

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования

«Воронежский государственный технический университет»

Кафедра теплогазоснабжения и нефтегазового дела

ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

*к выполнению практических работ для студентов направления
21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Проектирование
строительство и эксплуатация газонефтепроводов
и газонефтехранилищ») всех форм обучения*

Воронеж 2022

УДК 621.64(07)
ББК 65.305.14я7

Составитель А. В. Кочегаров

Обслуживание и ремонт газового оборудования: методические указания к выполнению практических работ для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Проектирование строительство и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ») всех форм обучения / ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»; сост.: А. В. Кочегаров – Воронеж: Изд-во ВГТУ, 2022. – 38 с.

Рассматриваются вопросы по показателям надежности газораспределительных систем; ограничения транспортировки газа в системе газопотребления. Также уделяется внимание следующим темам: измерительные и контрольные приборы газового оборудования; определение пределов воспламеняемости газа; определение количества тепла, необходимого для подогрева газа; пределов воспламеняемости газа; общие положения по выполнению газоопасных работ; оформление разрешительных документов на проведение газоопасных работ; правила монтажа и эксплуатации газоотводов.

Предназначены для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Проектирование строительство и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ») всех форм обучения.

Методические указания подготовлены в электронном виде и содержатся в файле ОРГО.pdf.

Ил. 6. Табл. 4.

УДК 621.64(07)
ББК 65.305.14я7

Рецензент – А. А. Слюсарев, заместитель начальника эксплуатационно-газовой службы № 2, филиала ОАО «Газпром газораспределение Воронеж»

*Издается по решению редакционно-издательского совета
Воронежского государственного технического университета*

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. Нормативные значения показателей эксплуатационной надежности газораспределительной системы.....	5
1.1. Показатели надежности газораспределительной системы	5
1.2. Случаи ограничения транспортировки газа в системе газопотребления.....	5
1.3. Нормативные показатели надежности газораспределительной системы.....	6
2. Измерительные и контрольные приборы газового оборудования.....	7
2.1. Давление.....	7
2.2. Температура.....	7
2.3. Количество теплоты.....	8
3. Определение пределов воспламеняемости газа.....	10
4. Определение количества тепла, необходимого для подогрева газа.....	12
5. Газоопасные работы.....	18
5.1. Общие положения по выполнению газоопасных работ	18
5.2. Перечень газоопасных работ.....	19
5.3. Оформление разрешительных документов на проведение газоопасных работ.....	23
5.4. Проведение газоопасных работ.....	25
6. Отвод продуктов сгорания.....	28
7. Газовые горелки.....	34

ВВЕДЕНИЕ

В методических указаниях приведены примеры обслуживания и ремонта газового оборудования. Данные процедуры направлены на поддержание показателя надежности газораспределительной системы. Определены нормативные показатели надежности, параметры которые необходимо контролировать, представлены приборы и методики по которым возможно осуществлять обслуживание и ремонт газораспределительных систем.

Таким образом, по показателям надежности газораспределительных систем, при помощи измерительных и контрольных приборов газового оборудования можно добиться безотказной работы и бесперебойности в теплогазоснабжении.

Всего это возможно осуществить, имея навыки: при определении пределов воспламеняемости газа; определении количества тепла, необходимого для подогрева газа; пределов воспламеняемости газа; учета и выполнения требований по выполнению газоопасных работ; соблюдения правил монтажа и эксплуатации газоотводов и ряда других мероприятий, которые необходимо знать будущим специалистам обслуживания газораспределительных систем.

1. НОРМАТИВНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

1.1. Показатели надежности газораспределительной системы

Надежность — это вероятность возникновения отказов в сетях газораспределения.

Отказ — это авария или инцидент в сетях газораспределения характеризующиеся следующие показателями:

- нарушение целостности газопровода (коррозионные компоненты или результаты обследования);
- поврежденные газопроводы, которые требуют ремонта с прекращением транспортировки газа;
- закупоривание трубопровода
- отклонение параметров газа на выходе из ГРП или горелки за пределы допустимых значений
- неисправность газового оборудования нарушающие работу ГРП, газопроводы, требующие внепланового ремонта;
- иные случаи, требующие ограничения или прекращения подачи газа.

1.2. Случаи ограничения транспортировки газа в системе газопотребления

Ограничение транспортировки газа в системе газопотребления может произойти в нескольких случаях:

1. В случае проведения плановых ремонтных и профилактических работ;
2. Перевод потребителей на источники резервного вида топлива;
3. Нарушение режима поставки природного газа в газораспределительных системах;
4. Несоответствие природного газа (по компонентам) в газораспределительной системе.

В соответствии с требованиями по надежности ГРС группа компаний «Газпром» рекомендует включить целевые показатели надежности газораспределительных систем. В качестве целевого показателя надежности газового хозяйства рекомендуют использовать число 0,95 – «квантиль» — это

суммарное число отказов в сетях газораспределения по рекомендации «Газпром».

Число «квантиль» складывают из целевых показателей газового хозяйства:

1. Целевые показатели аварий и инцидентов;
2. Аварийных ремонтов;
3. Отказов, приводящих к перерыву газоснабжения;
4. Отказов, приводящих к перебоям в теплогазоснабжении;
5. Отказов, приводящих к отклонению потребляемого газа.

1.3. Нормативные показатели надежности газораспределительной системы

Нормативными показателями надежности газораспределительной системы являются:

- 0,95 «квантиль» числа отказов;
- 0,95 «квантиль» числа аварий;
- 0,95 «квантиль» числа отказов, приводящих к отклонениям в работе;
- вероятность безотказной работы, приводящей к перерывам газоснабжения;
- вероятность в безотказной работе по отказам приводящим к перебоям в теплогазоснабжении;
- матожидание – это продолжительность отключения потребителей при аварии и ремонтах;
- матожидание при продолжительном отключении при отказах.

2. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ И КОНТРОЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1. Давление

Газы, которые находятся в трубопроводах, оказывают на внутреннюю поверхность трубопровода давление. Это давление действует на стенки с предельной силой. Силу, действующую на единицу поверхности трубопровода, принято считать давлением газа.

В системе СИ давление измеряется в Па. 1 Па — это сила в 1 Н равномерно распределенная по площади 1 м^2 .

Давление может быть абсолютным или избыточным. Все газопроводы работают под избыточным давлением.

Избыточное давление — это разность внутреннего и наружного давлений, принято измерять манометрами. Если избыточное давление известно, то для нахождения абсолютного давления, необходимо к избыточному прибавить атмосферное давление.

2.2. Температура

Температура — это мера теплового состояния тела. При соприкосновении тел в нагретом теле скорость движения молекул снижается, и температура снижается, а в не нагретом теле наоборот температура повышается за счет увеличения скорости движения молекул.

Пример.

Газопровод длиной 100 м при нагревании до температуры 100°C увеличивает свою длину на 12 см.

100 л воды при нагревании до 100°C увеличивает свой объем на 4 л.

Газ с температурой 273°C при нагревании может увеличить свой объем в 2 раза.

Температура газа, транспортируемого по газопроводам, измеряют термометрами, шкала которых имеет 2 точки:

1 точка температура таяния льда 0°C ;

2 точка температура кипения воды 100°C .

Есть так же шкала Кельвина, есть точка равная абсолютному нулю, при которой прекращается всякое движение молекул любого вещества, в системе СИ эту точку принято считать за начало отсчета температуры значение которой $t=273,16^\circ\text{C}$.

Пример.

