ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ"

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СИСТЕМА СТАНДАРТИЗАЦИИ ОАО "ГАЗПРОМ"

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ (СУММАРНО) В АТМОСФЕРУ В ОАО "ГАЗПРОМ"

СТО Газпром 11-2005

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ"

Общество с ограниченной ответственностью
"Научно-исследовательский институт
природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ"

Общество с ограниченной ответственностью
"Информационно-рекламный центр газовой промышленности"

Москва 2005

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН	Обществом с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ"
2 ВНЕСЕН	Отделом энергосбережения и экологии Департамента по траспортировке, подземному хранению и использованию газа
3 СОГЛАСОВАН	Департаментом топливно-энергетического комплекса Минпромэнерго России (письмо от 27.10.2005 г. № 09-1492); Научно-исследовательским институтом охраны атмосферного воздуха (НИИ Атмосфера) Ростехнадзора (письмо от 15.03.2005 г. № 159н/33-07)
4 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Распоряжением ОАО "Газпром" от 22 июля 2005 г. № 168 с 25 октября 2005 г.
5 ВЗАМЕН	РД 51-90-84 Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в газовой промышленности

© ОАО "Газпром", 2005
© Разработка ООО "ВНИИГАЗ", 2005
© Оформление ООО "ИРЦ Газпром", 2005

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

ВВЕДЕНИЕ

"Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО "Газпром" разработаны с целью создания методической основы по определению выбросов углеводородов в атмосферу при бурении скважин, добыче углеводородного сырья, промысловой и заводской обработке, транспорте, хранении и использовании газа и газового конденсата на действующих, проектируемых и реконструируемых объектах дочерних обществ и организаций ОАО "Газпром".

При разработке документа использованы отраслевые и межотраслевые нормативно-технические разработки, данные экспериментальных исследований

Содержание

Введение III
1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 2
3.1 Термины и определения 2
3.2 Условные обозначения 3
3.3 Сокращения 4
4 Выбросы углеводородов в атмосферу 5
5 Общие требования к расчету выбросов углеводородов в атмосферу 6
6 Расчет выбросов газа в атмосферу при продувке скважин 9
7 Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопроводов 12
8 Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку технологического оборудования 15
8.1 Расчет объемов газа, выделившегося в атмосферу при остановке и расходуемого при пуске аппарата, участка газопровода или технологической установки 15
8.2 Расчет объема газа, расходуемого на продувку аппаратов с жидкостью 16
8.3 Расчет объемов газа, расходуемого на технологические нужды компрессорного цеха 17
8.4 Расчет объема газа, сбрасываемого в атмосферу при регенерации или замене адсорбента и катализатора 19
8.5 Расчет объема газа, расходуемого на заправку и работу метанольного устройства 20
8.6 Расчет объемов газа, расходуемого при отборе проб для аналитического контроля 21
8.7 Расчет объемов газа, расходуемого при обслуживании КИП и А 24
8.8 Расчет объема газа, расходуемого при работе силовых пневмоприводов кранов 26
8.9 Расчет объемов газа, расходуемого при настройке и проверке работоспособности предохранительных клапанов 26
9 Расчет объемов газа, расходуемого на технологические нужды газораспределительных организаций 27

10 Расчет выбросов углеводородов в атмосферу с продуктами сгорания углеводородного топлива 29
10.1 Расчет выбросов углеводородов в атмосферу от газотурбинных установок 29
10.2 Расчет выбросов углеводородов в атмосферу от стационарных дизельных установок 30
10.3 Расчет выбросов метана в атмосферу при эксплуатации факельных установок 33
11 Расчет утечек газа и газового конденсата в атмосферу за счет негерметичности уплотнений оборудования и коммуникаций 35
11.1 Расчет утечек газа в атмосферу 35
11.2 Расчет утечек газового конденсата в атмосферу 40
12 Расчет газа выветривания (дегазации) 40
13 Расчет выбросов газового конденсата в атмосферу при эксплуатации технологического оборудования 42
13.1 Расчет выбросов конденсата в атмосферу при продувках и опорожнении оборудования 42
13.2 Расчет выделений конденсата в атмосферу при хранении в резервуарах 43
Приложение А (рекомендуемое) Балансовый метод расчета выбросов углеводородов в атмосферу 48
Приложение Б (рекомендуемое) Выбросы природного газа в атмосферу при эксплуатации ГПА 49
Приложение В (справочное) Физические константы индивидуальных углеводородных газов 52
Приложение Г (рекомендуемое) Косвенный метод определения выделений конденсата в атмосферу от испарения по изменению давления насыщенных паров в резервуарах 53
Библиография 55

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА "ГАЗПРОМ"

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ (СУММАРНО) В АТМОСФЕРУ В ОАО "ГАЗПРОМ"

Дата введения – 2005-10-25

1 Область применения

Настоящий стандарт предназначен для определения валовых выбросов углеводородов в атмосферу при бурении скважин, добыче углеводородного сырья, промысловой и заводской обработке, транспорте, хранении и использовании природного газа и газового конденсата.

Стандарт предназначен для использования экологическими службами дочерних обществ и организаций ОАО "Газпром", осуществляющих бурение скважин, добычу, переработку, транспорт и хранение газа, а также научно-исследовательскими и проектными организациями газовой и смежных отраслей топливно-энергетического комплекса.

Стандарт не распространяется на расчет выбросов углеводородов в атмосферу, связанных с отступлением от принятой технологии, вынужденными остановками технологического оборудования, аварийными ситуациями при бурении скважин, разрыве трубопровода, капитальном ремонте скважин, технологического оборудования и коммуникаций, поскольку аварийные выбросы оцениваются на основе специальных методов исследований, а также на основе экспертных оценок.

В стандарте не рассматриваются выбросы от систем вентиляции и кондиционирования дегазаторов масла, складов горюче-смазочных материалов, поскольку эти системы предусматриваются при проектировании в соответствии с действующими нормами и правилами, предъявляемыми к помещениям производственных зданий и сооружений.

2 Нормативные ссылки

В настоящем документе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров

Издание официальное

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности

ГОСТ 17310-2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

ГОСТ 18917-82 Газ горючий природный. Метод отбора проб

ГОСТ 23781-87 Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава

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

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

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями, условные обозначения основных расчетных параметров и сокращения.

3.1 Термины и определения

3.1.1 **валовые выбросы углеводородов, т/год:** Суммарное количество углеводородов, поступающее в атмосферу за отчетный период времени с технологическими потерями газа и конденсата.

3.1.2 **индивидуальная норма (норматив) выброса природного газа при эксплуатации газоперекачивающего агрегата, м³/кВт·ч:** Научно и технически обоснованная норма выброса природного газа, характеризующая предельно допустимое значение выброса природного газа в атмосферу в результате технологических операций при эксплуатации газоперекачивающего агрегата на 1 кВт·ч условной номинальной работы компрессорного цеха.

3.1.3 **индивидуальная норма (норматив) утечки природного газа при эксплуатации газоперекачивающего агрегата, м³/кВт·ч:** Научно и технически обоснованная норма утечки природного газа, характеризующая предельно допустимое значение утечки природного газа в атмосферу в результате технологических операций при эксплуатации газоперекачивающего агрегата на 1 кВт·ч условной номинальной работы компрессорного цеха.

3.1.4 **источник выделения загрязняющих веществ:** Технологическое оборудование или технологические процессы, от которых в ходе производственного цикла отходят загрязняющие вещества, а также места хранения жидких и прочих веществ, от которых под воздействием различных факторов выделяются загрязняющие вещества.

3.1.5 **источник выброса загрязняющих веществ:** Специальное устройство, посредством которого осуществляется выброс загрязняющих веществ в атмосферу.

3.1.6 **природный газ**: Добываемый на газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождениях газ, представляющий собой многокомпонентные смеси, состоящие из предельных углеводородов, в основном CH_4 – C_4H_{10}, и неуглеводородных компонентов.

3.1.7 **газовый конденсат**: Смесь предельных углеводородов C_5H_{12} + высшие, выделяющихся в виде жидкости из природного газа.

3.1.8 **организованный выброс**: Технологически необходимый выброс газа, поступающий в атмосферу через специальное техническое устройство.

3.1.9 **продувка**: Технологическая операция очищения природным газом постоянного давления емкостного оборудования, технологических коммуникаций, линейных участков газопровода при пуске, наладке и эксплуатации, сопровождающаяся выбросом газа в атмосферу через свечу.

3.1.10 **стравливание природного газа**: Технологическая операция опорожнения емкостного оборудования, технологических коммуникаций, линейных участков газопровода от природного газа при остановке оборудования или отключении участка газопровода, сопровождающаяся залповым выбросом газа в атмосферу через свечу.

3.1.11 **свеча**: Техническое устройство в виде вертикальной трубы с оголовком для осуществления организованного выброса газа в атмосферу

3.1.12 **факел**: Источник выброса загрязняющих веществ от факельной установки.

3.1.13 **факельная установка**: Техническое устройство для сжигания в атмосфере некондиционных газовых и газоконденсатных смесей, транспортируемых под давлением в зону горения.

3.1.14 **утечка**: Технологически неизбежные потери газообразных веществ через неплотности в арматуре.

3.1.15 **арматура**: Разнообразные приспособления и устройства, монтируемые на трубопроводах, резервуарах, аппаратах, приборах и предназначенные для управления потоками рабочей среды.

3.2 Условные обозначения

M – выброс углеводородов в атмосферу (г/с; кг/ч; кг/год; т/год);

Q – расход газа при различных технологических операциях ($м^3$/с; $м^3$/ч; $м^3$/мин; $м^3$/сут; $м^3$/год; кг/ч; т/год);

V – объем газа, выделившегося в атмосферу либо расходуемого на технологические операции ($м^3$);

$V^{геом}$ – геометрический объем газовой полости аппарата, участка газопровода, технологической линии, прочего оборудования ($м^3$);

G – вес газа/продукта, расходуемого на технологическую операцию (г; кг; т);

P – давление газа ($кг/см^2$; атм; Па; кПа; МПа);

T – температура (К);

t – температура (°С);

C – содержание (концентрация) углеводородов в газовых выбросах ($г/м^3$; $кг/м^3$; объемные доли; % об.);

Z – коэффициент сжимаемости газа;

Г – газовый фактор жидких продуктов ($м^3/м^3$);

ρ – плотность газа ($г/м^3$; $кг/м^3$; $т/м^3$);

$ρ^*$ – относительная плотность газа по воздуху;

$ρ^*_ж$ – относительная плотность жидкости по воде;

v – скорость движения потока (м/с);

τ – продолжительность расчетного периода технологической операции (с; мин.; ч; сут);

$N_е$ – номинальная мощность установки (кВт);

$N_э$ – эксплуатационная мощность установки (кВт);

d – диаметр трубы (мм; м);

L – длина, глубина (м);

F – площадь сечения канала, трубы, ствола, вентиля, прочего оборудования ($м^2$);

b – количество аппаратов, число технологических линий и прочих источников выделения газовых выбросов;

n – количество технологических операций.

Остальные обозначения расчетных параметров и индексов параметров указаны непосредственно в тексте документа.

3.3 Сокращения

ГПА – газоперекачивающий агрегат

ГРП – газораспределительный пункт

ГРС – газораспределительная станция

ГРУ – газорегуляторная установка

ГТУ – газотурбинная установка

ДКС – дожимная компрессорная станция

ЗРА – запорно-регулирующая арматура

КИП и А – контрольно-измерительные приборы и система автоматики

КС – компрессорная станция

КЦ – компрессорный цех

МГ – магистральный газопровод

ПХГ – подземное хранилище газа

ШРП – шкафной регуляторный пункт

4 Выбросы углеводородов в атмосферу

4.1 Выбросы углеводородов в атмосферу обусловлены режимом эксплуатации технологических объектов для поддержания их в рабочем состоянии и производятся при отсутствии технической возможности проводить работы с подачей газа в газосборные сети.

4.2 В настоящем стандарте рассматриваются технологические выбросы газа и конденсата в атмосферу, имеющие место при:

- продувках и опорожнении технологического оборудования и коммуникаций;
- сжигании горючих газов и паров на факелах;
- работе стационарных дизельных установок;
- утечках через неплотности;
- испарениях газового конденсата.

4.3 Продувки технологического оборудования и коммуникаций природным газом относятся к регламентируемым технологическим операциям и могут сопровождаться выбросом продувочного газа в атмосферу через продувочные свечи или сбросом газа в факельную систему.

Продувки проводят:

- скважин при освоении, испытаниях, исследовательских и ремонтных работах и прочих технологических операциях;
- шлейфов и межпромысловых коллекторов, участков газо- и конденсатопроводов МГ, коммуникаций ПХГ, КС, ДКС, ГРС, ГИС и пр. для освобождения трубопроводов от газа, конденсата, воды и пыли при ремонтных работах и прочих технологических операциях;
- аппаратов и емкостного оборудования установок предварительной и комплексной подготовки газа, а также других установок (пылеуловителей, сепараторов, конденсатосборников и другого технологического оборудования) при производстве планово-предупредительного и планового ремонта и прочих технологических операций;

- компрессоров и систем обвязки ГПА КС и ДКС при пусках, остановках, изменениях режима и прочих технологических операциях;

- соединительных линий и пробоотборников при проведении аналитического контроля производства.

4.4 Опорожнения (стравливания) технологического оборудования и коммуникаций от природного газа относятся к регламентируемым технологическим операциям и могут сопровождаться выбросом газа в атмосферу через сбросные свечи.

Опорожнения (стравливания газа) проводят:

- технологических трубопроводов при очистке их очистными устройствами, врезке отводов и перемычек, ремонте и прочих технологических операциях;

- технологических устройств аппаратов и емкостей при различных технологических операциях;

- компрессоров и систем обвязки ГПА при различных технологических операциях;

- пневмоприводов кранов ЗРА при эксплуатации;

- предохранительных клапанов при настройке и проверке работоспособности.

4.5 Выбросы углеводородов от энерготехнологических агрегатов различного назначения поступают в атмосферу с продуктами сгорания углеводородного топлива.

4.6 Выбросы углеводородов в атмосферу при сжигании на факелах горючих газов и паров, сбрасываемых при пусках, наладках и остановках технологических объектов, происходят в результате неполного сгорания газов.

4.7 Утечки природного газа в атмосферу происходят за счет негерметичности уплотнений оборудования и коммуникаций.

4.8 Испарение газового конденсата в атмосферу происходит при его хранении в резервуарах.

5 Общие требования к расчету выбросов углеводородов в атмосферу

5.1 Валовый выброс углеводородов в атмосферу на объектах дочерних обществ и организаций ОАО "Газпром" определяют как сумму всех газовых углеводородных выбросов от каждого источника выброса за отчетный период времени.

5.2 Фактическое (отчетное) количество газовых углеводородных выбросов в атмосферу за прошедший период определяют по всем источникам выбросов.

5.3 Величину прогнозного количества выбросов углеводородов от эксплуатируемых объектов на определенный период рассчитывают на основании фактического количества выбросов на этих объектах за предыдущий период с корректировкой на намечаемый объем

и параметры исходных и конечных продуктов, техническое состояние технологических установок, норм технологического режима и т.д.

