 15 % в сухих продуктах сгорания):												
- оксидов азота	$C_{NO_x}^{15}$	мг/м ³	195,0–204,8	150,0–157,5	90,0–94,5	50,0–55,0	130,0–136,5	50,0–55,0	60,0–66,0	490,0–514,5	490,0–514,5	135,0–171,0
- оксида углерода	C_{CO}^{15}	мг/м ³	70,0–73,5	70,0–73,5	70,0–73,5	30,0–33,0	130,0–136,5	50,0–55,0	50,0–55,0	180,0–189,0	180,0–189,0	100,0–625,0
Мощность выброса:												
- оксидов азота	M_{NO_x}	г/с	1,7–1,8	1,5–1,6	0,9–1,0	0,7–0,8	1,4–1,5	0,5–0,6	0,8–0,9	6,9–7,5	6,9–7,2	2,8–3,7
- оксида углерода	M_{CO}	г/с	0,6–0,7	0,7–0,8	0,7–0,8	0,4–0,5	1,4–1,5	0,5–0,6	0,7–0,8	2,6–2,8	2,5–2,6	2,1–13,4
Удельный выброс (индекс выброса) на единицу топливного газа:												
- оксидов азота	$m_{NO_x}^N$	г/м ³	5,4–6,0	4,2–4,6	2,5–2,8	1,4–1,6	3,6–3,9	1,4–1,6	1,7–1,9	13,6–14,7	13,6–14,2	3,8–4,9
- оксида углерода	m_{CO}^N	г/м ³	2,0–2,2	2,0–2,2	2,0–2,1	0,8–1,0	3,6–3,9	1,4–1,6	1,4–1,6	5,0–5,4	5,0–5,2	2,8–18,0
Удельный выброс на единицу работы:												
- оксидов азота	$m_{NO_x}^R$	г/кВт·ч	2,3–2,6	1,7–1,9	1,0–1,1	0,5–0,6	1,2–1,3	0,5–0,6	0,6–0,8	5,9–6,4	5,7–5,9	1,7–2,2
- оксида углерода	m_{CO}^R	г/кВт·ч	0,8–0,9	0,8–0,9	0,8–0,9	0,3–0,4	1,2–1,3	0,5–0,6	0,8–0,7	2,2–2,3	2,1–2,2	1,3–8,1

Продолжение таблицы 8.3

Наименования показателей	Обозначения	Размерность	Типы газоперекачивающих агрегатов									
			ГТ-750-6 НЗЛ	ГТ-750-6М ДОН-1-3 НЗЛ	ГТН-6 УТМЗ	СПЧ Н-300-1,23 УТМЗ	ГТН-6У	ГПА-Ц-6,3 (двигатель Д-336)	ГПА-Ц-6,3А (двигатель Д-336)	ГПА-Ц-6,3С (двигатель ДТ-71)	ГПА-Ц-6,3Б (двигатель НК-14 СТ)	ГПА-Ц-8Б (двигатель НК-14 СТ)
Тип, разработчик ЦБК (СПЧ)			Н-370-17-1 НЗЛ	Н-370-17-1 НЗЛ	Н-6-56-2 УТМЗ	СПЧ Н-300-1,23 УТМЗ	ГТН-6У	ГПА-Ц-6,3 (двигатель Д-336)	ГПА-Ц-6,3А (двигатель Д-336)	ГПА-Ц-6,3С (двигатель ДТ-71)	ГПА-Ц-6,3Б (двигатель НК-14 СТ)	ГПА-Ц-8Б (двигатель НК-14 СТ)
Мощность в стационарных условиях	N_e	МВт	6,0	6,0	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	8,0
Эффективный КПД в стационарных условиях	η_e	%	27,0	30,0	24,0	30,5	30,5	30,0	30,0	30,5	29,0	30,0
Расход топливного газа	$q_{гр}$	м ³ /ч	2393,0	2154,0	2827,0	2224,0	2224,0	2261,0	2261,0	2224,0	2339,0	2872,0
	$G_{гр}$	кг/с	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	T_1	К	1023,0	1023,0	1033,0	1193,0	947,0	1280,0	1280,0	1295,0	1190,0	1240,0
Температура продуктов сгорания за турбиной (на срезе выхлопного патрубка турбины)	T_2	К	749,0	749,0	688,0	683,0	598,0	708,0	708,0	696,0	770,0	810,0
Температура продуктов сгорания на выхлопе ГТУ (на срезе дымовой трубы)	T_6	К	575,0	538,0	688,0	683,0	590,0	708,0	708,0	696,0	770,0	810,0
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопного патрубка турбины)	G_2	кг/с	58,6	58,6	47,5	32,5	57,6	32,3	32,3	30,1	34,7	37,1
	Q_2	м ³ /с	45,7	45,6	37,1	25,4	44,9	25,3	23,6	23,6	27,1	29,1
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы)	G_6	кг/с	58,6	58,6	47,5	32,5	59,9	32,3	30,1	30,1	36,1	37,1
	Q_6	м ³ /с	96,1	89,8	93,5	63,6	101,8	65,6	60,1	60,1	79,8	86,3
Концентрация в сухих продуктах сгорания:												
- оксидов азота (в пересчете на диоксид азота)	C_{NO_x}	мг/м ³	74,0-346,3	105,0-110,0	92,0-100,0	105,0-109,9	69,0-72,9	107,0-112,5	115,0-137,6	105,0-109,9	105,0-157,5	120,0-162,9
- оксида углерода	C_{CO}	мг/м ³	45,0-153,2	33,0-34,1	150,0-157,8	105,0-109,9	149,0-167,6	214,0-257,1	229,0-252,4	209,0-219,7	239,0-263,4	
Приведенная концентрация (при условной концентра- ции кислорода 15 % в сухих продуктах сгорания):												
- оксидов азота	$C_{NO_x}^{15}$	мг/м ³	180,0-841,0	290,0-304,5	150,0-163,0	150,0-157,5	140,0-147,0	150,0-157,5	150,0-180,0	150,0-180,0	150,0-157,5	150,0-204,0
- оксида углерода	C_{CO}^{15}	мг/м ³	110,0-372,0	90,0-94,5	245,0-257,3	150,0-157,5	300,0-338,0	300,0-360,0	300,0-330,0	300,0-330,0	300,0-315,0	300,0-330,0
Мощность выброса:												
- оксидов азота	M_{NO_x}	т/с	3,3-15,8	4,8-5,0	3,3-3,7	2,6-2,8	3,1-3,3	2,6-2,8	2,6-3,2	2,7-3,0	2,7-3,0	3,3-4,7
- оксида углерода	M_{CO}	т/с	2,0-7,0	1,5-1,6	5,4-5,9	2,6-2,8	6,6-7,5	5,2-6,5	5,2-6,0	5,4-6,0	5,4-6,0	6,7-7,7
Удельный выброс (индекс выброса) на единицу топливного газа:												
- оксидов азота	$m_{NO_x}^N$	г/м ³	5,0-23,8	8,1-8,4	4,2-4,7	4,2-4,5	3,9-4,2	4,2-4,5	4,2-5,3	4,2-4,6	4,2-4,6	4,2-5,9
- оксида углерода	m_{CO}^N	г/м ³	3,1-10,5	2,5-2,6	6,8-7,5	4,2-4,5	8,8-9,6	8,3-10,4	8,3-9,6	8,3-9,2	8,3-9,2	8,3-9,6
Удельный выброс на единицу работы:												
- оксидов азота	$m_{NO_x}^R$	г/кВтч	2,0-9,5	2,9-3,0	1,9-2,1	1,5-1,6	1,7-1,9	1,5-1,6	1,5-1,9	1,6-1,7	1,6-1,7	1,5-2,1
- оксида углерода	m_{CO}^R	г/кВтч	1,2-4,2	0,9-1,0	3,1-3,3	1,5-1,6	3,7-4,3	3,0-3,7	3,0-3,4	3,0-3,4	3,1-3,4	3,0-3,4

Продолжение таблицы 8.3

Наименования показателей	Обозначение	Размерность	Типы газоперекачивающих агрегатов					
			АГПУ-8 Волга (двигатель НК-14 СТ)	ГПА-Ц-10Б (двигатель НК-14СТ-10)	ГТК-10, ГТК-10М1, модернизация камеры сгорания ОАО «ОРМА», НПП «ЭСТ»/ НПФ «Теплофизика»	ГТК-10М2, модернизация камеры сгорания ОАО «ОРМА», НПП «ЭСТ»/ НПФ «Теплофизика»	ГТК-10МЗ, модернизация камеры сгорания ОАО «ОРМА», НПП «ЭСТ»/ НПФ «Теплофизика»	
Тип, разработчик ЦБК (СПЧ)			НП-10Б/76-1,35 ОАО СМНПО					
Мощность в стационарных условиях	N_e	МВт	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,3
Эффективный КПД в стационарных условиях	η_e	%	30,0	33,0	29,0	29,0	30,5	32,2
Расход топливного газа	$q_{гг}$	м ³ /ч	2872,0	3263,0	3713,0	3713,0	3531,0	3445,0
	$G_{гг}$	кг/с	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	T_1	К	1240,0	1343,0	1053,0	1053,0	1083,0	1083,0
Температура продуктов сгорания за турбиной (на срезе выхлопного патрубка турбины)	T_2	К	810,0	780,0	793,0	793,0	823,0	823,0
Температура продуктов сгорания на выхлопе ГТУ (на срезе дымовой трубы)	T_6	К	810,0	780,0	575,0	575,0	564,0	547,0
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопного патрубка турбины)	G_2	кг/с	37,1	37,1	85,4	85,4	85,4	85,3
	Q_2	м ³ /с	29,1	29,2	66,5	66,5	66,5	66,4
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы)	G_6	кг/с	37,1	37,1	85,4	85,4	85,4	85,3
	Q_6	м ³ /с	86,3	83,4	140,1	140,1	137,4	133,0
Концентрация в сухих продуктах сгорания:								
- оксидов азота (в пересчете на диоксид азота)	C_{NO_x}	мг/м ³	120,0	137,0-325,2	80/27-351,0	80/27-351,0	74/25-203,8	74/25-157,7
- оксида углерода	C_{CO}	мг/м ³	239,0	275,0-302,3	27/80-278,4	27/80-278,4	25/74-144,1	25/74-119,4
Приведенная концентрация (при условной концентрации кислорода 15 % в сухих продуктах сгорания):								
- оксидов азота	$C_{NO_x}^{15}$	мг/м ³	150,0	150,0-355,0	180/60-788,0	180/60-788,0	180/60-495,0	180/60-383,0
- оксида углерода	C_{CO}^{15}	мг/м ³	300,0	300,0-330,0	60/180-625,0	60/180-625,0	60/180-350,0	60/180-290,0
Мощность выброса:								
- оксидов азота	M_{NO_x}	г/с	3,3	3,8-9,5	5,16/1,72-23,3	5,16/1,72-23,3	4,91/1,64-13,6	4,79/1,60-10,5
- оксида углерода	M_{CO}	г/с	6,7	7,6-8,8	1,72/5,16-18,5	1,72/5,16-18,5	1,64/4,91-9,6	1,60/4,79-7,9
Удельный выброс (индекс выброса) на единицу топливного газа:								
- оксидов азота	$m_{NO_x}^{15}$	г/м ³	4,2	4,2-10,5	5,00/1,67-22,6	5,00/1,67-22,6	5,00/1,67-13,8	5,00/1,67-10,9
- оксида углерода	m_{CO}^{15}	г/м ³	8,3	8,3-9,7	1,67/5,00-17,9	1,67/5,00-17,9	1,67/5,00-9,8	1,67/5,00-8,3
Удельный выброс на единицу работы:								
- оксидов азота	$m_{NO_x}^{15}$	г/кВт·ч	1,5	1,4-3,4	1,86/0,62-8,4	1,86/0,62-8,4	1,77/0,59-4,9	1,68/0,56-3,7
- оксида углерода	m_{CO}^{15}	г/кВт·ч	3,0	2,7-3,2	0,62/1,86-6,7	0,62/1,86-6,7	0,59/1,77-3,5	0,56/1,68-2,8

Продолжение таблицы 8.3

Наименования показателей	Обозначения	Размерность	Типы газоперекачивающих агрегатов							
			ГПУ-10 (двигатель ДР-59)	ГТК-10И (двигатель MS-3002)	ГТК-10ИР (двигатель MS-3002)	ГПА-10МН70 (двигатель ДН-70)	РСТ-10	ГПА-10 Урал, ГПА-10 ПХГ Урал (двигатель ПС-90ПП-3)	ГПА-12 Урал (двигатель ПС-90ПП-1)	ГПА-12Р Урал (двигатель ПС-90ПП-1)
Тип, разработчик ЦБК (СПЧ)			370-18-1 НЗЛ	РСЛ-802/24 Нуюво Пиньоне	РСЛ-802/24 Нуюво Пиньоне	235-21-1 НЗЛ	РСЛ-603-2/24 Нуюво Пиньоне	108-41-1 КК	295-21-1Л КК	СПЧ 235-1,45/76 КК
Мощность в стационарных условиях	N_e	МВт	10,0	10,3	9,5	10,0	10,0	10,0	12,0	12,0
Эффективный КПД в стационарных условиях	η_e	%	27,6	25,9	33,0	35,0	31,6	31,4	34,0	34,0
Расход топливного газа	$q_{гр}$	м ³ /ч	3905,0	4282,0	3100,0	3077,0	3421,0	3429,0	3801,0	3801,0
	$G_{гр}$	кг/с	0,7	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	T_1	К	1058,0	1216,0	1227,0	1456,0	1343,0	1248,0	1353,0	1353,0
Температура продуктов сгорания за турбиной (на срезе выхлопного патрубка турбины)	T_2	К	623,0	806,0	816,0	739,0	745,0	749,0	813,0	813,0
Температура продуктов сгорания на выхлопе ГТУ (на срезе дымовой трубы)	T_6	К	603,0	806,0	626,0	739,0	745,0	749,0	813,0	813,0
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопного патрубка турбины)	G_2	кг/с	81,5	51,8	52,1	36,2	42,3	43,9	47,0	47,0
	Q_2	м ³ /с	63,5	40,6	40,7	28,4	33,2	34,4	36,8	36,8
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы)	G_6	кг/с	86,7	51,8	52,1	36,2	42,3	43,9	47,0	47,0
	Q_6	м ³ /с	140,3	119,9	93,3	76,8	90,6	94,4	109,6	109,6
Концентрация в сухих продуктах сгорания:										
- оксидов азота (в пересчете на диоксид азота)	C_{NO_x}	мг/м ³	69,0-101,8	199,0-209,0	141,0-232,6	88,0-92,6	125,0-128,9	82,0-106,0	125,0-128,9	125,0-131,0
- оксида углерода	C_{CO}	мг/м ³	29,0-47,5	52,0-54,5	92,0-151,7	88,0-92,6	83,0-436,8	82,0-85,6	83,0-87,4	83,0-87,4
Приведенная концентрация (при условной концентра- ции кислорода 15 % в сухих продуктах сгорания):										
- оксидов азота	$C_{NO_x}^{15}$	мг/м ³	145,0-212,5	230,0-241,5	230,0-241,5	100,0-105,0	150,0-155,0	100,0-130,0	150,0-155,0	150,0-157,5
- оксида углерода	C_{CO}^{15}	мг/м ³	60,0-99,2	60,0-63,0	150,0-157,5	100,0-105,0	100,0-525,0	100,0-105,0	100,0-105,0	100,0-105,0
Мощность выброса:										
- оксидов азота	M_{NO_x}	г/с	4,4-6,5	7,6-8,5	5,5-9,5	2,4-2,6	4,0-4,3	2,7-3,6	4,4-4,7	4,4-4,8
- оксида углерода	M_{CO}	г/с	1,8-3,0	2,0-2,2	3,6-6,2	2,4-2,6	2,6-14,5	2,7-2,9	2,9-3,2	2,9-3,2
Удельный выброс (индекс выброса) на единицу топливного газа:										
- оксидов азота	$m_{NO_x}^T$	г/м ³	4,0-6,0	6,4-7,1	6,4-11,0	2,8-3,1	4,2-4,5	2,8-3,8	4,2-4,5	4,2-4,6
- оксида углерода	m_{CO}^T	г/м ³	1,8-2,8	1,7-1,9	4,2-7,2	2,8-3,1	2,8-15,3	2,8-3,1	2,8-3,0	2,8-3,0
Удельный выброс на единицу работы:										
- оксидов азота	$m_{NO_x}^N$	г/кВт·ч	1,6-2,3	2,7-3,0	2,1-3,6	0,9-1,0	1,4-1,5	1,0-1,3	1,3-1,4	1,3-1,4
- оксида углерода	m_{CO}^N	г/кВт·ч	0,7-1,1	0,7-0,8	1,4-2,3	0,9-1,0	1,0-5,2	1,0-1,1	0,9-1,0	0,9-1,0

Продолжение таблицы 8.3

Наименования показателей	Обозначение	Размерность	Типы газоперекачивающих агрегатов									
			ГПА-Ц-12Р Урал (двигатель ПС-90ГП-1)	Коберра-182 (двигатель Эйфон)	ГТН-16	ГПВ-16 (двигатель ДЖ-59)	ГПА-Ц-16 (двигатель НК-16СТ)	ГПА-16МЖ (двигатель ДЖ-59)	Коберра 16МГ (двигатель ДГ-90)	ГПА-16МГ (двигатель ДГ-90)		
Тип, разработчик ЦБК (СПЧ)				RF2ВВ-30 Купер-Бессемер		НЦ-16/76-1,44 СМНПО	НЦ-16 СМНПО					
Мощность в стационарных условиях	N_e	МВт	12,0	12,9	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Эффективный КПД в стационарных условиях	η_e	%	34,0	27,5	29,0	30,0	27,4	30,0	30,0	34,0	34,0	34,0
Расход топливного газа	$q_{гр}$	м ³ /ч	3801,0	5051,0	5941,0	5748,0	6270,0	5748,0	5748,0	5068,0	5068,0	5068,0
	$G_{гр}$	кг/с	0,7	0,9	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1	0,9	0,9	0,9
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	T_1	К	1353,0	1160,0	1193,0	1135,0	1130,0	1135,0	1135,0	1343,0	1343,0	1343,0
Температура продуктов сгорания за турбиной (на срезе выхлопного патрубка турбины)	T_2	К	813,0	684,0	681,0	631,0	685,0	631,0	631,0	703,0	703,0	703,0
Температура продуктов сгорания на выхлопе ГТУ (на срезе льмовой трубы)	T_6	К	813,0	684,0	681,0	631,0	685,0	631,0	631,0	703,0	703,0	703,0
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопного патрубка турбины)	G_2	кг/с	47,0	77,6	86,1	97,6	103,0	97,6	97,6	70,0	70,0	70,0
	Q_2	м ³ /с	36,8	60,7	67,4	76,2	80,5	76,2	76,2	54,8	54,8	54,8
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы)	G_6	кг/с	47,0	77,6	86,1	97,6	103,0	97,6	97,6	70,0	70,0	70,0
	Q_6	м ³ /с	100,3	152,1	168,1	176,2	202,0	176,2	176,2	141,1	141,1	141,1
Концентрация в сухих продуктах сгорания:												
- оксидов азота (в пересчете на диоксид азота)	C_{NO_x}	мг/м ³	125,0–133,9	133,0–139,4	179,0–187,5	89,0–108,8	95,0–132,4	89,0–107,7	89,0–107,7	112,0–117,8	112,0–364,2	112,0–364,2
- оксида углерода	C_{CO}	мг/м ³	83,0–85,6	139,0–146,4	200,0–364,3	48,0–50,1	189,0–529,4	48,0–53,7	48,0–53,7	224,0–235,6	224,0–235,6	224,0–235,6
Приведенная концентрация (при условной концентрации кислорода 15 % в сухих продуктах сгорания):												
- оксидов азота	$C_{NO_x}^{15}$	мг/м ³	150,0–164,3	200,0–210,0	250,0–262,5	150,0–182,3	150,0–210,0	150,0–180,5	150,0–180,5	150,0–157,5	150,0–487,0	150,0–487,0
- оксида углерода	C_{CO}^{15}	мг/м ³	100,0–105,0	210,0–220,5	280,0–510,0	80,0–84,0	300,0–840,0	80,0–90,0	80,0–90,0	300,0–315,0	300,0–315,0	300,0–315,0
Мощность выброса:												
- оксидов азота	M_{NO_x}	г/с	4,4–4,9	7,8–8,5	11,8–12,6	6,7–8,3	7,3–10,7	6,7–8,2	6,7–8,2	5,9–6,5	5,9–20,0	5,9–20,0
- оксида углерода	M_{CO}	г/с	2,9–3,1	8,2–8,9	12,9–24,6	3,6–3,8	14,5–42,6	3,6–4,1	3,6–4,1	11,8–12,9	11,8–12,9	11,8–12,9
Удельный выброс (индекс выброса) на единицу топливного газа:												
- оксидов азота	$m_{NO_x}^{15}$	г/м ³	4,2–4,7	5,6–6,0	7,0–7,7	4,2–5,2	4,2–6,1	4,2–5,1	4,2–5,1	4,2–4,6	4,2–14,2	4,2–14,2
- оксида углерода	m_{CO}^{15}	г/м ³	2,8–3,0	5,8–6,3	7,8–14,9	2,2–2,4	8,3–24,5	2,2–2,6	2,2–2,6	8,3–9,2	8,3–9,2	8,3–9,2
Удельный выброс на единицу работы:												
- оксидов азота	m_{NO_x}	г/кВт·ч	1,3–1,5	2,2–2,4	2,6–2,8	1,5–1,9	1,6–2,4	1,5–1,8	1,5–1,8	1,3–1,5	1,3–4,5	1,3–4,5
- оксида углерода	m_{CO}	г/кВт·ч	0,9–1,0	2,3–2,5	2,9–5,5	0,8–0,9	3,3–9,6	0,8–0,9	0,8–0,9	2,7–2,9	2,7–2,9	2,7–2,9

Продолжение таблицы 8.3

Наименования показателей	Обозначения	Размерность	Типы газоперекачивающих агрегатов						
			ГПА-Ц-16С (двигатель ДГ-90 со штатной/малоэмиссионной камерой сгорания)	ГТН-16М-1 НЗЛ	ГПА-16 Урал (двигатель ПС-90ГП-2)	ГПА-16Р Урал (двигатель ПС-90ГП-2)	Коберра 16Р Урал (двигатель ПС-90ГП-2)	ГПА-Ц-16Р Урал (двигатель ПС-90ГП-2)	
Тип, разработчик ЦБК (СПЧ)			ГПА Ц-16С (ГПА-Ц-1-16 С/85-1,5 СМНПО) ГПА-Ц-16СД (ГПА-Ц-16СД/76-1,44 СМНПО)	395-21-1 НЗЛ	398-21-1Л КК	СПЧ 235/1,45/76-5300 КК			
Мощность в стационарных условиях	N_e	МВт	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Эффективный КПД в стационарных условиях	η_e	%	34,0	31,0	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3
Расход топливного газа	$q_{гр}$	м ³ /ч	5068,0	5558,0	4746,0	4746,0	4746,0	4746,0	4746,0
	$G_{гр}$	кг/с	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	T_1	К	1343,0	1193,0	1400,0	1400,0	1400,0	1400,0	1400,0
Температура продуктов сгорания за турбиной (на срезе выхлопного патрубка турбины)	T_2	К	703,0	693,0	813,0	813,0	813,0	813,0	813,0
Температура продуктов сгорания на выходе ГТУ (на срезе дымовой трубы)	T_6	К	703,0	693,0	813,0	813,0	813,0	813,0	813,0
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопного патрубка турбины)	G_2	кг/с	70,0	84,9	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3
	Q_2	м ³ /с	54,8	66,4	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы)	G_6	кг/с	70,0	84,9	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3
	Q_6	м ³ /с	141,1	168,6	140,8	140,8	140,8	140,8	140,8
Концентрация в сухих продуктах сгорания:									
- оксидов азота (в пересчете на диоксид азота)	C_{NO_x}	мг/м ³	112/60-164,5	102,0-107,2	122,0-150,8	122,0-176,9	122,0-128,4	122,0-128,4	122,0-128,4
- оксида углерода	C_{CO}	мг/м ³	224/112-411,3	204,0-214,4	82,0-85,6	82,0-85,6	82,0-85,6	82,0-85,6	82,0-85,6
Приведенная концентрация (при условной концентра- ции кислорода 15 % в сухих продуктах сгорания):									
- оксидов азота	$C_{NO_x}^{15}$	мг/м ³	150/80-220,0	150,0-157,5	150,0-185,0	150,0-217,0	150,0-157,5	150,0-157,5	150,0-157,5
- оксида углерода	C_{CO}^{15}	мг/м ³	300/150-550,0	300,0-315,0	100,0-105,0	100,0-105,0	100,0-105,0	100,0-105,0	100,0-105,0
Мощность выброса:									
- оксидов азота	M_{NO_x}	г/с	5,9/3,1-9,0	6,4-7,1	5,5-7,1	5,5-8,4	5,5-6,1	5,5-6,1	5,5-6,1
- оксида углерода	M_{CO}	г/с	11,8/5,9-22,5	12,9-14,2	3,7-4,0	3,7-4,0	3,7-4,0	3,7-4,0	3,7-4,0
Удельный выброс (индекс выброса) на единицу топливного газа:									
- оксидов азота	$m_{NO_x}^{15}$	г/м ³	4,2/2,2-6,4	4,2-4,6	4,2-5,4	4,2-6,3	4,2-4,6	4,2-4,6	4,2-4,6
- оксида углерода	m_{CO}^{15}	г/м ³	8,3/4,2-16,0	8,3-9,2	2,8-3,1	2,8-3,1	2,8-3,1	2,8-3,1	2,8-3,1
Удельный выброс на единицу работы:									
- оксидов азота	$m_{NO_x}^{15}$	г/кВт·ч	1,3/0,7-2,0	1,5-1,6	1,2-1,6	1,2-1,9	1,2-1,4	1,2-1,4	1,2-1,4
- оксида углерода	m_{CO}^{15}	г/кВт·ч	2,7/1,3-5,1	2,9-3,2	0,8-0,9	0,8-0,9	0,8-0,9	0,8-0,9	0,8-0,9

Продолжение таблицы 8.3

Наименования показателей	Обозначения	Размерность	Типы газоперекачивающих агрегатов					
			ГПУ-16Р Урал (двигатель ПС-90 ГП-2)	ГПА-Ц-16 НК-38 (двигатель НК-38СТ)	ГПА-16 Волга (двигатель НК-38СТ)	ГПА-Ц-16АЛ (двигатель АЛ-31СТ со штатной/малоэмиссионной камерой сгорания)	РGT-2IS (двигатель АЛ-31СТ)	ГПА-16 Нева (двигатель АЛ-31СТ)
Тип, разработчик ЦБК (СПЧ)			НЦ-16 СМНПО	НЦ-16-76/1,44 НИИ «Турбокомпрессор»			395-24-1 НЗЛ	
Мощность в стационарных условиях	N_c	МВт	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Эффективный КПД в стационарных условиях	η_e	%	36,3	36,5	36,5	35,5	35,5	35,5
Расход топливного газа	$q_{гт}$	м ³ /ч	4746,0	4720,0	4720,0	4853,0	4853,0	4853,0
	$G_{гт}$	кг/с	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	T_1	К	1400,0	1456,0	1456,0	1440,0	1440,0	1440,0
Температура продуктов сгорания за турбиной (на срезе выхлопного патрубка турбины)	T_2	К	813,0	721,0	721,0	763,0	763,0	763,0
Температура продуктов сгорания на выхлопе ГТУ (на срезе дымовой трубы)	T_6	К	813,0	721,0	721,0	763,0	763,0	763,0
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопного патрубка турбины)	G_2	кг/с	60,3	54,6	54,6	65,4	65,4	65,4
	Q_2	м ³ /с	47,3	42,8	42,8	51,2	51,2	51,2
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы)	G_6	кг/с	60,3	54,6	54,6	65,4	65,4	65,4
	Q_6	м ³ /с	140,8	113,1	113,1	143,2	143,2	143,2
Концентрация в сухих продуктах сгорания:								
- оксидов азота (в пересчете на диоксид азота)	C_{NO_x}	мг/м ³	122,0–128,4	135,0–379,4	135,0–392,0	115/88–186,6	115,0–152,9	88,0–88,3
- оксида углерода	C_{CO}	мг/м ³	82,0–85,6	135,0–141,6	135,0–633,9	229/229–240,9	229,0–240,9	229,0–240,9
Приведенная концентрация (при условной концентрации кислорода 15 % в сухих продуктах сгорания):								
- оксидов азота	$C_{NO_x}^{15}$	мг/м ³	150,0–157,5	150,0–422,0	150,0–436,0	150/110–244,0	150,0–200,0	110,0–115,5
- оксида углерода	C_{CO}^{15}	мг/м ³	100,0–105,0	150,0–157,5	150,0–705,0	300/300–315,0	300,0–315,0	300,0–315,0
Мощность выброса:								
- оксидов азота	M_{NO_x}	т/с	5,5–6,1	5,5–16,2	5,5–16,8	5,62/4,12–9,6	5,6–7,8	4,1–4,5
- оксида углерода	M_{CO}	т/с	3,7–4,0	5,5–6,1	5,5–27,1	11,25/11,25–12,3	11,3–12,3	11,3–12,3
Удельный выброс (индекс выброса) на единицу топливного газа:								
- оксидов азота	$m_{NO_x}^{15}$	г/м ³	4,2–4,6	4,2–12,4	4,2–12,8	4,17/3,06–7,1	4,2–5,8	3,1–3,4
- оксида углерода	m_{CO}^{15}	г/м ³	2,8–3,1	4,2–4,6	4,2–20,7	8,34/8,34–9,1	8,3–9,1	8,3–9,1
Удельный выброс на единицу работы:								
- оксидов азота	$m_{NO_x}^{15}$	г/кВт·ч	1,2–1,4	1,2–3,7	1,2–3,8	1,27/0,93–2,1	1,3–1,8	0,9–1,0
- оксида углерода	m_{CO}^{15}	г/кВт·ч	0,8–0,9	1,2–1,4	1,2–6,1	2,54/2,54–2,8	2,5–2,8	2,5–2,8