Если продукты горения газа имеют $t=200\text{ }^{\circ}\text{C}$, то по шкале Кельвина $t=473,16\text{ К}$.

Для измерения температуры применяют жидкостные термометры, в которых используют свойство жидкости, которые могут изменять свой объем в зависимости от температуры. Диапазон изменений температуры жидкости будет от 200 до 1200°C .

Так же бывают ртутные термометры к которых температура замерзания $-38,9^{\circ}\text{C}$, а температура кипения при атмосферном давлении 357°C и не является предельной.

Вместо ртутных могут использовать платиновые или медные термопары.

При измерении температуры при -70°C используют спиртовые термопары.

Таблица 1

Соотношение единиц работы термометра

Обозначение единиц	ПА	дин/см ²	кгс/м ²
1 Па	1	10	0,102
1 дин/см ²	0,1	1	$10,2 \cdot 10^{-3}$
1 кгс/м ²	9,81	98,1	1
1 кгс/см ² (ат)	$9,81 \cdot 10^3$	$98 \cdot 10^3$	10^4
1 бар	10^5	10^6	$10,2 \cdot 10^3$
1 мм вод.ст.	9,81	98,1	1
1 мм рт. ст.	133,3	1333	13,6

2.3. Количество теплоты

В качестве основной единицы измерения количество теплоты принимается калория (кол.). Калория – это количество теплоты, которое необходимо сообщить 1 л дистиллированной воды для повышения ее температуры с $19,5$ до $20,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ при давлении $101,325\text{ кПа}$.

Таблица 2

Единицы давления газа

кгс/см² (ат)	бар	мм вод.ст.	мм рт.ст.
$102 \cdot 10^{-6}$	10^{-5}	0,102	$7,5 \cdot 10^{-3}$
$1,02 \cdot 10^{-6}$	10^{-6}	$10,2 \cdot 10^{-3}$	$750 \cdot 10^{-6}$
10^{-4}	$98,1 \cdot 10^{-6}$	1	$73,56 \cdot 10^{-3}$
1	0,981	10^4	735,6
1,02	1	$10,2 \cdot 10^3$	750
10^{-4}	$98,1 \cdot 10^{-6}$	1	$73,56 \cdot 10^{-3}$
$1,36 \cdot 10^{-3}$	$1,333 \cdot 10^{-3}$	13,6	1

В теплотехники применяется укрупненная единица измерения – килокалория (ккал), равна 1000 кал.

Килокалория – это количество теплоты, которое необходимо сообщить 1 кг дистиллированной воды для повышения ее температуры на 1 °С.

Теплота – это один из видов энергии, способный производить работу.

В СИ выражается универсальной единицей – джоуль (Дж). Джоуль – это работа, которая совершает сила в 1 Н. Так же применяют более крупную единицу килоджоуль (кДж) равную 1000 Дж. Количество теплоты, которое выводится при сжигании 1 м³ газа над удельной теплотой сгорания газообразного топлива. Теплоту сгорания газообразного топлива измеряют ккал/ м³ при $t=20$ °С и давлении 760 мм рт.ст.

Температуру сгорания определяют с помощью специальных приборов калориметров.

Высшую и низшую теплоту сгорания природного газа определяют по следующей формуле:

$$Q_p = 95 \cdot C_{H_4} + 167 \cdot C_{2H_6} + 237 \cdot C_{3H_8} + 307 \cdot C_{4H_{10}}$$

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛОВ ВОСПЛАМЕНЯЕМОСТИ ГАЗА

Жаропроизводительность – это максимальная температура, развиваемая при полном сгорании сухого топлива в совокупности с необходимым количеством воздуха.

Температура самовоспламеняемости – это минимальная температура, при которой газовоздушная смесь начинаем самопроизвольный процесс горения.

Температура самовоспламеняемости природного газа равна 645°C.

Горючими частицами газа являются: H_2 (водород), C_nH_n (углеводород), H_2S (сероводород), CO (окись углерода).

К негорючим газам относят: CO_2 (углекислый газ), N_2 (азот), O_2 (кислород), H_2O (водяной пар).

Границы взрываемости:

до 5% - не горит;

от 5 до 15% - взрывается при появлении источника теплоты;

более 15% - горит при подаче воздуха.

Взрыв – это самопереходящий процесс перехода вещества из одного состояния в другое, которое сопровождается нагревом продуктов сгорания до высоких температур и повышением давления.

Детонация – возникает при взрыве горючих смесей газов с воздухом в трубах больших диаметров и длины и является формой воспламенения, при которой скорость распространения пламени превышает скорость распространения звука.

Таблица 3

Пределы взрываемости веществ

Вещество	Нижний предел	Верхний предел
бензин	0,8	5,1
керосин	1,4	7,5
пропан	2,1	9,5
Н-бутан	1,5	8,5
метан	5	15
амиак	15	28
сероводород	4,3	45,5
окись углерода	12,5	75
водород	4	75

Концентрационные пределы взрываемости газовоздушных смесей можно определить по формуле:

$$L = \frac{100}{\frac{r_1}{l_1} + \frac{r_2}{l_2} + \dots + \frac{r_n}{l_n}} \quad (1)$$

где L – низший (или высший) предел взрываемости смеси газов;
 $l_1, l_2, \dots, l_n$ – низший (высший) предел взрываемости каждого отдельного газа; $r_1, r_2, \dots, r_n$ – процентное содержание по объему газа в смеси.

Задача. Определить нижний и верхний пределы воспламеняемости газа следующего состава: $H_2 = 40\%$; $CO = 10\%$; $CH_4 = 20\%$; $CO_2 + N_2 = 30\%$.

Решение. Горючая часть газа составляет $100 - 30 = 70\%$.

Необходимо горючую части привести в соответствие с формулой (1) к 100%-ному объему.

Состав горючей части без балластных примесей:

$$H_2 = \frac{40}{70} \cdot 100 = 57,2 \%$$

$$CO = \frac{10}{70} \cdot 100 = 14,3 \%$$

$$CH_4 = \frac{20}{70} \cdot 100 = 28,5 \%$$

Для низшего предела взрываемости:

$$L_H^r = \frac{100}{\frac{57,2}{4} + \frac{14,3}{12,5} + \frac{28,5}{5}} = 4,7 \%$$

Для верхнего предела взрываемости:

$$L_H^r = \frac{100}{\frac{57,2}{75} + \frac{14,3}{75} + \frac{28,5}{15}} = 35 \%$$

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛА, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ПОДОГРЕВА ГАЗА

Для предотвращения образования гидратов при редуцировании через ГРС влажного газа рекомендуется применять подогрев газа. В отдельных случаях может обогреваться непосредственно корпус регулирующего клапана, но наиболее широко распространенным способом борьбы с гидратообразованием на ГРС является общий подогрев газа в специальных теплообменниках перед узлами редуцирования.