5.4 На стадии проектирования технологического объекта при расчете величины прогнозного количества газовых углеводородных выбросов от источника выброса продолжительность выброса принимают, исходя из инструкции по созданию и эксплуатации аналогичных объектов либо из отечественного и зарубежного опыта в области организации и выполнения подобных работ.

5.5 Расчет количества газовых углеводородных выбросов из различных источников осуществляют:

- по результатам исследований с использованием математических моделей;
- по удельному выбросу на единицу продукции;
- по замеру основных параметров газового потока измерительными устройствами;
- по материальному балансу, приведенному в приложении А.

5.6 Валовые выбросы углеводородов в атмосферу от источников выделения газовых выбросов M, т/год, вычисляют по формуле

$$M = \sum_{1}^{n}(Q \cdot C \cdot \tau \cdot b \cdot n \cdot 3600 \cdot 10^{-6}) , \qquad (5.1)$$

где Q – объемный расход выбрасываемого газа, $м^3/с$;

C – содержание (концентрация) углеводородов в выбрасываемом газе, $г/м^3$;

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

b – количество однотипных источников (выражение в скобках при b = 1 справедливо для каждого отдельного источника);

n – количество технологических операций;

3600 – коэффициент пересчета "ч" в "с";

10^{-6} – коэффициент пересчета "г" в "т".

Объемный расход выбрасываемого газа Q, $м^3/с$, вычисляют по формуле

$$Q = V/\tau, \qquad (5.2)$$

где V – объем выброса газа, $м^3$.

Содержание (концентрацию) углеводородов в выбрасываемом газе после его очистки C_1, $г/м^3$, вычисляют по формуле

$$C_1 = C \cdot (100 - \eta) \cdot 10^{-2}, \qquad (5.3)$$

где η – коэффициент очистки газа, %.

Коэффициент очистки газа η, в долях единицы, можно вычислить по формуле

$$\eta = 1 - \frac{C_1}{C}. \qquad (5.4)$$

Коэффициент очистки газа принимают по паспортным данным газоочистного или пылеулавливающего оборудования либо вычисляют по действующим нормативным методикам с учетом данных инструментальных измерений.

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

$$M = Q \cdot C. \qquad (5.5)$$

5.7 При известном объеме выбросов природного газа валовые выбросы углеводородов в атмосферу от источников их выделения M, т/год, вычисляют по формуле

$$M = V \cdot \rho, \qquad (5.6)$$

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

ρ – плотность газа, кг/м³.

5.8 При продувках технологического оборудования и коммуникаций природным газом отбор проб газовых выбросов производят по ГОСТ 18917, определение компонентного состава – по ГОСТ 23781.

Значения Q и C в случае организованного источника выброса определяют в технологической части проектов или принимают для данного производства согласно действующим нормативам, в случае неорганизованного источника выброса – определяют либо косвенными измерительными методами, либо ориентировочными методами расчета по эмпирическим формулам.

Содержание (концентрацию) углеводородов в газовых выбросах определяют газохроматографическим методом по соответствующей методике, аттестованной в установленном порядке и включенной в действующий "Перечень методик выполнения измерений концентраций загрязняющих веществ в выбросах промышленных предприятий", утвержденный МПР России.

5.9 В расчетах объем и плотность газообразных сред принимают при стандартных условиях: P_c = 0,1013 МПа (760 мм рт. ст.), T_c = 293,15 К (исключения оговариваются особо).

5.10 В расчетах принимают следующие соотношения физических величин:

Единицы температуры: t = T-273,15 (°C)

Единицы давления:

1 кгс/см² = 0,098 МПа 1 МПа = 10,2 кгс/см²

1 атм = 1,0332 кгс/см² = 0,1013 МПа

1 Па = $1 \cdot 10^{-3}$ кПа = $1 \cdot 10^{-6}$ МПа

Коэффициенты пересчета концентраций газов и паров приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

	мг/л	мг/м^3	об. %	ppm	ppb
мг/л	1	10^3	2,24/m	$2{,}24 \cdot 10^4$/m	$2{,}24 \cdot 10^7$/m
мг/м^3	10^{-3}	1	$2{,}24 \cdot 10^{-3}$/m	22,4/m	$2{,}24 \cdot 10^4$/m
об. %	$4{,}46 \cdot 10^{-1}$ m	446,4 m	1	10^4	10^7
ppm	$4{,}46 \cdot 10^{-5}$ m	$4.46 \cdot 10^{-2}$ m	10^{-4}	1	10^3
ppb	$4{,}46 \cdot 10^{-8}$ m	$4{,}46 \cdot 10^{-5}$ m	10^{-7}	10^{-3}	1
Примечание – m – молекулярная масса вещества, г/моль.					

6 Расчет выбросов газа в атмосферу при продувке скважин

6.1 Предельно допустимое количество газа, выбрасываемого в атмосферу в результате технологических процессов продувок скважин, рассчитывают на основе геолого-технической информации о скважине и продуктивном пласте и указывают в технологическом регламенте на проведение определенных работ на скважине.

6.2 Объем газа, расходуемого на продувку скважин $V_{скв}$, м^3, определяют суммированием расхода газа на продувку отдельной i-й скважины на конкретном режиме и вычисляют в соответствии с РД 153-39.0-111 [1] по формуле

$$V_{скв} = \Sigma Q_{скв_i} \cdot \tau_i, \qquad (6.1)$$

где $Q_{скв_i}$ – дебит продуваемой i-й скважины по газу при заданном режиме, м^3/сут;

τ_i – продолжительность продувки i-й скважины при заданном режиме, сут.

Количество режимов при исследовании скважин и продолжительность работы на режимах должны соответствовать инструкции по исследованию скважин. Периодичность проведения исследований регламентирована проектным документом и рекомендациями по результатам авторского сопровождения разработки месторождения либо эксплуатации ПХГ.

6.3 Величина дебита газа, необходимого для проведения технологической операции, должна быть больше величины базового дебита, при которой потери давления в стволе скважины минимальны, а жидкость выносится с забоя по мере ее поступления из продуктивного пласта.

Величину базового дебита газа $Q_{баз}$, м³/сут, вычисляют по формуле

$$Q_{баз} = 11{,}32 \cdot 10^6 \cdot \frac{\sqrt{Fr^* \cdot \rho_ж^* \cdot d_{вн}^5 \cdot K_ж \cdot K_м}}{\rho^* \cdot B^2}, \qquad (6.2)$$

где Fr^* – комплексный критерий, характеризующий величину потерь давления в вертикальных трубах и учитывающий соотношения плотностей газа и жидкости и числа Фруда (для ориентировочных расчетов значение Fr^* принимают равным 550, поскольку опытным путем установлено, что при $Fr^* = 550$ потери давления минимальны);

$\rho_ж^*$ – относительная плотность жидкости по воде (для оценочных расчетов $\rho_ж^* = 1$);

$d_{вн}$ – внутренний диаметр фонтанной колонны, м;

$K_д$ – коэффициент, учитывающий дебит жидкости (для оценочных расчетов $K_д = 1$);

$K_м$ – коэффициент, учитывающий корректировку критерия Fr^* для условий конкретного месторождения (при суточном дебите жидкости менее 5000 кг принимается равным 1, более 5 000 кг – равным 1,2);

ρ^* – относительная плотность газа по воздуху (для оценочных расчетов $\rho^* = 0{,}56$);

B^2 – комплексный коэффициент;

$11{,}32 \cdot 10^6$ – эмпирический коэффициент.

Комплексный критерий Fr^* вычисляют по формуле

$$Fr^* = (P/P_0) \cdot Fr, \qquad (6.3)$$

где P – давление газа, МПа;

P_0 – атмосферное давление, МПа;

Fr – число Фруда.

Давление газа P, МПа, вычисляют по формуле

$$P = P_{пл} - P_{депр}, \qquad (6.4)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление газа, МПа,

$P_{депр}$ – депрессия на пласт, МПа.

Число Фруда Fr вычисляют по формуле

$$Fr = \upsilon_{см} / g \cdot d, \qquad (6.5)$$

где $\upsilon_{см}$ – скорость движения потока смеси, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

d – диаметр трубы, м.

Комплексный коэффициент B^2 вычисляют по формуле

$$B^2 = Z \cdot T/P, \qquad (6.6)$$

где Z – коэффициент сжимаемости газа (принимают равным 0,95);

Т– температура газа, К (принимают равной 303 К).

6.4 При удалении из скважины жидкости, исходя из условий фактического среднего давления по стволу скважины, площади проходного сечения канала, по которому движется поток газа с жидкостью, и величины базового дебита, продолжительность продувки скважины $\tau_{пр}$, сут. вычисляют по формуле

$$\tau_{пр} = L_{скв} \cdot F \cdot P_{ср} / Q_{баз} \cdot P_{о} \ . \qquad (6.7)$$

где $L_{скв}$ – глубина скважины, м;

F – площадь проходного сечения канала, по которому движется поток газа с жидкостью, м^2;

$P_{ср}$ – среднее по стволу скважины давление, МПа;

$Q_{баз}$ – базовый дебит газа, м^3/сут (вычисляют по формуле (6.2));

$P_{о}$ – абсолютное атмосферное давление, МПа.

Среднее по стволу скважины давление $P_{ср}$, МПа, вычисляют по формуле

$$P_{ср} = (P_{заб} + P_{у})/2, \qquad (6.8)$$

где $P_{заб}$ – забойное давление, МПа;

$P_{у}$ – устьевое давление, МПа.

6.5 При удалении с забоя скважины механических примесей (например, содержащегося в жидкости песка) величину необходимого дебита газа устанавливают, исходя из увеличенной в 3 раза величины базового дебита, вычисленного по формуле (6.2), а вычисленную по формуле (6.7) величину продолжительности продувки скважины увеличивают в 2 раза.

6.6 Объем газа, расходуемого на продувку скважины, не оборудованной замерным устройством, $V_{пр}$, м^3, вычисляют в соответствии с ВРД 39-2.2-080 [2] по формуле

$$V_{пр} = 326 \cdot d_{св}^2 \cdot P \cdot \tau \cdot n / \sqrt{\rho^* \cdot T} \ , \qquad (6.9)$$

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

P – абсолютное давление газа в свече при продувке, кг/см^2;

τ – продолжительность продувки, сут;

n – количество продувок;

ρ^* – относительная плотность газа по воздуху;

T – температура газа, К;

326 – эмпирический коэффициент.

6.7 Выделения газа через межколонные пространства скважины определяют путем измерения газовым счетчиком.

Пример – Определить валовый выброс природного газа при продувке скважины после капитального ремонта. Скважина не оборудована замерным устройством.

Исходные данные: Диаметр свечи $d_{св} = 100$ ***мм. Давление газа в свече*** $P = 4$ ***кгс/см². Температура газа*** $T = 293$ ***К. Относительная плотность газа по воздуху*** $\rho^* = 0,62$. ***Продолжительность продувки*** $\tau = 0,25$ ***сут. Количество продувок*** $n = 5$. ***Плотность газа*** $\rho = 746$ ***г/м³.***

Решение: Расчет выброса природного газа при продувке скважины после капитального ремонта производят по формуле (6.9)

$$V_{пр} = 326 \cdot d_{св}^2 \cdot P \cdot \tau \cdot n / \sqrt{\rho^* \cdot T} = 326 \cdot 100^2 \cdot 4 \cdot 0,25 \cdot 5 / \sqrt{0,62 \cdot 293} = 120\,9,4 \text{ тыс. м}^3\text{/год}.$$

Расчет валового выброса природного газа при продувке скважины после капитального ремонта производят по формуле (5.6)

$$M = V \cdot \rho \cdot 10^{-6} = 1\,209\,400 \cdot 746 \cdot 10^{-6} = 902,2 \text{ т/год}.$$

7 Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопроводов

7.1 Объемы газа, расходуемого на опорожнения трубопроводов перед проведением ремонтных работ, на продувки трубопроводов для удаления скопившейся жидкости и механических примесей в процессе эксплуатации, продувки шлейфов, газо-, конденсато- и нефтепроводов коллекторов в период их ввода в эксплуатацию после проведения гидроиспытаний, продувки шлейфов и газопроводов-коллекторов при ликвидации гидратообразования, вычисляют в соответствии с РД 153-39.0-111 [1].

7.2 Объем газа, выделившегося в атмосферу при опорожнении участка трубопровода $V_{оп}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{оп} = 0,995 \cdot V^{геом} \cdot \left(\frac{P_{н\,ср}}{Z_н} - \frac{P_{к\,ср}}{Z_к} \right), \qquad (7.1)$$

где $V^{геом}$ – геометрический объем опорожняемого участка трубопровода, м³;

$P_{н\,ср}$, $P_{к\,ср}$ – соответственно среднее абсолютное давление газа перед началом работы и после опорожнения участка, кг/см²;

$Z_н$, $Z_к$ – соответственно коэффициент сжимаемости газа перед началом работы и после опорожнения участка;

0,995 – эмпирический коэффициент, см²/кг.

Коэффициент сжимаемости газа Z определяют по ГОСТ 30319.2 (здесь и далее исключения оговариваются особо) или вычисляют по формуле

$$Z = 1 - 0{,}0907 \cdot P_{ср} \cdot (T_{ср} / 200)^{-3{,}668} \qquad (7.2)$$

где $P_{ср}$, $T_{ср}$ – соответственно средние давление и температура газа, МПа и К.

Среднее давление вычисляют по формуле

$$P_{ср} = (P_1 + P_2)/2, \qquad (7.3)$$

где P_1, P_2, – соответственно абсолютное давление газа в начале и конце трубопровода, кг/см^2.

Среднюю температуру вычисляют по формуле

$$T_{ср} = (T_1 + T_2)/2, \qquad (7.4)$$

где T_1, T_2 – соответственно температура газа в начале и конце трубопровода, К.

7.3 Объем газа, расходуемого на продувку трубопровода для удаления оставшейся жидкости $V_{пр}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{пр} = V_{докр} + V_{кр}, \qquad (7.5)$$

где $V_{докр}$ – объем газа, расходуемого при режиме докритического истечения, м^3;

$V_{кр}$ – объем газа, расходуемого при режиме критического истечения, м^3.

Объем газа, расходуемого при продувке в режиме докритического истечения, $V_{допр}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{докр} = 110 \cdot F \cdot P \cdot \tau_{докр}, \qquad (7.6)$$

где F – площадь сечения трубы, через которую производится продувка, м^2;

P – давление газа перед сечением трубы, через которую производится продувка, кг/см^2;

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

110 – эмпирический коэффициент, м·см^2/кг·с.

Объем газа, расходуемого при продувке в режиме критического истечения, когда скорость потока газа в сечении диафрагмы равна скорости звука в данной среде, $V_{кр}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{кр} = 296 \cdot F \cdot P \cdot \tau_{кр}, \qquad (7.7)$$

где $\tau_{кр}$ – продолжительность продувки при критическом истечении газа, с;

296 – эмпирический коэффициент, м·см^2/кг·с.