Продолжение таблицы 8.3

Наименования показателей	Обозначения	Размерность	Типы газоперекачивающих агрегатов						
			ГПА-16 (двигатель АЛ-31СТ со штатной/малоэмиссионной камерой сгорания)	ГТНР-16	ГПА-Ц-18 (двигатель НК-16-18СТ)	ГТН-25-1	ГТН-25	ГПА-25/76 ДН80Л (двигатель ДН-80Л и Л.1)	ГПА-25/76 ДН80Л.1 (двигатель ДН-80Л1 и Л.1.1)
Тип, разработчик ЦБК (СПЧ)			СПЧ 235-1,4/76-16/5300 АЛ31 КК		НЦ-16 СМНПО	2Н-25-76 УТМЗ		СПЧ RV090/02 МАН Турбо	
Мощность в стационарных условиях	N_e	МВт	16,0	16,3	18,0	24,5	27,5	25,0	25,0
Эффективный КПД в стационарных условиях	η_e	%	35,5	32,5	29,4	30,6	28,1	34,5	35,0
Расход топливного газа	$q_{гг}$	м ³ /ч	4853,0	5401,0	6593,0	8622,0	10539,0	7803,0	7692,0
	$C_{гг}$	кг/с	0,9	1,0	1,2	1,6	2,0	1,4	1,4
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	T_1	К	1440,0	1213,0	1138,0	1363,0	1188,0	1518,0	1518,0
Температура продуктов сгорания за турбиной (на срезе выхлопного патрубка турбины)	T_2	К	763,0	600,0	733,0	773,0	701,0	763,0	763,0
Температура продуктов сгорания на выхлопе ГТУ (на срезе дымовой трубы)	T_6	К	763,0	600,0	733,0	773,0	701,0	723,0	723,0
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопного патрубка турбины)	G_2	кг/с	65,4	92,5	101,2	102,2	150,0	87,0	87,0
	Q_2	м ³ /с	51,2	72,2	79,1	80,2	117,4	68,1	68,3
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы)	G_6	кг/с	65,4	92,5	101,2	102,2	150,0	97,0	97,0
	Q_6	м ³ /с	143,2	158,7	212,5	227,1	301,4	201,5	201,3
Концентрация в сухих продуктах сгорания:									
- оксидов азота (в пересчете на диоксид азота)	C_{NO_x}	мг/м ³	115/88-175,9	48,0-50,1	93,0-99,6	353,0-370,6	132,0-314,4	142,0-473,8	76,0-76,9
- оксида углерода	C_{CO}	мг/м ³	229/229-240,9	60,0-62,6	66,0-119,5	441,0-501,2	351,0-358,2	284,0-592,3	142,0-144,3
Приведенная концентрация (при условной концентрации кислорода 15 % в сухих продуктах сгорания):									
- оксидов азота	$C_{NO_x}^{15}$	мг/м ³	150/110-230,0	80,0-84,0	140,0-150,0	400,0-420,0	180,0-430,0	150,0-508,0	80,0-84,0
- оксида углерода	C_{CO}^{15}	мг/м ³	300/300-315,0	100,0-105,0	100,0-180,0	500,0-568,0	480,0-490,0	300,0-635,0	150,0-157,5
Мощность выброса:									
- оксидов азота	M_{NO_x}	г/с	5,62/4,12-9,0	3,3-3,6	7,1-7,9	26,7-29,7	14,7-36,9	9,0-32,3	4,8-5,3
- оксида углерода	M_{CO}	г/с	11,25/11,25-12,3	4,2-4,5	5,1-9,5	33,3-40,2	39,1-42,1	18,1-40,3	8,9-9,9
Удельный выброс (индекс выброса) на единицу топливного газа:									
- оксидов азота	$m_{NO_x}^N$	г/м ³	4,17/3,06-6,7	2,2-2,4	3,9-4,3	11,1-12,4	5,0-12,6	4,2-14,9	2,2-2,5
- оксида углерода	m_{CO}^N	г/м ³	8,34/8,34-9,1	2,8-3,0	2,8-5,2	13,9-16,8	13,3-14,4	8,3-18,6	4,2-4,6
Удельный выброс на единицу работы:									
- оксидов азота	$m_{NO_x}^R$	г/кВт·ч	1,27/0,96-2,0	0,7-0,8	1,4-1,6	3,9-4,4	1,9-4,8	1,3-4,6	0,7-0,8
- оксида углерода	m_{CO}^R	г/кВт·ч	2,54/2,54-2,8	0,9-1,0	1,0-1,9	4,9-5,9	5,1-5,5	2,6-5,8	1,3-1,4

Окончание таблицы 8.3

Наименования показателей	Обозначения	Размерность	Типы газоперекачивающих агрегатов							
			ГПА-Ц-25 (двигатель НК-36СТ)	ГПА-25 НК (двигатель НК-36СТ)	ГПА-25Р Урал (двигатель ПС-90ПГ-25)	Балтика-25 (двигатель СТ-10)	ГТК-25И (двигатель MS 5002)	ГТК-25ИР (двигатель MS 5002)	ГТНР-25И (В) (двигатель M 5322 R (В))	ГТНР-25И (С) (двигатель M 5322 R (С))
Тип, разработчик ЦБК (СПЧ)			СПЧ 650 1,37/76-25/500 КК	12MV2A Демаг Делаваль	РСЛ 804 Нуово Пиньоне	РСЛ 804 Нуово Пиньоне	РСЛ 804 Нуово Пиньоне	РСЛ 804 Нуово Пиньоне	РСЛ 804 Нуово Пиньоне	
Мощность в стационарных условиях	N_c	МВт	25,0	25,0	25,0	24,5	23,9	22,2	22,2	
Эффективный КПД в стационарных условиях	η_c	%	34,5	34,5	38,7	35,0	27,7	34,5	34,7	
Расход топливного газа	$q_{гр}$	м ³ /ч	7803,0	7803,0	6956,0	7692,0	9292,0	6929,0	6889,0	
	$G_{гр}$	кг/с	1,4	1,4	1,3	1,4	1,7	1,3	1,3	
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	T_1	К	1420,0	1420,0	1501,0	1385,0	1200,0	1200,0	1200,0	
Температура продуктов сгорания за турбиной (на срезе выхлопного патрубка турбины)	T_2	К	698,0	698,0	745,0	816,0	764,0	775,0	775,0	
Температура продуктов сгорания на выхлопе ГТУ (на срезе дымовой трубы)	T_6	К	698,0	698,0	745,0	816,0	764,0	618,0	618,0	
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопного патрубка турбины)	G_2	кг/с	101,0	101,0	79,6	78,6	118,0	114,0	114,0	
	Q_2	м ³ /с	79,2	79,2	62,5	61,8	92,5	89,0	89,0	
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы)	G_6	кг/с	101,0	101,0	79,6	78,6	118,0	114,0	114,0	
	Q_6	м ³ /с	202,5	202,5	170,5	184,6	258,8	201,6	201,6	
Концентрация в сухих продуктах сгорания:										
- оксидов азота (в пересчете на диоксид азота)	C_{NO_x}	мг/м ³	120,0–199,6	120,0–299,4	92,0–144,3	50,0–52,5	143,0–156,9	145,0–159,5	145,0–152,2	
- оксида углерода	C_{CO}	мг/м ³	240,0–475,0	240,0–502,9	137,0–96,2	100,0–105,0	41,0–44,8	82,0–90,1	82,0–86,0	
Приведенная концентрация (при условной концен- трации кислорода 15 % в сухих продуктах сгорания):										
- оксидов азота	$C_{NO_x}^{15}$	мг/м ³	150,0–250,0	150,0–375,0	150,0–157,5	50,0–52,5	175,0–192,5	230,0–253,0	235,0–258,5	
- оксида углерода	C_{CO}^{15}	мг/м ³	300,0–595,0	300,0–630,0	100,0–105,0	100,0–105,0	50,0–55,0	130,0–143,0	130,0–136,5	
Мощность выброса:										
- оксидов азота	M_{NO_x}	г/с	9,0–15,8	9,0–23,7	8,1–9,0	2,9–3,2	12,6–14,5	12,3–14,2	12,2–13,5	
- оксида углерода	M_{CO}	г/с	18,1–37,6	18,1–39,8	5,4–6,0	5,8–6,5	3,6–4,1	7,0–8,0	6,9–7,7	
Удельный выброс (индекс выброса) на единицу топливного газа:										
- оксидов азота	$m_{NO_x}^{15}$	г/м ³	4,2–7,3	4,2–10,9	4,2–4,7	1,4–1,5	4,9–5,6	6,4–7,4	6,4–7,1	
- оксида углерода	m_{CO}^{15}	г/м ³	8,3–17,4	8,3–18,4	2,8–3,1	2,8–3,0	1,4–1,6	3,6–4,2	3,6–4,0	
Удельный выброс на единицу работы:										
- оксидов азота	$m_{NO_x}^{15}$	г/кВт·ч	1,3–2,3	1,3–3,4	1,2–1,3	0,4–0,5	1,9–2,2	2,0–2,3	2,0–2,2	
- оксида углерода	m_{CO}^{15}	г/кВт·ч	2,6–5,4	2,6–5,7	0,8–0,9	0,9–1,0	0,5–0,6	1,1–1,3	1,1–1,2	

ла минерального нефтяного вместе с растворенными углеводородами (метаном) из системы маслоуплотнения вала нагнетателя по величинам удельных выбросов ЗВ с учетом положений СТО Газпром 2-1.19-332.

8.3.2 Мощность выбросов углеводородов (по метану) M , г/с, в атмосферу от свечей дегазаторов ГПА вычисляют по формуле

$$M_{\text{CH}_4} = V_{\text{CH}_4} \cdot \rho \cdot 1000, \quad (8.3.1)$$

где ρ – плотность метана при температуре выброса, кг/м³;

V_{CH_4} – объемный расход выброса метана; определяют в зависимости от расхода масла через систему уплотнения вала нагнетателя и растворимости метана в масле, м³/с.

8.3.3 Мощность выброса масла минерального нефтяного M_M , г/с, вычисляют по формуле

$$M_M = V_M \cdot C_M \cdot 1000, \quad (8.3.2)$$

где V_M – объем выброса паров масла, м³/с;

C_M – концентрация масла; определяют по давлению насыщенных паров масла при фактической температуре и абсолютном давлении в линии отдува, кг/м³.

8.3.4 Удельные выбросы ЗВ определяют по мощности выброса:

- на единицу топливного газа $m_{\text{ЗВ}}^{\text{ТГ}}$, г/м³, вычисляют по формуле

$$m_{\text{ЗВ}}^{\text{ТГ}} = \frac{3600 M_{\text{ЗВ}}}{q_{\text{ТГ}}}, \quad (8.3.3)$$

где $q_{\text{ТГ}}$ – объемный расход топливного газа, м³/ч (при 20 °С и 0,1013 МПа);

- на единицу работы $m_{\text{ЗВ}}^{\text{N}}$, г/кВт·ч, вычисляют по формуле

$$m_{\text{ЗВ}}^{\text{N}} = \frac{3,6 M_{\text{ЗВ}}}{N_e}, \quad (8.3.4)$$

где N_e – мощность газотурбинного привода, МВт.

8.3.5 Массовый выброс ЗВ $G_{\text{ЗВ}}$, т/год, вычисляют по формуле

$$G_{\text{ЗВ}} = M_{\text{ЗВ}} \cdot \tau \cdot 3600 \cdot 10^{-6}, \quad (8.3.5)$$

где τ – время работы источника выделения в течение года, ч.

Удельные выбросы ЗВ со свечей дегазаторов ГПА приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Удельные выбросы загрязняющих веществ со свечей дегазаторов газоперекачивающих агрегатов

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в стационарных условиях, МВт	Безвозвратные потери масла нагнетателя, кг/ч	Емкость маслосистемы нагнетателя, л	Загрязняющее вещество	Максимальный разовый выброс, г/с	Удельный выброс на единицу топливного газа, г/м ³	Удельный выброс на единицу работы, г/кВт·ч
Центавр Т-3002	Т-3002 промышленный	2,6	0,6	990	Метан	2,52	8,21	3,49
					Масло минер. нефтяное	1,92E-05	6,25E-05	2,66E-05
Центавр Т-4500	Т-4502 промышленный	3,05	0,6	990	Метан	2,52	7,24	2,98
					Масло минер. нефтяное	1,92E-05	5,51E-05	2,27E-05
Центавр Т-4700	Т-4700 промышленный	3,25	0,6	990	Метан	2,52	6,93	2,79
					Масло минер. нефтяное	1,92E-05	5,27E-05	2,13E-05
Таурус-60S	Т-700 промышленный	5,2	0,3	2280	Метан	1,26	2,55	0,87
					Масло минер. нефтяное	9,60E-06	1,94E-05	6,65E-06
ГПА-4 РМ	ГТД судовой	4	0,2	3800	Метан	0,84	2,25	0,76
					Масло минер. нефтяное	6,40E-06	1,71E-05	5,76E-06
ГПА-4 ПХГ Урал	Д-30-ЭУ-2 авиационный	4	0,2	3800	Метан	0,84	1,69	0,76
					Масло минер. нефтяное	6,40E-06	1,28E-05	5,76E-06
ГТН-6У	ГТН-6У промышленный	6,3	0,5	3500	Метан	2,10	3,40	1,20
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	2,59E-05	9,14E-06
ГТ-6-750	ГТ-6-750 промышленный	6	0,5	3500	Метан	1,68	2,25	1,01
					Масло минер. нефтяное	1,28E-05	1,71E-05	7,68E-06
ГТН-6		6,3	0,5	3500	Метан	1,68	2,14	0,96
					Масло минер. нефтяное	1,28E-05	1,63E-05	7,31E-06
ГПА-Ц-6,3	НК-12СТ авиационный	6,3	0,25	1100	Метан	1,05	1,34	0,60
					Масло минер. нефтяное	8,00E-06	1,02E-05	4,57E-06
ГПА-Ц-6,3А	Д-336-2Т авиационный	6,3	0,25	3940	Метан	1,05	1,67	0,60
					Масло минер. нефтяное	8,00E-06	1,27E-05	4,57E-06
ГТ-750-6	ГТ-750-6 промышленный	6	0,3	8000	Метан	1,26	1,90	0,76
					Масло минер. нефтяное	9,60E-06	1,44E-05	5,76E-06
ГТ-750-6М		6	0,3	8000	Метан	1,26	2,11	0,76
					Масло минер. нефтяное	9,60E-06	1,60E-05	5,76E-06
ГПА-Ц-6,3С	ДТ-71 судовой	6,3	0,25	3940	Метан	1,05	1,70	0,60
					Масло минер. нефтяное	8,00E-06	1,29E-05	4,57E-06
ГПА-Ц-6,3Б	НК-14 СТ авиационный	6,3	0,25	5280	Метан	1,05	1,62	0,60
					Масло минер. нефтяное	8,00E-06	1,23E-05	4,57E-06
ГПА-Ц-8Б		8	0,25	5280	Метан	1,05	1,32	0,47
					Масло минер. нефтяное	8,00E-06	1,00E-05	3,60E-06
ГТК-10И	MS 3002 промышленный	10,3	0,4	6400	Метан	1,68	1,41	0,59
					Масло минер. нефтяное	1,28E-05	1,08E-05	4,47E-06

Продолжение таблицы 8.4

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в стационарных условиях, МВт	Безвозвратные потери масла нагнетателя, кг/ч	Емкость маслосистемы нагнетателя, л	Загрязняющее вещество	Максимальный разовый выброс, г/с	Удельный выброс на единицу топливного газа, г/м ³	Удельный выброс на единицу работы, г/кВт·ч
ГТК-10ИР		9,5	0,4	6400	Метан	1,68	1,95	0,64
					Масло минер. нефтяное	1,28E-05	1,49E-05	4,85E-06
ГТК-10	ГТК-10-4 промышленный	10	1,2	8000	Метан	5,05	4,89	1,82
					Масло минер. нефтяное	3,84E-05	3,72E-05	1,38E-05
ГТК-10М Рекон		10,3	0,7	8000	Метан	2,94	3,08	1,03
					Масло минер. нефтяное	2,24E-05	2,34E-05	7,83E-06
ГПА-Ц-10Б	ГПА-14СТ-10 авиационный	10	0,3	3940	Метан	1,26	1,39	0,45
					Масло минер. нефтяное	9,60E-06	1,06E-05	3,46E-06
ГПА-10 Урал	ПС-90ГП-3 авиационный	10	0,2	5600	Метан	0,84	0,88	0,30
					Масло минер. нефтяное	6,40E-06	6,72E-06	2,30E-06
ГПУ-10	ДР-59 судовой	10	0,3	3000	Метан	1,26	1,16	0,45
					Масло минер. нефтяное	9,60E-06	8,85E-06	3,46E-06
ГПА-10МН70	ДН-70 судовой	10	0,3	3000	Метан	1,26	1,48	0,45
					Масло минер. нефтяное	9,60E-06	1,12E-05	3,46E-06
ГПА-10Р/РМ	ГТД-10РМ судовой	10	0,3	3000	Метан	1,26	1,48	0,45
					Масло минер. нефтяное	9,60E-06	1,12E-05	3,46E-06
ГПА-12Р Урал	ПС-90ГП-1 авиационный	12	0,2	5600	Метан	0,84	0,80	0,25
					Масло минер. нефтяное	6,40E-06	6,06E-06	1,92E-06
ГПА-12 Урал		12	0,5	5600	Метан	0,84	0,80	0,25
					Масло минер. нефтяное	6,40E-06	6,06E-06	1,92E-06
Коберра-182	Эйвон	12,9	0,85	4920	Метан	3,57	2,55	1,00
					Масло минер. нефтяное	2,72E-05	1,94E-05	7,59E-06
ГПА-16РП Урал	ПС-90ГП-2 авиационный	16	0,2	4600	Метан	0,84	0,64	0,19
					Масло минер. нефтяное	6,40E-06	4,85E-06	1,44E-06
ГПА-16 Урал		16	0,5	4600	Метан	2,10	1,59	0,47
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	1,21E-05	3,60E-06
ГПУ-16	ДЖ-59Л2 судовой	16	0,5	6400	Метан	2,10	1,32	0,47
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	1,00E-05	3,60E-06
ГПА-Ц-16С	ДГ-90Л2 судовой	16	0,3	3940	Метан	1,26	0,90	0,28
					Масло минер. нефтяное	9,60E-06	6,82E-06	2,16E-06
ГПА-Ц-16СД		16	0,3	3940	Метан	1,26	0,90	0,28
					Масло минер. нефтяное	9,60E-06	6,82E-06	2,16E-06
ГПА-16Р Уфа	АЛ-31СТ авиационный	16	0,5	5000	Метан	2,10	1,56	0,47
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	1,19E-05	3,60E-06
Нева-16		16	0,5	5000	Метан	2,10	1,56	0,47
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	1,19E-05	3,60E-06

Окончание таблицы 8.4

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в стационарных условиях, МВт	Безвозвратные потери масла нагнетателя, кг/ч	Емкость маслосистемы нагнетателя, л	Загрязняющее вещество	Максимальный разовый выброс, г/с	Удельный выброс на единицу топливного газа, г/м ³	Удельный выброс на единицу работы, г/кВт·ч
ГПА-16 Волга	НК-38СТ авиационный	16	0,5	5000	Метан	2,10	1,60	0,47
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	1,22E-05	3,60E-06
ГПА-Ц-16 НК-38		16	0,5	5000	Метан	2,10	1,60	0,47
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	1,22E-05	3,60E-06
ГПА-Ц-16	НК-16(18) СТ авиационный	16	0,5	5750	Метан	2,10	1,21	0,47
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	9,19E-06	3,60E-06
ГПА-Ц-18		18	0,5	5750	Метан	2,10	1,15	0,42
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	8,74E-06	3,20E-06
ГТН-16М-1	ГТН-16М-1 промышленный	16	0,5	20000	Метан	2,10	1,36	0,47
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	1,04E-05	3,60E-06
ГТНР-16	ГТНР-16 промышленный	16,3	0,7	9000	Метан	2,94	1,96	0,65
					Масло минер. нефтяное	2,24E-05	1,49E-05	4,95E-06
ГТК-25И	MS 5002 промышленный	23,9	0,5	8500	Метан	2,10	0,81	0,32
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	6,20E-06	2,41E-06
ГТК-25ИР		22,2	0,5	8500	Метан	2,10	1,09	0,34
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	8,31E-06	2,59E-06
ГПА-25РПС Урал	ПС-90ГП-25 авиационный	25	0,3	3200	Метан	1,26	0,65	0,18
					Масло минер. нефтяное	9,60E-06	4,97E-06	1,38E-06
ГТН-25-1	ГТН-25-1 промышленный	24,5	0,5	28000	Метан	2,10	0,88	0,31
					Масло минер. нефтяное	1,60E-05	6,68E-06	2,35E-06

8.3.6 Валовый выброс ЗВ за отчетный или планируемый период эксплуатации G_1 , т/период, определяют с учетом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле

$$G_1 = m^{тг} \cdot q'_{тг} \cdot 10^{-6}, \quad (8.3.6)$$

где $q'_{тг}$ – расход топливного газа за отчетный или планируемый период эксплуатации, м³/период.

8.4 Порядок расчета удельных выбросов паров углеводородов из маслобаков газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

8.4.1 Валовые выбросы паров углеводородов в атмосферу за отчетный (планируемый) период эксплуатации рассчитывают по расчетным параметрам выбросов паров углеводородов (аэрозоль масла минерального нефтяного) через воздушный инжектор из маслобаков ГПА,

поступающих в атмосферу со свечей, и определяют по величинам удельных выбросов ЗВ с учетом положений СТО Газпром 2-1.19-332.

8.4.2 Количество выбросов в атмосферу паров углеводородов (аэрозоль масла минерального нефтяного) Π_M , кг/ч, из маслобаков (резервуаров) за счет испарения вычисляют по формуле

$$\Pi_M = 2,52 \cdot V_{\text{ж}}^p P_{S(38)} M_n \cdot (K_{5x} + K_{5T}) \cdot [K_6 K_7 \cdot (1 - \eta)] \cdot 10^{-9}, \quad (8.4.1)$$

где $V_{\text{ж}}^p$ – расход масла, м³/год;

$P_{S(38)}$ – давление насыщенных паров углеводородов при температуре 38 °С, гПа, определяют в зависимости от эквивалентной температуры начала кипения масла;

M_n – молекулярная масса паров углеводородов;

K_{5x} , K_{5T} – поправочные коэффициенты, зависящие от давления насыщенных паров углеводородов и температуры газового пространства соответственно в холодное и теплое время года;

K_6 – поправочный коэффициент, зависящий от давления насыщенных паров (соответственно от расположения производственного объекта в климатической зоне) и годовой оборачиваемости маслобаков;

K_7 – поправочный коэффициент, зависящий от технической оснащенности средствами сокращения потерь масла и режима эксплуатации;

η – коэффициент снижения выбросов инжектором, доли ед.

8.4.3 Мощность выбросов масла минерального нефтяного из маслобаков ГПА M_M , г/с, определяют по формуле

$$M_M = 0,278 \cdot \Pi_M. \quad (8.4.2)$$

8.4.4 Удельные показатели выбросов масла минерального нефтяного определяют по мощности выброса:

- на единицу топливного газа (индекс выброса) $m_M^{\text{ТГ}}$, г/м³, вычисляют по формуле

$$m_M^{\text{ТГ}} = \frac{3600 \cdot M_M}{q_{\text{ТГ}}}, \quad (8.4.3)$$

где $q_{\text{ТГ}}$ – объемный расход топливного газа, м³/ч (при 20 °С и 0,1013 МПа);

- на единицу работы m_M^{N} , г/кВт·ч, вычисляют по формуле

$$m_M^{\text{N}} = \frac{3,6 \cdot M_M}{N_e}, \quad (8.4.4)$$

где N_e – мощность газотурбинного привода, МВт.

Удельные выбросы масла минерального нефтяного со свечей маслобаков ГПА приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Удельные показатели выбросов масла минерального нефтяного со свечей маслобаков газоперекачивающих агрегатов

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в стационарных условиях, МВт	Безвозвратные потери масла, кг/ч	Емкость масло-системы, л	Мощность выброса, г/с	Удельный выброс на единицу топливного газа, г/м ³	Удельный выброс на единицу работы, г/кВт·ч
Центавр Т-3002	Т-3002 промышленный	2,6	0,6	990	1,21Е-09	3,93Е-09	1,67Е-09
Центавр Т-4500	Т-4502 промышленный	3,05	0,6	1020	1,23Е-09	3,52Е-09	1,45Е-09
Центавр Т-4700	Т-4700 промышленный	3,25	0,6	1020	1,21Е-09	3,32Е-09	1,34Е-09
Таурус-60S	Т-700 промышленный	5,2	0,3	2280	9,54Е-10	1,93Е-09	6,61Е-10
ГПА-4 РМ	ГТД судовой	4	0,5	3800	8,18Е-10	2,19Е-09	7,36Е-10
ГПА-4 ПХГ Урал	Д-30-ЭУ-2 авиационный	4	0,6	160	1,02Е-09	2,04Е-09	9,15Е-10
ГТН-6У	ГТН-6У промышленный	6,3	0,5		7,14Е-10	1,16Е-09	4,08Е-10
ГТ-6-750	ГТ-6-750	6	0,8	14000	4,09Е-09	5,47Е-09	2,45Е-09
ГТН-6	промышленный	6,3	0,8	14000	4,09Е-09	5,21Е-09	2,34Е-09
ГПА-Ц-6,3	НК-12СТ авиационный	6,3	1,5	1920	2,92Е-09	3,72Е-09	1,67Е-09
ГПА-Ц-6,3А	Д-336-2Т авиационный	6,3	0,55	4690	1,85Е-09	2,95Е-09	1,06Е-09
ГТ-750-6	ГТ-750-6	6	0,9	8000	3,10Е-09	4,66Е-09	1,86Е-09
ГТ-750-6М	промышленный	6	0,9	8000	3,10Е-09	5,17Е-09	1,86Е-09
ГПА-Ц-6,3С	ДТ-71 судовой	6,3	1,25	5060	3,12Е-09	5,04Е-09	1,78Е-09
ГПА-Ц-6,3Б	НК-14 СТ	6,3	0,85	6280	2,67Е-09	4,11Е-09	1,52Е-09
ГПА-Ц-8Б	авиационный	8	0,85	6280	2,67Е-09	3,34Е-09	1,20Е-09
ГТК-10И	MS 3002	10,3	0,8	6400	2,61Е-09	2,19Е-09	9,12Е-10
ГТК-10ИР	промышленный	9,5	0,8	6400	2,61Е-09	3,03Е-09	9,89Е-10
РGT-10	РGT-10 промышленный	10,04	0,5	—	7,14Е-10	7,51Е-10	2,56Е-10
ГТК-10	ГТК-10-4	10	1,2	8000	3,60Е-09	3,49Е-09	1,30Е-09
ГТК-10М Рекон	промышленный	10,3	0,7	8000	9,90Е-10	1,03Е-09	3,46Е-10
ГПА-Ц-10Б	ГПА-14СТ-10 авиационный	10	0,7	4940	2,16Е-09	2,38Е-09	7,78Е-10
ГПА-10 Урал	ПС-90ГП-3 авиационный	10	0,6	6370	2,26Е-09	2,37Е-09	8,13Е-10
ГПУ-10	ДР-59 судовой	10	3,3	4200	6,45Е-09	5,94Е-09	2,32Е-09
ГПА-10Р/РМ	ГТД-10РМ судовой	10	0,6	3000	1,60Е-09	1,87Е-09	5,75Е-10
ГПА-12Р Урал	ПС-90ГП-1	12	0,6	6370	2,26Е-09	2,14Е-09	6,78Е-10
ГПА-12 Урал	авиационный	12	0,9		1,28Е-09	1,21Е-09	3,85Е-10
Коберра-182	Эйвон авиационный	12,9	1,05	5190	2,80Е-09	2,00Е-09	7,82Е-10
ГПА-16РП Урал	ПС-90ГП-2	16	0,6	5370	2,06Е-09	1,57Е-09	4,64Е-10
ГПА-16 Урал	авиационный	16	0,9	5370	1,28Е-09	9,72Е-10	2,88Е-10
ГПУ-16	ДЖ-59Л2 судовой	16	2,5	8030	5,71Е-09	3,57Е-09	1,28Е-09
ГПА-Ц-16С	ДГ-90Л2 судовой	16	0,75	5670	2,38Е-09	1,69Е-09	5,34Е-10
ГПА-16Р Уфа	АЛ-31СТ	16	1	6350	2,36Е-09	1,75Е-09	5,30Е-10
Нева-16	авиационный	16	0,9	6350	1,28Е-09	9,51Е-10	2,88Е-10
ГПА-16 Волга	НК-38СТ	16	0,9	750	1,67Е-09	1,28Е-09	3,77Е-10
ГПА-Ц-16 НК-38	авиационный	16	0,9	750	1,67Е-09	1,28Е-09	3,77Е-10
ГПА-Ц-16	НК-16(18) СТ	16	1,5	6850	3,87Е-09	2,22Е-09	8,72Е-10
ГПА-Ц-18	авиационный	18	0,9		1,28Е-09	7,00Е-10	2,56Е-10
ГТН-16М-1	ГТН-16М-1 промышленный	16	1,5	20000	6,45Е-09	4,17Е-09	1,45Е-09
ГТНР-16	ГТНР-16 промышленный	16,3	0,7	9000	2,94Е-09	1,96Е-09	6,49Е-10
ГТК-25И	MS 5002	23,9	1,5	8500	4,21Е-09	1,63Е-09	6,34Е-10
ГТК-25ИР	промышленный	22,2	1,5	8500	4,21Е-09	2,19Е-09	6,82Е-10

Окончание таблицы 8.5

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в стационарных условиях, МВт	Безвозвратные потери масла, кг/ч	Емкость масло-системы, л	Мощность выброса, г/с	Удельный выброс на единицу топливного газа, г/м ³	Удельный выброс на единицу работы, г/кВт·ч
Балтика 25	GT-10В промышленный	24,5	0,3	11000	2,65E-09	1,24E-09	3,89E-10
ГПА-25/76ДН80Л	ДН-80Л судовой	25	0,4	5500	1,75E-09	8,09E-10	2,52E-10
ГПА-25РПС Урал	ПС-90ГП-25 авиационный	25	0,8	4160	2,16E-09	1,12E-09	3,11E-10
ГПА-Ц-25М	НК-36СТ авиационный	25	0,6	1900	1,38E-09	6,38E-10	1,99E-10
ГПА-25 Нева		25	0,6	800	1,17E-09	5,39E-10	1,68E-10
ГТН-25-1	ГТН-25-1 промышленный	24,5	1,5	28000	8,00E-09	3,34E-09	1,18E-09

8.4.5 Валовый выброс ЗВ за отчетный или планируемый период эксплуатации G_M , т/период, определяют с учетом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле

$$G_M = m_M^{ТГ} \cdot q'_{ТГ} \cdot 10^{-6}, \quad (8.4.5)$$

где $q'_{ТГ}$ – расход топливного газа за отчетный или планируемый период эксплуатации, м³/период.

8.5 Порядок расчета удельных выбросов загрязняющих веществ в отработавших газах стационарных газомотокомпрессоров

8.5.1 Расчет выбросов ЗВ в отработавших газах стационарных ГМК выполняют по результатам экспериментальных замеров. Валовые выбросы ЗВ в атмосферу за отчетный (планируемый) период эксплуатации определяют по расчетным параметрам выбросов с учетом удельных выбросов ЗВ в отработавших газах ГМК.