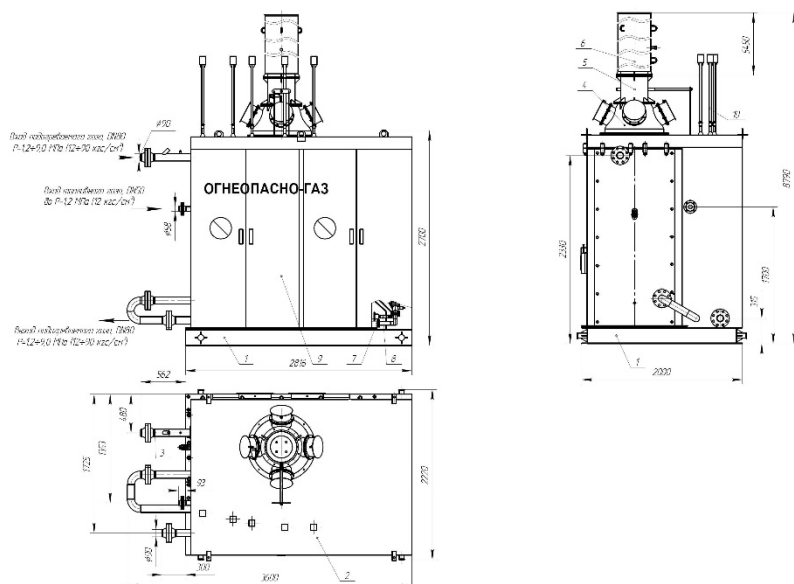


Рис. 1. Подогреватель газа автоматический ГПМ-ПГА-200:

- 1 – основание подогревателя; 2 – крышка подогревателя;
- 3 – змеевик; 4 – переходник; 5 – шибер; 6 – труба дымовая; 7 – горелки;
- 8 – контрольно-запальное устройство; 9 – шкаф КИП и А;
- 10 – свечи сбросные

Подогреватели газа подключаются к системе водяного отопления ГРС с естественной циркуляцией. Нагревание воды производится в котлах, работающих на газе с устройствами автоматики безопасности горения. Подогреватель газа и расширительный бачок устанавливается в помещении регулирующих клапанов, при этом водяные линии и корпус подогревателя теплоизолируются. Во избежание замерзания воды в системе при аварийной

остановке котла в зимнее время в воду следует добавлять диэтиленгликоль, снижающий точку замерзания воды до минус 30 °С.

Во время эксплуатации подогреватель один раз в году подвергается осмотру, во время которого производится чистка внутренней полости труб, осмотр фланцев, прокладок и крепежа.

Огневые подогреватели с промежуточным теплоносителем в настоящее время на ГРС не применяются, так как надёжность их не высокая, и наблюдаются частые прогары жаровых труб. Кроме того, высокая температура застывания расплавленных солей теплоносителей является недостатком такого метода подогрева газа.

Для борьбы с гидратообразованием на ГРС широкое распространение получили огневые подогреватели без промежуточного теплоносителя. Огневой подогреватель состоит из радиационной и конвекционной зоны, в которых нагреваемый газ образует противоток с дымовыми газами в зоне конвекции и прямоток в зоне радиации. Змеевики устанавливаются близко друг к другу для достижения более высокой пропускной способности по газу. Топливный газ в подогревателе сжигается в инжекционной горелке, находящейся внизу. Огневой подогреватель работает на самотяге.

Для ГРС с производительностью 2-3 тыс. м³/ч могут использоваться для теплообменника «труба в трубе» с поверхностью нагрева 1,5 м². В этом случае труба, по которой идёт газ, заключается в трубу большего диаметра, по которой пропускают нагретую воду.

Расход тепла на подогрев газа определяется по формуле:

$$Q = C \cdot \rho \cdot B \cdot \Delta t, \quad (2)$$

где **C** – удельная теплоемкость газа (**C** = 2,092 Дж/(кг · °С)); **ρ** – плотность газа, кг/м³; **B** – расход газа, м³/ч; **Δt** – необходимое приращение температуры при подогреве газа, °С.

Величина поверхности нагрева теплообменника определяется по формуле:

$$F = \frac{Q}{\Delta t_{cp} \cdot k}, \quad (3)$$

где **Q** – количество тепла, передаваемого газу; **k** – общий коэффициент теплопередачи от воды к газу (**k** = 836,8 Дж/(м² · ч · °С)); **Δt_{cp}** – средняя логарифмическая разность температур.

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}}{2,3 \lg \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{н}}}}, \quad (4)$$

где $t_{\text{в}}$ - высшая разность температур, получаемая как разность температуры воды на входе и температуры газа на выходе из теплообменника, °С; $t_{\text{н}}$ - низшая разность температур, равная разности температуры воды на выходе из теплообменника и температуры газа на входе в теплообменник, °С.

При использовании в системах подготовки и транспорта природного газа теплоиспользующих установок одним из ключевых вопросов является экономия расхода газа на собственные нужды, для обеспечения которой требуется тщательный расчёт, подбор необходимого количества подогревателей газа определённых типов и организация их работы в номинальных режимах, с достижением наивысших значений КПД.

Проектирующие и эксплуатирующие организации вынуждены использовать при нагреве газа метод смешения, заключающийся в том, что нагреву подвергается лишь часть газа, но до высокой температуры (чтобы подогреватели работали в номинальных режимах), после чего горячий газ смешивается с холодным и смесь приобретает необходимую для предотвращения гидратообразования температуру.

Наиболее часто при подогреве газа на ГРС либо КС различной производительности используется технология смешения, принципиальная схема которой приведена на рис. 2.

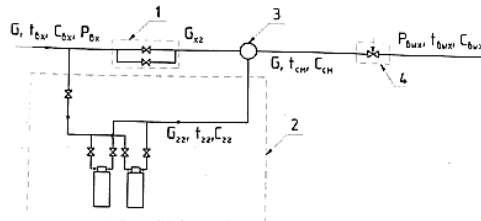


Рис. 2. Принципиальная схема технологии смешения:

1 — узел переключения; 2 — узел подогрева газа; 3 — смеситель; 4 — узел редуцирования; $G_{\text{гз}}$ — расход горячего газа, подаваемого на смешение, м³/ч; $G_{\text{хз}}$ — расход холодного газа, подаваемого на смешение, м³/ч; G — расход газа на входе в ГРС, КС, м³/ч; $C_{\text{гз}}$ и $C_{\text{хз}}$ — теплоёмкости горячего, холодного газа, ккал/(м³ °С); $C_{\text{см}}$ — теплоёмкость смеси горячего с холодным газом, ккал/(м³ °С); $C_{\text{вых}}$ — теплоёмкость газа на выходе из узла редуцирования, ккал/(м³ °С); $t_{\text{гз}}$ — температура горячего газа, °С; $t_{\text{хз}}$ — температура газа на входе в ГРС, °С; $t_{\text{см}}$ — температура смеси горячего с холодным газом, °С; $P_{\text{вх}}$ — давление газа на входе в узел редуцирования, МПа; $P_{\text{вых}}$ — давление газа на выходе из узла редуцирования, МПа

Поступающий на ГРС, КС газ с помощью регулирующих клапанов делится на два потока, один из которых направляется в подогреватели газа, где нагревается до заданной температуры. Оставшийся поток холодного газа смешивается в смесителях, либо непосредственно в газопроводе с горячим газом, поступающим после нагрева в подогревателях. Смесь газа направляется для снижения давления в узел редуцирования.

Снижение температуры природного газа в процессе редуцирования известно как «эффект Джоуля — Томсона». При снижении давления газа на 1 МПа происходит снижение его температуры на 5°C. Снижение температуры газа при понижении давления от $P_{вх}$ до $P_{вых}$ (переход давлений выбирается максимальным) определяется по формуле:

$$\Delta t_{ред} = (P_{вх} - P_{вых}) \cdot 5, ^\circ\text{C}, \quad (5)$$

где $P_{вх}$ — давление газа на входе в ГРС, МПа; $P_{вых}$ — давление газа на выходе из узла редуцирования ГРС, МПа.