7.4 При наличии ДКС, расположенной перед продуваемым участком трубопровода, объем газа, расходуемого на продувку участка трубопровода $V^{ДКС}_{пр}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{пр}^{ДКС} = 0{,}995 \cdot V^{геом}\left(\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2}\right) + (Q^{ДКС} \cdot \tau^{ДКС}), \qquad (7.8)$$

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

P_1, P_2 – соответственно давление газа в начале и конце продуваемого участка, кг/см²;

Z_1, Z_2 – соответственно коэффициент сжимаемости газа в начале и конце продуваемого участка;

$Q^{ДКС}$ – производительность ДКС, работающей для целей продувки, м³/мин;

$\tau^{ДКС}$ – продолжительность работы ДКС для продувки участка трубопровода, мин;

0,995 – эмпирический коэффициент, см²/кг.

7.5 При продувке шлейфа с использованием газа, подаваемого от устья скважины, объем расходуемого газа $V_{пр}^{шл}$, м³, вычисляют по формуле (7.8), имеющей вид

$$V_{пр}^{шл} = 0{,}995 \cdot V^{геом}\left(\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2}\right) + (Q_{скв} \cdot \tau), \qquad (7.9)$$

где $Q_{скв}$ – дебит скважины при продувке, м³/мин;

τ – продолжительность продувки, мин.

7.6 Объем газа, расходуемого на вытеснение воздуха из продуваемого участка шлейфа $V_в$, м³, вычисляют по формуле

$$V_в = 0{,}995 \cdot V^{геом} \cdot (P_{ср} - P_{атм}), \qquad (7.10)$$

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

$P_{ср}$ – среднее давление газа на участке трубопровода после вытеснения воздуха, кг/см²;

$P_{атм}$ – конечное давление газа, равное 1 кг/см²;

0,995 – эмпирический коэффициент, см²/кг.

7.7 Объем газа, частично стравливаемого из загидраченного участка газопровода при ликвидации гидратных пробок с использованием технологии снижения давления, $V_{гидр}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{гидр} = 283{,}6 \cdot V^{геом} \cdot \left(\frac{P_н}{Z_н \cdot T_н} - \frac{P_к}{Z_к \cdot T_к}\right), \qquad (7.11)$$

где $V^{геом}$ – геометрический объем участка газопровода, м³;

$P_н$, $P_к$ – соответственно давление газа на участке газопровода перед и после стравливания, кг/см²;

$T_н$, $T_к$ – соответственно температура газа на участке газопровода перед и после стравливания, К;

$Z_н$, $Z_к$ – соответственно коэффициент сжимаемости газа на участке газопровода перед и после стравливания;

283.6 – эмпирический коэффициент, см²·К/кг.

При атмосферном давлении, когда разложение гидратных пробок происходит наиболее эффективно, формула (7.11) принимает вид

$$V_{пдр} = 283{,}6 \cdot V^{геом} \frac{P_н}{Z_н \cdot T_н} \qquad (7.12)$$

8 Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку технологического оборудования

8.1 Расчет объемов газа, выделившегося в атмосферу при остановке и расходуемого при пуске аппарата, участка газопровода или технологической установки

При проведении планово-предупредительного и текущего ремонта с целью очистки внутренней полости и улучшения работы технологического оборудования производят сброс газа в факельную систему или в атмосферу. Суммарный объем газа, выделившегося в атмосферу при остановке и расходуемого при пуске аппарата, участка газопровода или технологической установки в целом, V, м³, состоит из трех составляющих

$$V = V_1 + V_2 + V_3, \qquad (8.1)$$

где V_1 – объем газа, сбрасываемого на факел или свечу для предварительного опорожнения технологического оборудования при подготовке его к продувке, м³;

V_2 – объем газа, выдуваемого на факел или свечу при продувке технологического оборудования инертным газом, м³;

V_3 – объем газа, затраченного на вытеснение инертного газа из продутого оборудования и выдуваемого на факел или свечу, м³.

8.1.1 Объем газа, стравливаемого на факел или свечу при опорожнении от газа высокого давления технологических аппаратов (в том числе компрессоров) или установок в целом, включая промысловые коммуникации, V_1, м³, вычисляют по формуле (7.1), имеющей вид

$$V_1 = 0{,}995 \cdot V^{геом} \left(\frac{P_н}{Z_н} - \frac{P_к}{Z_к} \right), \qquad (8.2)$$

где $V^{геом}$ – геометрический объем опорожняемого участка, м³;

$P_н$, $P_к$ – соответственно абсолютное давление газа перед началом и после опорожнения, кг/см²;

$Z_н$, $Z_к$ – соответственно коэффициент сжимаемости газа перед началом и после опорожнения при $P_н$ и $P_к$;

0,995 – эмпирический коэффициент, см²/кг.

8.1.2 Объем газа, расходуемого на продувку технологического оборудования инертным газом, V_2, м³, вычисляют по формуле (7.11), имеющей вид

$$V_2 = 283{,}6 \cdot \frac{V^{геом}}{T_1}\left(\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2}\right) \cdot n\,, \qquad (8.3)$$

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

T_1 – средняя температура газа при продувке, К;

P_1, P_2 – соответственно давление газа в начале и конце продувки, кг/см²;

Z_1, Z_2 – соответственно коэффициент сжимаемости газа в начале и конце продувки;

n – количество технологических операций (кратность продувки, обеспечивающая требования безопасной эксплуатации аппаратуры и оборудования);

283,6 – эмпирический коэффициент, см²·К/кг.

8.1.3 Объем газа, затраченного на вытеснение инертного газа из продутого технологического оборудования и выдуваемого на факел или свечу, V_3, м³, вычисляют по формуле (7.12), имеющей вид

$$V_3 = 283{,}6 \cdot V^{геом} \cdot P_р \cdot T_с / (P_с \cdot T_р \cdot Z), \qquad (8.4)$$

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

$P_р$ – рабочее давление газа до вытеснения инертного газа, кг/см²;

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

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

$T_р$ – рабочая температура газа до вытеснения инертного газа, К;

Z – коэффициент сжимаемости газа при рабочих параметрах;

283,6 – эмпирический коэффициент, см²·К/кг.

8.2 Расчет объема газа, расходуемого на продувку аппаратов с жидкостью

Объем газа, расходуемого на продувку аппаратов с жидкостью с целью ее вытеснения, $V^ж_{пр}$, м³, вычисляют в соответствии с РД 153-39.0-111 [1] по формуле

$$V^ж_{пр} = 3{,}23 \cdot F \cdot P_{ср} \cdot \tau + V_ж \cdot Г\,, \qquad (8.5)$$

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

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

τ – продолжительность однократной продувки, с,

V_A – объем жидкости, слитой из аппарата, м³;

Г – газовый фактор жидких продуктов (количество газа, растворенного в жидкости, т.е. объем газообразных углеводородов, выделившихся из 1 м³ сливаемой жидкости), м³/м³;

3,23 – эмпирический коэффициент, м · см²/кг · с.

Величину Г определяют, исходя из состава жидкости в дренажной емкости, либо в лаборатории, либо расчетом на ЭВМ. Приближенную величину Г сырого конденсата вычисляют по формуле

$$\Gamma = K \cdot (P_p/Z), \qquad (8.6)$$

где K – коэффициент, равный $0{,}96 \cdot 10^{-5}$ нм³/м³·Па;

P_p – рабочее давление продувки, Па;

Z – коэффициент сжимаемости газа (на практике, для приближенных расчетов потерь газа дегазации допускается применять = 0,95).

8.3 Расчет объемов газа, расходуемого на технологические нужды компрессорного цеха

Суммарный объем газа, расходуемого на технологические нужды КЦ, $V_{кц}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{кц} = V_{пуск} + V_{ост} + V_{пр}\ , \qquad (8.7)$$

где $V_{пуск}$ – объем газа, расходуемого на запуск ГПА, м³;

$V_{ост}$ – объем газа, стравливаемого при остановке ГПА, м³;

$V_{пр}$ – объем газа, расходуемого на обслуживание установки очистки газа, м³.

8.3.1 Объем газа, расходуемого на запуск ГПА и выбрасываемого в атмосферу, $V_{пуск}$, включает в себя потребность газа для работы пусковой расширительной турбины турбодетандера (по данным технических условий или технических заданий), усредненное количество газа для продувки контура нагнетателя и усредненные затраты импульсного газа для работы кранов.

Численные значения количества природного газа, необходимого для одного запуска эксплуатируемых на объектах дочерних обществ и организаций ОАО "Газпром" ГПА и выбрасываемого в атмосферу, полученные на основе опытно-статистических данных, приведены в таблице Б.1 (приложение Б).

Газ, расходуемый на остановку ГПА, $V_{ост}$, стравливается через свечи из контура нагнетателя. Усредненные данные геометрического объема контура нагнетателя и количества стравливаемого газа для некоторых типов ГПА при рабочих давлениях в газопроводе 5,6 и 7,6 МПа приведены в таблице Б.2 (приложение Б). При конкретном проектировании геометрические характеристики обвязки нагнетателя могут различаться

8.3.2 Объем газа, стравливаемого из контура нагнетателя при остановке ГПА, $V_{ост}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{ост} = V^{геом} \cdot \frac{P_1 + P_2}{P_c} \cdot \frac{T_c}{T_1 + T_2} \cdot \frac{2}{Z_1 + Z_2}, \quad (8.8)$$

где $V^{геом}$ – геометрический объем контура нагнетателя и технологических коммуникаций (определяется из проекта), м³;

P_1, P_2 – соответственно давление газа на входе и выходе нагнетателя, МПа;

T_1, T_2 – соответственно температура газа на входе и выходе нагнетателя, К;

Z_1, Z_2 – соответственно коэффициент сжимаемости газа при P_1, T_1 и P_2, T_2;

P_c = 0,1013 МПа;

T_c = 293,15 К.

Численные значения количества природного газа, выбрасываемого в атмосферу при остановке эксплуатируемых ГПА, полученные на основе опытно-статистических данных, приведены в таблице Б.3 (приложение Б).

8.3.3 Объем газа, расходуемого на обслуживание установки очистки, $V_{пр}$, включает в себя объем газа, стравливаемого из коммуникаций и аппаратов (пылеуловителей, фильтров и др.) и объем газа, расходуемого на их продувку. На примере продувки установки очистки при условиях: расход газа при продувке – 8 м³/с, время продувки – 30 с, рабочее давление в газопроводе – 5,6 МПа, продувка осуществляется одновременно из всех аппаратов установки через общий коллектор, вычислено, что объем газа, расходуемого на продувку установки очистки, составляет 240 м³.

При другом давлении пересчет объема газа, расходуемого на обслуживание установки очистки, $V_{пр}$, м³, производят по формуле

$$V_{пр} = P \cdot 240/5,6. \quad (8.9)$$

8.3.4 Годовой объем газа, расходуемого на технологические нужды КЦ и выбрасываемого в атмосферу, $V_{кц}$, м³, вычисляют в соответствии с технологическим регламентом [3] по формуле

$$V_{кц} = \frac{(V_{пуск} + V_{ост}) \cdot b \cdot 8760}{K_п} + 365 \cdot V_{пр}, \quad (8.10)$$

где b – число работающих ГПА в цехе;

$K_п$ – наработка на 1 пуск-остановку, ч (принимается по среднестатистическим данным парка газотурбинных ГПА: $K_п$ = 250 ч);

8 760 – количество часов в 365 сут.

8.3.5 Для определения объемов выбросов углеводородов в атмосферу проектируемых и реконструируемых КЦ допустимо использовать нормативы выбросов природного газа в атмосферу, приведенные в РД 153-39.0-112 [4].

8.3.6. Расчетно-аналитическим методом с использованием паспортных характеристик эксплуатируемых на объектах ГПА и опытно-статистических данных о фактических выбросах в атмосферу и утечках природного газа в различных регламентированных условиях эксплуатации получены индивидуальные нормы (нормативы) выбросов газа в атмосферу для различных типов ГПА, имеющие место в результате:

- технологических операций – $Н^{о}_{в}$, кг у.т./кВт·ч ($м^3$/кВт·ч);
- утечек природного газа –$Н^{о}_{ут}$, кг у.т./кВт·ч ($м^3$/кВт·ч).

Нормативы выбросов и утечек природного газа при эксплуатации КЦ по типу ГПА приведены в таблице Б.4 (приложение Б).

При использовании в расчетах данных таблицы Б.4 (приложение Б) необходимо учитывать величину расчетного давления газопровода следующим образом:

$$Н^{кц}_{в} = Н^{о}_{в} \cdot К_{р}; \qquad (8.11)$$

$$Н^{кц}_{ут} = Н^{о}_{ут} \cdot К_{р}, \qquad (8.12)$$

где $К_{р}$ – коэффициент влияния давления газа:

при 5,5 МПа (56 кг/см²) = 1,0

при 7,45 МПа (76 кг/см²) = 1,36

при 8,35 МПа (85 кг/см²) = 1,52

8.4 Расчет объема газа, сбрасываемого в атмосферу при регенерации или замене адсорбента и катализатора

При регенерации или замене адсорбента и катализатора в адсорберах и реакторах производят сброс газа, оставшегося в аппарате после отключения его из работы для указанных целей, в атмосферу или в факельную систему.

Объем газа, сбрасываемого в атмосферу при регенерации или замене адсорбента (катализатора) на одном объекте, $V_{рег}$, м³, вычисляют в соответствии с РД 51-120 [5] по формуле

$$V_{рег} = \Sigma\ V_{регi}; \qquad (8.13)$$

где $V_{регi}$ – объем сбрасываемого газа при регенерации или замене адсорбента (катализатора) в i-м адсорбере (реакторе) на одном объекте в рассматриваемый период времени, м³.

Величину $V_{рег}$, приведенную к стандартным условиям, вычисляют по формуле

$$V_{рег} = 2894 \frac{P_{сбр} \cdot V_{адс}}{T_{сбр} \cdot Z_{сбр}} \cdot b_i \cdot n_i, \qquad (8.14)$$

где $P_{сбр}$ – абсолютное давление в адсорбере (реакторе) i-го вида, при котором начинается сброс оставшегося газа, МПа;

$V_{адс}$ – объем газа в адсорбере (реакторе) i-го вида, м³;

$T_{сбр}$ – температура газа в начале сброса, К;

$Z_{сбр}$ – коэффициент сжимаемости газа при $P_{сбр}$ и $T_{сбр}$;

b_i – число адсорберов (реакторов) i-го вида на одном объекте;

n_i – количество перезасыпок адсорбента (катализатора) в одном адсорбере (реакторе) i-го вида в расчетный период;

2894 – коэффициент, равный $T_c/P_c = 293,15/0,1013$ К/МПа.

Объем газа, заполняющего адсорбер (реактор), $V_{адс}$, м³, вычисляют как разность между геометрическим объемом аппарата, $V_{ап}$, м³, и истинным объемом рабочего продукта (адсорбента или катализатора), $V_{прод}$, м³, по формуле

$$V_{адс} = V_{ап} - V_{прод}. \qquad (8.15)$$

8.5 Расчет объема газа, расходуемого на заправку и работу метанольного устройства

Объем природного газа, расходуемого на заправку и работу метанольного устройства, $V_{мет}$, м³, вычисляют в соответствии с РД 153-39.0-111 [1] по формуле

$$V_{мет} = 1,11 \cdot V^{геом} \cdot P_{мет}, \qquad (8.16)$$

где $V^{геом}$ – геометрическая емкость одной метанольницы, м³;

$P_{мет}$ – давление газа при работе метанольного устройства, кг/см²;

1,11 – эмпирический коэффициент, см²/кг.