8.5.2 Приведенную концентрацию ЗВ (к условной концентрации кислорода в отработавших газах 15 %) в сухих продуктах сгорания (при 0 °С и 0,1013 МПа) $C_{ГМК}^{15}$, мг/м³, вычисляют по формуле

$$C_{ГМК}^{15} = C_{ГМК} \cdot \frac{20,95 - 15}{20,95 - C_{O_2}}, \quad (8.5.1)$$

где $C_{ГМК}$ – концентрация ЗВ, мг/м³;

C_{O_2} – объемная концентрация кислорода в сухих продуктах сгорания, %.

8.5.3 Массовый выброс ЗВ в атмосферу $M_{ГМК}$, г/с, вычисляют по формуле

$$M_{ГМК} = C_{ГМК(сух)} \cdot K_B \cdot Q_{3(вл)} \cdot 10^{-3}, \quad (8.5.2)$$

где $Q_{3(вл)}$ – объемный расход влажных отработавших газов, м³/с.

8.5.4 Удельный выброс ЗВ (массовый выброс) $m_{\text{ГМК}}^{\text{N}}$, г/кВт·ч, на единицу мощности ГМК вычисляются по формуле

$$m_{\text{ГМК}}^{\text{N}} = \frac{3,6M_{\text{ГМК}}}{N_e}, \quad (8.5.3)$$

где N_e – эффективная мощность ГМК, МВт.

Удельные выбросы ЗВ в отработавших газах ГМК приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Удельные выбросы загрязняющих веществ с отработавшими газами газомоторных компрессоров

Наименование параметра	10ГК	10 ГКМ, 10ГКМА	10ГКН, 10ГКНА, (10ГКНАМ)	МК-8	МК-8М
Мощность газомотокомпрессора N_e , кВт/л.с.	736/1000	753,3/1000	1103/1500 (1177/1600)	2060/2800	2200/3000
Давление топливного газа перед двигателем P_i , кПа/[кг/см ²]	313,8/3,2	392,3/4,0	392,3/4,0	392,3/4,0	392,3/4,0
Частота вращения двигателя, [об/с]/[об/мин]	5/300	5/300	5/300	5/300	5/300
Температура отработавших газов в выхлопной шахте T_3 , К	640	623	603	703	673
Скорость отработавших газов на срезе выхлопной трубы V , м/с	60,3	60,9	58,0	38,0	29,5
Расход отработавших газов Q_3 , м ³ /с	1,8	1,9	3,2	5,5	4,6
Суммарный коэффициент избытка воздуха в отработавших газах $a_{\text{сум}}$	3,0	3,2	4,4	3,3	3,3
Содержание кислорода в сухих продуктах сгорания, мг/м ³	14,2	13,3	13,6	13,5	13,0
Концентрация в сухих продуктах сгорания, мг/м ³ :					
- оксида азота C_{NO}	2000	1400	1900	2000	1700
- диоксида азота C_{NO_2}	180	100	250	190	140
- оксида углерода C_{CO}	2400	1400	700	1250	1050
Концентрация, приведенная к 15 % кислорода, мг/м ³ :					
- оксида азота C_{NO}^{15}	1765	1050	1540	1600	1275
- диоксида азота $C_{\text{NO}_2}^{15}$	160	75	203	152	105
- оксида углерода C_{CO}^{15}	2117	1050	568	1000	788
Массовый выброс, г/с:					
- оксида азота M_{NO}	3,3	2,4	5,6	10,0	7,0
- диоксида азота M_{NO_2}	0,3	0,2	0,8	1,0	0,6
- оксида углерода M_{CO}	4,0	2,4	2,1	6,3	4,4
Удельный выброс, г/(кВт·ч):					
- оксида азота m_{NO}^{N}	16,1	11,5	18,3 (17,1)	17,4	11,5
- диоксида азота $m_{\text{NO}_2}^{\text{N}}$	1,5	0,9	2,6 (2,4)	1,7	1,0
- оксида углерода m_{CO}^{N}	19,6	11,5	6,9 (6,4)	11,0	7,2
Коэффициент соотношения объемов сухих и влажных отработавших газов	0,93	0,92	0,92	0,92	0,91
Примечание – В скобках приведены данные для 10 ГКНАМ.					

8.5.5 Удельный выброс ЗВ (массовый выброс) $m_{\text{ГМК}}^{\text{тг}}$, г/м³, на единицу топливного газа ГМК вычисляют по формуле

$$m_{\text{ГМК}}^{\text{тг}} = \frac{3600 M_{\text{ГМК}}}{Q_{\text{тг}}}, \quad (8.5.4)$$

где $Q_{\text{тг}}$ – объемный расход топливного газа, м³/ч (при 20 °С и 0,1013 МПа).

8.5.6 Валовый выброс ЗВ за отчетный или планируемый период эксплуатации ГМК $G_{\text{ГМК}}$, т/период, определяют с учетом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю – расходу топливного газа по формуле

$$G_{\text{ГМК}} = m_{\text{ГМК}}^{\text{тг}} \cdot Q'_{\text{тг}} \cdot 10^{-6}, \quad (8.5.5)$$

где $Q'_{\text{тг}}$ – расход топливного газа за отчетный или планируемый период эксплуатации ГМК, м³/период.

8.6 Порядок расчета удельных выбросов загрязняющих веществ с отходящими газами газогенераторов (электростанций)

8.6.1 Валовые выбросы ЗВ в атмосферу за отчетный (планируемый) период эксплуатации определяют по расчетным параметрам выбросов с учетом удельных показателей выбросов ЗВ с отходящими газами газогенераторов (электростанций).

8.6.2 Расчет выбросов оксида углерода с отходящими газами газотурбинной энергоустановки

8.6.2.1 Количество оксида углерода M_{CO} , г/с, выбрасываемое в атмосферу с отходящими газами энергоустановки при сжигании газообразного топлива, определяют по формуле

$$M_{\text{CO}} = G_{\text{CO}} \cdot B, \quad (8.6.1)$$

где G_{CO} – УВ оксида углерода при сжигании газообразного топлива при эксплуатационном режиме работы агрегата, г/кг (г/м³);

B – расход топлива за рассматриваемый период, м³/с (кг/с).

8.6.2.2 УВ оксида углерода G_{CO} , г/кг (г/м³), в зависимости от вида сжигаемого топлива определяют по формуле

$$G_{\text{CO}} = Y_{\text{CO}} \cdot Q_i^{\text{г}}, \quad (8.6.2)$$

где Y_{CO} – параметр, характеризующий количество оксида углерода, образующегося на 1 ГДж тепла, выделяемого при горении топлива, кг/ГДж;

$Q_i^{\text{г}}$ – низшая теплота сгорания натурального топлива, МДж/кг (МДж/м³).

8.6.2.3 Параметр Y_{CO} , кг/ГДж, характеризующий количество оксида углерода, образующегося на 1 ГДж тепла, выделяемого при горении топлива, определяют по формуле

$$Y_{CO} = 12,5 \cdot \alpha_{yx} \cdot C_{CO} \cdot \psi \cdot \vartheta, \quad (8.6.3)$$

где α_{yx} – коэффициент избытка воздуха в отходящих газах;

C_{CO} – содержание оксида углерода в отходящих газах, % об.;

ψ – поправочный коэффициент, зависящий от вида топлива и коэффициента избытка воздуха ($\psi = 0,88$);

ϑ – объем продуктов сгорания на 1 МДж тепла, введенного в камеру сгорания с топливом, м³/МДж (для природного газа $\vartheta = 0,3$ м³/МДж).

8.6.3 Расчет выбросов оксидов азота с отходящими газами газотурбинной энергоустановки

8.6.3.1 Концентрацию оксидов азота C_{NO_x} , мг/м³, в отходящих газах для газотурбинной энергоустановки вычисляют по формуле

$$C_{NO_x} = \frac{C_{NO_x}^{сух}}{k_{вл}}, \quad (8.6.4)$$

где C_{NO_x} и $C_{NO_x}^{сух}$ – концентрация оксидов азота соответственно во влажных и сухих отходящих газах, мг/м³;

$k_{вл}$ – коэффициент, учитывающий влияние влаги.

8.6.3.2 Объем сухих дымовых газов $V_{с.г}$ за турбиной, м³/кг топлива (м³/м³ топлива), определяют по формуле

$$V_{с.г} = (V_{г}^0 - V_{H_2O}^0) + (\alpha_{от} - 1) \cdot V^0, \quad (8.6.5)$$

где $V_{г}^0$ – теоретический объем газов, м³/кг топлива (м³/м³ топлива);

$V_{H_2O}^0$ – теоретический объем водяных паров, м³/кг топлива (м³/м³ топлива);

V^0 – теоретически необходимый объем воздуха, м³/кг топлива (м³/м³ топлива);

$\alpha_{от}$ – коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной.

8.6.3.3 Суммарное количество оксидов азота M_{NO_x} в пересчете на NO₂, поступающих в атмосферу с отходящими газами газотурбинных установок, г/с, вычисляют по формуле

$$M_{NO_x} = c_{NO_x} \cdot V_{с.г} \cdot B_{к.с} \cdot k_{п}, \quad (8.6.6)$$

где $B_{к.с}$ – расход топлива в камере сгорания, т/ч (тыс. м³/ч);

$k_{п}$ – коэффициент пересчета (при определении выбросов в г/с – $k_{п} = 0,278 \cdot 10^{-3}$).

8.6.4 Удельный выброс ЗВ (массовый выброс) $m_{\text{эс}}^{\text{N}}$, г/кВт·ч, на единицу мощности газогенератора (электростанции) вычисляют по формуле

$$m_{\text{эс}}^{\text{N}} = \frac{3600 M_i}{N_{\text{эс}}}, \quad (8.6.7)$$

где $N_{\text{эс}}$ – мощность энергоустановки, кВт.

8.6.5 Удельный выброс ЗВ (массовый выброс) $m_{\text{эс}}^{\text{тг}}$, г/м³, на единицу топливного газа газогенератора вычисляют по формуле

$$m_{\text{эс}}^{\text{тг}} = \frac{3600 M_i}{Q_{\text{тг}}}, \quad (8.6.8)$$

где $Q_{\text{тг}}$ – объемный расход топливного газа, м³/ч (при 20 °С и 0,1013 МПа).

8.6.6 Валовый выброс ЗВ за отчетный или планируемый период эксплуатации газогенератора $G_{\text{эс}}$, т/период, определяют с учетом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле

$$G_{\text{эс}} = m_{\text{эс}}^{\text{тг}} \cdot Q'_{\text{тг}} \cdot 10^{-6}, \quad (8.6.9)$$

где $Q'_{\text{тг}}$ – расход топливного газа за отчетный или планируемый период эксплуатации энергоустановки, м³/период.

Удельные выбросы ЗВ с отходящими газами газогенераторов приведены в таблице 8.7.

8.7 Порядок расчета удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от трубчатых нагревательных печей

8.7.1 Расчеты выбросов ЗВ при сжигании топлива в трубчатых нагревательных печах подогревателей топливного и пускового газа, подогревателей теплоносителя установок регенерации гликолей (ДЭГ, ТЭГ) и метанола выполняют с учетом положений СТО Газпром 2-1.1.19-307.

Валовые выбросы ЗВ в атмосферу за отчетный (планируемый) период эксплуатации определяют по расчетным параметрам выбросов с учетом удельных показателей выбросов ЗВ с продуктами сгорания трубчатых нагревательных печей.

8.7.2 Расчет выбросов ЗВ с продуктами сгорания трубчатых нагревательных печей

8.7.2.1 Количество выбросов оксида углерода Π_{CO} , кг/ч, вычисляют по формуле

$$\Pi_{\text{CO}} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (B_{\text{ж}} + B_{\text{г}}), \quad (8.7.1)$$

где $B_{\text{ж}}$, $B_{\text{г}}$ – расход жидкого и газообразного топлива, кг/ч.

8.7.2.2 Количество выбросов метана Π_{CH_4} , кг/ч, вычисляют по формуле

$$\Pi_{\text{CH}_4} = 1,5 \cdot 10^{-4} \cdot (B_{\text{ж}} + B_{\text{г}}). \quad (8.7.2)$$

Таблица 8.7 — Удельные выбросы загрязняющих веществ с отходящими газами газогенераторов (электростанций)

Характеристики энергоагрегатов	БТЭС-9,5		ЭТЭС-12		ЭМ-20/11		ЭМ-20,6/26,5		ЭМ-20/25		ЭМ-25/11		ПТЭС-1500		ЭТ-2500М, ПЭС-2500М		ЭТ-2500, ПТЭС-2,5		Уран-2500		
	Технологические показатели																				
Мощность номинальная электрическая, кВт	9500	12000	19100	20600	21820	24400	1500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	
Напряжение (по генератору), кВ	10,5	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5 /6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	
КПД электрический, %	31	33	33,7	34,05	32	34,4	21	20,4	27	20,6	27	20,6	27	20,6	27	20,6	27	20,6	27	20,6	
Расход топлива, м ³ /ч	2958,57	3330,00	6374,29	6944,29	8167,14	7742,43	742,86	1278,57	950,00	875,00	950,00	875,00	950,00	875,00	950,00	875,00	950,00	875,00	950,00	875,00	
Расход топлива, кг/ч	2071	2331	4462	4861	5717	5419,7	520	895	665	612,5	665	612,5	665	612,5	665	612,5	665	612,5	665	612,5	
Давление газа, МПа	2,4	2,4–2,7	2,8	2,8	3	4,5–7,5	1,2	0,883–1,079	2,5	0,883–1,079	2,5	0,883–1,079	2,5	0,883–1,079	2,5	0,883–1,079	2,5	0,883–1,079	2,5	0,883–1,079	
Мощность тепловая расчетная, Гкал/ч	36,0	90,0	82,1	111,0	105,7	74,9	15,0	14,4	14,4	25,0	14,4	25,0	14,4	25,0	14,4	25,0	14,4	25,0	14,4	25,0	
Ресурс двигателя до капремонта, ч	20000	25000	15000	50000	15000	20000	50000	35000	20000	35000	20000	35000	20000	35000	20000	35000	20000	35000	20000	35000	
Полный ресурс двигателя до списания, ч	60000	100000	45000	150000	45000	60000	100000	100000	40000	100000	40000	100000	40000	100000	40000	100000	40000	100000	40000	100000	
Экологические показатели																					
Массовый выброс оксида углерода, г/с	0,386	1,863	2,417	2,681	3,097	3,015	0,097	0,117	0,124	0,168	0,124	0,168	0,124	0,168	0,124	0,168	0,124	0,168	0,124	0,168	
Массовый выброс оксида азота, г/с	1,075	3,196	2,073	2,333	5,487	2,601	0,324	0,429	0,957	0,294	0,957	0,294	0,957	0,294	0,957	0,294	0,957	0,294	0,957	0,294	
Удельные выбросы, г/м ³ топлива:																					
- оксида углерода	0,470	2,014	1,365	1,390	1,365	1,402	0,470	0,329	0,470	0,486	0,470	0,486	0,470	0,486	0,470	0,486	0,470	0,486	0,470	0,486	
- оксидов азота	1,308	3,455	1,171	1,209	2,418	1,209	1,572	1,209	3,628	1,209	3,628	1,209	3,628	1,209	3,628	1,209	3,628	1,209	3,628	1,209	
Удельные выбросы, г/кВт·ч:																					
- оксида углерода	0,146	0,559	0,456	0,469	0,511	0,445	0,233	0,168	0,179	0,242	0,179	0,242	0,179	0,242	0,179	0,242	0,179	0,242	0,179	0,242	
- оксидов азота	0,407	0,959	0,391	0,408	0,905	0,384	0,778	0,618	1,378	0,423	1,378	0,423	1,378	0,423	1,378	0,423	1,378	0,423	1,378	0,423	

Продолжение таблицы 8.7

Характеристики энергоагрегатов	ИЭС-4	ЭГ-6000Т	ЭГ-1000	ИЭС-4	ИЭС-4	ИЭС-6	ИЭС-16	ИЭС-25У	ИЭС-20С	ИЭС-10/95 ВМ	ИЭС-12	ИЭС-16
Технологические показатели												
Мощность номинальная электрическая, кВт	4000	6000	1000	4000	6000	6000	16000	29700	20000	8000	12000	16000
Напряжение (по генератору), кВ	10,5/6,3	10,5/6,3	0,23	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	6,3/10,5	6,3/10,5	10,5	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3
КПД электрический, %	24	30,5	24	23,8	23	23	30,4	30,6	33	24	34	36,3
Расход топлива, м ³ /ч	2142,86	2014,29	457,14	1760,00	2807,14	1965	5571,43	10414,29	4760,00	3492,86	3880,00	4868,57
Расход топлива, кг/ч	1500	1410	320	1232	1965	1965	3900	7290	3332	2445	2716	3408
Давление газа, МПа	1,3–1,5	2,5	1,15	1,2–1,6	0,85–0,9	0,85–0,9	1,8–1,9	1,9	2,5	1,1–1,2	2,4–3,0	2,8–3,4
Мощность тепловая расчетная, Гкал/ч	46,7	19,5	6,7	33,8	12,2	12,2	23,0	42,8	24,9	16,0	16,6	20,2
Ресурс двигателя до капремонта, ч	25000	20000	25000	25000	25000	25000	25000	25000	20000	25000	25000	25000
Полный ресурс двигателя до списания, ч	100000	60000	45000	50000	150000	150000	100000	100000	30000	100000	120000	120000
Экологические показатели												
Массовый выброс оксида углерода, г/с	0,280	0,947	0,067	0,230	1,099	1,099	2,182	4,079	0,888	1,140	0,507	0,381
Массовый выброс оксида азота, г/с	0,864	2,116	0,141	0,591	2,132	2,132	4,016	6,030	1,599	0,587	3,779	1,871
Удельные выбросы, г/м ³ топлива:												
- оксида углерода	0,470	1,692	0,526	0,470	1,410	1,410	1,410	1,410	0,671	1,175	0,470	0,282
- оксидов азота	1,451	3,782	1,111	1,209	2,734	2,734	2,595	2,084	1,209	0,605	3,507	1,384
Удельные выбросы, г/кВт·ч:												
- оксида углерода	0,252	0,568	0,241	0,207	0,660	0,660	0,491	0,494	0,160	0,513	0,152	0,086
- оксидов азота	0,777	1,270	0,508	0,532	1,279	1,279	0,904	0,731	0,288	0,264	1,134	0,421

Окончание таблицы 8.7

Характеристики энергоагрегатов	ТЭС-25		Звезда-ПТ-1500		Надежда		ГТА-6PM		ГТА-8PM		ГТА-10P		ГТА-10PM		ГТНР-16		Урал-6000		ГТУ-2,5П		ЭЛ2, ЭЛ7	
	Мощность номинальная электрическая, кВт	25000	1520	16300	6000	8000	10300	10000	16000	6140	2620,00	1500										
Мощность номинальная электрическая, кВт	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3
Напряжение (по генератору), кВ	40	24,5	44	22,7	23,2	32,5	27,4	32	27,3	20,60	38,3											
КПД электрический, %	6742,86	611,43	3908,57	2788,57	3638,57	3240,00	3850,00	5142,86	2451,43	1310,00	475,71											
Расход топлива, м ³ /ч	4720	428	2736	1952	2547	2268	2695	3600	1716	917	333											
Расход топлива, кг/ч	4,5–5,0	–	2,5	1,6–1,9	–	1,5	–	1,5	1,6–1,8	1,0–1,2	–											
Давление газа, МПа	27,0	1,4	–	28,2	18,9	–	18,9	–	12,1	6,3	–											
Мощность тепловая расчетная, Гкал/ч	25000	60000	40000	30000	25000	30000	25000	30000	30000	25000	100000											
Ресурс двигателя до капремонта, ч	120000	180000	20000	120000	100000	120000	100000	120000	120000	120000	50000											
Полный ресурс двигателя до списания, ч																						
Экологические показатели																						
Массовый выброс оксида углерода, г/с	0,528	0,056	0,497	0,182	0,950	2,538	1,206	1,343	0,256	0,171	0,062											
Массовый выброс оксида азота, г/с	2,123	0,144	1,313	1,659	1,711	2,177	2,069	2,764	0,823	0,440	0,160											
Удельные выбросы, г/м ³ топлива:																						
- оксида углерода	0,282	0,329	0,458	0,235	0,940	2,820	1,128	0,940	0,376	0,470	0,470											
- оксидов азота	1,134	0,846	1,209	2,142	1,693	2,418	1,935	1,935	1,209	1,209	1,209											
Удельные выбросы, г/кВт·ч:																						
- оксида углерода	0,076	0,132	0,110	0,109	0,428	0,887	0,434	0,302	0,150	0,235	0,149											
- оксидов азота	0,306	0,340	0,290	0,996	0,770	0,761	0,745	0,622	0,483	0,605	0,383											

8.7.2.3 Количество суммарных выбросов оксидов азота Π_{NO_x} , кг/ч, вычисляют по формуле

$$\Pi_{\text{NO}_x} = V_{\Gamma} \cdot C_{\text{NO}_x} \cdot 10^{-6}, \quad (8.7.3)$$

где V_{Γ} – объемный расход уходящих влажных продуктов сгорания; определяют в зависимости от энергетического эквивалента газообразного топлива, $\text{нм}^3/\text{ч}$;

C_{NO_x} – концентрация оксидов азота в продуктах сгорания; определяют в зависимости от коэффициентов, учитывающих влияние конструкций и компоновки горелок, изменения их тепловой мощности, $\text{мг}/\text{нм}^3$.

8.7.3 Концентрацию вредных веществ C_{Π} , $\text{мг}/\text{м}^3$, выбрасываемых с продуктами сгорания, вычисляют по формуле

$$C_{\Pi} = \frac{\Pi_i \cdot 10^6}{V_{\text{пс}} \cdot 3600}. \quad (8.7.4)$$

8.7.4 Мощность выбросов ЗВ в атмосферу с продуктами сгорания трубчатых печей M_{Π} , г/с, определяют по формуле

$$M_{\Pi} = 0,278 \cdot \Pi_i. \quad (8.7.5)$$

8.7.5 Удельный выброс ЗВ (массовый выброс) m_{Π}^{N} , г/кВт·ч, на единицу мощности энергоустановки вычисляют по формуле

$$m_{\Pi}^{\text{N}} = \frac{3600 M_i}{N} = \frac{1000 \Pi_i}{N}, \quad (8.7.6)$$

где N – мощность трубчатой печи, кВт.

8.7.6 Удельный выброс ЗВ (массовый выброс) $m_{\Pi}^{\text{тг}}$, г/м³, на единицу топливного газа энергоустановки, вычисляют по формуле

$$m_{\Pi}^{\text{тг}} = \frac{3600 M_{\Pi}}{Q_{\text{тг}}} = \frac{1000 \Pi_i}{Q_{\text{тг}}}, \quad (8.7.7)$$

где $Q_{\text{тг}}$ – объемный расход топливного газа, м³/ч (при 20 °С и 0,1013 МПа).

8.7.7 Валовый выброс ЗВ за отчетный или планируемый период эксплуатации энергоустановки G_{Π} , т/период, определяют с учетом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю – расходу топливного газа по формуле

$$G_{\Pi} = m_{\Pi}^{\text{тг}} \cdot Q'_{\text{тг}} \cdot 10^{-6}, \quad (8.7.8)$$

где $Q'_{\text{тг}}$ – расход топливного газа за отчетный или планируемый период эксплуатации энергоустановки, м³/период.

Удельные выбросы ЗВ с отходящими газами трубчатых нагревательных печей – подогревателей газа приведены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 — Удельные выбросы загрязняющих веществ с отходящими газами подогревателями газа

Тип установки	ПТПГ-30 ООО «Газпроммаш»	ПГ-30 ОАО «Газстройдеталь»	ПТПГ-30М, ПТПГ-30М-01 ООО «Газпроммаш»	ГПМ-ПТПГ-100 ООО «Газпроммаш», г. Саратов	ГПМ-ПТПГ-200 ООО «Шекинский завод РТО»	ПТПГ-5	ПТПГ-10	ПТПГ-15М
Номинальная тепловая производительность, кВт	1080	1500	1080	104	235	170	300	500
Номинальная тепловая производительность, Ккал/ч	930000	1290000	930000	90000	200000	145000	258000	435000
Номинальный расход топливного газа (при $Q_{гр} = 8000$ ккал/нм ³), нм ³ /ч, не более	65	150	110	33	33	22	36	80
Номинальное/рабочее давление подогретого газа, МПа (кгс/см ²)	65	61,0	54,5	12–775	12–775	75	75	75
Максимальное давление нагреваемого газа на входе в подогреватель, кгс/см ²	75	73,5	108	75	73,5	75	73,5	108
Расход подогретого газа, нм ³ /ч	Номинальный	25000	25000	25000	10000	5000	10000	15000
	Минимальный	7500	3000	15000	2670	2000	4000	6000
	Максимальный	30000	31500	30000	100000	5000	10000	15000
Давление топливного газа перед горелками и запальником, кПа (кгс/см ²)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,4	0,4	0,7
Температура подогретого газа на входе в подогреватель, °С	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20
Температура на выходе из подогревателя, °С	Топливного газа	25	25	25	25	25	25	25
	Пускового газа	15	15	15	15	15	15	15
Максимально допустимая температура подогретого газа на выходе из подогревателя, °С	70	70	70	70	70	70	70	70
Входное давление газа, МПа, не более	7,35	7,35	7,5	7,35	7,35	7,35	7,35	9,8
Площадь поверхности нагрева, м ²	11	11,2	6,7	11,5	11,2	11,5	11,2	6,7
Температура продуктов сгорания выхлопной трубы, °С	250	200	200	250	200	250	200	200
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы), г/с	0,47	0,99	0,7235	0,2401	0,2171	0,16	0,24	0,5263
Высота выхлопной трубы, м	3–14,4	4,5	8,17	3–14,4	4,5	3–14,4	4,5	8,17
Диаметр выхлопной трубы, м	0,3–0,755	0,755	0,5	0,3–0,755	0,755	0,3–0,755	0,755	0,5
Максимально-разовый выброс, г/с	Оксиды азота суммарно	0,034	0,078	0,057	0,017	0,012	0,019	0,042
	Углерода оксид	0,019	0,044	0,032	0,010	0,006	0,011	0,023
Удельный выброс, г/м ³ топливно- го газа	Оксиды азота суммарно	0,0049	0,0113	0,0083	0,0025	0,0083	0,0068	0,0100
	Углерода оксид	0,0027	0,0063	0,0046	0,0014	0,0046	0,0038	0,0056
Удельный выброс, г/Ккал	Оксиды азота суммарно	0,00013	0,00022	0,00022	0,00069	0,00029	0,00026	0,00035
	Углерода оксид	0,00007	0,00012	0,00012	0,00038	0,00017	0,00015	0,00019
Удельный выброс, г/кВт	Оксиды азота суммарно	0,113	0,188	0,191	0,595	0,244	0,226	0,300
	Углерода оксид	0,063	0,105	0,107	0,352	0,136	0,126	0,168

Продолжение таблицы 8.8

Тип установки	ПТПГ-30	ПТПГ-30 АО «Факел»	ПТПГ-30М	PLENTI	«Бамак-Секометалл»	Секометалл 04-Д-581	GREUSOT-LOIRE	ОЗ-Д 523	ГП-606	БП-28
Номинальная тепловая производительность, кВт	1200	1120	1112	1550	215	105	215	215	606	488
Номинальная тепловая производительность, Ккал/ч	1032000	963200	956320	1333000	185000	90700	185000	185000	521200	420000
Номинальный расход топливного газа (при $Q_{гр} = 8000$ ккал/нм ³), нм ³ /ч, не более	145	115	110	220	90	90	180-200	200	120	87,8
Номинальное/рабочее давление подогретого газа, МПа (кгс/см ²)	65	61,0	54,5	39,5-49	46-53	97,5	76	62,5-63,5	35-75	35-75
Максимальное давление нагреваемого газа на входе в подогреватель, кгс/см ²	75	73,5	100,4	73,5-80	76	110	110	75	82,5	75
Расход подогретого газа, нм ³ /ч	Номинальный	25000	89000	22256	90700	90700	90700	115	160	160
	Минимальный	2670	2870	2500	33000	33000	33000	115	160	160
	Максимальный	31500	31500	31500	49117	90700	90700	115	160	160
Давление топливного газа перед горелками и запальником, кПа (кгс/см ²)	0,69	0,6	0,7	145-245	0,5-1,8	0,5-1,08	0,5-1,8	0,69	3	3
Температура подогретого газа на входе в подогреватель, °С	-20	-20	-20	15	-10	-8	-10±30	-20	-15	-15
Температура на выходе из подогревателя, °С	Топливного газа	25	25	40-50	70	70	40-45	25	40-75	40-75
	Пускового газа	15	15	15	15	40-50	40-45	15	50	15
Максимально допустимая температура подогретого газа на выходе из подогревателя, °С	90	70	70	50-70	90	70	70	70	75	75
Входное давление газа, МПа, не более	7,35	7,35	7,5	7,35-8,0	8	7,5	7,5	7,5	7,35	7,35
Площадь поверхности нагрева, м ²	11,5	11,2	6,7	11,2	11,2	11,2	3,0	-	3,0	3,0
Температура продуктов сгорания выхлопной трубы, °С	250	200	200	250	200	200	200	200	200	200
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы), г/с	1,05	0,76	0,72	1,6	0,59	0,59	1,18	1,32	0,79	0,58
Высота выхлопной трубы, м	3-14,4	4,5	8,17	4,5-1	6,09	5,5	6-7	7,5	6,85-10,2	6,85
Диаметр выхлопной трубы, м	0,3-0,755	0,755	0,5	0,3-0,6	0,3	0,2	0,3	0,5	0,2-0,4	0,4
Максимально-разовый выброс, г/с	Оксиды азота суммарно	0,076	0,056	0,057	0,115	0,047	0,094	0,104	0,063	0,046
	Углерода оксид	0,042	0,034	0,032	0,064	0,026	0,026	0,053	0,035	0,026
Удельный выброс, г/м ³ топливного газа	Оксиды азота суммарно	0,0109	0,0081	0,0023	0,0186	0,0019	0,0037	3,2650	1,4085	1,0305
	Углерода оксид	0,0061	0,0048	0,0013	0,0104	0,0010	0,0021	1,8261	0,7874	0,5761
Удельный выброс, г/Ккал	Оксиды азота суммарно	0,00026	0,00021	0,00022	0,00031	0,00091	0,00182	0,00203	0,00043	0,00039
	Углерода оксид	0,00015	0,00013	0,00012	0,00017	0,00051	0,00102	0,00114	0,00024	0,00022
Удельный выброс, г/кВт	Оксиды азота суммарно	0,227	0,180	0,186	0,266	0,785	1,569	1,746	0,372	0,338
	Углерода оксид	0,127	0,108	0,104	0,149	0,440	0,879	0,977	0,208	0,189

Окончание таблицы 8.8

Тип установки	VN20.1600.500-80.150.1	687 VN 20.1600.500.80.150.1	VN 20.1300	H 500/2	Нуово-Пиньон	
Номинальная тепловая производительность, кВт	1511	687	1511	1550	1550	
Номинальная тепловая производительность, Ккал/ч	1300000	591000	1300000	1333000	1333000	
Номинальный расход топлива газа (при $Q_{\text{нр}} = 8000 \text{ ккал/нм}^3$, $\text{нм}^3/\text{ч}$, не более	220	95	220	220	145	
Номинальное/рабочее давление подогретого газа, МПа (кгс/см ²)	55	75	75	39,2	600	
Максимальное давление нагреваемого газа на входе в подогреватель, кгс/см ²	75	75	75	73,6	75	
Расход подогретого газа, $\text{нм}^3/\text{ч}$	Номинальный	18800	22256	22256	22256	
	Минимальный	18800	21600	22256	22256	
	Максимальный	49117	22244	49117	49117	
Давление топливного газа перед горелками и запальником, кПа (кгс/см ²)	2,45	2,5	2,45	2,45	1,5	
Температура подогретого газа на входе в подогреватель, °С	-15±30	-15	-15±30	-15±30	-20±30	
Температура на выходе из подогревателя, °С	Топливного газа	45	40-45	30	45-50	
	Пускового газа	45	40-45	30	45-50	
Максимально допустимая температура подогретого газа на выходе из подогревателя, °С	50	45	50	100	80	
Входное давление газа, МПа, не более	7,36	75	7,35	80	7,35	
Площадь поверхности нагрева, м ²		54,6	6,7	10,4	10,0	
Температура продуктов сгорания выхлопной трубы, °С	200	250	200	200	200	
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы), г/с	1,45	0,69	1,45	1,45	0,95	
Высота выхлопной трубы, м	4,5	7,12	7,12	2,5	6	
Диаметр выхлопной трубы, м	0,56	550	0,55	0,3	0,3	
Максимально-разовый выброс, г/с	Оксиды азота суммарно	0,115	0,115	0,115	0,076	
	Углерода оксид	0,064	0,028	0,064	0,064	0,042
Удельный выброс, г/м ³ топливного газа	Оксиды азота суммарно	0,0186	0,0095	0,0186	0,0186	0,0122
	Углерода оксид	0,0104	0,0053	0,0104	0,0104	0,0068
Удельный выброс, г/Ккал	Оксиды азота суммарно	0,00032	0,00030	0,00032	0,00031	0,00020
	Углерода оксид	0,00018	0,00017	0,00018	0,00017	0,00011
Удельный выброс, г/кВт	Оксиды азота суммарно	0,273	0,259	0,273	0,266	0,176
	Углерода оксид	0,153	0,145	0,153	0,149	0,098

8.8 Порядок расчета удельных выбросов загрязняющих веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей

8.8.1 Валовые выбросы ЗВ в атмосферу за отчетный (планируемый) период эксплуатации определяют по расчетным параметрам выбросов для горизонтальных, высотных и наземных факельных установок с учетом удельных выбросов ЗВ.