В случае если температура газа после узла редуцирования должна быть выше, чем на входе в ГРС на величину Δt , в дальнейших расчетах принимается:

$$t_{вых} = t_{вх} + \Delta t, ^\circ\text{C}, \quad (6)$$

где $t_{вх}$ — температура газа на входе в ГРС; $t_{вых}$ — температура газа на выходе из узла редуцирования.

Температура газа на входе в узел редуцирования определяется по формуле:

$$t_{см} = t_{вых} + \Delta t_{ред}, ^\circ\text{C}, \quad (7)$$

где $t_{см}$ — температура смеси горячего и холодного газа.

Для определения количества газа, направляемого на подогрев в подогреватели газа, составляем уравнение теплового баланса:

$$G_{ГТ} \cdot t_{ГТ} \cdot C_{ГТ} + G_{ВХ} \cdot t_{ВХ} \cdot C_{ВХ} = G \cdot t_{см} \cdot C_{см} \quad (8)$$

Учитывая, что $G_{ВХ} = G - G_{ГТ}$, м³/ч, а также упрощая уравнение, получаем:

$$G_{ВХ} = G \cdot \frac{t_{см} \cdot C_{см} - t_{ВХ} \cdot C_{ВХ}}{t_{ВХ} \cdot C_{ГТ} - t_{ВХ} \cdot C_{ВХ}} \quad (9)$$

Полученное уравнение устанавливает зависимость расхода газа, направляемого на подогрев в подогреватели газа от температуры его нагрева (температуры газа на выходе из подогревателя).

Задаваясь температурой горячего газа (на выходе из подогревателей), определяем расход газа, направляемого на подогрев.

Рекомендуется принимать температуру газа на выходе из подогревателей равной:

$$t_{\text{гг}} = t_{\text{вх}} + \Delta t_{\text{под}} \cdot K, \quad (10)$$

где $\Delta t_{\text{под}}$ – перепад температур на входе-выходе из подогревателей в номинальном режиме, °С; K – коэффициент, учитывающий колебания загрузки подогревателя. Принимается равным 0,7.

По полученному расходу подогреваемого газа выбираем тип и количество подогревателей при использовании подогревателей газа различного типа:

$$n_1 = \frac{G_{\text{гг}}}{G_{\text{под.1}} + G_{\text{под.2}}} \cdot K_1, \quad (11)$$

где n_1 – количество подогревателей разного типа; $G_{\text{под.1}}$ и $G_{\text{под.2}}$ – соответственно производительность подогревателя первого и второго типа, м³/ч.

Резерв мощности как правило не требуется так как сезонные колебания нагрузок позволяют выполнить плановопредупредительный либо текущий ремонт подогревателей в летнее время года.

Полезная тепловая мощность выбранных подогревателей газа определяется как:

$$Q_{\text{п}} = G_{\text{гг}} \cdot (t_{\text{гг}} \cdot C_{\text{гг}} - t_{\text{вх}} \cdot C_{\text{вх}}) \quad (12)$$

Полученное значение тепловой мощности позволяет проверить правильность выбора подогревателей газа и оценить режимы его работы в реальных условиях эксплуатации.

Задача. Пример подбора типа и количества подогревателей газа с использованием схемы смешения.

1. Исходные данные:

Расход газа $G = 100000$ м³/ч; давление газа на входе в узел редуцирования $P_{\text{вх}} = 5,5$ МПа; давление газа на выходе из узла редуцирования $P_{\text{вых}} = 1,2$ МПа;

температура холодного газа на входе в узел редуцирования $t_{\text{вх}} = -8 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
температура холодного газа на выходе из узла редуцирования $t_{\text{вх}} = 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

2. Определяем температуру газа на входе в узел редуцирования по формуле (5):

$$\Delta t_{\text{ред}} = (5,5 - 1,2) \cdot 5 = 22 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Определяем температуру газа на входе в узел редуцирования по формуле (7):

$$t_{\text{см}} = 0 + 22 = 22 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Определяем температуру газа на выходе из подогревателя по формуле (10):

$$t_{\text{гг}} = -8 + 70 \cdot 0,7 = 41 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

3. Определяем количество газа, направляемого на подогрев.
Определяем теплоемкость газа при различных температурах:

$$C_{\text{гг}} = 0,414 \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}); C_{\text{вх}} = 0,461 \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C});$$

$$C_{\text{см}} = 0,425 \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C});$$

$$G_{\text{вх}} = 100000 \cdot \frac{22 \cdot 0,425 - (-8) \cdot 0,461}{41 \cdot 0,414 - (-8) \cdot 0,461} = 63 \text{ } 100 \text{ м}^3/\text{ч}$$

4. Выбор типа и количества подогревателей газа.

По полученному расходу подогреваемого газа выбираем тип и количество подогревателей газа.

Примем два подогревателя газа ГПМ-ПТПГ-30М.

5. Определение полезной тепловой мощности выбранных подогревателей газа.

Полезная тепловая мощность подогревателей газа определяется по формуле (12):

$$Q_{\text{п}} = 63 \text{ } 100 \cdot (41 \cdot 0,4104 - (-8) \cdot 0,461) \cdot 1,304 \times 106 \frac{\text{ккал}}{\text{ч}}$$
$$= 1,304 \text{ Гккал/ч}$$

Следовательно, каждый подогреватель должен передавать подогреваемому в нем газу 1,304 Гккал/ч /2=0,625 Гкал/ч (70% от номинального значения, что вполне допустимо)

5. ГАЗООПАСНЫЕ РАБОТЫ

5.1. Общие положения по выполнению газоопасных работ

Газоопасные работы являются одним из видов работ с повышенной опасностью. Работы повышенной опасности (РПО) – опасные работы, для которых в каждом отдельном случае необходимо разрабатывать, готовить и реализовывать меры обеспечения безопасности в установленном порядке.

К газоопасным работам относятся:

— работы, при производстве которых не исключается возможность выделения и скопления в рабочей зоне паров нефтепродукта и других пожаровзрывоопасных газов или вредных веществ (далее – выделение и скопление пожаровзрывоопасных и вредных веществ), что создает опасность взрыва и (или) пожара в месте проведения работ либо отравления работников, выполняющих эти работы;

— работы в местах, в которых не исключено снижение содержания кислорода до концентрации менее 20% по объему (далее – снижение концентрации кислорода), что создает опасность потери сознания работниками, выполняющими эти работы.

При выполнении работ, отнесенных к газоопасным, т.е. любых технологических операций (слив, налив, измерение уровня, отбор проб и т.д.), работ по обслуживанию, очистке, ремонту, монтажу, демонтажу, связанных с разгерметизацией резервуаров, емкостей, оборудования и коммуникаций, содержащих СУГ, нефтепродукт и (или) его пары, а также совершаемых с открытыми сооружениями, содержащими отходы нефтепродуктов.

При отклонении от нормальных режимов работы и в аварийных ситуациях:

— при подтекании нефтепродуктов (СУГ) и проникновении их паров через неплотность люков, крышек, уплотнений, а также из-за неисправности запорной, регулирующей, предохранительной арматуры и прочего технологического оборудования;

— при разливе (выбросе) нефтепродуктов (СУГ) из-за нарушения технологического режима, разрушения оборудования и по другим причинам.

Опасность потери сознания работниками вследствие снижения концентрации кислорода не исключена:

— во всех сооружениях, расположенных ниже уровня земли (колодцах, приямках, лотках, резервуарах и т.д.);

— в закрытых сооружениях, расположенных выше уровня земли (резервуарах и других емкостях).

Перечень газоопасных мест на объектах предприятия утверждается приказом директора.