Валовый выброс природного газа при заправке метанольных устройств $M_{мет}$, т/год, вычисляют по формуле

$$M_{мет} = V_{мет} \cdot \rho \cdot b \cdot n \cdot 10^{-3}, \qquad (8.17)$$

где ρ – плотность газа, кг/м³;

b – количество работающих метанольных устройств;

n – количество заправок в течение года;

10^{-3} – коэффициент пересчета "кг" в "т".

Пример – Определить валовый выброс природного газа при заправке метанольных устройств.

Исходные данные: Объем одной метанольницы $V^{геом}$ = 0,4 м³. Давление газа при работе метанольницы $P_{мет}$ = 30 кг/см². Плотность газа ρ = 0,68 кг/м³. Количество работающих метанольных устройств b = 9. Количество заправок каждого из метанольных устройств в течение года n = 48.

Решение: Расчет расхода природного газа на заправку и работу одной метанольницы производят по формуле (8.16)

$$V_{мет} = 1,11 \cdot V^{геом} \cdot P_{мет} = 1,11 \cdot 0,4 \cdot 30 = 13,32 \text{ м}^3 .$$

Расчет валового выброса природного газа при заправке метанольных устройств производят по формуле (8.17)

$$M_{мет} = V_{мет} \cdot \rho \cdot b \cdot n \cdot 10^{-3} = 13,32 \cdot 0,68 \cdot 9 \cdot 48 \cdot 10^{-3} = 3,913 \text{ т/год.}$$

8.6 Расчет объемов газа, расходуемого при отборе проб для аналитического контроля

При аналитическом контроле производства отбирают пробы газообразных, сжиженных и жидких продуктов. Отбор проб проводят периодически, для разовых (лабораторных) анализов или постоянно при непрерывном контроле.

При проведении разовых (лабораторных) анализов объем расходуемого газа слагается из объема газа, затраченного на продувку пробоотборной линии с пробоотборником и объема пробы, отбираемой в пробоотборник.

При работе приборов на потоке соединительная линия от точки отбора до прибора постоянно продувается анализируемым продуктом в атмосферу.

Расчеты объемов газа, расходуемого при аналитическом контроле, производят в соответствии с РД 51-120 [5].

8.6.1 Объем газа (масса конденсата), расходуемого при отборе проб для аналитического контроля на технологическим объекте $V_{ан}$ ($G_{ан}$), м³ (кг), вычисляют по формулам:

$$V_{ан} = \Sigma V_{лаб} + \Sigma V_{пот}; \qquad (8.18)$$

$$(G_{ан} = \Sigma G_{лаб} + \Sigma G_{пот}), \qquad (8.19)$$

где $V_{лаб}$ ($G_{лаб}$) – объем газа (масса конденсата), расходуемого при отборе проб для лабораторного анализа газообразных, сжиженных и жидких сред, м³ (кг),

$V_{пот}$ ($G_{пот}$) – объем газа (масса конденсата), расходуемого при работе i-го прибора на потоке, м³ (кг)

8.6.2 Объем газа (масса конденсата), расходуемого при отборе проб для лабораторного анализа $V_{лаб}$ ($G_{лаб}$), м³ (кг), вычисляют по формулам:

$$V_{лаб} = 1{,}3 \cdot (V_1 + V_2) \cdot n_i ; \quad (8.20)$$

$$(G_{лаб} = 1{,}3 \cdot (G_1 + G_2) \cdot n_i). \quad (8.21)$$

где 1,3 – поправочный коэффициент на поверочный анализ;

V_1 (G_1) – объем (масса) продукта, расходуемого на продувку анализной линии и пробоотборника перед отбором пробы, м³ (кг);

V_2 (G_2) – объем (масса) одной отбираемой пробы, м³ (кг);

n_i – количество анализов i-го вида в расчетный период согласно графику аналитического контроля.

Объем газа, расходуемого на продувку анализной линии и пробоотборника, V_1, м³, вычисляют по формуле

$$V_1 = 10{,}2 \cdot A \cdot F \cdot P \cdot (\tau / \sqrt{T}), \quad (8.22)$$

где A – коэффициент, зависящий от молекулярной массы газа, определяют по таблице 8.1;

F – площадь продувочного сечения вентиля на пробоотборном штуцере при заданной степени открытия вентиля φ, м² (величину F для игольчатого вентиля ВИ-160 находят по таблице 8.2);

P – абсолютное давление газа в месте отбора пробы, МПа;

τ – продолжительность одной продувки, с;

T – температура среды в месте отбора пробы, К;

10,2 – эмпирический коэффициент, м·К^{0,5}/ МПа·с.

Таблица 8.1 – Зависимость коэффициента A от молекулярной массы газа m_i

m_i	4	5	16	17	18	19	20	25	30	44
A	9348	8202	4370	4200	4100	3966	3859	3391	3068	2550
Примечание – Молекулярные массы индивидуальных газов m_i приведены в приложении В.										

Таблица 8.2 – Значения F для игольчатого вентиля ВИ-160 (Ду 6, 15, 20 мм) при заданной степени его открытия φ

φ	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
$F \cdot 10^5$, м²	0,14	0,21	0,28	0,35	0,42	0,48	0,55	0,62	0,68
Примечание – Под степенью открытия вентиля φ понимается отношение высоты поднятия штока к полному ходу штока.									

Объем одной пробы газа, отбираемого в пробоотборник, V_2, м³, приведенный к стандартным условиям, вычисляют по формуле

$$V_2 = 2894 \cdot V_{пб}^{геом} \cdot P \cdot T, \qquad (8.23)$$

где $V_{пб}^{геом}$ – геометрический объем пробоотборника для i-го вида анализа, м³;

P – давление газа, МПа;

T – температура газа, К;

2894 – коэффициент, равный T_c/P_c = 293,15/0,1013 К/МПа.

8.6.3 При отборе проб сжиженных газов массу продукта, расходуемого на продувку пробоотборной линии и пробоотборника $G_{сж}$, кг, вычисляют по формуле

$$G_{сж} = 447 \cdot a \cdot F \cdot \tau \sqrt{\Delta P \cdot \rho_{пб}}, \qquad (8.24)$$

где a – коэффициент расхода продувочного вентиля при заданной степени его открытия φ (величина a для игольчатого вентиля ВИ-160 находится по таблице 8.3);

F – площадь сечения пробоотборного штуцера, м²;

τ – продолжительность одной продувки, с;

ΔP – разность давлений газа до и после продувочного вентиля, МПа;

$\rho_{пб}$ – плотность анализируемого продукта при рабочих параметрах, кг/м³;

447 – эмпирический коэффициент, кг²/с · $МПа^{0,5}$ · $м^{1,33}$.

Таблица 8.3 – Значение коэффициента расхода a игольчатого вентиля ВИ-160 в зависимости от степени его открытия φ

φ	Значение a при $Д_у$:		
	6	15	20
0,25	0,150	0,020	0,014
0,30	0,200	0,030	0,018
0,40	0,250	0,040	0,023
0,50	0,290	0,050	0,027
0,60	0,350	0,060	0,033
0,70	0,400	0,070	0,039
0,80	0,430	0,076	0,043
0,90	0,460	0,083	0,047
1,00	0,500	0,090	0,052

Если количество сжиженных газов на продувку пробоотборной линии необходимо выразить в объемных единицах, $V_{сж}$, м³, то расчетная формула имеет вид

$$V_{сж} = 10013 \cdot a \cdot F \cdot \tau \sqrt{\Delta P \cdot \rho_{пб} / G_{сж}}, \qquad (8.25)$$

где $G_{сж}$ – масса одного кмоля сжиженного газа, отбираемого для анализа, кг;

10013 – коэффициент, равный 447 · 22,4 (22,4 – объем одного кмоля газа при стандартных условиях).

Массу одной пробы сжиженного газа $G_{сж}^{пб}$, кг, вычисляют по формуле

$$G_{сж}^{пб} = V_{пб} \cdot \rho_{пб}, \quad (8.26)$$

где $V_{пб}$ – объем пробы в пробоотборнике, м³.

Объем одной пробы сжиженного газа $V_{сж}^{пб}$, м³, приведенный к стандартным условиям, вычисляют по формуле

$$V_{сж}^{пб} = 22{,}4 \cdot V_{пб} \cdot \rho_{пб} / G_{сж}, \quad (8.27)$$

8.6.4 При отборе проб жидких продуктов массу продукта, расходуемого на продувку, $G_ж$, кг, вычисляют по формуле (8.25) или по формуле

$$G_ж = (2 \div 3) G_ж^{пб}, \quad (8.28)$$

где $G_ж^{пб}$ вычисляют по формуле (8.26).

8.6.5 При работе аналитического прибора на потоке объем расходуемого газа $V_{пот}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{пот} = 36710 \cdot A \cdot F \cdot P \cdot (\tau / \sqrt{T}) + (Q \cdot \tau), \quad (8.29)$$

где A – коэффициент, зависящий от молекулярной массы газа (определяют по таблице 8.1);

F – площадь проходного сечения вентиля арматуры на линии сброса газа в атмосферу при заданной степени открытия вентиля φ, м² (определяют по таблице 8.2);

P – абсолютное давление газа перед арматурой на линии сброса в атмосферу, МПа;

τ – продолжительность расчетного периода, ч;

T – температура газа перед арматурой на линии сброса в атмосферу, К;

Q – расход газа на прибор, м³/ч (берется по паспортным данным);

36710 – эмпирический коэффициент, м·К^{0,5}/ МПа·ч.

8.6.6 В случае, когда в паспорте приводится общий расход анализируемого продукта на продувку анализной линии и на прибор, объем затраченного газа $V_{ан.л}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{ан.л} = V \cdot \tau, \quad (8.30)$$

где V – общий расход анализируемого продукта на продувку анализной линии и на прибор, м³/ч.

8.7 Расчет объемов газа, расходуемого при обслуживании КИП и А

Для обеспечения исправности контрольно-измерительных приборов и системы автоматики (КИП и А) и достоверности их показаний проводится периодическая продувка газом соединительных линий приборов.

Объемы газа, расходуемого при эксплуатации КИП и А, систем автоматики и телемеханики (например, пневмокранов), определяют по паспортным данным заводов-изготовителей, а при их отсутствии – по опытным данным на основе замеров по 4-5 однотипным приборам и устройствам, результаты которых оформляют специальным актом с указанием в нем удельного расхода газа за одну операцию, среднего количества таких операций в месяц, квартал, год и соответственно – расхода газа за это время.

Объем газа (масса конденсата), расходуемого при обслуживании КИП и А на определенном объекте $V_{кип}$ ($G_{кип}$), м³ (кг), вычисляют в соответствии с РД 51-120 [5] по формулам

$$V_{кип} = \sum_{i}^{b} V_{кип_i}; \tag{8.31}$$

$$\left(G_{кип} = \sum_{i}^{b} G_{кип_i}\right), \tag{8.32}$$

где $V_{кип_i}$ ($G_{кип_i}$) – расход газообразных (сжиженных, жидких) сред при обслуживании i-го прибора, м³ (кг);

b – количество приборов на газообразных (сжиженных, жидких) средах.

Объем газообразных продуктов, расходуемых при продувке соединительных линий i-го прибора, $V_{кип_i}$, м³, вычисляют по формуле (8.22), имеющей вид

$$V_{кип_i} = 10{,}2 \cdot A_i \cdot F_i \cdot P_i \cdot (1/\sqrt{T_i}) \cdot \tau_i \cdot b_i \cdot n_i, \tag{8.33}$$

где A_i – коэффициент, зависящий от природы газообразных углеводородов (определяют по таблице 8.1);

F_i – площадь продувочного сечения вентиля в зависимости от степени его открытия φ, м² (определяют по таблице 8.2);

P_i – абсолютное давление газа перед продувочным вентилем, МПа;

T_i – рабочая температура газа в аппарате, К;

τ_i – продолжительность одной продувки, с;

b_i – количество продуваемых линий i-го прибора;

n_i – количество продувок i-го прибора в расчетный период;

10,2 – эмпирический коэффициент, м·К^{0,5}/МПа·с.

8.8 Расчет объема газа, расходуемого при работе силовых пневмоприводов кранов

Объем газа, расходуемого при работе силовых пневмоприводов кранов, работающих на природном газе, $V_{пн}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{пн} = \sum_{i=1}^{n} V_i \cdot n_i \cdot K_{инт}, \qquad (8.34)$$

где V_i – объем газа, стравливаемого в атмосферу из i-го пневмопривода крана на одно срабатывание пневмокрана, м³ (определяют по таблице 8.4);

n_i – среднее количество срабатываний привода крана за расчетный период времени;

$K_{инт}$ – средний коэффициент интенсивности (частоты) переключений кранов данного типа и диаметров за расчетный период.

Расход газа при работе приводов пневмокранов уточняется по паспортным данным кранов.

Таблица 8.4 – Расход газа при работе пневмоприводов кранов

Диаметр шарового крана, $Д_у$, мм	Расход газа на одно срабатывание пневмокрана, м³
50	0,034
80	0,067
100	0,160
150	0,500
300	1,000
400	1,120
700	2,800 ÷ 5,500*
1000	5,000
1200	10,500
1400	8,000 ÷ 15,500*
*Величина расхода газа зависит от конструкции крана различных фирм-изготовителей.	

8.9 Расчет объемов газа, расходуемого при настройке и проверке работоспособности предохранительных клапанов

8.9.1 Объем газа, расходуемый при настройке предохранительных клапанов ГРС с выпуском газа в атмосферу, $V^{н}_{кл}$, м³, вычисляют по формуле

$$V^{н}_{кл} = Q \cdot \tau / 60, \qquad (8.35)$$

где Q – часовая производительность нитки или всей ГРС, м³/ч;

τ – время настройки предохранительного клапана, мин;

60 – коэффициент пересчета "ч" в "мин".

8.9.2 Объем газа, расходуемого на проверку работоспособности предохранительного клапана, $V_{кл}^{раб}$, м³, вычисляют в соответствии с РД 153-39.0-111 [1] по формуле

$$V_{кл}^{раб} = 37{,}3 \cdot F_{кл} \cdot k_{кл} \cdot P \cdot \sqrt{Z/T} \cdot (\tau_{кл} \cdot n), \qquad (8.36)$$

где $F_{кл}$ – площадь сечения клапана, м²;

$k_{кл}$ – коэффициент расхода газа клапаном (берется по паспортным данным);

P, T – соответственно рабочие давление и температура газа, МПа и К;

Z – коэффициент сжимаемости газа;

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

n – количество проверок за расчетный период;

37,3 – эмпирический коэффициент, $м \cdot К^{0,5}/МПа \cdot с$.

9 Расчет объемов газа, расходуемого на технологические нужды газораспределительных организаций

В газораспределительных организациях (ГРП, ШРП, ГРУ и пр.) при вводе в эксплуатацию вновь построенных объектов, при текущем и капитальном ремонте проводятся регламентные (плановые) работы, связанные с продувкой и разгерметизацией газопроводов и оборудования.

Объемы газа, расходуемые на технологические операции, сопровождающиеся выбросом газа в атмосферу, вычисляют в соответствии с РД 153-39.4-079 [6].