Качественный состав выбросов ЗВ от факельных установок приведен в таблице 8.9.

8.8.2 Мощность выброса метана, оксида углерода, оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи M_{ϕ} , г/с, вычисляют по формуле

$$M_{\phi} = УВ \cdot G_{\phi}, \quad (8.8.1)$$

где $УВ$ – удельные выбросы i ЗВ, г/г сжигаемой смеси;

G_{ϕ} – массовый расход сжигаемых углеводородных смесей и природного газа, г/с.

Удельные выбросы метана, оксида углерода, оксидов азота определяют по таблице 8.10.

8.8.3 Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с, вычисляют по формуле

$$M_{CO_2} = 0,01 \cdot G_{\phi} \cdot (3,67 \cdot n [C]_m + [CO_2]_m) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C, \quad (8.8.2)$$

где n – полнота сгорания углеводородной смеси и природного газа;

$[C]_m$, $[CO_2]_m$ – массовое содержание углерода и диоксида углерода в сжигаемой смеси, % масс.;

M_{CO} , M_{CH_4} , M_C – мощность выброса оксида углерода, метана и сажи, г/с.

Содержание диоксида углерода в сжигаемой углеводородной смеси $[CO_2]_m$ принимают по данным лабораторного анализа.

Удельные выбросы ЗВ на единицу массы сжигаемой смеси при условии бессажевого сжигания и сжигания с выделением сажи принимают по таблице 8.11.

8.8.4 Для углеводородных смесей сернистых газовых и газоконденсатных месторождений мощность выбросов диоксида серы (SO_2), сероводорода (H_2S) и меркаптанов (RSH) вычисляют по формулам:

$$M_{SO_2} = 0,02 [S]_m \cdot G_{\phi} \cdot n; \quad (8.8.3)$$

$$M_{H_2S} = 0,01 [H_2S]_m \cdot G_{\phi} \cdot (1 - n); \quad (8.8.4)$$

$$M_{RSH} = 0,01 [RSH]_m \cdot G_{\phi} \cdot (1 - n), \quad (8.8.5)$$

где n – полнота сгорания углеводородной смеси (для газовых и газоконденсатных смесей – 0,9984, для углеводородных конденсатов – 0,873).

Содержание сероводорода $[H_2S]_m$, меркаптанов $[RSH]_m$, общей серы $[S]_m$ в сжигаемой углеводородной смеси принимается по данным лабораторного анализа.

Таблица 8.9 – Состав выбросов загрязняющих веществ от факельных установок

Месторождение	Факельная установка	Сжигаемая смесь	Выбрасываемые вещества	
Бессернистое	Горизонтальная, высотная	Некондиционные газовые и газоконденсатные смеси	Оксид углерода (CO)	
			Диоксид углерода (CO ₂)	
			Оксиды азота (NO _x)	
			Метан (CH ₄)	
Сернистое		Природный газ***	Сажа (C ^{**})	
			Оксид углерода (CO)	
			Диоксид углерода (CO ₂)	
			Оксиды азота (NO _x [*])	
	Метан (CH ₄)			
	Сажа (C ^{**})			
Бессернистое	Наземная	Некондиционный углеводородный конденсат	Оксид углерода (CO)	
			Диоксид углерода (CO ₂)	
			Оксиды азота (NO _x [*])	
			Углеводороды по CH ₄	
		Сернистое	Природный газ***	Сажа (C)
				Оксид углерода (CO)
				Диоксид углерода (CO ₂)
				Оксиды азота (NO _x [*])
		Углеводороды по CH ₄		
		Сажа (C)		
		Диоксид серы (SO ₂)		
		Сероводород (H ₂ S)		
		Меркаптаны (RSH)		

* При горении углеводородной смеси и природного газа образуется оксид азота (NO), который при быстром охлаждении в среде атмосферного воздуха переходит в диоксид азота (NO₂).

** Сажа образуется и контролируется на горизонтальных и высотных установках только в случаях несоблюдения условия беспламенного горения.

*** При сжигании природного газа на дежурных горелках горизонтальных, высотных и наземных факельных установок сажа не образуется.

Таблица 8.10 – Удельные выбросы загрязняющих веществ от факельных установок

Факельная установка	Сжигаемая смесь	Вредное вещество	Удельные выбросы, г/г сжигаемой смеси
Горизонтальная, высотная	Некондиционные газовые и газоконденсатные смеси	Оксид углерода (CO)	0,0200
		Оксиды азота (NO _x) в пересчете на NO ₂	0,0030
		Метан (CH ₄) и другие углеводороды (кроме содержащих серу) в пересчете на CH ₄	0,0005
		Сажа (C)	0,0*
Наземная (яма-амбар)	Некондиционный углеводородный конденсат	Оксид углерода (CO)	0,2500
		Оксиды азота (NO _x) в пересчете на NO ₂	0,0020
		Углеводороды (кроме содержащих серу) в пересчете на CH ₄	0,0300
		Сажа (C)	0,0300
Горизонтальная, высотная, наземная (дежурные горелки и факельный ствол)	Природный газ	Оксид углерода (CO)	0,0200
		Оксиды азота (NO _x) в пересчете на NO ₂	0,0030
		Метан (CH ₄) и другие углеводороды (кроме содержащих серу) в пересчете на CH ₄	0,0005

* При соблюдении условия $W_{ист}/W_{зв} > 0,2$ беспламенного горения сажа не выделяется, в противном случае мощность выброса сажи вычисляют при $УВ_{сажи} = 0,002$.

Таблица 8.11 – Удельные выбросы загрязняющих веществ от факельных установок при условии бессажевого сжигания и сжигания с выделением сажи

Удельные выбросы, кг/кг сжигаемой смеси	Бессажевое сжигание	Сжигание с выделением сажи
Оксид углерода	0,020	0,250
Оксиды азота	0,003	0,002
Сажа	–	0,030

8.8.5 Массовый выброс i -го ЗВ от горизонтальных, высотных и наземных факельных установок P_{ϕ} , т/год, вычисляют по формуле

$$P_{\phi} = 0,0036 \cdot \tau_{\phi} \cdot M_i, \quad (8.8.6)$$

где τ_{ϕ} – продолжительность работы факельной установки, ч/год;

M_i – мощность выброса i ЗВ, г/с.

8.8.6 Валовый выброс ЗВ за отчетный или планируемый период эксплуатации горизонтальных, высотных и наземных факельных установок G_{ϕ}^1 , т/период, определяют с учетом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю (расходу топливного газа) по формуле

$$P_{\phi}^1 = 0,0036 \cdot \tau_1 \cdot UV_i \cdot G_{\phi}^1 = \tau_1 \cdot UV_i \cdot G_i \cdot 10^{-6}, \quad (8.8.7)$$

где UV_i – удельные выбросы ЗВ, г/г сжигаемой смеси;

G_{ϕ}^1 – массовый расход углеводородных смесей и природного газа за отчетный или планируемый период времени, г/период.

8.9 Порядок расчета удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от дизель-генераторных установок

8.9.1 Расчет параметров выбросов ЗВ в атмосферу для всех типов стационарных дизельных установок (дизель-генераторы, мотопомпы, мотокомпрессоры, мотовентиляторы и т.п.) осуществляют по усредненным значениям удельных выбросов в зависимости от мощности и частоты вращения коленчатого вала дизельного двигателя, от нагрузочно-скоростного режима работы силовой установки и совокупности установившихся дискретных режимов для отчетного (планируемого) периода эксплуатации.

Расчеты выбросов ЗВ, поступающих в атмосферу с отработавшими газами стационарных дизельных установок, выполняют для оксида углерода (СО), оксидов азота (в пересчете на NO_2), углеводородов (СН), сажи (С), диоксида серы (SO_2), формальдегида (CH_2O) и бенз(а)пирена (БП).

8.9.2 Мощность выброса стационарной дизельной установки i вещества M_i , г/с, вычисляют по формуле

$$M_i = \frac{1}{3600} \cdot e_{M_i} P_{\text{Э}}, \quad (8.9.1)$$

где e_{M_i} – удельный выброс i ЗВ на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт·ч, определяют по таблице 8.12;

$P_{\text{Э}}$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

8.9.3 Массовый выброс от стационарной дизельной установки i вещества за год $W_{\text{Э}_i}$, т/год, вычисляют по формуле

$$W_{\text{Э}_i} = q_{\text{Э}_i} G_{\text{Т}} \cdot 10^{-6}, \quad (8.9.2)$$

где $q_{\text{Э}_i}$ – удельный выброс i ЗВ на один килограмм дизельного топлива при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, г/кг топлива, принимают по таблице 8.13;

$G_{\text{Т}}$ – массовый расход топлива стационарной дизельной установкой, кг/год, принимают по отчетным данным об эксплуатации установки.

Таблица 8.12 – Значения удельного выброса загрязняющих веществ на единицу полезной работы для различных групп стационарных дизельных установок

Группы дизельных установок*	Удельный выброс загрязняющих веществ, г/кВт·ч						
	СО	NO _x	СН	С	SO ₂	СН ₂ О	БП
	До капитального ремонта						
А	7,2	10,3	3,6	0,7	1,1	0,15	1,3·10 ⁻⁵
Б	6,2	9,6	2,9	0,5	1,2	0,12	1,2·10 ⁻⁵
В	5,3	8,4	2,4	0,35	1,4	0,1	1,1·10 ⁻⁵
Г	7,2	10,8	3,6	0,6	1,2	0,15	1,3·10 ⁻⁵
	После капитального ремонта						
А	8,6	9,8	4,5	0,9	1,2	0,2	1,6·10 ⁻⁵
Б	7,4	9,1	3,6	0,65	1,3	0,15	1,5·10 ⁻⁵
В	6,4	8,0	3,0	0,45	1,5	0,12	1,4·10 ⁻⁵
Г	8,6	10,3	4,5	0,75	1,3	0,2	1,6·10 ⁻⁵

*Группы дизельных установок:
 А – маломощные, быстроходные и повышенной быстроходности ($N_{\text{с}} < 73,6$ кВт, $n = 1000-3000$ мин⁻¹);
 Б – средней мощности, средней быстроходности и быстроходные ($N_{\text{с}} = 73,6-736$ кВт, $n = 500-1500$ мин⁻¹);
 В – мощные, средней быстроходности ($N_{\text{с}} = 736-7360$ кВт, $n = 500-1000$ мин⁻¹);
 Г – мощные, повышенной быстроходности, многоцилиндровые ($N_{\text{с}} = 736-7360$ кВт, $n = 1500-3000$ мин⁻¹, $i > 30$).

Таблица 8.13 – Значения удельного выброса загрязняющих веществ на единицу топлива для различных групп стационарных дизельных установок

Группы дизельных установок	Удельный выброс загрязняющих веществ, г/кг топлива						
	CO	NO _x	CH	C	SO ₂	CH ₂ O	БП
До капитального ремонта							
А	30	43	15,0	3,0	4,5	0,6	5,5·10 ⁻⁵
Б	26	40	12,0	2,0	5,0	0,5	5,5·10 ⁻⁵
В	22	35	10,0	1,5	6,0	0,4	4,5·10 ⁻⁵
Г	30	45	15,0	2,5	5,0	0,6	5,5·10 ⁻⁵
После капитального ремонта							
А	36	41	18,8	3,75	4,6	0,7	6,9·10 ⁻⁵
Б	31	38	15,0	2,5	5,1	0,6	6,3·10 ⁻⁵
В	26	33	12,5	1,9	6,1	0,5	5,6·10 ⁻⁵
Г	36	43	18,8	3,15	5,1	0,7	6,9·10 ⁻⁵

8.9.4 Валовый выброс ЗВ за отчетный или планируемый период эксплуатации стационарной дизельной установки $G_{дз}^1$, т/период, определяют с учетом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле

$$G_{дз}^1 = UV_1 \cdot G_{дз} \cdot 10^{-6}, \quad (8.9.3)$$

где UV_1 – удельные выбросы ЗВ, г/кг топлива;

$G_{дз}$ – расход топлива за отчетный или планируемый период эксплуатации, кг/период.

Удельные выбросы ЗВ с дымовыми газами дизельных установок приведены в таблице 8.14.

8.10 Порядок расчета удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котлоагрегатов

8.10.1 Расчет выбросов ЗВ с выхлопными газами котлов выполняют по технологическим данным исходя из наибольшей нагрузки котельной установки за отчетный период при сжигании природного газа с учетом положений СТО Газпром 2-1.19-307.

Валовые выбросы ЗВ в атмосферу за отчетный (планируемый) период эксплуатации определяют по расчетным параметрам выбросов с учетом удельных выбросов ЗВ с выхлопными газами котлоагрегатов.

8.10.2 Расчет выбросов оксидов азота

8.10.2.1 Суммарное количество оксидов азота NO_x (в пересчете на NO₂), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами, M_{NO_x} , г/с (т/год), вычисляют по формуле

$$M_{NO_x} = B_p \cdot Q_1^f \cdot K_{NO_2}^r \cdot \beta_k \cdot \beta_t \cdot \beta_\alpha \cdot (1 - \beta_r) \cdot (1 - \beta_\delta) \cdot k_n, \quad (8.10.1)$$

где B_p – расчетный расход топлива, нм³/с (тыс. нм³/год), при работе котла в соответствии с режимной картой; принимают равным фактическому расходу топлива на котел, $B_p = B$;

Таблица 8.14 — Удельные показатели выбросов загрязняющих веществ с дымовыми газами дизельных установок

Показатели	ЭД-60А	ЭД-100А	ЭД-200А, ЭД-200Р-С2, ЭД-200С, АСДА-200	ДГ-200М, АСД-200	ЭД100 (Т400-РПМ2)	ЭД60 (Т400-РП)	ЭД30 (Т400-РПМ1)	ЭД-6	КАС-500АМ, КАС-500БК	ЭД-5	АСГД-500	ЭД-630С	АСПП-630	АС-630АМ
Мощность номинальная электрическая, кВт	60	100	200	200	100	60	30	315	500	500	500	630	630	630
Напряжение, кВ	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4 (0,69)	0,4	0,4
КПД электрический, %	33,5	32	33,5	34,5	33,5	34,5	34	37	34	37	34	34,5	34	34
Расход топлива, кг/ч	14,6	23,6	47,2	48	25	13,8	8,85	63	106	112	115	138,6	140	130
Расход топлива, м ³ /ч	0,017	0,027	0,055	0,056	0,029	0,016	0,010	0,073	0,123	0,130	0,134	0,161	0,163	0,151
Расход топлива, г/кВт·ч	243	236	236	240	250	230	295	200	212	224	230	220	222	206
Объемный расход отработавших газов, м ³ /с	0,34	0,56	1,15	1,02	0,61	0,34	0,21	1,61	2,70	2,79	2,67	3,52	3,41	3,63
Массовые выбросы загрязняющих веществ, г/с														
Оксиды азота суммарно (по NO ₂)	0,174	0,262	0,524	0,533	0,278	0,165	0,106	0,700	1,178	1,244	1,278	1,540	1,556	1,444
Оксид углерода	0,122	0,170	0,341	0,347	0,181	0,115	0,074	0,455	0,766	0,809	0,831	1,001	1,011	0,939
Бенз(а)пирен	0,000002	0,000004	0,000007	0,000007	0,000004	0,000002	0,000001	0,000001	0,0000016	0,0000017	0,0000018	0,0000021	0,0000021	0,000002
Керосин	0,061	0,079	0,157	0,160	0,083	0,058	0,037	0,210	0,353	0,373	0,383	0,462	0,467	0,433
Оксид серы (в пересчете на SO ₂)	0,018	0,033	0,066	0,067	0,035	0,017	0,011	0,088	0,147	0,156	0,160	0,193	0,194	0,181
Сажа	0,012	0,013	0,026	0,027	0,014	0,012	0,007	0,035	0,059	0,062	0,064	0,077	0,078	0,072
Формальдегид	0,002	0,003	0,007	0,007	0,003	0,002	0,001	0,009	0,015	0,016	0,016	0,019	0,019	0,018
Удельные выбросы на расход топлива, г/гис. м ³														
Оксиды азота суммарно (по NO ₂)	36,981	34,400	34,400	34,400	34,400	36,979	36,980	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400
Оксид углерода	25,800	22,360	22,360	22,360	22,360	25,800	25,800	22,360	22,360	22,360	22,360	22,360	22,360	22,360
Бенз(а)пирен	0,000042	0,000052	0,000046	0,000045	0,000050	0,000045	0,000035	0,000049	0,000047	0,000047	0,000048	0,000047	0,000046	0,000048
Керосин	12,900	10,320	10,320	10,320	10,320	12,900	12,900	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320
Оксид серы (в пересчете на SO ₂)	3,870	4,300	4,300	4,300	4,300	3,870	3,870	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Сажа	2,580	1,720	1,720	1,720	1,720	2,580	2,580	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Формальдегид	0,516	0,430	0,430	0,430	0,430	0,516	0,516	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430

Продолжение таблицы 8.14

Показатели	ЭД-1000С	ЭД-2	ЭД-16 (Т400-1ВП)	ЭД8 (Т400-1ВП)	АД-30	АД-50	АД-60	АД-100	АД-200	Звезда- 500НК-02М3	Звезда- 630НК-02М3	Звезда- 630НК-03М3	Звезда- 500НК-01М3	Звезда- 630НК-01М3
Мощность номинальная электрическая, кВт	1000	1500	16	8	30	50	60	100	200	500	600	630	500	630
Напряжение, кВ	10,5/6,3	10,5/6,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
КПД электрический, %	34,7	37,8	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	34	34,5	34	34,5	34	34,5	34
Расход топлива, кг/ч	230	337	5,04	2,48	8,7	14,75	17,82	30	62	114,176	133,8	146,79	113,5	141,75
Расход топлива, м ³ /ч	0,267	0,392	0,006	0,003	0,010	0,017	0,021	0,035	0,072	0,133	0,156	0,171	0,132	0,165
Расход топлива, г/кВт·ч	230	224	315	310	290	295	297	300	310	223	223	233	227	225
Объемный расход отработавших газов, м ³ /с	4,64	7,91	0,12	0,06	0,21	0,36	0,43	0,73	1,51	2,77	3,25	3,57	2,76	3,44
Массовые выбросы загрязняющих веществ, г/с														
Оксиды азота суммарно (по NO ₂)	2,236	3,276	0,060	0,030	0,104	0,176	0,213	0,333	0,689	1,269	1,487	1,631	1,261	1,575
Оксид углерода	1,406	2,059	0,042	0,021	0,073	0,123	0,149	0,217	0,448	0,825	0,966	1,060	0,820	1,024
Бенз(а)пирен	0,0000029	0,0000042	7,7E-08	3,7E-08	0,0000011	0,0000002	0,0000003	0,0000005	0,0000009	0,0000017	0,000002	0,0000022	0,0000017	0,0000022
Керосин	0,639	0,636	0,021	0,010	0,036	0,061	0,074	0,100	0,207	0,381	0,446	0,489	0,378	0,473
Оксид серы (в пересчете на SO ₂)	0,383	0,562	0,006	0,003	0,011	0,018	0,022	0,042	0,086	0,159	0,186	0,204	0,158	0,197
Сажа	0,096	0,140	0,004	0,002	0,007	0,012	0,015	0,017	0,034	0,063	0,074	0,082	0,063	0,079
Формальдегид	0,026	0,037	0,001	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,009	0,016	0,019	0,020	0,016	0,020
Удельные выбросы на расход топлива, г/тыс. м ³														
Оксиды азота суммарно (по NO ₂)	30,100	30,100	36,980	36,980	36,980	36,980	36,980	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400
Оксид углерода	18,920	18,920	25,800	25,800	25,800	25,800	25,800	22,360	22,360	22,360	22,360	22,360	22,360	22,360
Бенз(а)пирен	0,000039	0,000039	0,000047	0,000046	0,000036	0,000042	0,000052	0,000052	0,000045	0,000046	0,000046	0,000046	0,000046	0,000048
Керосин	8,600	5,844	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320
Оксид серы (в пересчете на SO ₂)	5,160	5,160	3,870	3,870	3,870	3,870	3,870	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Сажа	1,290	1,290	2,580	2,580	2,580	2,580	2,580	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Формальдегид	0,344	0,344	0,516	0,516	0,516	0,516	0,516	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430

Продолжение таблицы 8.14

Показатели	Звезда-800НК-02МЗ	Звезда-1000НК-02МЗ	ЭД2/ЭД7	БЭС-630	КАС-500	КАС-630	АС-804Р	ЭД-500Т	Volvo-250
Мощность номинальная электрическая, кВт	800	1005	1500	630	500	630	630	500	250
Напряжение, кВ	0,4	0,4	6,3/10,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
КПД электрический, %	34,5	34,5	38,3	93,5	32	94	94	93,5	34,5
Расход топлива, кг/ч	178,4	216,075	325,5	151,2	100	122,9	154,4	120	55
Расход топлива, м ³ /ч	0,207	0,251	0,378	0,176	0,116	0,143	0,180	0,140	0,064
Расход топлива, г/кВт·ч	223	215	217	240	200	195	245	240	220
Объемный расход отработавших газов, м ³ /с	4,33	5,25	7,91	3,75	3,04	3,44	3,75	2,91	1,34
Массовые выбросы загрязняющих веществ, г/с									
Оксиды азота суммарно (по NO ₂)	1,734	2,101	3,165	1,680	1,111	1,366	1,716	1,333	0,611
Оксид углерода	1,090	1,320	1,989	1,092	0,722	0,888	1,115	0,867	0,397
Бенз(а)пирен	0,0000022	0,0000027	0,0000041	0,0000023	0,0000015	0,0000019	0,0000024	0,0000018	0,0000008
Керосин	0,496	0,600	0,904	0,504	0,333	0,410	0,515	0,400	0,183
Оксид серы (в пересчете на SO ₂)	0,297	0,360	0,543	0,210	0,139	0,171	0,214	0,167	0,076
Сажа	0,074	0,090	0,136	0,084	0,056	0,068	0,086	0,067	0,031
Формальдегид	0,020	0,024	0,036	0,021	0,014	0,017	0,021	0,017	0,008
Удельные выбросы на расход топлива, г/тыс. м ³									
Оксиды азота суммарно (по NO ₂)	30,100	30,100	30,100	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400
Оксид углерода	18,920	18,920	18,920	22,360	22,360	22,360	22,360	22,360	22,360
Бенз(а)пирен	0,000038	0,000039	0,000039	0,000047	0,000046	0,000048	0,000048	0,000046	0,000045
Керосин	8,600	8,600	8,600	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320
Оксид серы (в пересчете на SO ₂)	5,160	5,160	5,160	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Сажа	1,290	1,290	1,290	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Формальдегид	0,344	0,344	0,344	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430

Окончание таблицы 8.14

Показатели	Воля-200	Звезда-630НК	Звезда-1000НК	АС-814Р	М-640	АС-804/1	АС-814	ДЭС-200	ЭГД-200С
Мощность номинальная электрическая, кВт	200	630	1000	500	630	630	630	200	200
Напряжение, кВ	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
КПД электрический, %	94	34,5	34,5	93,5	34,5	34,5	94	94	33,5
Расход топлива, кг/ч	46	139,9	225	122,5	132,93	150,57	154,35	51	72
Расход топлива, м ³ /ч	0,053	0,163	0,262	0,142	0,155	0,175	0,179	0,059	0,084
Расход топлива, г/кВт·ч	230	222	225	245	211	239	245	255	360
Объемный расход отработавших газов, м ³ /с	1,12	3,40	5,47	2,98	3,23	3,66	3,75	1,07	1,15
Массовые выбросы загрязняющих веществ, г/с									
Оксиды азота суммарно (по NO ₂)	0,511	1,554	2,188	1,361	1,477	1,673	1,715	0,567	0,800
Оксид углерода	0,332	1,010	1,375	0,885	0,960	1,087	1,115	0,368	0,520
Бенз(а)пирен	0,0000007	0,0000021	0,0000028	0,0000019	0,000002	0,0000023	0,0000024	0,0000008	0,0000011
Керосин	0,153	0,466	0,625	0,408	0,443	0,502	0,515	0,170	0,240
Оксид серы (в пересчете на SO ₂)	0,064	0,194	0,375	0,170	0,185	0,209	0,214	0,071	0,100
Сажа	0,026	0,078	0,094	0,068	0,074	0,084	0,086	0,028	0,040
Формальдегид	0,006	0,019	0,025	0,017	0,018	0,021	0,021	0,007	0,010
Удельные выбросы на расход топлива, г/Тыс. м ³									
Оксиды азота суммарно (по NO ₂)	34,400	34,400	30,100	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400
Оксид углерода	22,360	22,360	18,920	22,360	22,360	22,360	22,360	22,360	22,360
Бенз(а)пирен	0,000047	0,000046	0,000039	0,000048	0,000047	0,000047	0,000048	0,000049	0,000047
Керосин	10,320	10,320	8,600	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320
Оксид серы (в пересчете на SO ₂)	4,300	4,300	5,160	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Сажа	1,720	1,720	1,290	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Формальдегид	0,430	0,430	0,344	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430

Q_1^r – низшая теплота сгорания топлива, МДж/нм³;

$K_{NO_2}^r$ – удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, г/МДж;

β_k – безразмерный коэффициент, учитывающий конструкцию горелки (для всех дутьевых горелок напорного типа $\beta_k = 1,0$; для горелок инжекционного типа $\beta_k = 1,6$; для горелок двухступенчатого сжигания $\beta_k = 0,7$);

β_t – безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения;

β_α – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота; определяют с учетом относительной тепловой нагрузки котла (при фактических и номинальных значениях тепловой нагрузки и паропроизводительности котла) и концентрации кислорода в дымовых газах (в общем случае равен 1,225; при работе котла в соответствии с режимной картой $\beta_\alpha = 1$);

β_r – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота;

β_δ – безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру;

k_{Π} – коэффициент пересчета; при определении выбросов в граммах в секунду $k_{\Pi} = 1$, при определении выбросов в тоннах в год $k_{\Pi} = 10^{-3}$.

8.10.2.2 Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа $K_{NO_2}^r$, г/МДж, для паровых котлов вычисляют по формуле

$$K_{NO_2}^r = 0,01\sqrt{D} + 0,03, \quad (8.10.2)$$

где D – фактическая паропроизводительность котла, т/ч.

Удельный выброс оксидов азота для водогрейных котлов вычисляют по формуле

$$K_{NO_2}^r = 0,013\sqrt{Q_T} + 0,03, \quad (8.10.3)$$

где Q_T – фактическая тепловая мощность котла по введенному в топку теплу с учетом расхода топлива, МВт.

8.10.3 Расчет выбросов оксида углерода при сжигании природного газа

8.10.3.1 Расчет суммарного количества выбросов оксида углерода M_{CO} , г/с (т/год), вычисляют по формуле

$$M_{CO} = 10^{-3} \cdot B \cdot C_{CO} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (8.10.4)$$

где B – расход топлива, г/с (т/год);

C_{CO} – выход оксида углерода при сжигании топлива, г/кг (г/нм³) или кг/т (кг/тыс. нм³); определяют в зависимости от потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива;

q_4 – потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, %.

8.10.3.2 Количество оксида углерода, образующееся на единицу тепла, выделяющегося при горении природного (попутного) газа, кг/ТДж, принимают:

- 0,1 – для паровых и водогрейных котлов;
- 0,05 – для бытовых теплоагрегатов.

8.10.4 Расчет выбросов бенз(а)пирена

8.10.4.1 Массу выброса бенз(а)пирена $M_{бп}$, г/с (т/год), вычисляют по формуле

$$M_{бп} = B \cdot V_{ст} \cdot C_{бп} \cdot 10^6, \quad (8.10.5)$$

где B – расход топлива, кг/с (м³/с);

$V_{ст}$ – объем сухих дымовых газов (при $\alpha = 1,4$), м³/кг (м³/м³);

$C_{бп}$ – концентрация бенз(а)пирена в сухом дымовом газе, приведенная к коэффициенту избытка воздуха (при $\alpha = 1,4$), мкг/м³.