Газоопасные работы следует проводить только в дневное время, за исключением аварийных случаев.

К выполнению газоопасных работ допускаются лица старше 18 лет, не имеющие противопоказаний по состоянию здоровья к выполнению данного вида работ, прошедшие обучение по охране труда при выполнении газоопасных работ, обученные правилам пользования средствами индивидуальной защиты (СИЗ) органов дыхания.

Контроль организации газоопасных работ на объектах предприятия осуществляется специалистами службы промышленной безопасности и охраны труда.

Для организации подготовки и проведения газоопасных работ приказом назначаются:

- лица, ответственные за выдачу наряда-допуска и осуществляющие допуск к выполнению РПО;

- лица, ответственные за подготовку объекта к проведению РПО;

- лица, ответственные за проведение РПО (если РПО выполняются силами персонала производственного подразделения).

Ответственность за утверждение наряда-допуска возлагается на главного инженера или технического директора.

В случае, когда подготовка и непосредственное проведение газоопасной работы выполняются одним составом исполнителей, допускается назначать одного руководителя за ее подготовку и проведение при условии, что назначенное лицо знает безопасные методы и приемы ведения работ и освобождено от выполнения других обязанностей на период ее проведения. Не допускается назначение одного лица, ответственного за подготовку и проведение газоопасных работ I группы.

При производстве огневых работ в газоопасных местах следует дополнительно выполнять требования Инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных объектах.

Требования Инструкции распространяются на газоопасные работы, выполняемые на объектах, как собственными подразделениями, так и подрядными (сервисными) организациями.

5.2. Перечень газоопасных работ

На предприятии должен быть разработан перечень газоопасных работ с учётом производственно-технологических особенностей эксплуатируемых объектов для каждого обособленного производственного подразделения (АЗС, АГЗС, нефтебаза, газонаполнительная станция (ГНС), пункт слива сжиженного газа (ПССГ) и др.). Рекомендуемая форма перечня газоопасных работ приведена в прил. 1.

При возникновении необходимости проведения газоопасных работ, не включенных в утвержденный перечень, они должны выполняться по наряду-допуску с последующим внесением их в перечень.

В перечне должны быть отдельно указаны газоопасные работы:

Газоопасные работы I группы, производимые с оформлением наряда-допуска – это работы, связанные с разгерметизацией технологического оборудования и коммуникаций, из которых не удалены токсичные, взрывоопасные и пожаровзрывоопасные вещества или не исключена возможность их выделения:

- подготовка резервуара к зачистке;
- замена запорной и регулирующей арматуры технологических трубопроводов;
- замена прокладок во фланцевых соединениях технологических трубопроводов;
- ремонт (замена) основного оборудования резервуара;
- ремонт (замена) насосного оборудования;
- ремонт технологических трубопроводов;
- ремонт сливо-наливных (шлангуемых) устройств;
- замена (ремонт) топливораздаточных колонок (далее – ТРК), замена насоса ТРК.

Работы, проводимые в закрытых емкостях:

- зачистка резервуара;
- работы в технологических колодцах;
- ремонт внутренних устройств резервуара;
- дефектоскопия сварных швов стен и днища резервуара;
- ремонт днища резервуаров.

Работы на газовом оборудовании ГНС, ПССГ, АГЗС:

- пуск газа в газопроводы и другое газовое технологическое оборудование при вводе в эксплуатацию после окончания строительства, реконструкции, расширения и капитального ремонта, при расконсервации;
- проведение пусконаладочных работ;
- первичное заполнение резервуаров сжиженным газом при вводе их в эксплуатацию, а также после ремонта, очистки, проведения технического освидетельствования;
- удаление закупорок, установка и снятие заглушек на действующих газопроводах, а также отсоединение от газопроводов агрегатов, оборудования и отдельных узлов;
- отключение от действующей сети и продувка газопроводов, консервация и расконсервация газопроводов и газового технологического оборудования;

- подготовка к техническому освидетельствованию резервуаров СУГ;
- ремонт действующих внутренних и наружных газопроводов, оборудования насосно-компрессорных отделений, заправочных колонок, резервуаров СУГ;
- демонтаж газопроводов, резервуаров, газового технологического оборудования;
- текущий ремонт, связанный с разборкой арматуры, насосов и компрессоров на месте проведения работ;
- раскопка грунта в местах утечки газа до ее устранения;
- все виды ремонта, связанные с выполнением сварочных и огневых работ на территории ГНС, ПССГ, АГЗС;
- проведение электроиспытаний во взрывоопасных зонах.

На проведение газоопасных работ I группы оформляется наряд-допуск установленной формы, предусматривающий разработку и последующее осуществление комплекса мероприятий по подготовке и безопасному проведению работ. В соответствии с требованиями нормативно-технических документов Ростехнадзора при выполнении газоопасных работ на нефтебазе и АЗС оформляется наряд-допуск по форме, указанной в Приложении 2, при выполнении работ на газовом оборудовании ГНС, ПССГ, АГЗС, многотопливных АЗС — наряд-допуск по форме, указанной в Приложении 3 к данной Инструкции.

Газоопасные работы II группы – это периодически повторяющиеся газоопасные работы, являющиеся неотъемлемой частью технологического процесса, характеризующиеся аналогичными условиями их проведения, постоянством места и характера работ, определенным составом исполнителей. Производятся без оформления наряда-допуска, но с обязательной регистрацией таких работ перед их началом в «Журнале учета газоопасных работ, проводимых без наряда-допуска».

К газоопасным работам II группы относятся:

- дренирование подтоварной воды из резервуаров, емкостей, трубопроводов открытым способом;
- отбор проб нефтепродуктов из резервуаров, автомобильных и вагоноцистерн;
- ручной замер уровня (в том числе и визуальный) нефтепродукта в резервуарах, цистернах;
- слив и налив нефтепродуктов на железнодорожных, автомобильных эстакадах, АЗС (подсоединение сливных устройств, опускание наливных устройств, контроль за полнотой слива или наполнения цистерн);

- техническое обслуживание технологического оборудования нефтебаз и АЗС;
 - устранение утечек нефтепродуктов в сальниковое уплотнение запорной арматуры;
 - устранение незначительных утечек нефтепродуктов во фланцевые соединения технологических трубопроводов, если данная работа не требует замены прокладки;
 - замеры температуры и плотности отобранных проб нефтепродуктов;
 - установка и снятие технологических заглушек;
 - удаление воздушных пробок из технологического оборудования и трубопроводов;
 - снятие и установка технических манометров;
 - налив нефтепродуктов в бочкотару;
 - ремонт оборудования топливораздаточной колонки (ТРК): замена раздаточного крана, замена фильтрующего элемента ТРК, замена счетчика объема жидкости, замена уплотнительных элементов, ременных передач и др., очистка внутренних поверхностей ТРК;
 - проверка ТРК на точность отпуска;
- Работы на газовом оборудовании ГНС, ПССГ, АГЗС:
- техническое обслуживание запорной арматуры, предохранительных клапанов и проверка параметров их настройки;
 - техническое обслуживание технологического оборудования;
 - ремонт, осмотр и проветривание колодцев;
 - ремонтные работы без применения сварки и резки в колодцах;
 - слив СУГ из вагоноцистерн в резервуары ПССГ;
 - слив СУГ из автоцистерн в резервуары АГЗС;
 - наполнение автоцистерн СУГ на ГНС, ПССГ;
 - откачка неиспарившихся остатков СУГ из резервуаров;
 - отбор проб СУГ;
 - пропарка и промывка баллонов СУГ на ГНС;
 - заправка газобаллонных автомобилей на АГЗС;
 - наполнение баллонов СУГ на ГНС;
 - слив газа из переполненных и неисправных баллонов на ГНС;
 - замена и проверка контрольно-измерительных приборов и аппаратуры на технологическом оборудовании.