9.1 Объем газа, расходуемого на продувку газопроводов и оборудования при вводе их в эксплуатацию (до полного вытеснения всего воздуха), $V_{эксп}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{эксп} = \frac{0{,}0029 \cdot V^{вн} \cdot k \cdot (P_a + P_г)}{273 + t_г}, \qquad (9.1)$$

где $V^{вн}$ – внутренний объем продуваемых газопроводов и оборудования, м³;

k – поправочный коэффициент (1,25 ÷ 1,30);

P_a – атмосферное давление, Па;

$P_г$ – избыточное давление газа в газопроводе при продувке, Па (для газопроводов низкого давления берется рабочее давление, для газопроводов среднего и высокого давления – не более 0,1 МПа);

$t_г$ – температура газа, °С;

0,0029 – эмпирический коэффициент.

Поправочный коэффициент k учитывает реальное увеличение расхода газа на продувку, связанное с техническими сложностями точного определения момента завершения продувки. Коэффициент k может быть уменьшен в зависимости от технической оснащенности эксплуатационной организации газового хозяйства и квалификации персонала, в частности при использовании переносных газоанализаторов для экспресс-анализа газа на наличие в нем воздуха.

9.2 При проведении ремонтных работ, связанных с регламентной разгерметизацией оборудования и участков газопровода, полный объем газа, расходуемого на эти работы, слагается из газа, удаляемого из газопроводов и оборудования, и газа на их последующее заполнение и продувку

Объем газа, расходуемого на ремонтные работы, $V_{рем}$, м^3, вычисляют по формуле (9.1), имеющей вид

$$V_{рем} = \frac{0{,}0029 \cdot V^{вн} \cdot (1+k) \cdot (P_a + P_г)}{273 + t_г}. \qquad (9.2)$$

9.3 Объем газа, расходуемого на регулировку и настройку газового оборудования ГРП, ШРП, ГРУ и прочего технологического оборудования перед вводом его в эксплуатацию (при использовании продувочных свечей), $V_{регул}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{регул} = \frac{9{,}24 \cdot d^2 \cdot \tau \cdot (P_г / \rho)^{0{,}5} \cdot (P_a + P_г)}{273 + t_г}, \qquad (9.3)$$

где d – внутренний диаметр продувочной свечи, м;

τ – продолжительность регулировки и настройки, ч;

ρ – плотность газа, кг/м^3;

9,24 – эмпирический коэффициент.

9.4 Объем газа, расходуемого на регулировку и настройку газоиспользующего оборудования, в том числе бытового (газовых плит, водонагревателей, котлов, печей), определяют по фактическим показаниям соответствующих узлов учета расхода газа.

9.5 Объем газа, расходуемого на периодическую принудительную проверку срабатывания предохранительных сбросных клапанов, определяют в соответствии с паспортной пропускной способностью каждого конкретного сбросного устройства и временем, затраченным на данную технологическую операцию.

10 Расчет выбросов углеводородов в атмосферу с продуктами сгорания углеводородного топлива

Выбросы углеводородов с продуктами сгорания углеводородного топлива поступают в атмосферу от эксплуатируемых на объектах ОАО "Газпром" энерготехнологических агрегатов различного назначения и факельных установок.

10.1 Расчет выбросов углеводородов в атмосферу от газотурбинных установок

Камеры сгорания современных ГТУ (КПД 98,5-99,5 %) обеспечивают высокий уровень полноты сгорания топлива. Поэтому содержание несгоревших углеводородов (в частности, метана), как правило, находится в пределах точности средств измерения. Концентрацию несгоревших углеводородов в отработавших газах определяют по ПНД Ф 13.1:2.26-99 [7] либо по другой методике количественного химического анализа, утвержденной в установленном порядке.

При известном расходе углеводородного топлива валовый выброс углеводородов в атмосферу за год газотурбинной установкой $M_{ГТУ}$, тыс. т/год, вычисляют по формуле

$$M_{ГТУ} = G_T \cdot H_{СН}, \qquad (10.1)$$

где G_T – фактический расход углеводородного топлива в течение года, тыс.т/год;

$H_{СН}$ – норматив выброса углеводородов на единицу топлива, г/г топл.

Валовые выбросы углеводородов в атмосферу от других энерготехнологических агрегатов (котлоагрегатов, подогревателей и пр.) вычисляют аналогично.

Усредненные нормативы выбросов углеводородов (в пересчете на метан) с продуктами сгорания различных видов углеводородного топлива приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Среднеотраслевые значения удельных выбросов углеводородов (в пересчете на метан) на единицу углеводородного топлива

Вид топлива	Удельный выброс углеводородов (в пересчете на метан), г/г топл.
Уголь	0,02
Нефть и нефтепродукты	0,01
Газ природный	0,001÷0,050
Торф	0,01

Среднеотраслевые нормативы выбросов углеводородов (в пересчете на метан) в результате химической неполноты сгорания топливного природного газа в энерготехнологических агрегатах приведены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Усредненные значения удельных выбросов углеводородов (в пересчете на метан) с продуктами сгорания природного газа для различных агрегатов

Тип агрегата	Удельный выброс углеводородов (в пересчете на метан), г/г топливного газа
Газотурбинные ГПА	0,0050 ÷ 0,0500
Котлоагрегат, подогреватель	0,0011

10.2 Расчет выбросов углеводородов в атмосферу от стационарных дизельных установок

Расчет выбросов углеводородов, поступающих в атмосферу с отработавшими газами стационарных дизельных установок, производится на основе удельных показателей выбросов согласно методике НИИ Атмосфера [7] и распространяется на все типы установок: дизель-генераторы, буровые агрегаты, мотопомпы, мотокомпрессоры и т.п.

10.2.1 Стационарные дизельные установки, используемые в дочерних обществах и организациях ОАО "Газпром", условно подразделяются на три классификационные группы по номинальной мощности N_e и числу оборотов $n_{об}$:

- группа А: маломощные, быстроходные и повышенной быстроходности (N_e< 73,6 кВт, $n_{об}$ = 1000-3000 мин$^{-1}$), такие как дизель-генераторы 0801-08011 (2Ч9,5/10), 1601-1612 (4Ч9,5/10), 3001-3012 (8Ч9.5/10); дизель-электрический агрегат 2Э-16А (4Ч8,5/11), А-01М и др.;

- группа Б: средней мощности, средней быстроходности и быстроходные (N_e=73,6-736 кВт, $n_{об}$ = 500-1500 мин$^{-1}$), такие как газомотокомпрессор КС-550/4-64 (8Д22/22,5), автоматизированный дизель-электрический агрегат АСДА-200 (дизель 1Д12В-300), дизель-насосная установка ДНУ 120/70 (6ЧН12/14), энергетические установки на базе дизеля ЯМЗ-238, дизель-генераторы ДГР 300/500-4 (6ЧН25/34), ДГА-315,320 (6ЧН25/34), Г-72 (6ЧН36/45), КАС 315 (12ЧН18/20), КАС 630Р (12ЧН18/20), АС 630М (12ЧН18/20) и др.;

- группа В: мощные, средней быстроходности (N_e = 736-7360 кВт, $n_{об}$ = 500-1000 мин$^{-1}$), такие как буровой агрегат 1А-6Д49 (8ЧН26/26), 1-9ДГ (16ЧН26/26), 14ДГ (дизель14Д40), Г-99 (6ЧН12А36/45), ПЭ-6 (12ЧН26/26); дизель-генератор ДГ- 4000 (дизель 64Г базовой модели 61В-3) и др.

10.2.2 Мощность выброса углеводородов M, г/с, стационарной дизельной установкой вычисляют по формуле

$$M = 0{,}278 \cdot 10^{-3} \cdot e_M \cdot N_э, \qquad (10.2)$$

где e_M – выброс углеводородов на единицу полезной работы на режиме номинальной мощности, г/кВт·ч (определяют по таблице 10.3);

$N_э$ – эксплуатационная мощность установки, кВт (берут из технической документации завода-изготовителя либо в случае отсутствия таких сведений принимают значение номинальной мощности установки – N_e);

$0{,}278 \cdot 10^{-3} = 1/3600$ – коэффициент пересчета "с" в "ч".

Таблица 10.3 – Усредненные значения выбросов углеводородов для различных групп стационарных дизельных установок e_M, г/кВт·ч

Техническое состояние установки	Классификационная группа установки		
	А	Б	В
До капитального ремонта	3,6	2,9	2,4
После капитального ремонта	4,5	3,6	3,0

10.2.3 Валовый выброс углеводородов за год стационарной дизельной установкой M, т/год, вычисляют по формуле

$$M = q_э \cdot G_т \cdot 10^{-3}, \qquad (10.3)$$

где $q_э$ – выброс углеводородов, приходящийся на 1 кг дизельного топлива, г/кг топлива, при работе установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл (определяют по таблице 10.4);

$G_т$ – годовой расход топлива установкой, т/год (берется по отчетным данным об эксплуатации установки);

10^{-3} – коэффициент пересчета "г" в "кг".

Таблица 10.4 – Усредненные значения выбросов углеводородов для различных групп стационарных дизельных установок $q_э$, г/кг топл.

Техническое состояние установки	Классификационная группа установки		
	А	Б	В
До капитального ремонта	15,0	12,0	10,0
После капитального ремонта	18,8	15,0	12,5

Пример – Определить валовый выброс углеводородов за год стационарной дизельной установкой.

Исходные данные: Дизель-генератор ДГР 300/500-4 (марка дизеля 6ЧН 25/34), после капитального ремонта. Номинальная мощность N_e = 400 э.л.с. Удельный расход топлива при номинальной мощности m_e = 170 г/э.л.с.·ч. Продолжительность работы в году τ = 8000 ч.

Решение: Согласно п.10.2.1 дизель-генератор ДГР 300/500-4 является стационарной дизельной установкой средней мощности и относится к классификационной группе Б.

Величину выброса углеводородов, приходящегося на 1 кг дизельного топлива, находят по таблице 10.4

$q_э$ = 15 г/кг топлива.

Годовой расход топлива дизель-генератором определяют по исходным данным перемножением номинальной мощности, удельного расхода топлива и продолжительности работы в году

$$G_T = N_e \cdot m_e \cdot \tau = 400 \cdot 170 \cdot 8000 \cdot 10^{-6} = 544 \text{ т/год.}$$

Расчет валового выброса углеводородов за год дизель-генератором ДГР 300/500-4 производят по формуле (10.3)

$$M = q_э \cdot G_T \cdot 10^{-3} = 15 \cdot 544 \cdot 10^{-3} = 8{,}16 \text{ т/год.}$$

10.2.4 Для стационарных дизельных установок зарубежного производства, отвечающих требованиям природоохранного законодательства стран Европейского экономического сообщества, США, Японии, значения выбросов, найденные по таблицам 10.3 и 10.4, могут быть соответственно уменьшены в 3,5 раза.

10.2.5 При внедрении различных природоохранных технологий (жидкостные и каталитические нейтрализаторы, фильтроэлементы и пр.) учитывается эффективность очистки отработавших газов, подтвержденная соответствующими данными инструментального контроля выбросов в условиях эксплуатации стационарной дизельной установки.

Сведения об эффективности некоторых природоохранных технологий приведены в таблице 10.5.

Таблица 10.5 – Эффективность используемых технологий очистки отработавших газов

Наименование технологии	% очистки
Окисление в каталитическом нейтрализаторе (активная фаза платины Pt)	70-80
Окисление в каталитическом нейтрализаторе с принудительным разогревом реактора (активная фаза платины Pt)	98-100
Окисление и фильтрация в регенерируемых каталитических фильтроэлементах (активная фаза платины Pt)	98-100

10.3 Расчет выбросов метана в атмосферу при эксплуатации факельных установок

При эксплуатации факельных установок происходит неполное сгорание горючих газов и паров, сопровождающееся выбросом метана в атмосферу с продуктами сгорания.

Для расчета выбросов метана в атмосферу необходимо знать объем газа, расходуемого при сжигании.

Объем газа, расходуемого на эксплуатацию факельной установки, замеряют инструментально, определяют расчетом или принимают в соответствии с технологическим регламентом.

10.3.1 Объем газа, расходуемого на факел, $V_ф$, м³, вычисляют в соответствии с РД 153-39.0-111 [1] по формуле

$$V_ф = V_{зат} + V_{гор}, \qquad (10.4)$$

где $V_{зат}$ – объем затворного (продувочного) газа, подаваемого в факельную систему для предотвращения попадания в нее воздуха, м³;

$V_{гор}$ – объем газа, подаваемого на дежурные горелки, м³.

10.3.2 Объем затворного газа, расходуемого за расчетный период, $V_{зат}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{зат} = 3600 \cdot \upsilon \cdot F \cdot \tau\ , \qquad (10.5)$$

где υ – скорость движения газа, м/с;

F – площадь выходного сечения факельного ствола, м²;

τ – время работы факела, ч;

3600 – коэффициент пересчета "ч" в "с".

Скорость движения газа υ определяется конструкцией факела и принимается:

- ≥ 0,05 м/с для факелов с лабиринтным уплотнением (с газовым затвором);
- не менее 1,0 м/с для факелов без лабиринтного уплотнения.

10.3.3 Объем газа, расходуемого на горелки за расчетный период, $V_{гор}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{гор} = Q_{гор} \cdot b \cdot \tau, \qquad (10.6)$$

где $Q_{гор}$ – объемный расход газа на одну дежурную горелку, м³/ч;

b – количество горелок;

τ – время работы горелки, ч.

Расход газа на одну горелку принимается по технической документации и зависит от типа горелки. При отсутствии этих данных расход газа на обычную горелку принимают равным 2,2–5,0 м³/ч.

Количество горелок определяют по таблице 10.6 в зависимости от диаметра факельного оголовка.

Таблица 10.6 – Количество горелок на факелах различного диаметра

Диаметр факельного оголовка, мм	10-250	300-550	600-1000	1100-1600	Более 1600
Число горелок, шт.	1 и более	Не менее 2	Не менее 3	Не менее 4	Не менее 5

10.3.4 Для факелов, разработанных ТатНИИнефтемаш для объектов ОАО "Газпром", объемный расход газа на факельную установку вычисляют по таблице 10.7.

Таблица 10.7 – Объемный расход газа на факел постоянного горения

Диаметр факельной трубы, мм	Объемный расход газа, подаваемого в факельную систему, $м^3/ч$		Количество горелок, шт.
	затворный газ	газ на горелку	
200	8	2,2	1
300	15	4,4	2
500	50	4,4	2
800	160	8,8	4
1000	320	8,8	4
1200	500	60	1 кольцевая горелка
1400	650	60	1 кольцевая горелка

10.3.5 Удельные выбросы углеводородов (в пересчете на метан) с продуктами сгорания на единицу массы сжигаемой смеси, определенные по результатам экспериментальных исследований на стендовых установках в соответствии с ВРД 39-1.13-034 [9], приведены в таблице 10.8.