8.10.4.2 Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны паровых котлов малой мощности $C_{бп}^r$, мг/нм³:

- при коэффициенте избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки α''_T от 1,08 до 1,25 вычисляют по формуле

$$C_{бп}^r = 10^{-3} \cdot \frac{0,059 + 0,079 \cdot 10^{-3} \cdot q_v}{e^{3,8(\alpha''_T - 1)}} \cdot K_d \cdot K_p \cdot K_{ст}, \quad (8.10.6)$$

где q_v – теплонепреобразование топочного объема, кВт/м³ (техническая документация на котельное оборудование); определяют в зависимости от расхода топлива на номинальной нагрузке и объема топочной камеры;

K_d – коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания;

K_p – коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания;

$K_{ст}$ – коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания;

- при коэффициенте избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки $\alpha''_T > 1,25$ вычисляют по формуле

$$C_{бп}^Г = 10^{-3} \cdot \frac{0,032 + 0,043 \cdot 10^{-3} q_v}{e^{1,14(\alpha''_T - 1)}} \cdot K_d \cdot K_p \cdot K_{ст}. \quad (8.10.7)$$

8.10.4.3 Концентрацию бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности $C_{бп}^Г$, мг/нм³, вычисляют по формулам:

- для α''_T от 1,05 до 1,25 и q_v от 250 до 500 кВт/м³

$$C_{бп}^Г = 10^{-6} \cdot \frac{R \cdot (0,11q_v - 7,0)}{e^{3,5(\alpha''_T - 1)}} \cdot K_d \cdot K_p \cdot K_{ст}; \quad (8.10.8)$$

- для $\alpha''_T > 1,25$ и q_v от 250 до 500 кВт/м³

$$C_{бп}^Г = 10^{-6} \cdot \frac{R \cdot (0,13q_v - 5,0)}{1,3 \cdot e^{3,5(\alpha''_T - 1)}} \cdot K_d \cdot K_p \cdot K_{ст}, \quad (8.10.9)$$

где R – коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода, для газа $R = 0,5$.

При расчете максимальных и валовых выбросов концентрацию бенз(а)пирена приводят к избытку воздуха, равному 1,4.

Удельные показатели выбросов ЗВ с дымовыми газами котлоагрегатов приведены в таблице 8.15.

8.10.5 Удельный выброс ЗВ (массовый выброс) $m_k^{тг}$, г/м³, на единицу топливного газа котлоагрегата вычисляют по формуле

$$m_k^{тг} = \frac{3600 M_k}{Q_{тг}}, \quad (8.10.10)$$

где $Q_{тг}$ – объемный расход топливного газа, м³/ч (при 20 °С и 0,1013 МПа).

Таблица 8.15 – Удельные показатели выбросов загрязняющих веществ с дымовыми газами котлоагрегатов

Тип котла	Номинальная паропроизводительность (т/ч), тепловая нагрузка (МВт)	Потребление топливного газа, м³/ч	Мощность выброса ЗВ, г/с		Удельный выброс, г/м³ топливного газа			
			сумма NO _x	бенз(а)пирен	оксид углерода	сумма NO _x	бенз(а)пирен	оксид углерода
Паровые котлоагрегаты								
Д721	0,70	64	0,039	4,625E-09	0,013	2,200	2,6013E-07	0,717
ДЕ-16/14 ГМ	16	1194	0,587	8,631E-08	0,239	1,769	2,6022E-07	0,722
ДЕ-4/14	4,00	304	0,107	2,196E-08	0,061	1,262	2,6005E-07	0,721
ДЕ-6,5/14	6,5	490	0,191	3,541E-08	0,098	1,402	2,6017E-07	0,722
ДЕВ-16/14	16	1194	0,587	8,631E-08	0,239	1,769	2,6022E-07	0,722
ДЕВ-16/14	10	1141	0,546	6,091E-10	0,229	1,723	1,922E-09	0,722
ДКВР-10/13	10	843	0,365	6,094E-08	0,169	1,557	2,602E-07	0,722
ДКВР-2,5/13	2,5	203	0,065	1,467E-08	0,041	1,158	2,602E-07	0,722
ДКВР-4-13	4	342	0,120	2,472E-08	0,069	1,263	2,602E-07	0,722
ДКВР-6,5/13	9,7	546	0,213	3,947E-08	0,109	1,402	2,603E-07	0,722
ДКВР-6,5/13	6,5	546	0,213	3,947E-08	0,109	1,402	2,603E-07	0,722
Е-1,0-0,9Г	0,54	82,1	0,023	4,382E-11	0,016	1,017	1,921E-09	0,722
Е-1/9	1,00	83,5	0,023	6,037E-09	0,017	1,011	2,603E-07	0,722
Водогрейные котлоагрегаты								
Arimax Eta100LV	0,086	10,99	0,003	8,066E-10	0,002	0,845	2,642E-07	0,733
Beretta VR-11	0,195	23,44	0,006	1,249E-11	0,005	0,895	1,919E-09	0,720
GT-309	0,28	858	0,380	4,580E-10	0,172	1,595	1,922E-09	0,722
GT-513	0,645	1120	0,533	5,977E-10	0,224	1,714	1,921E-09	0,721
Pegasus-102	0,088	11,8	0,003	6,342E-12	0,002	0,862	1,935E-09	0,727
RAPIDO	0,22	2,59	0,001	1,345E-12	0,001	0,782	1,870E-09	0,702
Super RAC-4070	3	486,5	0,188	2,597E-10	0,098	1,388	1,921E-09	0,722
AB-4	7	860	0,381	4,591E-10	0,172	1,596	1,922E-09	0,722
BA-1200	1,2	129	0,039	6,881E-11	0,026	1,081	1,920E-09	0,721
BK-21	1,60	220	0,074	1,202E-10	0,011	1,217	1,968E-09	0,185
BK-22	0,86	110,5	0,096	1,499E-10	0,056	3,143	4,884E-09	1,834
BK-32	2,50	350	0,125	1,864E-10	0,070	1,289	1,918E-09	0,720
ГВА-0,25	0,25	26	0,007	1,384E-11	0,005	0,901	1,916E-09	0,720

Продолжение таблицы 8.15

Тип котла	Номинальная паропроизводительность (т/ч), тепловая нагрузка (МВт)	Потребление топливного газа, м ³ /ч	Мощность выброса ЗВ, г/с		Удельный выброс, г/м ³ топливного газа			
			сумма NO _x	бенз(а)пирен	оксид углерода	сумма NO _x	бенз(а)пирен	оксид углерода
ДЕ 25-14	25	1840	1,024	1,000E-07	0,366	2,004	1,957E-07	0,716
ДЕ 25-14ГМ	25	1840	1,024	1,000E-07	0,366	2,004	1,957E-07	0,716
ДЕ-10/14	10	743	0,321	5,370E-08	0,149	1,557	2,602E-07	0,722
ДЕ-10/14	10	1141	0,546	6,091E-10	0,229	1,723	1,922E-09	0,722
ДЕВ-10	10	1141	0,546	6,091E-10	0,229	1,723	1,922E-09	0,722
ЗиоСа6-250	0,25	32	0,008	1,711E-11	0,006	0,921	1,924E-09	0,723
ЗиоСа6-3000	3	370	0,134	1,976E-10	0,074	1,308	1,922E-09	0,722
ЗиоСа6-1000	1	123	0,037	6,573E-11	0,025	1,076	1,924E-09	0,722
ЗиоСа6-2500	2,5	370	0,134	1,976E-10	0,074	1,308	1,922E-09	0,722
ЗиоСа6-500	0,43	63	0,017	3,363E-11	0,013	0,985	1,922E-09	0,722
КАСВ-1,86	1,86	350	0,126	1,868E-10	0,070	1,292	1,921E-09	0,722
КАСВ-Гн-0,8	0,8	110,5	0,032	5,900E-11	0,022	1,059	1,922E-09	0,722
КВА-0,63	0,63	75	0,021	3,998E-11	0,015	1,004	1,919E-09	0,721
КВА -1,0	0,86	120	0,033	5,958E-11	0,022	0,986	1,787E-09	0,671
КВА -2,5	2,15	288	1,833	1,538E-09	0,577	22,918	1,922E-08	7,217
КВА-2,5	2,15	288	0,102	1,576E-10	0,059	1,280	1,970E-09	0,740
КВГ-250	0,215	28	0,007	1,499E-11	0,006	0,912	1,927E-09	0,724
КВГ-6,5	6,50	830	0,365	4,432E-10	0,166	1,582	1,922E-09	0,722
КВ-ГМ-0,25	0,22	21,4	0,005	1,153E-11	0,004	0,899	1,940E-09	0,728
КВ-ГМ-1,0-115	1	117	0,035	6,246E-11	0,023	1,067	1,922E-09	0,722
КВ-ГМ-10-150	10	1290	0,639	6,886E-10	0,259	1,784	1,922E-09	0,722
КВ-ГМ-2,0	1,7	212	0,069	1,132E-10	0,043	1,174	1,922E-09	0,722
КВ-ГМ-20-150	20	2580	1,584	1,377E-09	0,517	2,210	1,922E-09	0,722
КВ-ГМ-2-115	2	212	0,069	1,134E-10	0,043	1,177	1,926E-09	0,723
КВ3-1,25	1,08	173	0,055	1,102E-10	0,035	1,135	2,294E-09	0,722
КВ3-1,25-95	1,075	173	0,054	9,225E-11	0,035	1,132	1,920E-09	0,721
КВМ-125Гн	0,12	15,1	0,004	8,072E-12	0,003	0,870	1,924E-09	0,723

Окончание таблицы 8.15

Тип котла	Номинальная паропроизводительность (т/ч), тепловая нагрузка (МВт)	Потребление топливного газа, м ³ /ч	Мощность выброса ЗВ, г/с			Удельный выброс, г/м ³ топливного газа		
			сумма NO _x	бенз(а)пирен	оксид углерода	сумма NO _x	бенз(а)пирен	оксид углерода
КСВ-0,4	0,34	42,8	0,011	2,287E-11	0,009	0,946	1,924E-09	0,722
КСВ-1,86	1,6	216,2	0,071	1,155E-10	0,043	1,179	1,923E-09	0,722
КСВ-2,0	1,67	216,2	0,072	1,174E-10	0,044	1,202	1,955E-09	0,734
КСВ-2,5	2,15	216,2	0,092	1,441E-10	0,054	1,533	2,400E-09	0,901
КСВа-0,25	0,215	30	0,008	1,595E-11	0,006	0,910	1,914E-09	0,719
КСВа-2,5-95	2,15	270	0,092	1,441E-10	0,054	1,228	1,922E-09	0,722
КСГ-100	0,09	10,8	0,009	1,921E-11	0,002	3,098	6,405E-09	0,601
КЧМ	0,1	10,8	0,003	5,766E-12	0,002	0,852	1,922E-09	0,722
ПТВМ-50	50	6720	5,790	3,588E-09	1,347	3,102	1,922E-09	0,722
СА1000	2	300	0,104	1,595E-10	0,060	1,247	1,914E-09	0,719
СА-800	0,87	240	0,080	1,282E-10	0,048	1,201	1,923E-09	0,722
ТПГУ-3,2	3,2	240	0,081	1,735E-10	0,048	1,210	2,603E-07	0,722
Универсал-3	0,220	26	0,022	4,228E-11	0,016	3,084	5,854E-09	2,198
Универсал-5	0,20	26	0,007	1,538E-11	0,006	1,009	2,129E-09	0,799
Универсал-6	0,22	26	0,022	4,228E-11	0,016	3,084	5,854E-09	2,198
Урал-0,32	0,26	26	0,010	2,114E-11	0,008	1,428	2,927E-09	1,099
Холер-100	0,086	10,7	0,003	5,766E-12	0,002	0,860	1,940E-09	0,728
Энергия-3	0,6	87	0,025	4,651E-11	0,017	1,026	1,925E-09	0,723
ВВД-1,8	1,8	280,8	0,091	1,52E-10	0,057	1,167	1,946E-09	0,729
Вибрекс	1,3	277,2	0,081	1,50E-10	0,056	1,162	1,947E-09	0,729
Турбогерм	1,6	194,4	0,048	1,05E-10	0,039	1,089	1,946E-09	0,729
Vapor	3	410,4	0,143	2,22E-10	0,083	1,259	1,946E-09	0,729
ИМПАК-3	3	396,0	0,137	2,14E-10	0,080	1,250	1,946E-09	0,729
СИМАК-3	3	410,4	0,143	2,22E-10	0,083	1,259	1,946E-09	0,729
Revoterm/thermax	3	362,4	0,136	2,14E-10	0,079	2,412	1,946E-09	0,729
Super RAC-3490	3,49	428,4	0,151	2,32E-10	0,087	1,271	1,95E-09	0,729
Super RAC-4070	4,07	500,4	0,183	2,71E-10	0,101	1,316	1,95E-09	0,729

8.10.6 Валовый выброс ЗВ за отчетный или планируемый период эксплуатации котлоагрегата G_k , т/период, определяют с учетом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле

$$G_k = m_k^{тг} \cdot Q'_{тг} \cdot 10^{-6}, \quad (8.10.11)$$

где $Q'_{тг}$ – объемный расход топливного газа за отчетный или планируемый период эксплуатации котлоагрегата, м³/период.

8.11 Порядок учета трансформации оксидов азота в расчетах выбросов топливоиспользующего оборудования

8.11.1 При определении мощности выбросов оксидов азота для всех типов топливоиспользующего оборудования (ГПА, подогревателей теплоносителя, котлоагрегатов разных мощностей, факельных установок, дизельных агрегатов, установок регенерации ДЭГ и др.) выбросы NO_2 и NO определяют, используя установленные расчетно-экспериментальные коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере от суммарных выбросов NO_x .

8.11.2 Мощности выброса оксидов азота M_{NO_2} и M_{NO} , т, с учетом трансформации $NO \rightarrow NO_2$ вычисляют по формулам:

$$M_{NO_2} = a_N M_{NO_x}; \quad (8.11.1)$$

$$M_{NO} = 0,65 \cdot (1 - a_N) \cdot M_{NO_x}; \quad (8.11.2)$$

$$M_{NO_x} = M_{NO_2} + 1,53 M_{NO}, \quad (8.11.3)$$

где a_N – коэффициент трансформации $NO \rightarrow NO_2$.

8.11.3 При отсутствии экспериментальных данных по установлению трансформации оксидов азота в атмосфере производственного объекта коэффициенты трансформации оксидов азота принимают с учетом административно-территориального районирования и природно-климатического зонирования в соответствии с СТО Газпром 2-1.19-200.

8.12 Порядок расчета удельных выбросов загрязняющих веществ от резервуаров нефтепродуктов

8.12.1 Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу от резервуаров нефтепродуктов выполняют с разделением паров нефтепродуктов на группы веществ:

- углеводороды предельные алифатические ряда C_1-C_5 , C_{5+} ;
- углеводороды непредельные C_2-C_5 (в пересчете на амилен);

- ароматические углеводороды (бензол, толуол, этилбензол, ксилолы);
- сероводород.

Для остальных технических смесей (дизельное топливо и др.) ЗВ принимают как углеводороды предельные C_{12} – C_{19} .

8.12.2 Расчет выбросов углеводородов от резервуаров технических смесей (дизельное топливо и др.)

Выбросы углеводородов от резервуаров с одновременным нижним и боковым подогревом $M_{УВ}$, г/с, вычисляют по формуле

$$M_{УВ} = \frac{c_{20} \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot V_{ч}^{\max}}{3600}, \quad (8.12.1)$$

где c_{20} – концентрация насыщенных паров нефтепродуктов при температуре 20 °С, г/м³;

K_t – опытный коэффициент, учитывает температуру рабочей среды;

K_p – опытный коэффициент, зависит от эксплуатационных особенностей резервуара (конструкции, объема, режима эксплуатации, наличия средств сокращения выбросов);

$V_{ч}^{\max}$ – максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара (группы резервуаров) во время его закачки, м³/ч, равный производительности насоса.

Валовые выбросы углеводородов от резервуаров за отчетный (планируемый) период $G_{УВ}$, т/год, вычисляют по формуле

$$G_{УВ} = \frac{c_{20} \cdot (K_t^{\max} + K_t^{\min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B}{2 \cdot 10^6 \cdot \rho_{ж}}, \quad (8.12.2)$$

где $K_{об}$ – опытный коэффициент, учитывает оборачиваемость резервуара;

B – количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости, т/м³.

В случае если дизельное топливо закачивают в группу одноцелевых резервуаров в летний период, как «летнее», а в зимний период года, как «зимнее», то годовые выбросы $G'_{УВ}$, т/год, вычисляют по формуле

$$G'_{УВ} = \frac{(c_{20}^л \cdot K_t^{\max} + c_{20}^з \cdot K_t^{\min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B}{2 \cdot 10^6 \cdot \rho_{ж}}, \quad (8.12.3)$$

где $c_{20}^л, c_{20}^з$ – концентрация насыщенных паров летнего и зимнего видов дизельного топлива соответственно, г/м³.

8.12.3 Расчет выбросов ЗВ от резервуаров с разделением паров нефтепродуктов на группы веществ

Массовый выброс паров нефтепродукта M , г/с, вычисляют по формуле

$$M_{\text{нп}} = \frac{c_1 \cdot K_p^{\text{max}} \cdot V_{\text{ч}}^{\text{max}}}{3600}, \quad (8.12.4)$$

где c_1 – концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³ (принимают по таблице 8.16).

Показатели массы выбросов ЗВ от резервуаров с разделением паров нефтепродукта по группам веществ (предельные и непредельные углеводороды, ароматические углеводороды и сероводород) определяют по формулам:

- массовый выброс i ЗВ M_i , г/с, вычисляют по формуле

$$M_i = M_{\text{нп}} \cdot C_i \cdot 10^{-2}; \quad (8.12.5)$$

- годовой выброс i ЗВ G_i , т/год, вычисляют по формуле

$$G_i = G_{\text{нп}} \cdot C_i \cdot 10^{-2}, \quad (8.12.6)$$

где C_i – концентрация i ЗВ, % масс.

Концентрации углеводородов (предельных, непредельных), бензола, толуола, этилбензола и ксилолов C_i , % масс., в парах нефтепродуктов принимают по таблице 8.17.

Валовые выбросы паров нефтепродукта от резервуаров за отчетный (планируемый) период $G_{\text{нп}}$, т/год, вычисляют по формуле

$$G_{\text{нп}} = (Y_2 \cdot B_{\text{оз}} + Y_3 \cdot B_{\text{вл}}) \cdot K_p^{\text{max}} \cdot 10^{-6} + G_{\text{хр}} \cdot K_{\text{нп}} \cdot N_p, \quad (8.12.7)$$

где Y_2 , Y_3 – удельные выбросы паров нефтепродукта из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т нефтепродукта (определяют в соответствии с таблицей 8.18);

$G_{\text{хр}}$ – выбросы паров нефтепродуктов при хранении в резервуаре, т/год (принимают по таблице 8.16);

$K_{\text{нп}}$ – опытный коэффициент; определяет снижение выброса паров нефтепродукта (принимают в зависимости от концентрации насыщенных паров нефтепродуктов), г/м³.

Таблица 8.16 – Количество выделяющихся паров нефтепродукта (т/год) при хранении в одном резервуаре

Объем резервуара, м ³	Вид резервуара					
	наземный				заглуб- ленный	горизон- тальный
	Средства сокращения выбросов					
	отсутствуют	понтон	плавающая крыша	газовая обвязка резервуаров		
Первая климатическая зона						
100 и менее	0,18	0,040	0,027	0,062	0,053	0,18
200	0,31	0,066	0,044	0,108	0,092	0,31
300	0,45	0,097	0,063	0,156	0,134	0,45
400	0,56	0,120	0,079	0,196	0,170	0,56
700	0,89	0,190	0,120	0,312	0,270	–
1000	1,21	0,250	0,170	0,420	0,360	–
2000	2,16	0,420	0,280	0,750	0,650	–
3000	3,03	0,590	0,400	1,060	0,910	–
5000	4,70	0,920	0,620	1,640	1,410	–
10000	8,180	1,600	1,080	2,860	2,450	–
15000 и более	11,99	2,360	1,590	4,200	3,600	–
Вторая климатическая зона						
100 и менее	0,22	0,049	0,033	0,077	0,066	0,22
200	0,38	0,081	0,054	0,133	0,114	0,38
300	0,55	0,120	0,078	0,193	0,165	0,55
400	0,69	0,150	0,098	0,242	0,210	0,69
700	1,10	0,230	0,150	0,385	0,330	–
1000	1,49	0,310	0,210	0,520	0,450	–
2000	2,67	0,520	0,350	0,930	0,800	–
3000	3,74	0,730	0,490	1,310	1,120	–
5000	5,80	1,140	0,770	2,030	1,740	–
10000	10,10	1,980	1,330	3,530	3,030	–
15000 и более	14,80	2,910	1,960	5,180	4,440	–
Третья климатическая зона						
100 и менее	0,27	0,060	0,041	0,095	0,081	0,27
200	0,47	0,100	0,066	0,164	0,142	0,47
300	0,68	0,157	0,096	0,237	0,203	0,68
400	0,85	0,180	0,121	0,298	0,260	0,85
700	1,35	0,280	0,180	0,474	0,410	–
1000	1,83	0,380	0,260	0,640	0,550	–
2000	3,28	0,640	0,430	1,140	0,980	–
3000	4,60	0,900	0,600	1,610	1,380	–
5000	7,13	1,400	0,950	1,640	2,140	–
10000	12,42	2,440	1,640	2,500	3,730	–
15000 и более	18,20	3,580	2,410	4,340	5,460	–

Таблица 8.17 – Концентрация загрязняющих веществ в парах различных нефтепродуктов

Наименование нефте-продукта	Углеводороды, % масс.									Сероводород
	предельные			непредельные (по амиленам)	ароматические					
	всего	в том числе			всего	в том числе				
		C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀			бензол	толуол	ксилол	этилбензол	
Сырая нефть	99,26	72,46	26,8	–	0,68	0,35	0,22	0,11	–	0,06
Прямогонные бензиновые фракции										
62–105	93,90	53,19	40,71	–	6,10	5,89	0,21	–	–	–
85–105	98,64	55,79	42,85	–	1,36	0,24	1,12	–	–	–
85–120	97,61	55,21	42,40	–	2,39	0,05	2,34	–	–	–
105–140	95,04	53,75	41,29	–	4,96	–	3,81	1,15	–	–
120–140	95,90	54,33	41,57	–	4,10	–	2,09	2,01	–	–
140–180	99,57	56,41	43,16	–	0,43	–	–	0,43	–	–
НК–180	99,45	56,34	43,11	–	0,55	0,27	0,18	0,10	–	–
Стабильный катализат	92,84	52,59	40,25	–	7,16	2,52	2,76	1,88	–	–
Бензин-рафинад	98,88	56,02	42,86	–	1,12	0,44	0,42	0,26	–	–
Крекинг-бензин	74,03	32,00	42,03	25,00	0,97	0,58	0,27	0,12	–	–
Уайт-спирит	93,74	11,88	81,86	–	6,26	2,15	3,20	0,91	–	–
Ловушечный продукт	98,31*	–	–	–	1,56**	–	–	–	–	0,13
Дизельное топливо	99,57*	–	–	–	0,15*	–	–	–	–	0,28
Мазут	99,31	–	–	–	0,21*	–	–	–	–	0,48

* Расчет выполняют по C₁₂–C₁₉.
** Не учитывают в связи с отсутствием ПДК (при необходимости можно условно отнести к углеводородам C₁₂–C₁₉).

8.13 Порядок расчета удельных показателей залповых выбросов продувочных газов (углеводородов) в атмосферу

8.13.1 Расчет залповых выбросов продувочных газов (углеводородов) в атмосферу при осуществлении регламентируемых технологических операций продувок и опорожнении оборудования, аппаратов и агрегатов, газопроводов, шлейфов, коллекторов и коммуникаций выполняют с учетом положений СТО Газпром 11.

8.13.2 Порядок расчета удельных выбросов природного газа со свечей турбодетандера газоперекачивающих агрегатов

8.13.2.1 Мощность выброса природного газа $M_{\text{тд}}$, г/с, вычисляют по формуле

$$M_{\text{тд}} = \frac{Q_{\text{тд}} \cdot \rho_{20} \cdot 1000}{t}, \quad (8.13.1)$$

где $Q_{\text{тд}}$ – объем природного газа, выбрасываемого при одной операции пуска ГПА, м³;
 ρ_{20} – плотность природного газа при стандартных условиях (20 °С и 0,1013 МПа), кг/м³;
 t – усредненное время пуска, с.

Таблица 8.18 – Концентрации паров нефтепродукта в резервуаре и удельные выбросы

Нефтепродукт	Климатическая зона								
	1			2			3		
	C_1	Y_2	Y_3	C_1	Y_2	Y_3	C_1	Y_2	Y_3
	г/м ³	г/т	г/т	г/м ³	г/т	г/т	г/м ³	г/т	г/т
Нефрас	576,0	377,20	824,0	720,0	460,0	780,0	871,20	570,40	943,80
Уайт-спирит	28,8	18,04	29,6	36,0	22,0	37,0	43,56	27,28	44,77
Изооктан	221,76	98,4	232,0	277,20	120,0	290,0	335,41	148,80	350,90
Гептан	178,56	78,72	184,0	223,20	96,0	230,0	270,07	119,04	278,80
Бензол	293,76	114,8	248,0	367,20	140,0	310,0	444,31	173,60	375,10
Толуол	100,8	34,44	80,0	126,0	42,0	100,0	152,46	52,08	121,00
Этилбензол	37,44	10,66	28,0	46,80	13,0	35,0	56,63	16,12	42,35
Ксилол	31,68	9,02	24,0	39,6	11,0	30,0	47,92	13,64	36,30
Изопропилбензол	21,31	9,84	16,0	29,64	12,0	20,0	32,23	14,88	24,20
РТ (кроме Т-2)	5,18	2,79	4,8	6,48	3,4	6,0	7,84	4,22	7,26
Сольвент нефтяной	8,06	3,94	6,96	10,08	4,8	8,7	12,20	5,95	10,53
Керосин технический	9,79	4,84	8,8	12,24	5,9	11,0	14,81	7,32	13,31
Лигроин приборный	7,2	2,36	5,86	9,0	4,1	7,3	10,89	5,08	8,83
Керосин осветительный	6,91	3,61	6,32	8,64	4,4	7,9	10,45	5,46	9,56
Дизельное топливо	2,59	1,56	2,08	3,14	1,9	2,6	3,92	2,36	3,15
Моторное топливо	1,15	0,82	0,82	1,44	1,0	1,0	1,74	1,24	1,24
Мазуты	4,32	3,28	3,28	5,4	4,0	4,0	6,53	4,96	4,96
Масла	0,26	0,16	0,16	0,324	0,2	0,2	0,39	0,25	0,25

8.13.2.2 Удельные показатели выбросов природного газа со свечей турбодетандера газоперекачивающих агрегатов определяют по мощности выброса как следующие величины удельных выбросов:

- на единицу топливного газа (индекс выброса) $m_{\text{ТД}}^{\text{ТГ}}$, г/м³, вычисляют по формуле

$$m_{\text{ТД}}^{\text{ТГ}} = \frac{3600 M_{\text{ТД}}}{q_{\text{ТГ}}}, \quad (8.13.2)$$

где $q_{\text{ТГ}}$ – объемный расход топливного газа, м³/ч (при 20 °С и 0,1013 МПа);

- на единицу работы $m_{\text{ТД}}^{\text{N}}$, г/кВт·ч, вычисляют по формуле

$$m_{\text{ТД}}^{\text{N}} = \frac{3,6 M_{\text{ТД}}}{N_{\text{е}}}, \quad (8.13.3)$$

где $N_{\text{е}}$ – мощность газотурбинного привода, МВт.

8.13.2.3 Удельные выбросы природного газа со свечей турбодетандера газоперекачивающих агрегатов определяют по объему стравливания на единицу условной номинальной работы как следующие величины удельных выбросов:

- объем выброса природного газа на единицу работы $m_{\text{тд}}^{\text{N}'}$, м³/кВт·ч, вычисляют по формуле

$$m_{\text{тд}}^{\text{N}'} = \frac{Q_{\text{тд}}}{N_e \cdot \tau}, \quad (8.13.4)$$

где τ – календарное время стравливания, ч;

- массовый выброс природного газа на единицу работы $m_{\text{тд}}^{\text{N}''}$, г/кВт·ч, вычисляют по формуле

$$m_{\text{тд}}^{\text{N}''} = \frac{Q_{\text{тд}} \cdot \rho_{\text{г}}}{N_e \cdot \tau}. \quad (8.13.5)$$

Удельные выбросы природного газа, стравливаемого при пуске ГПА, приведены в таблице 8.19.

8.13.2.4 Массовый выброс природного газа со свечей турбодетандера газоперекачивающих агрегатов $G_{\text{тд}}$, т/год, определяют по формулам:

$$G_{\text{тд}} = M_{\text{тд}} \cdot n \cdot 0,0036; \quad (8.13.6)$$

$$G_{\text{тд}} = \frac{Q_{\text{тд}} \cdot \rho \cdot n}{1000}, \quad (8.13.7)$$

где $M_{\text{тд}}$ – мощность выброса газа при выполнении операции, г/с;

n – количество технологических операций в год;

ρ – плотность газа, кг/м³;

0,0036 – коэффициент пересчета.

8.13.2.5 Валовый выброс природного газа со свечей турбодетандера газоперекачивающих агрегатов за отчетный или планируемый период эксплуатации $G'_{\text{тд}}$, т/период, определяют с учетом удельных выбросов по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле

$$G'_{\text{тд}} = m_{\text{тд}}^{\text{тг}} \cdot q'_{\text{тг}} \cdot 10^{-6}, \quad (8.13.8)$$

где $q'_{\text{тг}}$ – объемный расход топливного газа за отчетный или планируемый период эксплуатации агрегата, м³/период.