Меры безопасности при выполнении таких работ изложены в технологических регламентах, производственных инструкциях и инструкциях по охране труда. Такие работы регистрируются в «Журнале учета газоопасных работ, проводимых без наряда-допуска» (далее – журнал учета газоопасных работ), форма которого указана в Приложении 4 к

настоящей Инструкции. Журнал должен быть прошнурован и скреплен печатью. Страницы в журнале должны быть пронумерованы. Срок хранения журнала – 3 месяца со дня его окончания.

Газоопасные работы III группы, связанные с предупреждением развития аварийных ситуаций и необходимостью локализации аварий проводятся без оформления нарядов-допусков до устранения прямой угрозы обслуживающему персоналу, материальным ценностям, зданиям и сооружениям. Выполняются в соответствии с Планами локализации и ликвидации аварийных ситуаций, Планами ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, Планами действий при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера.

5.3. Оформление разрешительных документов на проведение газоопасных работ

Каждая газоопасная работа, выполняемая с оформлением наряда-допуска или регистрируемая в журнале учета газоопасных работ, состоит из двух этапов: подготовка объекта к проведению газоопасной работы и непосредственное проведение газоопасной работы.

Газоопасные работы могут проводиться только при наличии оформленных в установленном порядке документов на производство газоопасных работ.

Наряд-допуск оформляется в двух экземплярах. Первоначальное оформление наряда-допуска и приложений к нему, а также предоставление наряда-допуска на утверждение и согласование выполняется лицом, ответственным за выдачу наряда-допуска. В целях оперативности допускается предоставлять наряд-допуск на утверждение и согласование ответственным лицам, используя факсимильную и электронную связь, с последующей заменой листов наряда-допуска, содержащих оригинальные подписи.

Перечень мер по подготовке объекта и безопасному проведению газоопасных работ, план мероприятий по подготовке и безопасному проведению РПО (далее – план производства работ) готовит лицо, ответственное за выдачу наряда-допуска и допуск к проведению РПО, совместно с лицами, ответственными за подготовку и проведение РПО.

В план производства работ следует включать основные мероприятия, предусмотренные действующим перечнем газоопасных работ в зависимости от места и характера работ, уточняя и дополняя их, исходя из конкретных условий проведения работ.

В плане производства работ, являющемся обязательным приложением к наряду-допуску, указываются строгая последовательность их проведения, расстановка людей, потребность в механизмах, приспособлениях и материалах, предусматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасность проведения каждой газоопасной работы с указанием ответственных лиц за подготовку объекта и проведение работ.

Если газоопасные работы выполняются силами подрядной организации, план производства работ должен быть утвержден ответственными лицами со стороны заказчика и подрядчика.

В наряде — допуске должно быть оформлено согласование или делается запись «не требуется».

Лицо, ответственное за выдачу наряда-допуска и осуществляющее допуск к проведению РПО, обязано расписаться в п. 9 наряда-допуска, выдать под роспись в «Журнале регистрации нарядов-допусков на проведение работ повышенной опасности» утверждённый наряд-допуск лицу, ответственному за проведение подготовительных работ, и дать разрешение на осуществление подготовительных мероприятий.

Лицо, ответственное за проведение подготовительных работ, организует и контролирует исполнение работ по подготовке к РПО. Операции по подготовке объекта к проведению газоопасных работ осуществляет штатный персонал подразделения.

После выполнения предусмотренных в наряде-допуске мероприятий по подготовке объекта и проверки полноты и качества их выполнения лица ответственные за подготовку к проведению РПО и проведение РПО ставят свои подписи в п. 13.

После этого наряд-допуск возвращается лицу, ответственному за выдачу наряда-допуска и осуществляющему допуск к проведению РПО, которое, после проверки выполнения подготовительных мероприятий со своей стороны, дает разрешение на проведение работ (допуск) и передает его ответственному за проведение РПО.

Состав бригады исполнителей газоопасных работ и отметка о прохождении инструктажа заносятся в п. 11 наряда-допуска.

Один экземпляр наряда-допуска остается у лица, ответственного за проведение РПО, второй – у лица, ответственного за выдачу наряда-допуска и осуществляющего допуск к проведению РПО.

Срок хранения нарядов-допусков – не менее 3 месяцев со времени окончания работ за исключением нарядов-допусков, выдаваемых при проведении газоопасных работ на объектах, использующих СУГ. Срок хранения «Журнала регистрации нарядов-допусков на проведение работ повышенной опасности» — 5 лет со дня его окончания.

Наряды-допуски, выдаваемые при проведении газоопасных работ на объектах, использующих СУГ (АГЗС, ГНС, ПССГ), хранятся не менее одного

года. Наряды-допуски, выдаваемые на первичный слив газа, производство ремонтных работ с применением сварки на элементах технологических газопроводов и резервуаров в земле, хранятся постоянно в исполнительно-технической документации объекта.

Наряд-допуск оформляется отдельно каждой бригаде на каждое место и вид газоопасных работ и действителен в течение одной дневной рабочей смены. Если эти работы не закончены в установленный срок, а условия ее не ухудшились, и характер работы не изменился, то наряд-допуск может быть продлен на следующую смену той же бригаде с подтверждением возможности проведения работы для каждой последующей смены подписями лиц, указанных в соответствующем пункте наряда-допуска.

В случае необходимости изменения вида, увеличения объема работ и расширения рабочего места оформляется новый наряд-допуск.

В наряде-допуске следует заполнять все реквизиты в соответствии с подстрочником (расшифровка подписей, указание должности и даты). Наряд-допуск должен быть заполнен ясно, конкретно и четко. Запрещается вносить в наряд-допуск исправления, перечеркивания и оформлять записи карандашом или ксерокопировать. Записи в обоих экземплярах должны быть четкими и строго соответствовать установленной форме.

Перед проведением работ по зачистке резервуаров оформляется акт готовности резервуара к зачистным работам по форме, установленной Приложением 7 к настоящей Инструкции.

5.4. Проведение газоопасных работ

Газоопасные работы проводятся как силами персонала производственных подразделений, так и с привлечением работников подрядных (сервисных) организаций.

Газоопасные работы проводятся под руководством назначенного приказом по структурному подразделению лица, ответственного за проведение РПО.

При проведении газоопасных работ работниками подрядных (сервисных) организаций ответственным лицом за безопасное проведение работ является ответственный руководитель работ, назначенный приказом по подрядной (сервисной) организации.

Допуск к выполнению газоопасных работ осуществляет лицо, ответственное за выдачу наряда-допуска, которое после проверки выполнения подготовительных мероприятий со своей стороны дает разрешение на проведение работ (допуск) и передает наряд-допуск ответственному за проведение РПО.

О готовности объекта и исполнителей к проведению газоопасных работ должно быть сообщено представителю пожарной охраны (лицу,

ответственному за обеспечение мер пожарной безопасности на объекте). Без подтверждения возможности проведения работ, оформленного подписью в п.14.1. наряда-допуска, представителем указанной службы начало работ запрещается.

Перед началом газоопасных работ ответственный за их проведение опрашивает каждого исполнителя о самочувствии. Работников, заявивших о недомогании или плохом самочувствии, направлять на работу запрещается.