Таблица 10.8 – Удельные выбросы метана на единицу массы сжигаемой смеси

Факельная установка	Сжигаемая смесь	Удельный выброс метана, г/г сжигаемой смеси
Горизонтальная, высотная, наземная (яма-амбар)	Природный газ	0,0005
Горизонтальная, высотная	Некондиционные газовые и газоконденсатные смеси	0,0005
Наземная (яма-амбар)	Некондиционный углеводородный конденсат	0,0300

11 Расчет утечек газа и газового конденсата в атмосферу за счет негерметичности уплотнений оборудования и коммуникаций

11.1 Расчет утечек газа в атмосферу

К источникам утечек газа в атмосферу через неплотности оборудования, ЗРА, клапанов относятся:

- уплотнения неподвижные фланцевого типа (на трубопроводах, арматуре, крышках люков и лазов аппаратов и т.п.);
- уплотнения подвижные (на вращающихся валах насосов и компрессоров);
- уплотнения и затворы ЗРА (штоков и валов регулирующих клапанов, заслонок и задвижек),
- устье свечи.

Общая величина утечек газа через неплотности определяется суммированием утечек, рассчитанных для отдельных аппаратов и трубопроводов.

11.1.1 Величину утечки газа через неподвижное уплотнение фланцевого типа для одного аппарата за расчетный период $V_{фл}$, тыс. м^3, вычисляют в соответствии с РД 51-31323949-05 [10] по формуле

$$V_{фл} = A \cdot b_{фл} \cdot \tau \cdot a \cdot 10^{-3} / \rho_c , \qquad (11.1)$$

где A – величина утечки газового потока через одно неподвижное уплотнение фланцевого типа, кг/ч (определяют по таблице 11.1);

$b_{фл}$ – количество фланцев, уплотнений в аппарате;

τ – продолжительность работы аппарата в году в течение расчетного периода, ч;

a – доля уплотнений, потерявших герметичность (определяют по таблице 11.1);

ρ_c – плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3;

10^{-3} – коэффициент пересчета "м^3" в "тыс. м^3".

Среднестатистические величины парогазовых утечек через одно уплотнение для оборудования различного типа, а также доля уплотнений, потерявших герметичность в ходе эксплуатации, представлены в таблице 11.1.

Валовый выброс углеводородов (потери природного газа) через неподвижное уплотнение фланцевого типа для одного аппарата за расчетный период $M_{фл}$, т, вычисляют по формуле

$$M_{фл} = A \cdot b_{фл} \cdot \tau \cdot a \cdot 10^{-3} . \qquad (11.2)$$

11.1.2 Величину утечки газа через подвижное уплотнение компрессора за расчетный период $V_к$, тыс. м³, вычисляют по формуле

$$V_к = A \cdot b_к \cdot \tau \cdot a \cdot 10^{-3} / \rho, \qquad (11.3)$$

где A – величина утечки газа на один рабочий компрессор, кг/ч (определяется по таблице 11.1 в зависимости от типа компрессора);

$b_к$ – количество компрессоров одного типа;

ρ – плотность газа, кг/м³.

Валовый выброс углеводородов (потери природного газа) через подвижное уплотнение компрессора за расчетный период $B_к$, т, вычисляют по формуле

$$B_к = A \cdot b_к \cdot \tau \cdot a \cdot 10^{-3}. \qquad (11.4)$$

11.1.3 Величину утечки газа через сальники и уплотнения ЗРА за расчетный период $V_{ЗРА}$, тыс. м³, вычисляют по формуле

$$V_{ЗРА} = A \cdot b_1 \cdot b_2 \cdot \tau \cdot a \cdot 10^{-3} / \rho, \qquad (11.5)$$

где A – величина утечки газа для фланцевых соединений и сальниковых уплотнений, кг/ч (определяют по таблице 11.1);

b_1 – количество единиц запорной арматуры;

b_2 – количество фланцев на одном запорном устройстве.

В случае сильфонного уплотнения вала задвижки (клапана) утечки газа приравнивают к нулю.

Таблица 11.1 – Утечки газа через неподвижные и подвижные соединения согласно РД 51-31323949-05 [10] и РД 39-142 [11]

Наименование оборудования	Расчетная величина утечки		Расчетная доля уплотнений, потерявших свою герметичность, доли единицы (общее число уплотнений данного типа принято за 1) – *a*
	q, мг/с	A, кг/ч	
Фланцевые соединения			
Парогазовые потоки	0,20	0,00073	0,030
Легкие углеводороды, двухфазные потоки	0,11	0,00040	0,050
Тяжелые углеводороды	0,08	0,00029	0,020

Окончание таблицы 11.1

Наименование оборудования	Расчетная величина утечки		Расчетная доля уплотнений, потерявших свою герметичность, доли единицы (общее число уплотнений данного типа принято за 1) – a
	q, мг/с	A, кг/ч	
Запорно-регулирующая арматура (ЗРА)			
Газовая среда	5,83	0,02100	0,293
Легкие углеводороды, двухфазные среды	3,61	0,01300	0,365
Тяжелые углеводороды	1,83	0,00660	0,070
Предохранительные клапаны			
Парогазовые потоки	37,78	0,13600	0,460
Легкие жидкие углеводороды	24,45	0,08800	0,250
Тяжелые углеводороды	30,84	0,11100	0,350
Уплотнения валов машин* (на одно уплотнение)			
Центробежные компрессоры, газовые потоки	33,34	0,12000	0,765
Поршневые компрессоры	31,95	0,11500	0,700
Насосы:			
- сальниковое уплотнение	38,89	0,14000	-
- торцовое уплотнение	22,22	0,08000	-
- двойное торцовое или бессальниковое уплотнение	5,56	0,02000	-
- на жидких легких и сжиженных углеводородах	-	-	0,638**
- на тяжелых углеводородах	-	-	0,226**

* Утечки через уплотнения валов детандеров приравниваются к аналогичным величинам для компрессоров, а утечки через уплотнения мешалок и реакторов – к утечкам из насосов соответствующих типов.

** Для уплотнений всех типов.

Валовый выброс углеводородов (потери природного газа) через сальники и уплотнения ЗРА за расчетный период $M_{ЗРА}$, т, вычисляют по формуле

$$M_{ЗРА} = A \cdot b_1 \cdot b_2 \cdot \tau \cdot a \cdot 10^{-3}. \qquad (11.6)$$

11.1.4 Для более точных расчетов утечек через ЗРА можно использовать статистические данные величин утечек и долей негерметичности, а также герметичности затворов запорной арматуры и предохранительных пружинных полноподъемных клапанов, приведенные в таблицах 11.2 и 11.3 в соответствии с РД 39-142 [11].

Таблица 11.2 – Максимально допустимые протечки запорной арматуры при приемосдаточных испытаниях

Испытательная среда	Единицы измерения	Класс герметичности			
		A	B	C	D
Вода	$см^3/мин \cdot Д_н$	нет видимых протечек	0,0006	0,0018	0,0060
Воздух	$см^3/мин \cdot Д_н$	нет видимых протечек	0,0180	0,1800	1,8000

Примечания

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

2 Значения протечек соответствуют случаю истечения в атмосферу.

3 При определении протечек номинальный диаметр $Д_н$ принимается в мм.

4 Протечки жидких продуктов принимаются по аналогии с водой, газообразных – по аналогии с воздухом.

Таблица 11.3 – Нормы герметичности предохранительных пружинных полноподъемных клапанов

Показатель	Класс герметичности	Ду, мм			
		25	40, 50	80-100	150-200
Пропуск среды через затвор, $см^3/мин$, не более	I	2	5	10	15
	II	5	10	25	40

Пример – Определить утечки (потери) газа на линейной части магистрального газопровода за счет негерметичности оборудования.

Исходные данные: Количество единиц запорной арматуры $b_1 = 418$ штук. Количество фланцев на одном запорном устройстве $b_2 = 4$. Продолжительность работы оборудования в году в течение расчетного периода $\tau = 8760$ ч. Плотность газа $\rho = 0,674$ кг/м^3.

Решение: При расчете утечек газа на линейной части магистрального газопровода за счет негерметичности оборудования учитывают лишь неплотности арматуры, клапанов и пр. через уплотнения и затворы ЗРА.

Величину утечки газа для запорно-регулирующей арматуры и для уплотнений, потерявших герметичность, определяют по таблице 11.1

$$A = 0,021 \text{ кг/ч}, \quad a = 0,293.$$

Расчет величины утечки природного газа на линейной части МГ через неплотности ЗРА за расчетный период (календарный год) производят по формуле (11.5)

$$V_{ЗРА} = A \cdot b_1 \cdot b_2 \cdot \tau \cdot a \cdot 10^{-3} / \rho = 0,021 \cdot 418 \cdot 4 \cdot 8760 \cdot 0,293 \cdot 10^{-3} / 0,674 = 133,7 \text{ тыс. м}^3\text{/год}.$$

Расчет валовых утечек (потерь) природного газа на линейной части МГ через неплотности ЗРА за расчетный период (календарный год) производят по формуле (11.6)

$$M_{ЗРА} = A \cdot b_1 \cdot b_2 \cdot \tau \cdot a \cdot 10^{-3} = 0,021 \cdot 418 \cdot 4 \cdot 8760 \cdot 0,293 \cdot 10^{-3} = 90,12 \text{ т/год}.$$

11.1.5 Расчет утечек метана от арматуры и свечи

Объемы утечек метана от арматуры и свечи вычисляют в соответствии с ВРД 39-1.13-040 [12].

11.1.5.1 Расчет объема единичной утечки метана от арматуры

При наличии газовых счетчиков объемный расход газовой смеси единичной утечки от арматуры $Q_{см}$, м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{см} = (V_к - V_н)/\tau, \qquad (11.7)$$

где $V_к$, $V_н$ – соответственно конечное и начальное показания газового счетчика, м³;

τ – период измерения, ч.

Объемный расход единичной утечки метана от арматуры $Q_{сч}$, м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{CH4} = Q_{см}\ C_{CH4}/100, \qquad (11.8)$$

где $Q_{см}$ – объемный расход аспирируемой газовой смеси, м³/ч;

Q_{CH4} – объемная концентрация метана в аспирируемой газовой смеси, % об.

11.1.5.2 Расчет суммарного объема нескольких утечек метана от арматуры

Объемный расход газовой смеси утечки $Q_{см}$, м³/ч, в выбранном измерительном сечении вычисляют по формуле

$$Q_{см} = 0{,}785 \cdot \upsilon_{см} \cdot (d_{вн})^2, \qquad (11.9)$$

где $\upsilon_{см}$ – скорость потока, м/с;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр линии, м;

0,785 – эмпирический коэффициент, равный $\pi/4 = 3{,}14/4$.

Суммарный объемный расход нескольких утечек метана от арматуры, Q_{CH4}, м³/ч, вычисляют по формуле (11.8), имеющей вид

$$\sum_{i=1}^{n} Q_{CH4i} = Q_{см} \cdot C_{CH4}/100, \qquad (11.10)$$

где n – число утечек метана.

11.1.5.3 Расчет объема утечки метана от свечи

Объемный расход газовой смеси утечки от свечи $Q_{см}$, м³/ч, вычисляют по формуле (11.9)

$$Q_{см} = 0{,}785 \cdot \upsilon_{см} \cdot (d_{вн})^2,$$

где $\upsilon_{сч}$ – скорость газовой смеси в устье свечи, м/с;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр свечи, м.

11.1.5.4 Измеренные объемные расходы утечек метана приводятся к нормальным условиям ($P_н$ = 0,1013 МПа, $T_н$ = 273,15 К) по формуле

$$Q = Q_{см} \cdot 273{,}15 \cdot (P_{бар} + P) / 0{,}1013 \cdot (273{,}15 + t), \qquad (11.11)$$

где $P_{бар}$ – барометрическое давление в период измерений, МПа;

P, t, – соответственно давление и температура газовой смеси в измерительном сечении, МПа и °С.

11.2 Расчет утечек газового конденсата в атмосферу

Утечки газового конденсата в атмосферу возможны вследствие неплотностей фланцевых соединений, сальниковых уплотнений запорно-регулирующей арматуры, уплотнений вращающихся валов насосов.

Наиболее вероятные величины утечек газового конденсата в одном фланцевом соединении и через запорно-регулирующую арматуру приведены в таблице 11.1. Там же приведены статистические данные о доле уплотнений, потерявших герметичность в ходе эксплуатации.

Выделения газового конденсата за счет утечек через соединения фланцевого типа и уплотнения запорно-регулирующей арматуры $M_{ут}$, т/год, вычисляют в соответствии с РД 153-39-019 [13] по формуле

$$M_{ут} = \sum_{1}^{b_{фл}} q_{фл} \cdot b_{фл} \cdot a_{фл} \cdot \tau_{фл} \cdot 10^{-3} + \sum_{1}^{b_c} q_c \cdot b_c \cdot a_c \cdot \tau_c \cdot 10^{-3}, \qquad (11.12)$$

где $q_{фл}$, q_c – соответственно величина утечки конденсата через одно фланцевое соединение и одно сальниковое уплотнение, мг/с (принимают по таблице 11.1);

$b_{фл}$, b_c – соответственно число фланцевых соединений и сальниковых уплотнений;

$a_{фл}$, a_c – соответственно доля уплотнений фланцевых соединений и сальниковых уплотнений, потерявших герметичность (принимают по таблице 11.1);

$\tau_{фл}$, τ_c – соответственно время работы фланцевых соединений и сальниковых уплотнений в течение года, ч;

10^{-3} – коэффициент пересчета "кг" в "т".

12 Расчет газа выветривания (дегазации)

Природный газ растворяется в технологических реагентах (аминах, гликолях) и в отходах производственной воды (конденсационной и пластовой), содержится в нестабильном

конденсате. При выветривании (дегазации) жидкости выделяются газообразные легкие углеводороды, которые либо утилизируются, либо сбрасываются на факел и сжигаются, либо поступают в атмосферу. Объемы газа выветривания (дегазации) вычисляют в соответствии с РД 153-39.0-111 [1].

12.1 Расчет газа выветривания жидкостей

Объем газа выветривания $V_{выв}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{выв} = Q_ж \cdot Г \cdot \tau , \qquad (12.1)$$

где $Q_ж$ – объемный расход выветриваемой жидкости, м^3/ч;

Г – растворимость газа в жидкости, м^3/м^3;

τ – продолжительность работы технологического объекта в расчетный период, ч.

Величину Г принимают по справочным данным согласно [14] в соответствии с проектными данными либо практическими данными эксплуатации.

12.2 Расчет газа дегазации нестабильного конденсата

Объем газа, образующегося при дегазации (разгазировании) нестабильного конденсата при открытой и полузакрытой системах стабилизации конденсата за расчетный период $V_{дег}$, тыс. м^3, вычисляют по формуле

$$V_{дег} = G_К \cdot N, \qquad (12.2)$$

где $G_К$ – количество стабильного (или условно стабильного) конденсата, полученного в результате дегазации (разгазирования) нестабильного конденсата в течение расчетного периода, тыс.т;

N – газовый фактор, т.е. количество газа дегазации, выделяющегося при получении 1 т стабильного (или условно стабильного) конденсата, м^3/т.

Количество газа, образующегося при дегазации нестабильного конденсата $Q_{дег}$, м^3/год, вычисляют по формуле

$$Q_{дег} = Q_к \cdot N, \qquad (12.3)$$

где $Q_к$ – количество условно стабильного конденсата, полученного в результате дегазации нестабильного конденсата, т/год.

Величину N определяют в результате разгазирования и анализа пробы сырого (нестабильного) конденсата при давлении дегазации или на основании термодинамических расчетов с использованием математических моделей согласно [15].