Таблица 8.19 – Удельные выбросы природного газа при пуске газоперекачивающих агрегатов

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в станционных условиях, МВт	Потребление пускового газа (пуск + холостая прокрутка), кг	Расчетный объем выброса природного газа Q , м ³	Время запуска (без учета предпусковой подготовки), мин	Мощность выброса метана, г/с	Расход газа, м ³ /с	Удельный выброс на единицу пливного газа, г/м ³	Удельный выброс на единицу тепловой мощности, г/ГДж	Удельный выброс на единицу подачи газа, г/тыс. м ³	Удельный выброс на единицу работы		
											г/кВт·ч	кг·УТ./кВт	
Центрав Т-3002	Т-3002 промышленный	2,60	60	88,2	5	200,0	0,294	651,0	19475,6	13714,3	276,9	0,407	0,468
Центрав Т-4500	Т-4502 промышленный	3,05	130	191,2	5	433,3	0,637	1244,0	37216,9	20800,0	511,5	0,752	0,865
Центрав Т-4700	Т-4700 промышленный	3,25	130	191,2	5	433,3	0,637	1189,9	35598,8	14455,6	480,0	0,706	0,812
ГПА-4 ПХГ Урал	Д-30-ЭУ-2 авиационный	4	300	441,2	20	250,0	0,368	501,4	15000,0	7448,3	225,0	1,324	1,522
ГТ-6-750	ГТ-6-750 промышленный	6	1300	1911,8	20	1083,3	1,593	1448,7	43341,4	4926,3	650,0	3,824	4,397
ГПА-Ц-6,3	НК-12СТ авиационный	6,3	340	500,0	7	809,5	1,190	1030,9	30840,4	6536,7	462,6	0,952	1,095
ГПА-Ц-6,3А	Д-336-2Т авиационный	6,3	90	132,4	10	150,0	0,221	238,8	7145,1	893,8	85,7	0,252	0,290
ГТ-750-6	ГТ-750-6 промышленный	6	3000	4411,8	35	1428,6	2,101	2149,1	64294,7	5142,9	857,1	8,824	10,147
ГПА-Ц-6,3Б	НК-14 СТ авиационный	6,3	420	617,6	15	466,7	0,686	718,3	21487,8	3360,0	266,7	1,176	1,353
ГТК-10И	MS 3002 промышленный	10,3	1000	1470,6	20	833,3	1,225	700,6	20959,8	4090,9	291,3	1,713	1,970
РGT-10	РGT-10 промышленный	10,04	1100	1617,6	20	916,7	1,348	964,6	28858,5	3979,9	328,7	1,933	2,223
ГТК-10	ГТК-10-4 промышленный	10	1000	1470,6	15	1111,1	1,634	1077,3	32229,1	4873,1	400,0	1,765	2,029
ГПА-Ц-10Б	ГПА-14СТ-10 авиационный	10	420	617,6	20	350,0	0,515	386,1	11552,3	1371,4	126,0	0,741	0,852
ГПА-10 Урал	ПС-90ПТ-3 авиационный	10	500	735,3	20	416,7	0,613	437,4	13086,9	3000,0	150,0	0,882	1,015
ГПУ-10	ДР-59 судовой	10	1200	1764,7	15	1333,3	1,961	1229,2	36773,4	3200,0	480,0	2,118	2,435
ГПА-12Р Урал	ПС-90ПТ-1 авиационный	12	500	735,3	20	416,7	0,613	394,6	11806,1	1538,5	125,0	0,735	0,846
Коберра-182	Эйвон авиационный	12,9	20	29,4	20	16,7	0,025	11,9	355,4	66,1	4,7	0,027	0,031
ГПА-16РП Урал	ПС-90ПТ-2 авиационный	16	600	882,4	20	500,0	0,735	379,3	11346,4	1234,3	112,5	0,662	0,761
ГПА-16Р Уфа	АЛ-31 СТ авиационный	16	180	264,7	20	150,0	0,221	111,3	3328,9	370,3	33,8	0,199	0,228
ГПА-16 Волга	НК-38СТ авиационный	16	300	441,2	20	250,0	0,368	190,7	5704,4	665,8	56,3	0,331	0,381
ГПА-Ц-16 НК-38	НК-38СТ авиационный	16	260	382,4	10	433,3	0,637	330,5	9887,7	1126,0	97,5	0,287	0,330
ГПА-Ц-16	НК-16(18) СТ авиационный	16	800	1176,5	15	888,9	1,307	510,4	15268,5	2309,8	200,0	0,882	1,015
ГПА-Ц-18	ГТН-16М-1 промышленный	18	360	529,4	15	400,0	0,588	218,4	6534,2	1039,4	80,0	0,353	0,406
ГТН-16М-1	ГТН-16М-1 промышленный	16	1400	2058,8	30	777,8	1,144	503,8	15071,4	2018,0	175,0	1,544	1,776
ГТНР-16	ГТНР-16 промышленный	16,3	2700	3970,6	30	1500,0	2,206	999,8	29911,1	3915,4	331,3	2,923	3,362
ГТК-25И	MS 5002 промышленный	23,9	1600	2352,9	10	2666,7	3,922	1033,1	30908,3	4850,5	401,7	1,181	1,359
ГТК-25ИР	MS 5002 промышленный	22,2	2400	3529,4	20	2000,0	2,941	1039,1	31086,7	3814,6	324,3	1,908	2,194
ГТНР-25(В)	MS 5002 промышленный	22,2	2400	3529,4	20	2000,0	2,941	1045,1	31267,2	3812,9	324,3	1,908	2,194
ГТНР-25И(С)	MS 5002 промышленный	24,6	2400	3529,4	20	2000,0	2,941	962,2	28785,2	3433,3	292,7	1,722	1,980
ГПА-25РПС Урал	ПС-90ПТ-25 авиационный	25	500	735,3	20	416,7	0,613	215,6	6451,3	631,6	60,0	0,353	0,406
ГПА-Ц-25М	НК-36СТ авиационный	25	300	441,2	20	250,0	0,368	115,3	3450,6	465,1	36,0	0,212	0,244
ГТН-25-1	ГТН-25-1 промышленный	24,5	1400	2058,8	30	777,8	1,144	324,8	9715,5	1429,8	114,3	1,008	1,160

8.13.3 Порядок расчета удельных выбросов сравливаемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов

8.13.3.1 Мощность выброса природного газа M_o , г/с, вычисляют по формуле

$$M_o = \frac{Q_o \cdot \rho_{20} \cdot 1000}{t}, \quad (8.13.9)$$

где Q_o – объем природного газа, выбрасываемого при одной операции остановки ГПА; определяют в зависимости от геометрического объема источника выделения, коэффициента сжимаемости газа, среднеарифметических значений давления и температуры газа, м³;

ρ_{20} – плотность природного газа при стандартных условиях (20 °С и 0,1013 МПа), кг/м³;
 t – время сравливания, с.

8.13.3.2 Удельные показатели выбросов сравливаемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов определяют по мощности выброса как следующие величины удельных выбросов:

- на единицу топливного газа (индекс выброса) m_o^{TG} , г/м³, вычисляют по формуле

$$m_o^{TG} = \frac{3600 M_o}{q_{TG}}, \quad (8.13.10)$$

где q_{TG} – объемный расход топливного газа, м³/ч (при 20 °С и 0,1013 МПа);

- на единицу работы m_o^N , г/кВт·ч, вычисляют по формуле

$$m_o^N = \frac{3,6 M_o}{N_e}, \quad (8.13.11)$$

где N_e – мощность газотурбинного привода, МВт.

8.13.3.3 Удельные показатели выбросов сравливаемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов определяют по объему сравливания на единицу условной номинальной работы как следующие величины удельных выбросов:

- объем выброса природного газа на единицу работы $m_o^{N'}$, м³/кВт·ч, вычисляют по формуле

$$m_o^{N'} = \frac{Q_o}{N_e \cdot \tau}, \quad (8.13.12)$$

где τ – календарное время сравливания, ч;

- массовый выброс природного газа на единицу работы $m_o^{N''}$, г/кВт·ч, вычисляют по формуле

$$m_o^{N''} = \frac{Q_o \cdot \rho_{20}}{N_e \cdot \tau}. \quad (8.13.13)$$

Удельные выбросы природного газа, стравливаемого при остановке ГПА, приведены в таблице 8.20.

8.13.3.4 Массовый выброс стравливаемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов G_o , т/год, определяют по формулам:

$$G_o = M_o \cdot t \cdot n \cdot 0,0036; \quad (8.13.14)$$

$$G_o = \frac{Q_o \cdot \rho \cdot n}{1000}, \quad (8.13.15)$$

где M_o – мощность выброса газа при выполнении операции, г/с;

n – количество технологических операций в год;

ρ – плотность газа, кг/м³;

0,0036 – коэффициент пересчета.

8.13.3.5 Валовый выброс стравливаемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов за отчетный или планируемый период эксплуатации G'_o , т/период, определяют с учетом удельных выбросов по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле

$$G_o = m_{\text{ог}}^{\text{тг}} \cdot q'_{\text{тг}} \cdot 10^{-6}, \quad (8.13.16)$$

где $q'_{\text{тг}}$ – объемный расход топливного газа за отчетный или планируемый период эксплуатации агрегата, м³/период.

8.13.4 Порядок расчета удельных выбросов природного газа при стравливании, продувке трубопроводов и технологического оборудования

8.13.4.1 Расчет объема газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопроводов

Объем газа, выделившегося в атмосферу при опорожнении, однократной продувке участка трубопровода, шлейфа, с учетом газа, подаваемого от устья скважины, $V_{\text{пр}}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{\text{пр}} = 0,995 \cdot V^{\text{геом}} \cdot \left(\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2} \right) + Q \cdot \tau', \quad (8.13.17)$$

где $V^{\text{геом}}$ – геометрический объем продуваемого участка трубопровода, м³;

P_1, P_2 – давление газа в начале и конце продуваемого участка (перед началом работы и после опорожнения участка) соответственно, кг/см²;

Z_1, Z_2 – коэффициент сжимаемости газа в начале и конце продуваемого участка (перед началом работы и после опорожнения участка) соответственно;

Q – производительность трубопровода, шлейфа (дебит скважины при продувке), м³/мин;

τ' – продолжительность продувки, мин;

0,995 – эмпирический коэффициент.

Таблица 8.20 — Удельные выбросы сгораваемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в стационарных условиях, МВт	Усредненный нормальный объем выбросов при остановке ГПА, м³	Мощность выброса метана, г/с	Удельный выброс на единицу топливного газа, г/м³	Удельный выброс на единицу тепловой мощности, г/ГДж	Удельный выброс на единицу подачи газа, г/тыс. м³	Удельный выброс на единицу работы		
								г/кВт·ч	м³/кВт·ч	кг.ул./кВт
Центар Т-3002	Т-3002 промышленный	2,60	443	1004,1	3268,4	97780,4	68854,9	1390,3	2,045	2,351
Центар Т-4500	Т-4502 промышленный	3,05	443	1004,1	2882,7	86240,2	48198,4	1185,2	1,743	2,004
Таурус-60S	Т-700-промышленный	5,2	652	1477,9	2992,3	89519,8	15022,1	1023,1	1,505	1,730
ГТ-6-750	ГТ-6-750 промышленный	6	885	2006,0	2682,6	80254,9	9122,0	1203,6	1,770	2,036
ГТН-6		6,3	885	2006,0	2554,5	76422,4	8665,9	1146,3	1,686	1,939
ГПА-Ц-6,3	НК-12СТ авиационный	6,3	885	2006,0	2554,5	76422,4	16198,0	1146,3	1,686	1,939
ГПА-Ц-6,3А	Д-336-2Т авиационный	6,3	885	2006,0	3194,0	95553,4	11953,0	1146,3	1,686	1,939
ГТ-750-6		6	745	1688,7	2540,4	76000,6	6079,2	1013,2	1,490	1,714
ГТ-750-6М	ГТ-750-6 промышленный	6	745	1688,7	2822,3	84433,3	6079,2	1013,2	1,490	1,714
ГПА-Ц-6,3С	ДТ-71 судовой	6,3	885	2006,0	3247,1	97143,1	14443,2	1146,3	1,686	1,939
ГПА-Ц-6,3Б		6,3	885	2006,0	3087,5	92366,9	14443,2	1146,3	1,686	1,939
ГПА-Ц-8Б	НК-14 СТ авиационный	8	885	2006,0	2514,5	75225,0	10076,7	902,7	1,328	1,527
ГТК-10И		10,3	699	1584,4	1332,1	39850,5	7778,0	553,8	0,814	0,937
ГТК-10ИР	MS 3002 промышленный	9,5	699	1584,4	1839,9	55045,1	7778,0	600,4	0,883	1,015
РGT-10	РGT-10 промышленный	10,04	1258	2851,5	3000,7	89769,9	12380,2	1022,4	1,504	1,729
ГТК-10		10	1258	2851,5	2764,7	82710,2	12505,9	1026,5	1,510	1,736
ГТК-10М Рекон	ГТК-10-4 промышленный	10,3	1258	2851,5	2979,8	89144,5	12505,9	996,6	1,466	1,685
ГПА-10 Урал	ПС-90ГП-3 авиационный	10	1258	2851,5	2993,7	89560,5	20530,6	1026,5	1,510	1,736
ГПУ-10	ДР-59 судовой	10	1258	2851,5	2628,8	78643,5	6843,5	1026,5	1,510	1,736
ГПА-12Р Урал		12	1258	2851,5	2700,7	80795,3	10528,5	855,4	1,258	1,447
ГПА-12 Урал	ПС-90ГП-1 авиационный	12	1258	2851,5	2700,7	80795,3	11512,5	855,4	1,258	1,447
Коберра-182	Эйвон авиационный	12,9	699	1584,4	1129,2	33783,4	6279,5	442,2	0,650	0,748
ГПА-16 Урал	ПС-90ГП-2 авиационный	16	2003	4540,1	3443,8	103028,3	11851,0	1021,5	1,502	1,728
ГПУ-16	ДЖ-59Л2 судовой	16	2003	4540,1	2843,5	85068,3	11797,5	1021,5	1,502	1,728
ГПА-Ц-16С	ДГ-90Л2 судовой	16	2003	4540,1	3225,0	96482,3	13123,7	1021,5	1,502	1,728
ГПА-16Р Уфа		16	2003	4540,1	3367,9	100756,7	11207,6	1021,5	1,502	1,728
Нева-16	АЛ-31СТ авиационный	16	2003	4540,1	3367,9	100756,7	12592,9	1021,5	1,502	1,728

Окончание таблицы 8.20

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в стационарных условиях, МВт	Усредненный нормальный объем выбросов при остановке ГПА, м ³	Мощность выброса метана, г/с	Удельный выброс на единицу топливного газа, г/м ³	Удельный выброс на единицу тепловой мощности, г/ГДж	Удельный выброс на единицу подачи газа, г/тыс. м ³	Удельный выброс на единицу работы		
								г/кВт·ч	м ³ /кВт·ч	кг у.т./кВт
ГПА-16 Волга	НК-38СТ авиационный	16	2003	4540,1	3462,8	103595,8	12092,1	1021,5	1,502	1,728
ГПА-Ц-16	НК-16(18) СТ авиационный	16	2003	4540,1	2606,8	77986,0	11797,5	1021,5	1,502	1,728
ГПА-Ц-18		18	2003	4540,1	2479,1	74165,4	11797,5	908,0	1,335	1,536
ГТН-16М-1	ГТН-16М-1 промышленный	16	2003	4540,1	2940,7	87976,3	11779,8	1021,5	1,502	1,728
ГТНР-16	ГТНР-16 промышленный	16,3	2003	4540,1	3026,2	90533,7	11851,0	1002,7	1,475	1,696
ГТК-25И	MS 5002 промышленный	23,9	1631	3696,9	1432,3	42849,7	6724,5	556,9	0,819	0,942
ГТК-25ИР		22,2	1631	3696,9	1920,8	57462,8	7051,1	599,5	0,882	1,014
ГТНР-25(В)		22,2	1631	3696,9	1931,9	57796,4	7048,0	599,5	0,882	1,014
ГТНР-25И(С)	MS532R промышленный	24,6	1631	3696,9	1778,6	53208,6	6346,4	541,0	0,796	0,915
ГПА-Ц-25НК	НК-36СТ авиационный	25	2283	5174,8	2387,5	71424,6	9627,5	745,2	1,096	1,260
ГТН-25-1	ГТН-25-1 промышленный	24,5	3401	7708,9	3218,8	96294,6	14171,3	1132,7	1,666	1,916

Объем газа, расходуемого на одну продувку технологического оборудования инертным газом, а также стравливаемого из участка газопровода при ликвидации гидратных пробок с использованием технологии снижения давления и учетом температуры газа на участке газопровода, $V_{\text{гидр}}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{\text{гидр}} = 283,6V^{\text{геом}} \cdot \left(\frac{P_1}{Z_1 T_1} - \frac{P_2}{Z_2 T_2} \right), \quad (8.13.18)$$

где T_1, T_2 – температура газа на участке газопровода до и после стравливания (или с учетом средней температуры продувки), К.

Объем газа, расходуемого на однократную продувку трубопровода для удаления оставшейся жидкости, $V_{\text{пр}}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{докр}} + V_{\text{кр}}, \quad (8.13.19)$$

где $V_{\text{докр}}$ – объем газа, расходуемого при режиме докритического истечения, м³;

$V_{\text{кр}}$ – объем газа, расходуемого при режиме критического истечения, м³.

Объем газа, расходуемого при продувке в режиме докритического и критического истечения (когда скорость потока газа в сечении диафрагмы равна скорости звука в данной среде), $V(V_{\text{докр}}$ и $V_{\text{кр}})$, м³, вычисляют по формуле

$$V = k \cdot F \cdot P \cdot \tau_{\text{докр}}, \quad (8.13.20)$$

где k – эмпирический коэффициент; при докритическом истечении $k = 110$, а при критическом истечении $k = 296$;

F – площадь сечения трубы, через которую производится продувка, м²;

P – давление газа перед сечением трубы (свечи), через которую производится продувка, кг/см²;

$\tau_{\text{докр}}$ – продолжительность продувки при докритическом истечении газа, с.

8.13.4.2 Расчет объема газа, расходуемого на опорожнение и продувку технологического оборудования

Расчет объема газа, выделившегося в атмосферу при остановке и расходуемого при пуске агрегата, аппарата или технологической установки

Объем газа, затраченного на вытеснение инертного газа из продутого технологического оборудования или стравливаемого из контура нагнетателя, при остановке ГПА, выдуваемого на факел или свечу $V_{\text{ост}}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{\text{ост}} = \frac{V^{\text{геом}} \cdot P_p \cdot T_c}{P_c \cdot T_p \cdot Z}, \quad (8.13.21)$$

где $V^{\text{геом}}$ – геометрический объем продуваемого участка, м³;

P_p – рабочее давление газа до вытеснения инертного газа, МПа;

T_c – температура газа при стандартных условиях ($T_c = 293,15$ К);

P_c – давление газа при стандартных условиях ($P_c = 0,1013$ МПа);

T_p – рабочая температура газа до вытеснения инертного газа, К;

Z – коэффициент сжимаемости газа при рабочих параметрах.

Расчет объема газа, расходуемого на продувку аппаратов с жидкостью

Объем газа, расходуемого на продувку аппаратов с жидкостью с целью ее вытеснения, $V_{\text{пр}}^{\text{ж}}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{\text{пр}}^{\text{ж}} = 3,23 \cdot F \cdot P_{\text{ср}} \cdot \tau'' + V_{\text{ж}} \cdot \Gamma, \quad (8.13.22)$$

где F – площадь сечения трубки, по которой сливается жидкость, м²;

$P_{\text{ср}}$ – среднее давление газа в аппарате, кг/см²;

τ'' – продолжительность однократной продувки, с;

$V_{\text{ж}}$ – объем жидкости, слитой из аппарата, м³;

Γ – газовый фактор жидких продуктов (количество газа, растворенного в жидкости, то есть объем газообразных углеводородов, выделившихся из 1 м³ сливаемой жидкости), м³/м³;

3,23 – эмпирический коэффициент.

Объем газа, расходуемого при продувке оборудования $V_{\text{пр}}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{\text{пр}} = \frac{326 \cdot d_{\text{св}}^2 \cdot P_{\text{св}} \cdot \tau'' \cdot n}{\sqrt{\rho \cdot T}}, \quad (8.13.23)$$

где $d_{\text{св}}$ – диаметр свечи, через которую происходит продувка, мм;

P – абсолютное давление газа в свече при продувке, кг/см²;

τ'' – продолжительность однократной продувки, с;

n – количество продувок;

ρ – плотность газа по воздуху;

T – температура газа, К;

326 – эмпирический коэффициент.

Удельные выбросы при продувках оборудования приведены в таблицах 8.21–8.27.

8.13.4.3 Расчет удельных и валовых выбросов природного газа при стравливании, продувке трубопроводов и технологического оборудования

Массовый выброс углеводородов в атмосферу от источников выделения газовых выбросов с учетом концентрации и объемного расхода газа G , т/год, вычисляют по формуле

$$G = \sum_1^n (Q \cdot c \cdot \tau_1 \cdot b \cdot 0,0036), \quad (8.13.24)$$

где Q – объемный расход выбрасываемого газа, м³/с;

c – концентрация углеводородов (метана) в выбрасываемом газе, г/м³;

τ_1 – время работы в течение года однотипных источников выбросов, ч/год;

b – количество однотипных источников;

n – количество технологических операций;

0,0036 – коэффициент пересчета.

Объемный расход выбрасываемого газа Q , м³/с, вычисляют по формуле

$$Q = \frac{V}{\tau_2}, \quad (8.13.25)$$

где V – объем выброса газа, м³;

τ_2 – продолжительность однократной продувки (стравливания), с.

Максимальный разовый выброс (мощность выброса) углеводородов в атмосферу от каждого отдельного источника M , г/с, вычисляют по формуле

$$M = Q \cdot c. \quad (8.13.26)$$

Массовый выброс углеводородов в атмосферу от источников их выделения по годовому объему выброшенного газа G' , т/год, вычисляют по формуле

$$G' = V' \cdot \rho, \quad (8.13.27)$$

где V' – объем выброшенного газа в атмосферу в течение года, тыс. м³/год;

ρ – плотность газа, кг/м³.

Удельный выброс на единицу производительности оборудования (установки, агрегата) m , г/м³, вычисляют по формуле

$$m = \frac{3600M}{\Pi}, \quad (8.13.28)$$

где Π – производительность оборудования (установки, агрегата), м³/ч.

Удельный выброс на единицу протяженности участка газопровода, отвода m^L , м³/км, вычисляют по формуле

$$m^L = \frac{V}{L}, \quad (8.13.29)$$

где L – длина участка газопровода, отвода, км.

Валовый выброс углеводородов в атмосферу от источников их выделения за отчетный или планируемый период эксплуатации G'' , т/период, определяют с учетом удельных выбросов по формулам:

$$G'' = m \cdot \Pi' \cdot 10^{-6}; \quad (8.13.30)$$

$$G'' = \frac{m^L \cdot L_1 \cdot \rho}{1000}, \quad (8.13.31)$$

где Π' – производительность оборудования (установки, агрегата) за отчетный или планируемый период эксплуатации, м³/период;

ρ – плотность газа, кг/м³;

L_1 – длина стравливаемых участков газопроводов, отводов за отчетный или планируемый период эксплуатации, км.

Таблица 8.21 – Удельные выбросы при продувках сепараторов

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем срабатывания, м ³	Расход газа на срабатывание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
СГ	СФ	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	25,00	0,05	23,00	163,84	0,55	376,82
СГ	50ФС-1	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	4,00	0,20	20,00	120,58	0,40	277,34
СГ	С-17	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	64,00	0,30	25,00	2315,20	7,72	5324,96
С	С-502	Газ + конденсат, ВМС	Нефтемаш им. 50 лет СССР	2,30	0,60	10,00	416,01	1,39	956,83
ГП 1438.03.00.000	С-1	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	72,00	0,60	23,00	5662,17	18,87	13023,00
С	С-206 № 1	Газ + конденсат	Пензахиммаш, ОАО (г. Пенза)	140,00	0,60	47,00	5387,77	17,96	12391,86
ГП 1438.03.00.000	С-601 № 1	Газ + конденсат + ВМП	Волгограднефтемаш (Россия)	71,50	0,75	23,00	7028,57	23,43	16165,70
С	С-503	Газ + конденсат, ВМС	Нефтемаш им. 50 лет СССР	23,60	0,96	10,00	6829,84	22,77	15708,63
ГСВ	С-3	Газ + конденсат + вода	Машстрой, г. Туапсе	2,50	1,00	25,00	301,46	1,00	693,35
ЕЕ.144-F-1655-CS03-09	С-503	Газ + конденсат	Secometal S.A. (Франция)	8,70	1,00	47,00	558,02	1,86	1283,44
С	V-103	ГЖС	Mannesmann (Германия)	43,30	1,00	40,00	3263,29	10,88	7505,56
С	V-02	ГЖС	Салаватнефтемаш (Россия)	36,70	1,00	40,00	2765,88	9,22	6361,52
С	С-1/1	Газ + конденсат	Курганхиммаш (Россия)	0,40	1,00	10,00	120,58	0,40	277,34
СВ	С-503	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	7,40	1,10	50,00	490,77	1,64	1128,78
СВ	С-503	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	7,30	1,10	23,00	1052,48	3,51	2420,71
ГСВ	С-5	Газ + конденсат	Саратовский завод	4,50	1,40	25,00	759,68	2,53	1747,25
СГ	С1	Газ		2,90	1,60	25,00	559,51	1,87	1286,87
ГСВ	С-3	Газ	Нефтемаш, г. Новочеркасск	9,00	1,60	25,00	1736,40	5,79	3993,72
СГ	СО-1-SO2/1	Газ	Creusol-Loire (Франция)	12,00	1,88	23,00	2956,91	9,86	6800,90
СГ	СО-1-SO1/1	Газ	Creusol-Loire (Франция)	16,00	1,88	12,00	7556,56	25,19	17380,08
СГ	СО-1-SO3/1	Газ	Creusol-Loire (Франция)	27,00	1,88	12,00	12751,69	42,51	29328,88
ГП 252.03.01.000	1-С-201/4	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	63,00	10,00	30,00	63306,25	211,02	145604,38
ГП 252.03.00.000	С-1 № 1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	8,60	10,00	20,00	12962,71	43,21	29814,23
ГП 252.03.00.000	С-1 № 5	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	6,30	10,00	30,00	6330,63	21,10	14560,44
ГП 554.00.00.000 1600	С-201/1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	12,50	10,00	50,00	7536,46	25,12	17333,85
ГП 2194.03.01	С-201/4	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	20,00	10,00	5,00	120583,33	401,94	277341,67
ГП 2194.36	БС 101-1	Сырой газ	Волгограднефтемаш (Россия)	10,50	10,00	6,00	52755,21	175,85	121336,98
ГП 2194.02-01	СП-501	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	100,00	10,00	5,00	602916,67	2009,72	1386708,33
С	С-2.1	Газ + конденсат + ВМП	ТюменьНИИгазпрогаз, г. Тюмень (Россия)	3,20	10,00	30,00	3215,56	10,72	7395,78
С	С-2.2	Газ + конденсат + ВМП	ТюменьНИИгазпрогаз, г. Тюмень (Россия)	6,00	10,00	47,00	3848,40	12,83	8851,33
ГП 2084.01	20С-1/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	20,30	10,50	20,00	32127,92	107,09	73894,22
ГП 252.03.00.000	1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	6,30	10,00	35,00	5426,25	18,09	12480,38
СГ	С-503	Газ + конденсат	Secometal S.A. (Франция)	7,40	11,00	47,00	5223,82	17,41	12014,80
СВ	С-501В	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	10,11	11,00	15,00	22350,12	74,50	51405,28
СГ	С-501	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	10,11	11,00	50,00	6705,04	22,35	15421,58
СГ	С-501-1К	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	10,11	11,00	50,00	6705,04	22,35	15421,58
P-12099	С-102	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	23,00	11,10	20,00	38481,16	128,27	88506,66
ГП 1149.09.01.000-01	20 С-1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	18,30	11,00	20,00	30341,78	101,14	69786,10
ГП 1430.01.00.000	10С-1	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	5,80	12,00	4,00	52453,75	174,85	120643,63
СГ	10С-2	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	5,80	12,00	23,00	9122,39	30,41	20981,50
СГ	С-201	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	6,50	12,32	15,00	16093,86	53,65	37015,87

Продолжение таблицы 8.21

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, т/с
990-0-01.000	C-1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	5,60	12,50	47,00	4489,80	14,97	10326,55
СВ	C-501	Газ + конденсат	Secometal S.A. (Франция)	1,83	12,60	15,00	4634,02	15,45	10658,24
С	C-1.2	Газ + конденсат + ВМР	ТюменьНИИгазпрогаз, г. Тюмень (Россия)	4,00	12,70	47,00	3258,32	10,86	7494,13
С	V-101	ГЖС	Mannesmann (Германия)	8,00	12,95	40,00	7807,77	26,03	17957,87
ГСГ	C1-1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	2,60	13,00	25,00	4075,72	13,59	9374,15
С	V-01	ГЖС	Bretco (Франция)	4,70	13,00	40,00	4604,78	15,35	10590,98
СГ	C-101	Газ + конденсат, ВМС	ENSA (Франция)	9,75	13,00	10,00	38209,84	127,37	87882,64
СГ	C-401	Газ + конденсат, ВМС	ENSA (Франция)	9,75	13,00	10,00	38209,84	127,37	87882,64
СВ	C-401	Газ + конденсат, ВМС	Secometal S.A. (Франция)	9,75	13,00	10,00	38209,84	127,37	87882,64
ГП 811.03.00.000	C 3/3	Газ + конденсат + вода	Волгограднефтемаш (Россия)	25,00	13,00	47,00	20845,52	69,49	47944,70
СВ	C-501	Газ + конденсат, ВМС	ENSA (Франция)	1,71	13,00	10,00	6701,42	22,34	15413,26
СВ	C-501	Газ + конденсат, ВМС	ENSA (Франция)	1,71	13,00	10,00	6701,42	22,34	15413,26
СВ	C-501	Газ + конденсат, ВМС	Secometal S.A. (Франция)	1,71	13,20	10,00	6804,52	22,68	15650,39
СВ	C-501K	Газ + конденсат, ВМС	Secometal S.A. (Франция)	1,71	13,25	15,00	4553,53	15,18	10473,11
С	C-501	Газ	Creusol-Loire (Франция)	1,71	13,25	47,00	1453,25	4,84	3342,48
СГ	C-101	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	9,75	13,30	15,00	26061,07	86,87	59940,47
С	C-101	Газ	Creusol-Loire (Франция)	9,75	13,30	47,00	8317,36	27,72	19129,94
СВ	C-102-1	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	13,30	10,00	24858,25	82,86	57173,98
ГС	C-401	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	9,75	13,30	15,00	26061,07	86,87	59940,47
СГ	C-301-1	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	9,75	13,30	10,00	39091,61	130,31	89910,70
СГ	C-301	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	9,75	13,30	40,00	9772,90	32,58	22477,68
СВ	C-102-2	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	15,50	13,30	15,00	41430,42	138,10	95289,97
СВ	C-501-2К	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	1,71	13,30	10,00	6856,07	22,85	15768,95
С	10ПУ-1	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	22,70	13,60	30,00	31022,07	103,41	71350,77
СГ	C-501	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	6,50	13,70	15,00	17896,58	59,66	41162,13
163001	C-201	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	8,10	13,70	15,00	22301,89	74,34	51294,34
СГ	C-201	Газ + конденсат	Creusol-Loire (Франция)	8,10	13,70	15,00	22301,89	74,34	51294,34
СГ	C-301	Газ + конденсат	Creusol-Loire (Франция)	8,10	13,70	15,00	22301,89	74,34	51294,34
СГ	C-101В	Газ + конденсат	Creusol-Loire (Франция)	8,10	13,70	15,00	22301,89	74,34	51294,34
СГ	C-101	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	6,50	13,70	15,00	17896,58	59,66	41162,13
СГ	C-101	Газ + конденсат	Creusol-Loire (Франция)	8,10	13,70	15,00	22301,89	74,34	51294,34
СГ	C-301	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	8,10	13,70	15,00	22301,89	74,34	51294,34
ГС	C-501	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	1,83	13,70	15,00	5038,57	16,80	11588,72
СГ	C-501	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	1,70	13,70	15,00	4680,64	15,60	10765,48
ЕЕ.144-F-C501-04	C-501	Газ + конденсат, ВМС	Secometal S.A. (Франция)	1,83	13,70	15,00	5038,57	16,80	11588,72
ГП 811.03.00.000	C 1/1	Газ + конденсат + вода	Волгограднефтемаш (Россия)	25,00	13,80	47,00	22128,32	73,76	50895,15
ГП 811.03.00.000	C-3р/3	Газ + мех. примеси + ВМР	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	25,00	13,80	47,00	22128,32	73,76	50895,15
ГП 569.01.00.000	C-201	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	10,00	14,00	20,00	21102,08	70,34	48534,79
ГП 569.02.00.000	C-203	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	10,00	14,00	47,00	8979,61	29,93	20653,10
ГП 1530.02.00.000	C-1	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	0,80	14,30	47,00	733,76	2,45	1687,65
ГП 1530.02.00.000	C1-1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,90	14,30	20,00	1939,88	6,47	4461,73
ГП 1530.02.00.000	C1-2	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	3,00	14,30	20,00	6466,28	21,55	14872,45
ГП 1467.02	C1-1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	3,00	14,30	47,00	2751,61	9,17	6328,70
ГСВ	C-4	Газ + конденсат + вода	Волгограднефтемаш (Россия)	6,30	14,50	25,00	11015,29	36,72	25335,16