Работники, производящие газоопасные работы, имеют право приступить к работе только после оформления наряда-допуска и проверки выполнения указанных в нем всех мероприятий для обеспечения безопасности и только в присутствии руководителя, ответственного за проведение этих работ.

Выполнять газоопасные работы следует под непосредственным руководством ответственного за проведение работ, непрерывное присутствие которого в период проведения работ является обязательным.

Газоопасные работы производятся бригадой исполнителей в составе не менее трех человек при выполнении работ внутри подземных сооружений, резервуаров и других емкостей. При выполнении остальных видов газоопасных работ допускается состав бригады исполнителей в количестве двух человек.

Члены бригады должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты, спецобувью, спецодеждой, инструментом, приспособлениями и вспомогательными материалами.

Газоопасные работы I группы следует проводить в присутствии наблюдающих, снаряженных так же, как и работающие. Находиться внутри загазованного помещения или резервуара в шланговом противогазе следует не более 15 минут, после чего необходим отдых не менее 15 минут. Спускаться в колодец или другое газоопасное место можно только при наличии двух дублеров; запрещается спускаться в колодец двум работникам при одном наблюдающем.

При работе в колодцах, внутри резервуаров и других загазованных местах наблюдающий периодически должен опрашивать работающего о самочувствии путем подергивания спасательной веревки или окриком; в случае необходимости наблюдающий должен вытащить работающего наружу.

Газоопасные работы I группы проводятся в шланговых противогазах марки ПШ-1, ПШ-2. Не допускается применение для этих целей фильтрующих и кислородно-изолирующих противогазов. Воздухозаборные патрубки шланговых противогазов при работе следует располагать по направлению ветра в зоне чистого воздуха и надежно заземлять их. При отсутствии принудительной подачи воздуха с помощью вентилятора длина шланга не должна превышать 10 метров. Шланг не должен иметь перегибов и

защемлений. При выполнении работ запрещается нарушать правила работы в шланговом противогазе, пользоваться противогазом несоответствующего размера и марки.

Применение свечных или ламповых, обыкновенных электрических фонарей, открытого огня при спуске в колодец запрещается. Необходимо применять для освещения только взрывозащищенные аккумуляторные фонари напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны.

При выполнении газоопасных работ не допускается:

- работать в обуви со стальными гвоздями, подковами;
- работать с инструментом, вызывающим при ударе искрообразование;
- использовать неисправные или непроверенные противогазы, предохранительные пояса, веревки и лестницы.

На указанных работах следует использовать специальную одежду с антистатическими свойствами.

При обнаружении каких-либо неисправностей (прокола шланга, остановки воздуходувки, обрыва спасательной веревки), а также при попытке работника снять шлем-маску противогаза, работа должна быть немедленно приостановлена, а работник выведен из опасной зоны.

Работа внутри подземных сооружений (емкостей, колодцев, коллекторов, в тоннелях и траншеях и других аналогичных устройствах и сооружениях) без средств защиты органов дыхания не допускается.

Работа без средств защиты органов дыхания разрешается при условии, если объемная доля кислорода внутри резервуара составляет не менее 20%, а содержание вредных паров и газов менее предельно допустимых концентраций (ПДК). При этом должна быть исключена возможность попадания в резервуар вредных, взрывоопасных и взрывопожароопасных паров и газов извне.

Газоопасные работы должны быть немедленно прекращены, если в процессе их проведения обнаружено появление паров нефтепродуктов, вызывающих пожарную опасность или опасность отравления.

Во время проведения газоопасных работ должен осуществляться постоянный контроль состояния загазованности воздушной среды парами нефтепродуктов на рабочем месте и в опасной зоне (в резервуарах и закрытых помещениях насосных – не реже, чем 1 раз в час, на открытых продуваемых местах, в открытых вентилируемых помещениях – не реже, чем 1 раз в 2 часа).

6. ОТВОД ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Продукты сгорания из отопительных и других газовых приборов, конструкция которых предусматривает удаление продуктов сгорания во внешнюю среду, отводятся с помощью стальных труб, соединяющих дымоотводящий патрубок прибора с дымоходом.

Дымоходы состоят из следующих основных элементов:

- соединительных труб от приборов и аппаратов, не имеющих непосредственного вывода продуктов сгорания в дымоход;
- переходов в насадных отдельно стоящих трубах или расположенных в капитальных стенах (чаще внутренних) и в промышленных блоках;
- противопожарных разделок и оголовков.

Продукты сгорания от газовых приборов отводятся от каждого агрегата по обособленному дымоходу. В уже существующих зданиях допускается присоединение к одному дымоходу не более двух водонагревателей, расположенных на одном или разных этажах здания, при условии ввода продукта сгорания в дымоход на разных уровнях, не ближе 0,5 м один от другого, или на одном уровне с устройством в дымоходе рассечки на высоте не менее 0,5 м. Иногда при отсутствии дымоходов в стенах устраиваются приставные теплоизолированные дымоходы.

К дымоходу отопительной печи можно присоединить автоматический газовый водонагреватель или газовый прибор при достаточном сечении дымохода для удаления продуктов сгорания от присоединяемого газового прибора, при этом пользование печью и газовым прибором — одновременное. Присоединение дымоотводящей трубы газового прибора к оборотам дымохода отопительной печи не допускается.

Температура продуктов сгорания на выходе, независимо от расположения дымохода и его вида, должна быть не менее чем на 15°C выше точки росы. Площадь сечения должна быть не меньше площади патрубка газового прибора, печи и т. п., присоединяемых к дымоходу. При подсоединении к дымоходу двух приборов, печей и т. п. сечение дымохода определяется исходя из одновременной их работы.

Приборы коммунально-бытового назначения (ресторанные плиты, пищеварочные котлы и др.) допускается присоединять как к обособленным дымоходам, так и к общему дымоходу. Допускается использовать соединительные дымоотводящие трубы, общие для нескольких агрегатов. Ввод продуктов сгорания в общий дымоход от нескольких приборов должен предусматриваться на разных уровнях или на одном уровне, но с устройством рассечек. Дымоходы должны быть вертикальными, без уступов. Допускается предусматривать дымовые каналы с уклоном 8° к вертикали, с отклонением в сторону не более 1 м, при этом сечения наклонных участков дымовых каналов должны быть не меньше вертикальных участков. Для

отвода продуктов сгорания от ресторанных плит и других газовых агрегатов допускается предусматривать горизонтальные участки дымоходов общей длиной не более 10 м. В некоторых ситуациях возможно устройство дымоходов в полу.

Диаметр стальных присоединительных труб должен быть не менее диаметра дымоотводящего патрубка газового прибора. Длина вертикального участка трубы, считая от низа дымоотводящего патрубка газового прибора до оси горизонтального участка, — не менее 0,5 м. В помещениях высотой до 2,7 м для приборов со стабилизаторами тяги допускается уменьшать длину вертикального участка трубы до 0,25 м, а для приборов без стабилизаторов тяги — до 0,15 м.

Суммарная длина горизонтальных участков соединительной трубы во вновь строящихся зданиях — не более 3 м, в существующих зданиях — не более 6 м с уклоном трубы не менее 0,01 в сторону газового прибора. Ниже места присоединения дымоотводящей трубы от прибора к дымоходам в кирпичных стенах предусматривается «карман» с люком для чистки.