Валовый выброс углеводородов дегазации нестабильного конденсата $M_{дег}$, т/год, вычисляют по формуле

$$M_{дег} = Q_{дег} \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (12.4)$$

где ρ – плотность газа, кг/м^3;

10^{-3} – коэффициент пересчета "кг" в "т".

Пример – Определить валовый выброс углеводородов при дегазации нестабильного конденсата.

Исходные данные: Количество условно стабильного конденсата, полученного в результате дегазации нестабильного конденсата $Q_К$ = 280 т/год. Газовый фактор N = 65 м^3/т. Плотность газа ρ = 0,67 кг/м^3.

Решение: Расчет объема газа, получаемого при дегазации конденсата, производят по формуле (12.3)

$$Q_{дег} = Q_к \cdot N = 280 \cdot 65 = 18200 \ м^3/год.$$

Расчет валового выброса углеводородов при дегазации нестабильного конденсата производят по формуле (12.4)

$$M_{дег} = Q_{дег} \cdot \rho \cdot 10^{-3} = 18200 \cdot 0{,}67 \cdot 10^{-3} = 12{,}194 \ т/год.$$

13 Расчет выбросов газового конденсата в атмосферу при эксплуатации технологического оборудования

Во всех технологических процессах вместе с газом, выбрасываемым в атмосферу, выбрасывается и содержащийся в нем конденсат.

Выбросы конденсата с газом рассчитывают отдельно для каждой статьи расхода газа, а затем суммируют.

13.1 Расчет выбросов конденсата в атмосферу при продувках и опорожнении оборудования

13.1.1 Выброс конденсата с газом, расходуемым на технологические (нетопливные) нужды, $G_{к.г}$, т, вычисляют в соответствии с РД 153-39-019 [13] по формуле

$$G_{к.г} = V_{тн} \cdot g_{к.г} \cdot 10^{-6}, \quad (13.1)$$

где $V_{тн}$ – объем газа, расходуемого на технологические нужды, м^3,

$g_{к.г}$ – содержание конденсата в газе, расходуемом на технологические нужды, г/м^3;

10^{-6} – коэффициент пересчета "г" в "т".

Содержание конденсата в газе, расходуемом на технологические нужды, определяют расчетно-аналитическим методом; отбор проб газа производят по ГОСТ 18917, а определение его компонентного состава – по ГОСТ 23781.

13.1.2 При ремонте конденсатопроводов ремонтируемый участок опорожняют с утилизацией конденсата, но полной утилизации конденсата при этом не достигается. Технологические выбросы конденсата в атмосферу при ремонте конденсатопроводов $G_{к\,рем}$, т, вычисляют по формуле

$$G_{к\,рем} = d^2 \cdot L \cdot \rho_к \cdot 8 \cdot 10^{-2}, \qquad (13.2)$$

где d – диаметр конденсатопровода, м;

L – длина ремонтируемого участка конденсатопровода, м;

ρ – плотность конденсата, т/м^3 (определяют по ГОСТ 3900);

$8 \cdot 10^{-2}$ – эмпирический коэффициент.

13. 2 Расчет выделений конденсата в атмосферу при хранении в резервуарах

При хранении газового конденсата в резервуарах имеют место три вида выделений углеводородов в атмосферу за счет испарения:

- выделения от "малых дыханий", обусловленные изменением суточной температуры и давления наружного воздуха;

- выделения от "больших дыханий", обусловленные изменением объема газового пространства резервуара при его опорожнении и наполнении;

- выделения от вентиляции газового пространства при негерметичности крыши резервуара.

В условиях длительного хранения в резервуарах выделения газового конденсата происходят в основном при "малых дыханиях".

Для определения выделений конденсата от испарения используют метод косвенного определения потерь углеводородов из резервуаров, приведенный в приложении Г, и ориентировочные методы расчета по эмпирическим формулам в соответствии с РД 51-31323949-05 [10].

13.2.1 Испарение конденсата от "малого дыхания" происходит вследствие повышения давления в газовом пространстве резервуара при колебаниях температуры. При достижении в резервуаре давления, превышающего величину, необходимую для подъема дыхательного клапана, часть паровоздушной смеси поступает в атмосферу.

Среднегодовые выделения конденсата от "малых дыханий" наземных стальных вертикальных цилиндрических резервуаров $G_{м.д}$, т, вычисляют по формуле

$$G_{м.д} = 1{,}37 \cdot P_{ср.г} \cdot Д^{1{,}8} \cdot K_{окр} \cdot K_{в} \cdot \rho_{к} \ , \qquad (13.3)$$

где $P_{ср.г}$ – давление насыщенных паров конденсата при среднегодовой температуре в резервуаре, кгс/см^2;

Д – диаметр резервуара, м;

$K_{окр}$ – коэффициент, учитывающий влияние окраски резервуара (для белой окраски $K_{окр}$ = 0,75, для алюминиевой окраски $K_{окр}$ = 1,0, для красной окраски или без окраски $K_{окр}$ = 1,25);

$K_{в}$ – коэффициент, учитывающий влияние высоты газового пространства резервуара;

$\rho_{к}$ – плотность конденсата, хранимого в резервуаре, г/м^3 (определяют по ГОСТ 3900);

1,37 – эмпирический коэффициент.

Давление насыщенных паров конденсата $P_{ср.г}$, кгс/см^2, определяют по ГОСТ 1756; за результат испытания принимают среднее арифметическое результатов двух определений.

Коэффициент, учитывающий влияние высоты газового пространства резервуара, $K_{в}$, вычисляют по эмпирической формуле

$$K_{в} = 0{,}175 \cdot (0{,}328 \cdot H_{г} + 5)^{0{,}57} - 0{,}1, \qquad (13.4)$$

где $H_{г}$ – высота газового пространства, м;

Формула (13.4) получена при среднесуточном колебании температуры воздуха в течение года $\Delta t_{в}$, равном 9 °С. При других значениях $\Delta t_{в}$ выделения конденсата от "малых дыханий" $G_{м.д}$ вычисляют по формуле (13.3) пропорционально действительным суточным колебаниям температуры.

При хранении конденсата в подземных резервуарах выделения углеводородов от "малых дыханий" ничтожно малы и, следовательно, ими можно пренебречь.

13.2.2 Испарение от "больших дыханий" происходит при заполнении резервуара конденсатом, в результате чего из газового пространства вытесняется в атмосферу паровоздушная смесь.

Годовые выделения нефтепродуктов, в том числе газового конденсата, от "больших дыханий" $G_{б.д}$, т, вычисляют по эмпирической формуле

$$G_{б.д} = 3 \cdot P_{ср.г} \cdot V \cdot \rho_{к} / 700 \ , \qquad (13.5)$$

где $P_{ср.г}$ – давление насыщенных паров конденсата при среднегодовой температуре продукта, кгс/см^2;

V – годовой оборот резервуара, м³;

$\rho_к$ – плотность конденсата, г/м³.

Величину годового оборота резервуара V, м³, вычисляют по формуле

$$V = n \cdot V_{пол}, \qquad (13.6)$$

где n – количество опорожнений резервуара в течение года;

$V_{пол}$ – полезный объем резервуара, м³ ($V_{пол} = 0{,}95 \cdot V_o$, где V_o – полный его объем, м³).

13.2.3 Общее эмпирическое уравнение для расчета годовых выделений углеводородов от испарения их из n резервуаров, полученное на основе экспериментальных и расчетных данных и учитывающее основные зависимости для "малых и больших дыханий", включая "обратный выдох", имеет вид

$$\sum_{i=1}^{n} M_i^{год} = 0{,}0134 \cdot Q_ж \cdot K_1 \cdot C_i \cdot m_i \cdot K_1 \cdot K_2 / (273{,}15 + t_{г.пр}), \qquad (13.7)$$

где $M_i^{год}$ – выделение i-го компонента конденсата (углеводородов C_{5+n}) из резервуара за счет "малых и больших дыханий", т/год;

$Q_ж$ – объемный расход жидкости, наливаемой в резервуар или группу резервуаров в течение года, м³/год;

K_1 – константа равновесия между паром и жидкостью i-го компонента конденсата при атмосферном давлении и температуре газового пространства в резервуаре;

C_i – концентрация i-го компонента конденсата в жидкости, мольные доли;

m_i – молекулярная масса i-го компонента конденсата, кг/моль;

K_1 – коэффициент, определяющий выделение конденсата в атмосферу от "малых дыханий" резервуара (для северной климатической зоны K_1 = 1,07, для средней K_1 = 1,14, для южной K_1 = 1,25);

K_2 – коэффициент, характеризующий технические средства сокращения выделений (получен на основании опытных данных, величину K_2 находят по таблице 13.1);

$t_{г.пр}$ – среднегодовая температура газового пространства в резервуаре, °С;

0,0134 – эмпирический коэффициент, К/м³· кг.

Величину K_i вычисляют по формуле

$$K_i = P_i / P_a, \qquad (13.8)$$

где P_i – давление паров i-го компонента конденсата при температуре газового пространства, мм рт.ст;

P_a – атмосферное давление, мм рт.ст.

Таблица 13.1 – Значения коэффициента K_2, характеризующего технические средства сокращения выделений

Тип резервуара	K_2
Резервуар имеет открытый люк	1,10
Резервуар оборудован дыхательным клапаном или вентиляционными патрубками	1,00
Резервуар оборудован дыхательным клапаном с диском-отражателем	0,85
Резервуар оборудован понтоном или плавающей крышей	0,20
Резервуар включен в газоуравнительную систему с газосборником	0,20
Резервуар включен в газоуравнительную систему с газгольдером	0,10
Резервуар имеет совпадение операций свыше 90 % (используется как буферная емкость)	0,10
То же для резервуара с понтоном или плавающей крышей	0,05

Среднегодовую температуру газового пространства в резервуаре, $t_{гпр}$, °С, упрощенно вычисляют по формуле

$$t_{г\,пр} = 0{,}6 \cdot t_к + 0{,}4 \cdot t_в, \qquad (13.9)$$

где $t_к$ – среднегодовая температура жидкости (конденсата) в резервуаре, °С;

$t_в$ – среднегодовая температура атмосферного воздуха, °С.

Если жидкость в резервуаре нагревается или охлаждается, то температуру газового пространства принимают равной температуре жидкости, т.е. $t_{гпр} = t_к$.

При длительном хранении жидкий продукт принимает температуру атмосферного воздуха, т.е. $t_{гпр} = t_в$.

13.2.4 Ориентировочный метод расчета выделений конденсата от вентиляции газового пространства при негерметичности крыши резервуара.

При негерметичной крыше резервуара происходит выветривание газового пространства, когда более тяжелые пары нефтепродукта выходят через нижние отверстия, а чистый воздух в соответствующем количестве входит через верхние отверстия. Объемные выделения конденсата от вентиляции газового пространства резервуара при безветренной погоде $Q^{об}_{вент}$, м³/сут, вычисляют по формуле

$$Q^{об}_{вент} = 86400 \cdot \mu \cdot F \cdot \sqrt{2g \cdot P / \rho_{см}}, \qquad (13.10)$$

где μ – коэффициент расхода отверстий резервуара (при проведении ориентировочных расчетов μ принимается равным 0,65);

F – площадь отверстий в крыше резервуара, м²;

g – ускорение силы тяжести (g = 9,81 м/с²);

P – давление, при котором происходит истечение паровоздушной смеси, кгс/м²;

$\rho_{см}$ – плотность смеси углеводородов (паровоздушной смеси резервуара), кг/м³;

86400 – коэффициент пересчета "сут" в "с".

Давление P , кгс/м², при котором за счет разности плотностей паровоздушной смеси и воздуха происходит непрерывная циркуляция в газовом пространстве резервуара, вычисляют по формуле

$$P = H \cdot (\rho_{см} - \rho_{в}), \qquad (13.11)$$

где H– разница высоты расположения верхнего и нижнего отверстий на крыше резервуара, м;

$\rho_{в}$ – плотность воздуха, кг/м³.

Плотность смеси углеводородов $\rho_{см}$ вычисляют на основе компонентного состава по формуле

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^{n} \rho_i \cdot C_i, \qquad (13.12)$$

где ρ_i – плотность i-го компонента углеводорода в паровоздушной смеси, кг/м³;

C_i – концентрация i-го компонента углеводорода в паровоздушной смеси, объемные доли (определяют хроматографическим методом по ГОСТ 23781).

При известной концентрации и плотности паров углеводородов в паровоздушной смеси весовые выделения конденсата от вентиляции газового пространства резервуара $Q^{вес}_{вент}$, кг/сут, вычисляют по формуле

$$Q^{вес}_{вент} = Q^{об}_{вент} \cdot C \cdot \rho_к, \qquad (13.13)$$

где C – концентрация паров конденсата, объемные доли;

$\rho_к$ – плотность паров конденсата, кг/м³.

Приложение А

(рекомендуемое)

Балансовые методы расчета выбросов углеводородов в атмосферу

Для составления уравнений материального баланса системы необходимо предварительно обработать имеющиеся данные. Один из возможных вариантов такой обработки включает следующие этапы:

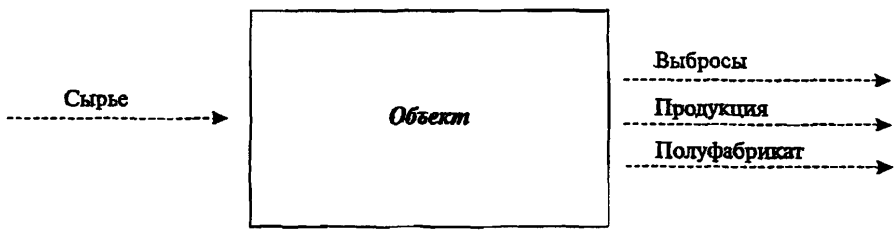
- построение диаграммы или технологической схемы к поставленной задаче с указанием всех известных потоков и количественных параметров (давления, температуры и др.);

- определение области решения задачи (например, промежуток времени в одни сутки или масса поступающего продукта – 1000 кг);

- определение сквозного компонента (элемента, частицы или вещества, которые проходят через систему не изменяясь);

- определение границ системы. Так как закон сохранения массы справедлив для любого ее участка, то можно выбрать такой участок, через который проходит только один неизвестный поток.

Общая схема материального баланса для различного вида производств в газовой промышленности имеет вид:



Составляется уравнение материального баланса:

$$V_c = V_{пер} + V_{\Sigma},$$

где V_c – количество сырья на переработку;

$V_{пер}$ – количество переработанного сырья;

V_{Σ} – суммарные выбросы вредных веществ в атмосферу и потери сырья.