Продолжение таблицы 8.21

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	Волгограднефтемаш (Россия)	3,90	14,50	25,00	6818,99	22,73	15683,67
ГП 1199.02.01.000	С-201/2	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	21,40	14,50	28,00	33408,04	111,36	76838,50
ГП 1199.01.00.000	С-201а/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	30,00	14,50	28,00	46833,71	156,11	107717,52
ГСГ	С-19	Газ + конденсат + вода	Волгограднефтемаш (Россия)	81,00	14,50	25,00	141625,13	472,08	325737,79
С	С-2К	Газ + конденсат	ТюменьНИИГипрогаз, г. Тюмень (Россия)	3,00	14,50	40,00	3278,36	10,93	7540,23
С	Сп-1	Газ + конденсат + ВМР	Курганхиммаш (Россия)	4,00	14,50	20,00	8742,29	29,14	20107,27
ГСВ	С-1-2	Газ	Курганхиммаш (Россия)	2,90	14,00	20,00	6119,60	20,40	14075,09
ГП 364.02.01.000-1600	С-104	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	6,30	15,00	5,00	56975,63	189,92	131043,94
ГП 569.02.00.000	С-103	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	20,00	15,00	47,00	19242,02	64,14	44256,65
ГП 569.01.00.000	С-101	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	16,00	15,00	20,00	36175,00	120,58	83202,50
ГП 569.01.00.000	С-301	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	8,00	15,00	5,00	72350,00	241,17	166405,00
ГП 364.02.01.000-1600	С-304	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	6,30	15,00	5,00	56975,63	189,92	131043,94
ГП 643.00.00	3-ст. сепар. С-601, С-602, С-604.	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	29,00	15,00	21,00	62444,94	208,15	143623,36
ГП 364.04.00.000-М-01	С-203/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	10,00	15,20	47,00	9749,29	32,50	22423,37
ГП 364.04.01.000-М-01	С-3/1	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	2,50	15,20	47,00	2437,32	8,12	5605,84
ГП 364.04.00.000-М-01	С-1	Газ + пластовая жидкость	Волгограднефтемаш (Россия)	2,50	15,20	25,00	4582,17	15,27	10538,98
ГП 364.02.01.000-1200	С-204	Газ + конденсат	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	6,30	15,20	47,00	6142,05	20,47	14126,72
ГП 364.02.01.000-1600	С-504	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	6,30	15,20	5,00	57735,30	192,45	132791,19
ГПМ 1199.03.00.000	С-202/2	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	8,00	15,20	8,00	45821,67	152,74	105389,83
ГП 569.01.01.000	С-101	Газ + конденсат	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	10,00	15,20	10,00	45821,67	152,74	105389,83
ГП 569.02.00.000	С-203-2	Газ + конденсат	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	11,30	15,20	47,00	11016,70	36,72	25338,41
ГС	С-701	Газ + конденсат	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	12,50	15,20	47,00	12186,61	40,62	28029,21
ГП 569.02.00.000	8В-С-203-2	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	12,50	15,20	47,00	12186,61	40,62	28029,21
ГП 643.00.00	8В-С-201-2	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	29,00	15,20	20,00	66441,42	221,47	152815,26
ГСГ-160-1000	С-1	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	4,00	16,00	47,00	4104,96	13,68	9441,42
ГСВ	С-1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	3,90	16,00	25,00	7524,40	25,08	17306,12
ГСВ	С-3	Газ + конденсат + вода	Саратовский завод	4,50	16,00	10,00	21705,00	72,35	49921,50
ГП 152.01.00 10-0-СБ	С-1	Газ + пластовая жидкость	Волгограднефтемаш (Россия)	6,00	16,00	25,00	11576,00	38,59	26624,80
ГСВ	С-1 № 7	Газ + конденсат	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	2,90	16,00	30,00	4662,56	15,54	10723,88
ГСВ	С1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	2,90	16,00	45,00	3108,37	10,36	7149,25
ГСВ	ЗС	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	2,90	16,00	20,00	6993,83	23,31	16085,82
ГСВ	С-2	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	4,50	16,00	25,00	8682,00	28,94	19968,60

Продолжение таблицы 8.21

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, т/с
ГСВ	С-8	Газ + конденсат + вода	Нефтемаш, г. Новочеркасск (Россия)	3,60	16,00	25,00	6945,60	23,15	15974,88
ГСВ	С-1	Газ	«Красный молот», г. Тихорецк (Россия)	10,60	16,00	25,00	20450,93	68,17	47037,15
С	С-1/3	ГЖС	Химмаш, г. Краснодар	0,02	16,00	20,00	48,23	0,16	110,94
С	С-1/2	ГЖС	Химмаш, г. Краснодар	0,02	16,00	20,00	38,59	0,13	88,75
ГП 569.01.00.000	С-501	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	10,00	19,00	20,00	28638,54	95,46	65868,65
ГП 364.02.01.000-1600	С-404	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	6,30	19,80	5,00	75207,83	250,69	172978,00
ГСВ	С-1	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	2,00	25,00	747,62	2,49	1719,52
СГ	С1-6	Газ		4,00	2,50	25,00	1205,83	4,02	2773,42
ГСВ	С-1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	3,10	2,50	25,00	934,52	3,12	2149,40
СГ	С-1	Газ		50,00	3,00	30,00	15072,92	50,24	34667,71
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	Нефтемаш, г. Новочеркасск (Россия)	9,00	3,20	25,00	3472,80	11,58	7987,44
ГСВ	С-2	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	3,50	25,00	1308,33	4,36	3009,16
ГСВ	С-3	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	3,50	25,00	1308,33	4,36	3009,16
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	3,50	25,00	1181,72	3,94	2717,95
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	1,10	3,50	25,00	464,25	1,55	1067,77
СГ	С-5	Газ		0,50	3,63	25,00	218,86	0,73	503,38
ГСВ	С5 № 2	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	50,00	3,80	30,00	19092,36	63,64	43912,43
СГ	Р2	Газ		50,00	4,00	23,00	26213,77	87,38	60291,67
СГ	С-3	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,50	4,00	25,00	1205,83	4,02	2773,42
ГСВ	С-5	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	3,90	4,00	25,00	1881,10	6,27	4326,53
ГСВ	С-8	Нефть + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	4,00	25,00	1495,23	4,98	3439,04
СВ	С-15	Газ	Салаватнефтемаш (Россия)	1,10	4,00	25,00	530,57	1,77	1220,30
СГ	В-101	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	40,00	4,00	10,00	48233,33	160,78	110936,67
ГСГ	С-13	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	4,00	25,00	1398,77	4,66	3217,16
ГСВ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,00	25,00	1869,04	6,23	4298,80
ГСВ	С-4	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,00	25,00	1869,04	6,23	4298,80
ГСВ	С-5	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,00	25,00	1869,04	6,23	4298,80
ГСВ	С-1	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	1,10	5,00	25,00	663,21	2,21	1525,38
ГСГ	С-7	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,00	25,00	1748,46	5,83	4021,45
ГСГ	С-4	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,00	25,00	1688,17	5,63	3882,78
ГСГ	С-4	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,00	25,00	1688,17	5,63	3882,78
ГСВ	С-3	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,60	5,00	25,00	1567,58	5,23	3605,44

Продолжение таблицы 8.21

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
ГСВ	С-3	Газ + конденсат + вода	Подольский механический завод	2,60	5,00	25,00	1567,58	5,23	3605,44
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	Химмаш, г. Краснодар	1,10	5,00	25,00	663,21	2,21	1525,38
ГСГ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-5	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-6	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-2	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-2	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
СГ	П	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,90	5,50	25,00	2586,51	8,62	5948,98
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-7	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-3	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	ЭС-1	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
СГ	П	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,90	5,50	25,00	2586,51	8,62	5948,98
ГСВ	С-1	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-11	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-2	Газ + конденсат + вода	Саратовский завод	2,50	5,50	25,00	1658,02	5,53	3813,45
ГСВ	С-5	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-4	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ-Щ	С-10	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-5	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-2	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-3	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-5	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68

Продолжение таблицы 8.21

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
ГСВ	С-7	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-2	Газ	Саратовский завод	2,50	5,50	25,00	1658,02	5,53	3813,45
ГСВ	С-1.1	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	СВ	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-7	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	6,30	5,50	25,00	4178,21	13,93	9609,89
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,70	5,50	25,00	1790,66	5,97	4118,52
ГСГ	С-3.1	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	6,30	5,50	25,00	4178,21	13,93	9609,89
ГСВ	С-8	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-3	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-11	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-10	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСВ	С-8	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	5,50	25,00	2055,95	6,85	4728,68
ГСГ	С-2	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	7,10	5,50	25,00	4708,78	15,70	10830,19
П	С-7	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	11,30	5,50	25,00	7494,25	24,98	17236,78
МП	С-1	Газ	Красный котельщик, г. Таганрог	32,00	5,50	25,00	21222,67	70,74	48812,13
МП	П-1	Газ	Красный котельщик, г. Таганрог	32,00	5,50	25,00	21222,67	70,74	48812,13
МП	С-2	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	32,00	5,50	25,00	21222,67	70,74	48812,13
ГСВ-Щ	С-5	Газ + конденсат + вода	Химмаш, г. Краснодар	0,40	5,50	25,00	265,28	0,88	610,15
УС	С-11	Газ	Химмаш, г. Краснодар	0,42	5,50	25,00	278,55	0,93	640,66
ГСВ-Щ	С-7	Газ + конденсат	Химмаш, г. Краснодар	0,42	5,50	25,00	278,55	0,93	640,66
ГСГ	С-4	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-3	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-3	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСВ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	1,10	5,50	25,00	729,53	2,43	1677,92
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06

Продолжение таблицы 8.21

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, т/с
ГСГ	ЗС-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-3	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-4	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-3	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-6	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-4	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-2.3	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-3	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСВ	С-9	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	1,15	5,50	25,00	762,69	2,54	1754,19
ГСГ	С-4	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-3	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-4	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-4	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-1.2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-5	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-2	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-2.1	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60

Продолжение таблицы 8.21

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	5,50	25,00	1856,98	6,19	4271,06
ГСГ	С-5	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-8	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСГ	СГ-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	5,50	25,00	1923,30	6,41	4423,60
ГСВ	С-2	Газ	Подольский механический завод	2,50	5,50	25,00	1658,02	5,53	3813,45
ГСВ	С-3	Газ	Подольский механический завод	2,60	5,50	25,00	1724,34	5,75	3965,99
ГСВ	С-13	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,60	5,50	25,00	1724,34	5,75	3965,99
СГ	ЕП		—	15,00	5,60	25,00	10129,00	33,76	23296,70
СГ	С1-3	Газ	—	0,50	5,70	25,00	343,66	1,15	790,42
СГ	С-3р	Газ	—	0,80	5,70	25,00	549,86	1,83	1264,68
СГ	С1-5	Газ	—	12,50	5,70	25,00	8591,56	28,64	19760,59
ГП 554.01.00.000 2200-6,3-2И	С-101/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	20,00	5,70	47,00	7311,97	24,37	16817,53
СВ	С-402В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	5,70	15,00	7102,36	23,67	16335,42
СВ	С-302В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	5,80	15,00	7226,96	24,09	16622,01
ГП 1438.03.00.000	ФС-1.1	Газ + конденсат + вода	Волгограднефтемаш (Россия)	71,50	5,80	35,00	35718,51	119,06	82152,56
ГСВ	С-2	Газ	Салаватнефтемаш (Россия)	0,60	5,40	25,00	390,69	1,30	898,59
СГ нефтегазосепаратор	С-3	Нефть + конденсат	Курганхиммаш (Россия)	6,10	5,70	10,00	10481,71	34,94	24107,92
СГ	С1-1	Газ	—	5,20	6,00	23,00	4089,35	13,63	9405,50
СГ	Р1	Газ	—	25,00	6,00	23,00	19660,33	65,53	45218,75
ГСВ	ТГ	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	4,30	6,00	15,00	5185,08	17,28	11925,69
ГСГ	ЕН № 1	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	50,00	6,00	47,00	19242,02	64,14	44256,65
СГ	ФС	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	5,20	6,00	45,00	2090,11	6,97	4807,26
ГСВ	С2	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	5,20	6,00	20,00	4702,75	15,68	10816,33
ГП 554.00.00.000 1600	С-101/5	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	11,00	6,30	20,00	10445,53	34,82	24024,72
ГП 554.00.00.000 1800	С-101/3	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	11,00	6,30	47,00	4444,91	14,82	10223,29
ГП 554.01.00.000 1800-6,3-2И	5-С-101/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	11,00	6,30	40,00	5222,77	17,41	12012,36
ГП 554.01.00.000 1800-6,3-2И	10-С-101/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	6,60	6,30	47,00	2666,94	8,89	6133,97
ГП 554.00.00.000 1600	С-101/2	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	11,00	6,30	20,00	10445,53	34,82	24024,72
ГП 554.00.00.000 1800	С 101 № 9	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	11,00	6,30	47,00	4444,91	14,82	10223,29
ГП 554.01.00.000 2200-6,3-2И	С-101-1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	6,60	6,30	47,00	2666,94	8,89	6133,97
ГС	С-201Н	Газ + нефть	Волгограднефтемаш (Россия)	26,30	6,40	15,00	33827,64	112,76	77803,58

Продолжение таблицы 8.21

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
СГ	С-3	Газ	—	32,00	6,40	23,00	26842,90	89,48	61738,67
ГСГ	С-1	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	6,40	25,00	2160,85	7,20	4969,96
ГСВ	С-3-3	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	32,00	6,40	30,00	20579,56	68,60	47332,98
ГСГ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	6,40	25,00	2160,85	7,20	4969,96
ГС-1-64-800-16ГС	С-2	Газ + пластовая жидкость	Черновицкий машиностроительный завод	1,60	6,40	23,00	1342,14	4,47	3086,93
ГС	С-202А	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	26,30	6,40	10,00	50741,47	169,14	116705,37
СГ	С-103В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	14,00	6,40	15,00	18007,11	60,02	41416,36
СВ	С-402	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	6,60	20,00	6167,84	20,56	14186,03
СГ	С-202А	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	26,30	6,60	20,00	26163,57	87,21	60176,21
СВ	С-102В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	6,70	10,00	12522,58	41,74	28801,93
СГ	С-303В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	14,00	6,70	10,00	28276,79	94,26	65036,62
СГ	С-403-2	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	14,00	6,70	47,00	6016,34	20,05	13837,58
СВ	С-202	Газ + конденсат, ВМС	ENSA (Франция)	15,50	6,90	10,00	32240,97	107,47	74154,23
СВ	С-302-1	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	15,50	6,90	15,00	21493,98	71,65	49436,15
ГСВ	С-3	Газ	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	6,40	10,00	5980,93	19,94	13756,15
ГСВ	С-10	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	3,10	6,40	20,00	2990,47	9,97	6878,07
ГСВ	С1Г	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	32,00	6,40	15,00	41159,11	137,20	94665,96
ГСГ	С-5	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	6,40	30,00	1800,71	6,00	4141,64
ГСГ	С-2	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	6,40	25,00	2160,85	7,20	4969,96
ГСГ	С-3	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,90	6,40	10,00	5595,07	18,65	12868,65
ГСГ	С-6	Газ + конденсат + вода	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	2,80	6,40	30,00	1800,71	6,00	4141,64
ГС	С-403	Газ + конденсат	Secometal S.A. (Франция)	13,95	7,00	35,00	8410,69	28,04	19344,58
СГ	С-403В	Газ + конденсат, ВМС	Secometal S.A. (Франция)	7,50	7,00	30,00	5275,52	17,59	12133,70
СГ	С-103	Газ + конденсат, ВМС	ENSA (Франция)	7,50	7,00	10,00	15826,56	52,76	36401,09
СГ	С-203	Газ + конденсат, ВМС	ENSA (Франция)	7,50	7,00	10,00	15826,56	52,76	36401,09
СГ	С-203В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	14,00	7,00	10,00	29542,92	98,48	67948,71
СВ	С-302	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	15,50	7,00	15,00	21805,49	72,68	50152,62
СВ	С-102	Газ + конденсат, ВМС	Secometal S.A. (Франция)	15,50	7,00	12,00	27256,86	90,86	62690,77
С	С-203	Газ	Creusol-Loire (Франция)	7,50	7,10	47,00	3415,46	11,38	7855,56
ГП 554.00.00.000 1800	1-С-101/2	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	70,00	7,10	47,00	31877,62	106,26	73318,52
СГ	С-502А	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	62,30	7,10	15,00	88896,04	296,32	204460,90
ГП 764.06.00.000	С-102А	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	8,50	7,10	47,00	3870,85	12,90	8902,96
СГ	С-302А	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	26,30	7,10	10,00	56291,31	187,64	129470,02
СГ	С-103-2	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	7,50	7,10	10,00	16052,66	53,51	36921,11
СГ	С-303	Газ + конденсат, ВМС	Secometal S.A. (Франция)	7,50	7,10	40,00	4013,16	13,38	9230,28
СГ	С-303	Газ + конденсат, ВМС	Secometal S.A. (Франция)	7,50	7,10	5,00	32105,31	107,02	73842,22
ГС	С-303В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	14,00	7,10	15,00	19976,64	66,59	45946,27
ГС	С-301Н	Газ + нефть	Волгограднефтемаш (Россия)	40,00	7,20	30,00	28940,00	96,47	66562,00
ГС	С-403В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	14,00	7,30	15,00	20539,36	68,46	47240,53
СГ	С-503	Газ + конденсат, ВМС	Secometal S.A. (Франция)	13,95	7,40	10,00	31119,54	103,73	71574,95

Продолжение таблицы 8.21

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
СГ	С-303	Газ + конденсат	Secometal S.A. (Франция)	13,95	7,40	15,00	20746,36	69,15	47716,63
СГ	С-203	Газ + конденсат, ВМС	Creusol-Loire (Франция)	13,90	7,40	15,00	20672,00	68,91	47545,61
ГСГ-160-1000	С-2	Газ + конденсат	Красный молот, ООО (г. Грозный)	4,00	7,50	47,00	1924,20	6,41	4425,66
ГСГ	Е-2	Газ + нефть	Волгограднефтемаш (Россия)	4,30	7,50	47,00	2068,52	6,90	4757,59
ГСВ	С-1-1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	2,90	7,50	30,00	2185,57	7,29	5026,82
СВ	С-402В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	7,50	20,00	7008,91	23,36	16120,48
СВ	С-202В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	6,30	7,50	20,00	7121,95	23,74	16380,49
С	С-202В	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	7,50	47,00	2982,51	9,94	6859,78
СВ	С-102	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	7,50	10,00	14017,81	46,73	32240,97
СВ	С-302	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	7,50	10,00	14017,81	46,73	32240,97
ГП 605.01.00.000	5-Ф-101/5	Газ	Пензахиммаш, ОАО (г. Пенза)	20,00	7,50	20,00	22609,38	75,36	52001,56
ГП 605.01.00.000	Ф-101/2	Газ	Пензахиммаш, ОАО (г. Пенза)	20,00	7,50	47,00	9621,01	32,07	22128,32
ГП 835.00.00.000_ЦКБН	Ф-101/3	Газ	Пензахиммаш, ОАО (г. Пенза)	20,00	7,50	47,00	9621,01	32,07	22128,32
ГП 295.4892.01.000_Пенза	ФС-1/2	Газ	Пензахиммаш (Россия)	19,60	7,50	47,00	9428,59	31,43	21685,76
ГП 2091.01.01	С-1	Газ	Курганхиммаш (Россия)	19,40	7,50	25,00	17544,88	58,48	40353,21
ГП 1467.02	С101.3	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	18,30	7,50	20,00	20687,58	68,96	47581,43
ГП 2091.24.01	С-1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	12,90	7,50	15,00	19444,06	64,81	44721,34
СВ	С-103В	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	14,00	7,50	20,00	15826,56	52,76	36401,09
СГ	С-303	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	14,00	7,50	10,00	31653,13	105,51	72802,19
ГП 605.00.00.000, 20.0	Ф-101-6	Газ	Пензахиммаш, ОАО (г. Пенза)	20,00	7,50	47,00	9621,01	32,07	22128,32
ГС	С-203/1	ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	14,00	7,70	20,00	16248,60	54,16	37371,79
СГ	С-501	Газ	Secometal S.A. (Франция)	6,70	7,70	20,00	7776,12	25,92	17885,07
СГ	С-501	Газ	Secometal S.A. (Франция)	10,10	7,70	15,00	15629,61	52,10	35948,10
СГ	С-203В	Газ + нефть	Волгограднефтемаш (Россия)	14,00	7,70	20,00	16248,60	54,16	37371,79
СВ	С-102В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	7,70	15,00	9594,41	31,98	22067,15
СГ	С-101	Газ	Secometal S.A. (Франция)	6,70	7,80	35,00	4501,20	15,00	10352,77
СГ	С-102	Газ	Secometal S.A. (Франция)	0,58	7,90	50,00	276,26	0,92	635,39
СГ	С-303В	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	14,00	7,90	20,00	16670,65	55,57	38342,49
ГП 605.01.00.000	Ф-101-1	Газ	Пензахиммаш, ОАО (г. Пенза)	20,00	7,50	47,00	9621,01	32,07	22128,32
СГ	С-101	Газ	Secometal S.A. (Франция)	6,70	8,00	35,00	4616,62	15,39	10618,22
СГ	С-101Н	Газ + нефть	Волгограднефтемаш (Россия)	40,00	8,00	47,00	20524,82	68,42	47207,09
СГ	С-102	Газ	Secometal S.A. (Франция)	0,58	8,00	50,00	279,75	0,93	643,43
ГС	С 4/2	Газ + конденсат + вода	Бугульминский механический завод (Россия)	0,27	8,00	47,00	138,54	0,46	318,65
ГС	С 4/1	Газ + конденсат + вода	Бугульминский механический завод (Россия)	0,80	8,00	47,00	410,50	1,37	944,14
ГП 1181.04.00.000	С-101-6	Газ + пластовая жидкость	Волгограднефтемаш (Россия)	18,30	8,30	25,00	18315,40	61,05	42125,43
ГП 2141.01.000	С-1/1	Природный газ + механические примеси + ВМР	Волгограднефтемаш (Россия)	17,50	8,30	13,00	33682,17	112,27	77468,99
ГП 1532.27.000	С-2/2	Сырой газ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,40	8,30	10,00	1000,84	3,34	2301,94
ГП 1532.29	С-601/1	Осушенный газ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,40	8,30	15,00	667,23	2,22	1534,62
ГП 1199.04.01.000	С-204/2	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	25,00	8,50	30,00	21353,30	71,18	49112,59

Окончание таблицы 8.21

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
ГП 252.06.01.000-1400	5-Ф 1/1	Газ	Красный молот, ООО (г. Грозный)	8,00	8,80	40,00	5305,67	17,69	12203,03
ГС	С-702	Газ + конденсат	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	10,00	8,80	47,00	5644,33	18,81	12981,95
ГП 1924.01	20С-1/3	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	19,00	8,80	2,00	252019,17	840,06	579644,08
ГП 2100.1	20 С-1/10	Газ + конденсат + ВМР	Волгограднефтемаш (Россия)	20,00	8,80	8,00	66320,83	221,07	152537,92
ГП 1467.02.01.000	20С-1-7	Сырой газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	18,30	8,80	50,00	9709,37	32,36	22331,55
ГП 569.02.00.000	С-302	Газ + конденсат	Салаватнефтемаш (Россия)	5,00	8,80	30,00	4421,39	14,74	10169,19
ГП 764.06.00.000	С-102Г	Газ + конденсат, ВМС	Волгограднефтемаш (Россия)	40,00	8,80	30,00	35371,11	117,90	81353,56
Р-12099	С-202	Газ + конденсат	Салаватнефтемаш (Россия)	23,00	8,80	30,00	20338,39	67,79	46778,29
ГС	С-1	Газ + конденсат	Курганхиммаш (Россия)	0,80	8,80	47,00	451,55	1,51	1038,56
ГС1-8,8-600-1-И	С2-1	Газ	Бугульминский механический завод (Россия)	0,80	8,80	47,00	451,55	1,51	1038,56
ГС 1-8,8-600-2	ГС-501 № 2	Газ	Бугульминский механический завод (Россия)	0,80	8,80	47,00	451,55	1,51	1038,56
ГС1-8,8-600-1-И	Куст 118	Газ + конденсат	Бугульминский механический завод (Россия)	0,80	8,80	47,00	451,55	1,51	1038,56
ГР 1015 000.00-00	С-2/2	Газ	Бугульминский механический завод (Россия)	0,80	8,80	47,00	451,55	1,51	1038,56
ГСВ	С-6	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	32,00	8,00	20,00	38586,67	128,62	88749,33
990-1К-01.000	С-1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	9,00	12,00	14017,81	46,73	32240,97
СГ	СГ-1	Газ	Салаватнефтемаш (Россия)	6,30	9,00	30,00	5697,56	18,99	13104,39
ГП 252.03.01.000	С-201/2	Газ	Салаватнефтемаш (Россия)	6,30	9,00	30,00	5697,56	18,99	13104,39
СГ	С-201 «Ассель»	Газ + нефть	Creusol-Loire (Франция)	8,10	9,00	15,00	14650,88	48,84	33697,01
ГП 252.03.00.000	С-1 № 1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	6,30	9,00	30,00	5697,56	18,99	13104,39
ГП 554.00.00.000 1600	12-С-201/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	12,50	9,00	47,00	7215,76	24,05	16596,24
ГП 554.00.00.000 1600	С-201-1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	5,50	9,00	47,00	3174,93	10,58	7302,35
СГ	С-402Н	Газ + нефть	Волгограднефтемаш (Россия)	42,00	9,40	35,00	34004,50	113,35	78210,35
СГ	ФС-1	Газ + конденсат + вода	Волгограднефтемаш (Россия)	20,00	9,40	47,00	12058,33	40,19	27734,17
ГП 835.00.00.000_ Пенза	10-Ф-101/4	Газ	Пензахиммаш, ОАО (г. Пенза)	20,00	9,40	47,00	12058,33	40,19	27734,17
ГП 1430.01.00.000	С-101-1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	20,00	9,40	47,00	12058,33	40,19	27734,17
990-1К-01.000	С 1.1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	6,20	9,00	20,00	8410,69	28,04	19344,58
ГП 252.03.01.000	3-С-201/1	Газ + пластовая жидкость	Салаватнефтемаш (Россия)	6,30	9,00	20,00	8546,34	28,49	19656,59

Таблица 8.22 – Удельные выбросы при продувках фильтров

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем сраживания, м ³	Расход газа на сраживание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
Осветлительный	Ф1	Метанольная вода	Бийский котельный завод (Россия)	3,00	0,90	20,00	406,97	1,36	936,03
Тонкая очистка	Ф1	Газ	Бийский котельный завод (Россия)	0,80	7,50	20,00	904,38	3,01	2080,06
Фильтр	А2	Газ	Бийский котельный завод (Россия)	0,26	0,80	20,00	31,35	0,10	72,11
Фильтр	Ф1	Газ	Бийский котельный завод (Россия)	0,30	1,00	20,00	45,22	0,15	104,00
Фильтр	Ф1	Газ	Бийский котельный завод (Россия)	0,05	0,80	20,00	5,43	0,02	12,48
Фильтр	А1	Газ	Бийский котельный завод (Россия)	0,10	0,80	20,00	12,06	0,04	27,73
Фильтр	Ф1	Газ	Бийский котельный завод (Россия)	0,07	0,80	20,00	7,84	0,03	18,03
Фильтр	Ф4П	Газ	Бийский котельный завод (Россия)	0,44	0,80	20,00	53,06	0,18	122,03
Фильтр	Ф2	Газ	СНЕМАР (Польша)	0,50	0,80	40,00	30,15	0,10	69,34
Фильтр	Ф1	Газ	Бугульминский механический завод (Россия)	0,07	0,80	20,00	7,84	0,03	18,03
Фильтр	Ф5	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,07	0,80	20,00	7,84	0,03	18,03
Фильтр	Ф4	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,50	0,80	20,00	60,29	0,20	138,67
Фильтр	Ф1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,30	0,80	20,00	36,18	0,12	83,20
Фильтр	Ф01	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,30	1,00	20,00	45,22	0,15	104,00
Фильтр	Ф2	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,04	0,80	20,00	4,34	0,01	9,98
Фильтр	МФ2	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,07	0,80	20,00	7,84	0,03	18,03
Угольный	30БФ1-1	ДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,50	0,70	5,00	211,02	0,70	485,35
Жидкостный сетчатый	30БФ1-1	ДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,86	1,00	40,00	64,81	0,22	149,07
Тонкая очистка	Ф-304/1	ДЭГ регенерированный	РМУ ООО УГП	1,73	0,07	60,00	6,10	0,02	14,03
Тонкая очистка	2-Ф-3/2	ДЭГ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	0,83	32,00	60,00	1334,46	4,45	3069,25
Тонкая очистка	10-Ф-304/1	ДЭГ	РМУ ООО УГП	1,20	0,30	20,00	54,26	0,18	124,80
Угольный	30БФ1-4	ДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,50	0,07	5,00	21,10	0,07	48,53
Угольный	30БФ-1/2	НДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	3,60	1,00	20,00	542,63	1,81	1248,04
Жидкостный сетчатый	УМО-301/2	НДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,05	1,60	5,00	48,23	0,16	110,94
Тонкая очистка	ДКС-2-Фп-26/5	Газ	Газстройдеталь, г. Тула (Россия)	0,35	0,75	20,00	39,57	0,13	91,00
СКМ-08.02.2,5	Ф-1/2	Газ	СКМ СЕРВИС, г. Брянск	1,70	3,20	20,00	819,97	2,73	1885,92
Жидкостный сетчатый	20Ф-1/1	ВМР	Волгограднефтемаш (Россия)	0,01	16,00	2,00	289,40	0,96	665,62
Жидкостный сетчатый	Ф-1	ДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,20	0,07	15,00	2,81	0,01	6,47
Жидкостный сетчатый	1Ф-1	Метанол	Курганхиммаш (Россия)	0,10	13,00	20,00	190,07	0,63	437,16
Висциновый	Пылеуловитель висциновый	Очищенный газ	Подземгаз, г. Тула	0,33	6,40	40,00	159,17	0,53	366,09
Висциновый	Ф-2	Очищенный газ	Подземгаз, г. Тула	0,06	6,40	40,00	27,01	0,09	62,12
Висциновый	Пылеуловитель висциновый	Очищенный газ	Подземгаз, г. Тула	0,03	6,40	40,00	14,47	0,05	33,28
Висциновый	Ф-1	Очищенный газ	Подземгаз, г. Тула	0,03	6,40	40,00	14,47	0,05	33,28
Тонкая очистка	Ф2	Газ	Курганхиммаш (Россия)	0,07	0,80	40,00	3,92	0,01	9,01
Жидкостный сетчатый	БФ 1	ТЭГ	Курганхиммаш (Россия)	0,21	1,00	25,00	25,32	0,08	58,24
Тонкая очистка	ДКС-2-Фт-21/1	Газ	Газстройдеталь, г. Тула (Россия)	0,06	3,75	20,00	35,04	0,12	80,60