Приложение Б

(рекомендуемое)

Выбросы природного газа в атмосферу при эксплуатации ГПА

Таблица Б 1 – Объем выбросов природного газа в атмосферу при пуске ГПА [15]

Тип ГПА	Объем выбросов газа при пуске ГПА, $V_{пуск}$, $м^3$ (при 0 °С)
ГПА-Ц-6,3 С	93
Коберра-182, Коберра-16 МГ, ГПУ-16, ГПА-16 МГ, ГПА-16 МЖ, ГПА-Ц-16 С, ГПА-25 Р Днепр	140
Таурус-60	186
ГПА-Ц-6,3 А, ГПА-Ц-6,3 Б, ГПА-Ц-8 Б, ГПА-Ц-10 Б	233
ГПА-Ц-16 АЛ, ГПА-16 Р Уфа, ГПА-16 Нева, ПЖТ-21 С	280
ГПА-Ц-25, ГПА-25 НК, ГПА-Ц-25 НК, ГПА-25 Самара	326
ГПА-10 Урал, ГПА-12 Урал, ГПА-12 Р Урал, ГПА-16 Урал, ГПА-16 Р Урал	373
ГПА-Ц-16, ГПА-Ц-18	419
ГПА-Ц-6,3, ГПА-16 Волга	559
ГПА-25 Урал, ГПА-25 Р Урал	978
ГПУ-10	1072
ГТН-25	1351
ГТК-10, ГТК-10 М	1398
ГТК-10 И, ГТК-10 ИР	1537
ГТ-6-750, ГТН-6	1770
ГТК-25 И, ГТК-25 ИР, ГТНР-25 И	2190
ГТ-700-5, ГТК-5	2656
ГТН-25-1	2935
ГТНР-16	3867
ГТ-750-6, ГТ-750-6 М, ГТН-16, ГТН-16 М-1	3960

Таблица Б.2 – Усредненные значения геометрических объемов контуров и расхода газа при остановке ГПА [15]

Тип ГПА	Геометрический объем контура нагнетателя, м³	Расход газа на стравливание из контура нагнетателя при остановке ГПА, $V_{ост}$, м³	
		$P_{вх}$ = 7,6 МПа	$P_{вх}$ = 5,6 МПа
Центавр	10,0	635	468
ГТН-10И	10,8	700	516
Коберра-182	10,9	700	516
ГТ-700-5, ГТ-750-6	12,1	761	561
ГТК-5, СТД-4000-2	12,1	815	601
ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-8, ЭГПА-Ц-6,3	14,0	887	654
ГТ-6-750, ГТН-6	14,3	887	654
ГТК-10, ГПУ-10, СТД-12,5	19,3	1270	936
ГТНР-10	20,0	1270	936
ГТН-25И	25,9	1653	1218
ГПУ-16, ГПА-Ц-16	32,0	2032	1497
ГТК-16, ГТН-16	32,5	2032	1497
ГТН-25-1	36,0	2288	1686
ГТН-25, ЭГПА-25	52,5	3428	2526

Таблица Б.3 – Усредненные объемы выбросов природного газа в атмосферу при остановке ГПА [15]

Тип ГПА	Усредненный объем выбросов газа при остановке ГПА, $V_{ост}$, м³ (при 0 °С)
Таурус-60	652
ГТК-10, ГТК-10 ИР, Коберра-182	699
ГТ-700-5, ГТК-5, ГТ-750-6, ГТ-750-6 М	745
ГТ-6-750, ГТН-6, ГПА-Ц-6,3, ГПА-Ц-6,3 А, ГПА-Ц-6,3 Б, ГПА-Ц-8 Б, ГПА-Ц-10 Б, ГПА-Ц-6,3 С	885
ГТК-10, ГТК-10 М, ГПУ-10, ГПА-10 Урал, ГПА-12 Урал, ГПА-12 Р Урал	1258
ГТК-25 И, ГТК-25 ИР, ГТНР-25 И	1631
ГПА-16 Урал, ГПА-16 Р Урал, ГТНР16, ГТН-16, ГТН-16 М-1, ГПА-Ц-16, ГПА-Ц-18, ГПУ-16, ГПА-16 МЖ, ГПА-Ц-16 С, ГПА-16 МГ, Коберра-16 МГ, ГПА-Ц-16 АЛ, ГПА-16 Р Уфа, ГПА-16 Нева, ПЖТ-21 С, ГПА-16 Волга	2003
ГТН-25-1, ГПА-25 Урал, ГПА-25 Р Урал, ГПА-25 Р Днепр, ГПА-Ц-25, ГПА-25 НК, ГПА-Ц-25 НК, ГПА-25 Самара	2283
ГТН-25	3401

Таблица Б.4 – Нормативы выбросов природного газа в атмосферу при эксплуатации ГПА [15]

Тип ГПА	Номинальная мощность, N^{o}_{e}, МВт	Норматив выбросов газа при эксплуатации ГПА, $H^{o}_{в}$, кг у.т./кВт·ч ($м^3$/кВт · ч),	Норматив утечек газа при эксплуатации ГПА, $H^{o}_{ут}$, кг у.т./кВт·ч ($м^3$/кВт·ч)
Газотурбинные КЦ			
ГТК-5	4,40	0,0046 (0,0040)	0,0080 (0,0070)
ГТ-700-5	4,25	0,0046 (0,0040)	0,0080 (0,0070)
Таурус-60	5,10	0,0029 (0,0025)	0,0057 (0,0050)
ГТ-750-6, ГТ-750-6 М	6,00	0,0034 (0,0030)	0,0057 (0,0050)
ГТ-6-750 (ГТН-6)	6,00 (6,30)	0,0034 (0,0030)	0,0057 (0,0050)
ГПА-Ц-6,3 , ГПА-Ц-6,3 А , ГПА-Ц-6,3 С	6,30	0,0029 (0,0025)	0,0057 (0,0050)
ГПА-Ц-6,3 Б	6,30 (8,00)	0,0029 (0,0025)	0,0057 (0,0050)
ГТК-10 ИР	9,50	0,0017 (0,0015)	0,0040 (0,0035)
ГТК-10, ГПА-Ц-10 Б , ГТК-10 М, ГТК-10 И, ГПУ-10	10,00	0,0017 (0,0015)	0,0040 (0,0035)
ГПА-12 Урал	12,00	0,0017 (0,0015)	0,0040 (0,0035)
Коберра -182	12,90	0,0017 (0,0015)	0,0040 (0,0035)
ГПА-16 Урал, ГТН-16, ГТН-16 М-1 ГТНР-16, ГПА-16 МЖ , ГПУ-16, ГПА-16 МГ, ГПА-Ц-16 С, ПЖТ-21С, ГПА-16 Нева, ГПА-16 Р Урал, ГПА-Ц-16 АЛ, ГПА-16 Волга,	16,00	0,0011 (0,0010)	0,0034 (0,0030)
ГПА-Ц-16 (ГПА-Ц-18)	16,00(18,00)	0,0011 (0,0010)	0,0034 (0,0030)
ГТК-25 ИР, ГТИР-25 И(В)	22,20	0,0009 (0,0008)	0,0025 (0,0022)
ГТК-25 И (ГТН-25 И)	23,90	0,0009 (0,0008)	0,0025 (0,0022)
ГТНР-25 И(С)	24,60	0,0009 (0,0008)	0,0025 (0,0022)
ГТН-25-1, ГПА-25 Самара, ГПА-Ц-25, ГПА-25 НК , ГПА-Ц-25 НК, ГПА-25 Урал, ГПА-25 Р Днепр	25,00	0,0009 (0,0008)	0,0025 (0,0022)
ГТН-25	27,50	0,0009 (0,0008)	0,0025 (0,0022)
Электроприводные КЦ			
СТМ-4000, СТМП-4000, СТД-4000, СТДП-4000, АЗ-4500	4,00	0,0046 (0,0040)	0,0080 (0,0070)
СТД-6300, СТДП-6300	6,30	0,0029 (0,0025)	0,0057 (0,0050)
СТД-12500, СДГ-12500, СДГМ-12500	12,50	0,0017 (0,0015)	0,0040 (0,0035)
ЭГПА-16000	16,00	0,0011 (0,0010)	0,0034 (0,0030)
ЭГПА-25 Р	25,00	0,0009 (0,0008)	0,0025 (0,0022)

Приложение В

(справочное)

Физические константы индивидуальных углеводородных газов

(ГОСТ 30319.1)

Наименование газа	Формула газа	Молекулярная масса газа, m_i, кг/кмоль	Плотность газа при P_c и T_c, ρ_c, кг/м^3	Относительная плотность газа по воздуху, ρ^*
Метан	CH_4	16,043	0,6682	0,5548
Этан	C_2H_6	30,070	1,2601	1,0462
Пропан	C_3H_8	44,097	1,8641	1,5477
Изо-бутан	и - C_4H_{10}	58,123	2,4880	2,0658
Н-бутан	н - C_4H_{10}	58,123	2,4956	2,0721
Изо-пентан	C_5H_{12}	72,150	3,1470	2,6129
Н-пентан	C_5H_{12}	72,150	3,1740	2,6353
Гексан	C_6H_{14}	86,177	3,8980	3,2365
Гептан	C_7H_{16}	100,204	4,7550	3,9480
Октан	C_8H_{18}	114,231	5,8120	4,8256
Воздух		28,963	1,2044	

Приложение Г

(рекомендуемое)

Косвенный метод определения выделений конденсата в атмосферу от испарения по изменению давления насыщенных паров в резервуарах

Определение выделений конденсата от испарения по изменению давления насыщенных паров нефтепродуктов в резервуарах производят в соответствии с РД 153-39-019 [12].

Метод основан на использовании линейной зависимости выделений легких углеводородов конденсата σ, масс. доли, от натурального логарифма давления насыщенных паров конденсата, выраженной формулой

$$\sigma = a \cdot \mathrm{Ln}(P_0 / P_s), \qquad (Г.1)$$

где a – эмпирический коэффициент, постоянный для данного углеводородного продукта;

P_0, P_s – соответственно давление насыщенных паров конденсата до и после источника выделения, МПа или мм рт.ст.

Давление насыщенных паров конденсата определяют по ГОСТ 1756 (метод Б), герметично загружая пробу испытуемого конденсата в топливную камеру аппарата. Данный метод содержит линейно изменяющуюся систематическую ошибку. Коррекция значения давления насыщенных паров конденсата P′, МПа, может быть осуществлена по формуле

$$P' = 1{,}11 \cdot P, \qquad (Г.2)$$

где P – значение давления насыщенных паров конденсата, МПа.

Величину выделений конденсата от испарения за год определяют как сумму выделений за весенне-летний и осенне-зимний период. Поэтому графики зависимости $\sigma = f(\mathrm{Ln}P_s)$ строят для каждого из указанных периодов.

В течение определенного периода года (весенне-летнего или осенне-зимнего), предпочтительно через равные промежутки времени, производят отбор не менее чем по 10 проб конденсата до и после источника выделения. Пробы до источника выделения отбирают в пробоотборники емкостью 4 дм^3, после источника – 2 дм^3. Временной интервал между отборами пробы конденсата до источника выделения и соответствующей ей пробы конденсата после источника выделения должен быть по возможности сокращен.

Часть пробы конденсата, отобранного до источника выделения, переводят из пробоотборника в установку разгазирования, где осуществляют разгазирование при фиксированной комнатной температуре и атмосферном давлении.

Через объем, концентрацию и плотность определяют массу выделившихся углеводородов $G_т$ и массу разгазированного конденсата $G_к$, г.

Массовую долю выделений конденсата от разгазирования при атмосферном давлении $\sigma_р$ вычисляют по формуле

$$\sigma_р = G_г / G_к + G_г . \qquad (Г.3)$$

В соответствии с ГОСТ 1756 определяют начальную массу конденсата $G_{1к}$, г, и конечную массу конденсата $G_{2к}$, г, после чего массовую долю выделений конденсата σ вычисляют по формуле

$$\sigma = 1 + \sigma_р - [G_{2к} \cdot (1 - \sigma_р / G_{1к})] . \qquad (Г.4)$$

После определения давления насыщенных паров проб конденсата после испарения производят графическое построение зависимости $\sigma = f(\mathrm{Ln}\ P_s)$. Для этого вычисляют среднее арифметическое значение давления насыщенных паров десяти исходных (неразгазированных) проб конденсата, отобранных до источника выделения. Логарифм среднего арифметического значения давления насыщенных паров конденсата будет начальной точкой на оси $\mathrm{Ln}P_s$, через которую проходит прямая. Угол наклона прямой к оси $\mathrm{Ln}P_s$ определяется эмпирическим коэффициентом *а*, численное значение которого равно тангенсу искомого угла. Численное значение *а* для данного конденсата вычисляют как среднее арифметическое значений его на различных уровнях испарения.

Величину выделений конденсата от испарения определяют путем наложения логарифма давления насыщенных паров пробы конденсата, отобранной после источника выделения, на график зависимости $\sigma = f(\mathrm{Ln}\ P_s)$ или вычисляют по формуле (Г.1) после установления численного значения *а*.

Вычисляют среднеарифметическое значение давления насыщенных паров десяти неразгазированных проб конденсата, отобранных после источника выделения. Используя логарифм среднего арифметического значения давления насыщенных паров, определяют величину выделений конденсата за расчетный период.

Библиография

[1] РД 153-39.0-111-2001 Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий.

[2] ВРД 39-2.2-080-2003 Методика оценки затрат природного газа на собственные технологические нужды при эксплуатации подземных хранилищ в пористых пластах.

[3] Технологический регламент на проектирование компрессорных станций (раздел "Охрана атмосферного воздуха"), ВНИИГАЗ, 1994.

[4] РД 153-39.0-112-2001 Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа.

[5] РД 51-120-87 Методические указания по расчету норм потерь природного газа и конденсата при их переработке на ГПЗ Мингазпрома.

[6] РД 153-39.4-079-01 Методика определения расходов газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа.

[7] Перечень методик выполнения измерений концентраций загрязняющих веществ в выбросах промышленных предприятий. НИИ Атмосфера МПР России, 2001 (в т.ч. ПНД Ф 13.1:2.26-99 Методика выполнения измерений массовой концентрации предельных углеводородов C_1-C_5, $C_{6\text{ и выше}}$ (суммарно), в воздухе рабочей зоны и промышленных выбросах методом газовой хромотографии).

[8] Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок, НИИ Атмосфера МПР России, 2001.

[9] ВРД 39-1.13-034-2001 Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей.

[10] РД 51-31323949-05-00 Методика определения технологических потерь газового конденсата на промысловых объектах ОАО "Газпром".

[11] РД 39-142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.

[12] ВРД 39-1.13-040-2001 Методика по проведению замеров объемов утечек метана на предприятиях ОАО "Газпром".

[13] РД 153-39-019-97 Методические указания по определению потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации.

[14] Растворимость газов в воде: Справочное пособие / Намиот А.Ю. – М.: Недра, 1991.

[15] Руководство по исследованию скважин / Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. – М.: Наука, 1995.

[16] Технологический регламент по нормированию выбросов парниковых газов на предприятиях ОАО "Газпром", ВНИИГАЗ (согласован НИИ Атмосфера 22.06.04).

ОКС 13.040.40

Ключевые слова: методические указания, валовые выбросы, углеводороды, технологические потери газа и конденсата, утечки, расчет

Корректор *В М. Осканян*
Компьютерная верстка *С.Н Демьяновой*

ИД № 01886. Подписано в печать 24.01.2005 г.
Формат 60x84/8. Гарнитура Ньютон С. Тираж 100 экз.
Усл.печ. л. 7,4. Уч -изд. л. 6.4. Заказ 12.

Адрес: ООО "ИРЦ Газпром" 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.
Тел : (095) 719-64-75, 719-31-17.

Отпечатано в ЗАО "Издательский Дом Полиграфия"

gost.e-ecolog.ru