Окончание таблицы 8.22

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
Патронный жидкостный	Ф-201/2	ВМР	Волгограднефтемаш (Россия)	0,21	1,60	10,00	101,29	0,34	232,97
Патронный жидкостный	Ф-401/1	Метанол	Волгограднефтемаш (Россия)	0,21	1,60	60,00	16,88	0,06	38,83
Патронный жидкостный	Ф-403	ВМР	Волгограднефтемаш (Россия)	0,51	1,60	60,00	41,00	0,14	94,30
Патронный жидкостный	30БФ1-2	ДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,50	0,07	5,00	21,10	0,07	48,53
Жидкостный сетчатый	ф-1/2	ВМР	Волгограднефтемаш (Россия)	0,035	10,00	13,00	81,16	0,27	186,67
Жидкостный сетчатый	Ф-701/2	Метанол	Волгограднефтемаш (Россия)	0,03	1,60	20,00	7,24	0,02	16,64
Жидкостный сетчатый	ФВ-401/1	ВМР	Волгограднефтемаш (Россия)	0,03	1,60	20,00	7,24	0,02	16,64
Жидкостный сетчатый	Ф 401-1	Метанол	Волгограднефтемаш (Россия)	0,03	1,60	20,00	7,24	0,02	16,64
Жидкостный сетчатый	Ф 102-1	ВМР	Волгограднефтемаш (Россия)	0,04	10,00	10,00	105,51	0,35	242,67
Висциновый	—	Очищенный газ	Изготовитель не определен (Франция)	0,33	6,00	40,00	149,22	0,50	343,21
Висциновый	F	Очищенный газ	Подземгаз, г. Тула	0,33	1,30	40,00	32,33	0,11	74,36
Жидкостный сетчатый	Ф-1/2	ДЭГ + вода	Черновицкий машиностроительный завод	0,75	1,00	15,00	150,33	0,50	345,75
Жидкостный сетчатый	БФ-2-2	ДЭГ регенерированный	Черновицкий машиностроительный завод	0,75	0,65	20,00	73,28	0,24	168,55
Патронный жидкостный	Ф-301/3	НДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,51	1,60	60,00	41,00	0,14	94,30
Патронный жидкостный	30БФ-1/1	НДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,53	1,00	20,00	79,89	0,27	183,74
Жидкостный сетчатый	30Ф-1/1	ДЭГ регенерированный	Волгограднефтемаш (Россия)	0,41	1,60	20,00	98,88	0,33	227,42
Патронный жидкостный	30БФ-1/2	НДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,53	1,00	20,00	79,89	0,27	183,74
Висциновый	ф-1	Очищенный газ	Подземгаз, г. Тула	0,03	6,40	40,00	14,47	0,05	33,28
Висциновый		Очищенный газ	Подземгаз, г. Тула	0,33	5,50	40,00	136,79	0,46	314,61
Осветлительный	Ф-2	ДЭГ	Бугульминский механический завод (Россия)	0,83	0,07	90,00	1,95	0,01	4,48
Магнитный	30БФ-1/1	НДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	0,45	1,00	20,00	67,83	0,23	156,00
Газовый	Ф-2	Газ	Газстройдеталь, г. Тула (Россия)	0,35	1,50	50,00	31,65	0,11	72,80
БТ-2018.000.00	БФ-1-4	ДЭГ регенерированный	Бугульминский механический завод (Россия)	0,83	1,60	90,00	44,48	0,15	102,31
Жидкостный сетчатый	Ф1/1	Метанол	Волгограднефтемаш (Россия)	0,11	0,60	20,00	9,95	0,03	22,88
Патронный жидкостный	Ф3/2	ВМР	Волгограднефтемаш (Россия)	0,21	1,60	20,00	50,65	0,17	116,48
Жидкостный сетчатый	Ф-702/2	Метанол	Курганхиммаш (Россия)	0,03	1,60	60,00	2,41	0,01	5,55
Жидкостный сетчатый	Ф 402-1	Метанол	Волгограднефтемаш (Россия)	0,11	1,60	20,00	26,53	0,09	61,02
Тонкая очистка	10-Ф-301/1	ДЭГ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	0,83	1,60	90,00	44,48	0,15	102,31
Тонкая очистка	БФ-1/2-1	Метанольная вода	Бугульминский механический завод (Россия)	0,83	2,00	60,00	83,40	0,28	191,83
Тонкая очистка	2-Ф-3/1	ДЭГ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	0,83	32,00	60,00	1334,46	4,45	3069,25

Таблица 8.23 – Удельные выбросы при продувках испарителей

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем сраживания, м ³	Расход газа на сраживание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
Испаритель	И2	ТЭГ	Черновицкий машиностроительный завод	8,300	17,000	90,000	4726,20	15,75	10870,25
Испаритель	И4	Метанол	Черновицкий машиностроительный завод	8,300	16,000	60,000	6672,28	22,24	15346,24
Кожухотрубный, газ–газ	ИХ-4 ХС	ТЭГ	Черновицкий машиностроительный завод	5,500	6,000	25,000	3979,25	13,26	9152,28
Кожухотрубный, газ–газ	ИХ-1 ХС	ДЭГ регенерированный	Черновицкий машиностроительный завод	1,900	0,100	25,000	22,91	0,08	52,69
Кожухотрубный, газ–газ	ИХ-3 ХС	ДЭГ регенерированный	Черновицкий машиностроительный завод	5,500	2,500	25,000	1658,02	5,53	3813,45
Черт. 030836899 0010003СБ	И-301/1	ДЭГ регенерированный	Черновицкий машиностроительный завод	12,300	0,100	25,000	148,32	0,49	341,13
Черт. 030836899 0010003СБ	И-301-1	ДЭГ	Черновицкий машиностроительный завод	12,000	0,200	25,000	289,40	0,96	665,62
1600 ИП-1-25- 16-М1	10-И-301/1	ДЭГ + вода	Черновицкий машиностроительный завод	12,300	1,400	25,000	2076,45	6,92	4775,82
1600 ИП-1-25- 16-М1	3-И-301/1	НДЭГ	Черновицкий машиностроительный завод	24,300	1,600	90,000	1302,30	4,34	2995,29
1600 ИУ-1-25- 16-М1-0 грБ	И-1-1	НДЭГ	Черновицкий машиностроительный завод	10,000	1,600	90,000	535,93	1,79	1232,63
ГП 1467.15.00.000	40БР1-1	ВМР	Волгограднефтемаш (Россия)	39,400	0,060	90,000	79,18	0,26	182,12
ГП 1467.08.02	30РД-1/1	Вода	Волгограднефтемаш (Россия)	4,000	0,300	30,000	120,58	0,40	277,34
ГП 1467.08.02	30РД1-1	Вода	Волгограднефтемаш (Россия)	4,000	0,300	30,000	120,58	0,40	277,34
ГПР 1889.02.02.01	И-1/2	ДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	20,000	0,100	30,000	200,97	0,67	462,24
Испаритель	И 1	ТЭГ	Курганхиммаш (Россия)	30,000	0,200	30,000	602,92	2,01	1386,71
Испаритель	СО-4-И-02	Пропан	Creusol-Loire (Франция)	49,200	7,750	60,000	19157,68	63,86	44062,66
Кожухотрубный, газ–газ	СО-1-Е01/1	Жидкие углеводороды	Creusol-Loire (Франция)	49,200	1,860	60,000	4597,84	15,33	10575,04
Испаритель	И2	Пропан	Черновицкий машиностроительный завод	8,300	17,000	30,000	14178,59	47,26	32610,76
Испаритель	ХП1	Пропан	Черновицкий машиностроительный завод	8,300	16,000	30,000	13344,56	44,48	30692,48

Таблица 8.24 – Удельные выбросы при продувках десорберов

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем сраживания, м ³	Расход газа на сраживание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
Черт. 15.642 14.18.ТСКР	Д-301/1	ДЭГ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	1,00	154,00	368,01	1,23	846,43
Черт. 15.642 14.18.ТСКР	Д-301-3	НДЭГ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,10	154,00	36,80	0,12	84,64
ГП 252.09.00.000	5-Д-601	Газ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	20,50	0,10	154,00	40,13	0,13	92,30
ГП 252.09.00.000	5-Д-201/1	Газ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,10	154,00	36,80	0,12	84,64
ГП 252.09.00.000	5-Д-201/2	Газ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,20	154,00	73,60	0,25	169,29
ГП 252.09.00.000	1-Д-301-1	Газ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,32	154,00	117,76	0,39	270,86
ГП 252.09.00.000	1-Д-301/2	Газ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,03	154,00	11,78	0,04	27,09
Черт. 15.642 14.18.ТСКР	10-Д-301/1	ДЭГ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	1,00	154,00	368,01	1,23	846,43
Черт. 15.642 14.18.ТСКР	12-Д-301/1	Газ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,10	154,00	36,80	0,12	84,64
ГП 252.09.00.000	15-Д-301/2	Газ + конденсат	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,30	200,00	85,01	0,28	195,53
ГП 2084.05.01.000	30К-1/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	19,00	0,10	198,00	28,93	0,10	66,53
ГП 252.09.00.000	3-Д-201/1	НДЭГ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,03	154,00	11,04	0,04	25,39

Окончание таблицы 8.24

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
ГП 252.09.00.000	Д-301/1	Газ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,03	154,00	11,04	0,04	25,39
ГП 252.09.00.000	Д-301/2	Газ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,03	170,00	10,00	0,03	23,00
ГП 252.09.00.001	Д 301 № 2	Газ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,10	162,00	34,98	0,12	80,46
ГП 252.09.00.000	9-Д-301/1	Газ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,03	154,00	11,41	0,04	26,24
16.097.00.00.000	Д-1-4	НДЭГ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	20,50	1,00	130,00	475,38	1,58	1093,37
03083683183110017СБ	К-1/2	РДЭГ	Черновицкий машиностроительный завод	50,00	0,10	200,00	75,36	0,25	173,34
03083683183110018СБ	К-1/А	Метанол	Черновицкий машиностроительный завод	37,00	1,00	150,00	743,60	2,48	1710,27
ГП 252.09.00.000	Д-1 № 1	Газ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	24,50	0,10	160,00	46,16	0,15	106,17
ГП 252.09.00.000	Д-1 № 1	ДЭГ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,03	160,00	10,63	0,04	24,44
ГП 292.09.00.000	Д-1 № 2	ДЭГ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	0,03	160,00	10,63	0,04	24,44
ГП 252.09.00.000	Д-1	ДЭГ	Дзержинский завод «Химмаш» (Россия)	18,80	1,00	154,00	368,01	1,23	846,43
ГП 252.09.00.000	30К-1 № 1	ТЭГ	Черновицкий машиностроительный завод	32,00	0,06	168,00	34,45	0,11	79,24

Таблица 8.25 – Удельные выбросы при продувках выветривателей

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
Выветриватель	В-3	Газ + конденсат + ВМР	ТюменьНИИГипрогаз, г. Тюмень (Россия)	4,50	1,60	40,00	542,63	1,81	1248,04
Выветриватель	В-4	Газ + конденсат + ВМР	ТюменьНИИГипрогаз, г. Тюмень (Россия)	4,25	1,00	12,30	1041,62	3,47	2395,74
ГП 252.12.01.000	В-301/1	Газ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	12,50	0,30	20,00	565,23	1,88	1300,04
ГП 1602.54	В-401	Кондесат + ВМР	Волгограднефтемаш (Россия)	5,50	1,60	8,00	3316,04	11,05	7626,90
ГП	В-301/1	Газ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	10,00	1,00	40,00	753,65	2,51	1733,39
БН 5165.00.00	В-301-1	ВМС	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	12,50	1,60	10,00	6029,17	20,10	13867,08
ГП 252.12.01.000	2-В-301/1	Газ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	12,50	0,30	20,00	565,23	1,88	1300,04
ГП 252.12.01.000	1-В-301-1	Газ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	25,00	1,60	20,00	6029,17	20,10	13867,08
БН 5165.00.00	10-В-301/1	Газ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	12,50	1,60	20,00	3014,58	10,05	6933,54
ГП 252.12.01.000	12-В-301/1	Газ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	12,50	0,30	20,00	565,23	1,88	1300,04
ГП 252.12.01.000	15-В-301/1	Газ + конденсат	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	5,50	3,00	20,00	2487,03	8,29	5720,17
ГП 252.12.01.000	3-В-301/1	НДЭГ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	12,50	0,30	20,00	565,23	1,88	1300,04
ГП 252.12.01.000	В-301/2	Газ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	12,50	0,30	20,00	565,23	1,88	1300,04
ГП 252.12.01.000	В 301 № 2	Газ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	12,50	1,60	16,00	3768,23	12,56	8666,93
БН 5165.00.00	В-1 № 2	ДЭГ	Бугульминский механический завод (Россия)	12,30	1,60	30,00	1977,57	6,59	4548,40
БН 5165.00.00	В-1 № 2	Газ	Бугульминский механический завод (Россия)	12,50	1,60	20,00	3014,58	10,05	6933,54
БТ 1425.000.00-000	В-1/1	Нестабильный конденсат	Бугульминский механический завод (Россия)	12,50	1,00	40,00	942,06	3,14	2166,73

Окончание таблицы 8.25

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
ГП 252.12.01.000	1-В-301-2	Газ	Бугульминский механический завод, ОАО (г. Бугульма)	25,00	1,60	20,00	6029,17	20,10	13867,08
БТ 1425.000.00-000	В-1	НДЭГ + газ выветривания	Бугульминский механический завод (Россия)	12,00	0,60	10,00	2170,50	7,24	4992,15
БУ 0165.000.00-00.000	В-1-2	НДЭГ	Бугульминский механический завод (Россия)	25,00	0,60	20,00	2260,94	7,54	5200,16
СГ	В-408	Газ + нефть	Волгограднефтемаш (Россия)	40,00	6,30	35,00	21705,00	72,35	49921,50
Выветриватель	Е6 № 5	Газ + конденсат	Салаватнефтемаш (Россия)	50,00	40,00	30,00	200972,22	669,91	462236,11
Выветриватель	Е5 № 1	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	50,00	80,00	15,00	803888,89	2679,63	1848944,44
Выветриватель	Е6 № 3	Газ + конденсат	«Красный молот», г. Грозный (Россия)	50,00	3,20	30,00	16077,78	53,59	36978,89
НА 326.000.00	В-1	Стабильный конденсат	Нефтемаш, г. Новочеркасск (Россия)	50,00	2,00	40,00	7536,46	25,12	17333,85
НА 326.000.00	Во-10	Воздух	Курганхиммаш (Россия)	0,12	1,13	16,00	24,48	0,08	56,31
БТ 1425.000.00-000	В-1/2	НДЭГ + метанол + конденсат + газ выветривания	Бугульминский механический завод (Россия)	12,50	0,60	40,00	565,23	1,88	1300,04

Таблица 8.26 – Удельные выбросы при продувках аппаратов воздушного охлаждения

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
АВГ-20-1,6-Б1-В2Т / 4-1-8С	ВХ-2А	Метанол	Бугульминский механический завод (Россия)	0,90	0,16	15,00	28,94	0,10	66,56
АВО	ВХ305.2	ТЭГ	Борисоглебский завод химического машиностроения (Россия)	0,05	0,60	40,00	2,03	0,01	4,68
АВГ-9-0,6-Б1 / 4-2-4 УХЛ1	ВХ-302 № 2	ТЭГ	Бугульминский механический завод (Россия)	0,13	0,60	30,00	7,84	0,03	18,03
АВГ-20-6-Б1-В2Т / 6-6-4С	ВХ-3/4	ДЭГ	Бугульминский механический завод (Россия)	0,45	0,60	47,00	17,32	0,06	39,83
АВГ-14,6-6-Б1-В3Т	ВХ-3/2	ДЭГ	Бугульминский механический завод (Россия)	0,61	0,60	30,00	36,78	0,12	84,59
АВГ-9-6-Б1-В2Т / 4-2-4С	ВХ-2/2	Метанол	Бугульминский механический завод (Россия)	0,70	0,60	47,00	26,94	0,09	61,96
АВГ-20-6-Б1-В2Т / 6-6-4С	ВХ-3.1	ДЭГ	Бугульминский механический завод (Россия)	1,10	0,60	30,00	66,32	0,22	152,54
АВГ-20-6-Б1-В2Т / 6-6-4С	ВХ3-3	ДЭГ	Бугульминский механический завод (Россия)	2,00	0,90	30,00	180,88	0,60	416,01
АВГ-14,6-6-Б1-В3Т	ВХ-2а	Метанол	Бугульминский механический завод (Россия)	0,80	1,00	20,00	120,58	0,40	277,34
АВМ-Г-20-1,6-Б1-В / 4-1-3	ВТ-501	Газ	Бугульминский механический завод (Россия)	0,28	1,60	20,00	67,53	0,23	155,31
АВГ-14,6-6-Б1-В1Т-С / 4-1-4	ВХ-1К	Конденсат	Научно-производственное объединение, г. Казань	0,50	1,60	47,00	51,31	0,17	118,02
Крезо-Луар	СО-1-АВОп-3/6	Газ	Creusol-Loire (Франция)	2,12	1,87	47,00	254,79	0,85	586,01
2АВГ-100С 712.17-06ПС	ВХ-1 № 1, № 2	Газ	Борисоглебский завод химического машиностроения (Россия)	2,00	10,00	20,00	3014,58	10,05	6933,54
2АВГ-100С 712.17-06ПС	ВХ1-4 № 15, 16	Газ	Борисоглебский завод химического машиностроения (Россия)	2,00	10,00	30,00	2009,72	6,70	4622,36

Окончание таблицы 8.26

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, г/с
2АВГ-100С 712.17-06ПС	ВХ1-3 № 9, 10	Газ	Борисоглебский завод химического машиностроения (Россия)	2,00	10,00	30,00	2009,72	6,70	4622,36
2АВГ-100С 712.17-06ПС	ВХ-1.9/2 (АВО-1)	Газ	Борисоглебский завод химического машиностроения (Россия)	4,00	10,00	30,00	4019,44	13,40	9244,72
2АВГ-100С 712.17-06ПС	60ВХ-11	Газ	Уралхиммаш, г. Екатеринбург	4,34	10,00	47,00	2783,68	9,28	6402,46
2АВГ-100С 712.17-06ПС	60ВХ-3	Газ	Уралхиммаш, г. Екатеринбург	4,34	10,00	3,00	43610,97	145,37	100305,24
2АВГ-100С-1	60ВХ-1-2	Газ	Уралхиммаш, г. Екатеринбург	4,34	10,00	23,00	5688,39	18,96	13083,29
Крезолуар	8-АВО-3/4	Газ		5,00	10,00	23,00	6553,44	21,84	15072,92
2АВГ-100С	ВХ-1.2	Газ	Борисоглебский завод химического машиностроения (Россия)	3,30	100,00	23,00	43252,72	144,18	99481,25
2АВГ-100С 712.17-06ПС	ВХ-1/2	Газ	Борисоглебский завод химического машиностроения (Россия)	4,00	12,50	47,00	3207,00	10,69	7376,11
2АВГ-100С 712.17-06ПС	ВХ1-1	Газ	Борисоглебский завод химического машиностроения (Россия)	4,50	12,50	23,00	7372,62	24,58	16957,03
Крезолуар	АВО-5	Газ	Creusol-Loire (Франция)	2,30	123,90	47,00	18278,00	60,93	42039,39
АВГ-160	ВХ-1-4/2	Газ	Таллинский машиностроительный завод	0,50	16,00	23,00	1048,55	3,50	2411,67
АВТ-160	ВХ-1/1	Газ	Таллинский машиностроительный завод	0,50	17,00	23,00	1114,09	3,71	2562,40
АВГ-160	ВХ-1-1/1	Газ	Таллинский машиностроительный завод	0,50	17,00	23,00	1114,09	3,71	2562,40
Крезолуар	АВОп-4/8	Газ	Creusol-Loire (Франция)	1,06	19,78	47,00	1346,08	4,49	3095,99
АВГ-14,6-6-Б1-ВЗТ	ВХ-2а-1	Метанол	Бугульминский механический завод (Россия)	0,45	2,00	47,00	57,73	0,19	132,77
Крезолуар	АВО-4	Газ	Creusol-Loire (Франция)	2,30	2,30	47,00	339,30	1,13	780,39
АВО	Е-401	Газ	Борисоглебский завод химического машиностроения (Россия)	0,82	4,00	47,00	210,38	0,70	483,87
АВО	Е-401	Газ	Борисоглебский завод химического машиностроения (Россия)	0,82	40,00	47,00	2103,79	7,01	4838,73
Крезолуар	СО-1-АВО-А/1	Газ	Creusol-Loire (Франция)	2,12	7,50	23,00	2085,96	6,95	4797,71
Крезолуар	АВО-3/1	Газ	Creusol-Loire (Франция)	1,04	78,40	47,00	5244,81	17,48	12063,06
Крезолуар	1-АВО-3/4	Газ	Creusol-Loire (Франция)	2,30	8,00	23,00	2411,67	8,04	5546,83
2АВГ-20-7,5-Б1-В1Т / 6-1-12	АВО-3	Газ	Борисоглебский завод химического машиностроения (г. Борисоглебск)	2,88	9,40	47,00	1736,40	5,79	3993,72

Таблица 8.27 – Удельные выбросы при продувках абсорберов

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, Г/с
ГП 1149.06.01.000-01	20 А-1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	25,500	110,000	20,000	422795,31	1409,32	972429,22
ГП 502.00.000	13-А-201/2	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	25,000	10,000	40,000	18841,15	62,80	43334,64
ГП 563 00.00.000	15-А-201/1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	20,000	10,000	40,000	15072,92	50,24	34667,71
ГП 563 00.00.000	15-А-201/4	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	20,000	10,000	40,000	15072,92	50,24	34667,71
ГП 778.01.00.000	А1/1	Сырой газ	Волгограднефтемаш (Россия)	23,000	10,000	47,000	14752,22	49,17	33930,10
ГП 778.01.00.000	А1-7	Сырой газ	Волгограднефтемаш (Россия)	23,000	10,000	47,000	14752,22	49,17	33930,10
ГП 778.01.00.000	А1-3	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	23,000	10,000	15,000	46223,61	154,08	106314,31
ГП 252.05.00.001	А-1 № 1	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	28,000	10,000	25,000	33763,33	112,54	77655,67
ГП 252.05.00.000	1-А-201-1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	28,000	10,000	20,000	42204,17	140,68	97069,58
ГП 252.05.00.000	1-А-201/7	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	28,000	10,000	40,000	21102,08	70,34	48534,79
ГП 252.05.00.002	А-1 № 1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	28,000	10,000	40,000	21102,08	70,34	48534,79
ГП 252.05.00.000	А-1 № 1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	28,000	10,000	35,000	24116,67	80,39	55468,33
ГП 2194.05.01	А-201/3	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	32,800	10,000	25,000	39551,33	131,84	90968,07
ГП 563 00.00.000	А-201/1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	37,000	10,000	40,000	27884,90	92,95	64135,26
ГП 502.00.000	12-А-201/4	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	37,000	10,000	40,000	27884,90	92,95	64135,26
ГП 502.00.000	А-1-2	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	37,000	10,000	40,000	27884,90	92,95	64135,26
ГП 502.00.000	А-201-4	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	37,300	10,000	40,000	28110,99	93,70	64655,28
ГП 502.00.000	12-А-201/2	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	38,000	10,000	40,000	28638,54	95,46	65868,65
ГП 252.05.00.001	А-1 № 2	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	52,000	10,000	25,000	62703,33	209,01	144217,67
ГП 2084.03	20А-1/5	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	27,100	10,500	20,000	42889,98	142,97	98646,96
ГП 252.05.00.000	2-А-1/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	28,000	100,000	30,000	281361,11	937,87	647130,56
ГП 252.05.00.000	2	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	28,000	100,000	35,000	241166,67	803,89	554683,33
ГП 502.00.000	МФА № 1	Газ	Волгоградхиммаш (Россия)	50,000	100,000	46,000	327672,10	1092,24	753645,83
ГП	20А-1 № 1	НТЭГ + газ	Волгограднефтемаш (Россия)	35,400	11,000	18,000	65215,49	217,38	149995,62
ГП 811.05.01.000	А 1/1	Газ + конденсат + вода	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	37,400	12,000	47,000	28786,06	95,95	66207,95
ГП 502.00.000	А 1-8	Газ + ДЭГ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	37,000	12,500	40,000	34856,12	116,19	80169,08
ГП 811.05.01.000	А-1р/2	Природный газ + механические примеси + ВМР	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	37,400	13,200	47,000	31664,67	105,55	72828,74
ГП 778.01.00.000	А-1/6	Газ + ДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	23,000	7,500	40,000	13000,39	43,33	29900,90
ГП 2091.05.01	А-1	Газ	Курганхиммаш (Россия)	40,000	7,500	25,000	36175,00	120,58	83202,50
ГП 2091.05.01	А-2	Газ	Курганхиммаш (Россия)	64,000	7,500	25,000	57880,00	192,93	133124,00
Creusot-Loire	Q-101	Газ	Creusot-Loire (Франция)	31,000	7,700	47,000	15310,23	51,03	35213,54
ГП 812.06.00.000	А-2/3	Газ + конденсат	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	100,000	8,000	6,000	401944,44	1339,81	924472,22
ГП 365.04.01.000	10-А-201/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	16,000	8,000	40,000	9646,67	32,16	22187,33
ГП 365.04.00.000-1200	9-А-201/9	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	16,000	8,000	40,000	9646,67	32,16	22187,33
Creusot-Loire	Q-101	Газ	Creusot-Loire (Франция)	31,000	8,000	47,000	15906,74	53,02	36585,50
ГП 1181.05.00.000	А-201 № 6	ТЭГ + газ	Волгограднефтемаш (Россия)	25,400	8,250	25,000	25268,24	84,23	58116,95
ГП	8В-АС/1	Газ + конденсат	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	44,500	8,600	30,000	38456,03	128,19	88448,88
ГП 365.04.01.000	5-А-201/6	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	16,000	8,800	40,000	10611,33	35,37	24406,07
ГП 365.04.00.000-1200	8-А-201/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	16,000	8,800	40,000	10611,33	35,37	24406,07

Окончание таблицы 8.27

Тип сосуда, аппарата	Технологический номер	Рабочая среда	Завод-изготовитель	Объем сосуда, аппарата, м ³	Проектное давление, МПа	Рабочая температура, °С	Объем стравливания, м ³	Расход газа на стравливание, м ³ /с	Мощность выброса, Г/с
ГП 365.04.01.000	A 201 № 8	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	16,000	8,800	40,000	10611,33	35,37	24406,07
ГП 1467.03.01.000	20А-1-7	Сырой газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	25,400	8,800	47,000	14336,59	47,79	32974,15
ГП 1924.07.02	20А-1/1	Газ + конденсат	Волгограднефтемаш (Россия)	25,400	8,800	2,000	336909,83	1123,03	774892,62
ГП 1924.07-03	20 А1/11	Газ + ДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	25,400	8,800	8,000	84227,46	280,76	193723,15
ГП 365.04.00.000-1200	7-А-201/1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	16,000	80,000	40,000	96466,67	321,56	221873,33
ГП 365.04.00.000-1200	7-А-201/9	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	16,000	80,000	40,000	96466,67	321,56	221873,33
ГП	A201.2	Газ	Волгограднефтемаш (Россия)	25,400	88,000	20,000	336909,83	1123,03	774892,62
ГП 778.01.00.000	А-1/1	Газ + ДЭГ	Волгограднефтемаш (Россия)	23,000	9,000	40,000	15600,47	52,00	35881,08
ГП 252.05.00.000	А-201/1	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	28,000	9,000	45,000	16881,67	56,27	38827,83
ГП 502.00.000	А-201/13	Газ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	37,000	9,000	45,000	22307,92	74,36	51308,21
ГП 502.00.000	А1/8	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	37,000	9,000	50,000	20077,13	66,92	46177,39
ГП 252.05.00.000	А-1 № 1	Газ	п/я А-7550 г. Волгоград (Россия)	28,000	90,000	30,000	253225,00	844,08	582417,50
ГП 252.05.00.000	3-А-201-1	ДЭГ	Волгограднефтемаш, ОАО (г. Волгоград)	28,500	90,000	30,000	257746,88	859,16	592817,81

Библиография

- [1] Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
- [2] Федеральный закон от 04 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»
- [3] Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (введено в действие письмом Ростехнадзора от 24 декабря 2004 г. № 14-01-333)
- [4] Перечень методик расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, используемых в 2010 году при нормировании и определении величин выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (применяется в соответствии с письмом Минприроды России от 25 января 2010 г. № 12-46/709)
- [5] Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух (применяется в соответствии с письмом Государственного учреждения экологии человека и гигиены окружающей среды им. А.Н. Сысина РАМН от 26 августа 2008 г. № 10-05/446)
- [6] Дополнение 1 к ОНД-86 Отраслевая методика расчета приземной концентрации
Общегосударственный загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах ком-
нормативный документ прессорных станций магистральных газопроводов
- [7] Порядок установления источников выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, подлежащих государственному учету и нормированию (утвержден Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 31 декабря 2010 г. № 579)
- [8] Постановление Правительства Российской Федерации от 02 марта 2000 г. № 83 «О нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него»
- [9] Руководящий документ Руководство по контролю загрязнения атмосферы
Госкомгидромета России
РД 52.04.486-89

ОКС 13.020.01

Ключевые слова: нормирование, выброс, загрязняющее вещество, атмосфера, добыча газа, транспорт газа, хранение газа

Корректра *В.И. Кортиковой*
Компьютерная верстка *Н.А. Владимирова*

Подписано в печать 24.08.2011 г.
Формат 60x84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 81 экз.
Уч.-изд. л. 8,0. Заказ ИД-26692.

ООО «Газпром экспо» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.
Тел.: (495) 719-64-75, (499) 580-47-42.

Отпечатано в ООО «Полиграфический комплекс Локус Станди»