Расстояние от соединительной дымоотводящей трубы до несгораемого потолка или стены — не менее 5 см, до деревянных оштукатуренных (трудносгораемых) потолков и стен — не менее 25 см. Допускается уменьшение указанного расстояния с 25 до 10 см при условии обивки трудносгораемых стен или потолка кровельной сталью по листу асбеста толщиной 3 мм, при этом обивка должна выступать за размеры дымоотводящей трубы на 15 см с каждой стороны. На дымоотводящих трубах допускается предусматривать не более трех поворотов с радиусом закругления не менее диаметра трубы. Дымоотводящие трубы, прокладываемые через неотапливаемые помещения, при необходимости теплоизолируются.

На дымоотводящих трубах от ресторанных плит, кипятильников, варочных плит и других установок и газовых приборов коммунально-бытового назначения, не имеющих стабилизаторов тяги, должны предусматриваться шиберы (заслонки) с отверстием диаметром не менее 15 мм. На дымоходах от приборов со стабилизаторами тяги установка шиберов не допускается.

Дымовые трубы от газовых приборов в жилых домах должны быть выведены на 0,5 м выше конька крыши (при расположении их по горизонтали не далее 1,5 м от конька крыши); на уровень с коньком крыши, если они отстоят на расстояние до 3 м от конька крыши; не ниже прямой, проведенной от конька вниз под углом 10° к горизонту, при расположении труб на расстоянии более 3 м от конька крыши. Во всех случаях высота трубы над прилегающей частью крыши должна быть не менее 0,5 м. Если вблизи дымовой трубы находятся более высокие части здания, строения или деревья, дымовые трубы от газовых приборов и агрегатов должны

выводиться выше границы зоны ветрового подпора. Дымоходы должны быть защищены от воздействия атмосферных осадков. Зона ветрового подпора — пространство, находящееся ниже линии, проведенной под углом 45° к горизонту от наиболее высокой части здания, строения или дерева.

Таблица 4

Коэффициенты теплопередачи для дымоходов и присоединительных труб, кВт/(м²•°С)

Наружная дымовая труба с толщиной стенки в один кирпич сечением	
1 к × 1 к	3,25-3,71
½ к × ½ к	3,94-4,52
Дымоходы в кирпичной стене под кровлей (толщина стенок дымоходов — в полкирпича)	3,13-3,48
Дымоходы в кирпичной оштукатуренной стене (толщина стенки дымохода — в полкирпича)	2,32-2,55
Неутепленная стальная соединительная труба	3,48-4,64
Соединительная стальная труба, изолированная асбестом толщиной 2 см	2,90-3,83

Отвод продуктов сгорания от газовых приборов коммунально-бытовых потребителей допускается предусматривать по стальным дымовым трубам, которые вне здания должны быть теплоизолированы. Для обеспечения герметичности соединительных труб отдельные их звенья плотно, без зазоров вдвигаются одно в другое по ходу движения газов не менее чем на половину диаметра трубы. Горизонтальные участки соединительных труб для стока конденсата, который может образоваться в начальный период работы прибора, необходимо прокладывать с уклоном не менее 0,01 теплопередачи для дымоходов и в сторону прибора.

Для нормальной работы газовых приборов в месте выхода продуктов сгорания (после тягопрерывателя) должно поддерживаться разрежение, зависящее от типа прибора. При разрежении меньшем допустимого часть продуктов сгорания может выходить в помещение через тягопрерыватель или топочное устройство.

Проходное сечение дымоходов должно обеспечивать полный отвод и минимальное охлаждение продуктов сгорания газа. Площадь поперечного

сечения дымоходов определяется в зависимости от тепловой мощности газовых приборов и аппаратов). Площадь дымохода прямоугольного сечения должна в 1,3 раза превышать площадь дымохода квадратного сечения.

Применяемый материал, толщина стенок дымохода и слоя теплоизоляции должны обеспечивать температуру продуктов сгорания газа на выходе из дымохода, независимо от его расположения, на 15°C выше точки росы. Минимально необходимые разрежения перед газовыми приборами и аппаратами, коэффициенты избытка воздуха и некоторые характеристики продуктов сгорания приведены в табл. 1.

Количество воздуха, подсасываемого через тягопрерыватель, зависит от разрежения перед газовым аппаратом и прибором. Можно считать, что при разрежении:

- до 3 Па — воздух через тягопрерыватель почти не подсасывается;
- от 3 до 6 Па — подсасывается до 20 об. % от продуктов сгорания;
- от 6 до 10 Па — до 30 об. %.

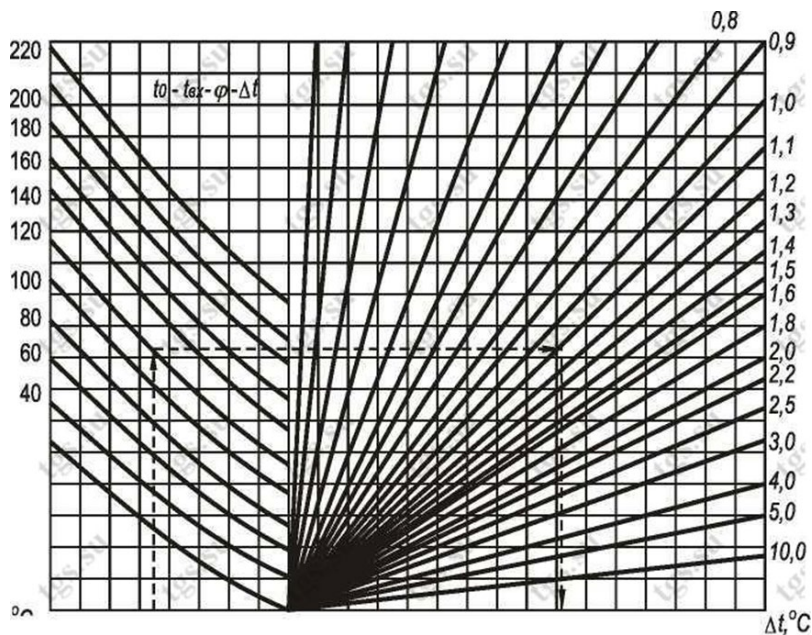


Рис. 3. Номограмма для определения падения температуры уходящих продуктов сгорания в дымоходах

При расчете дымохода определяются поперечные сечения дымохода и присоединительной трубы, а также разрежения перед газовыми аппаратами и приборами. Скорость уходящих продуктов сгорания принимается равной 1,5-2 м/с. О достаточности принятых сечений судят по полученному разрежению перед аппаратом и прибором. Тяга определяется по формуле:

$$\Delta P_T = 0,034 \cdot H \cdot \left[\frac{1}{273 + t_B} - \frac{1}{273 + t_T} \right] \cdot P_6, \quad (13)$$

где ΔP_T — тяга, создаваемая дымовой трубой, дымоходом или вертикальным участком присоединительной трубы; H — высота участка, создающего тягу, м; t_B — температура окружающего воздуха, °C; t_T — средняя температура газов на участке, °C; P_6 — атмосферное (барометрическое) давление, Па.

Для определения средней температуры продуктов сгорания газов необходимо знать снижение их температуры в результате остывания при движении по соединительным трубам и дымовым каналам. Расчет остывания уходящих продуктов сгорания выполняется по формуле:

$$\Delta t = \frac{t_{pc} - t_{ov}}{\left[5,018 \cdot \frac{Q_{pc}}{K \cdot F} + 0,5 \right]}, \quad (14)$$

где Δt — падение температуры уходящих продуктов сгорания на расчетном участке, °C; t_{pc} — температура уходящих продуктов сгорания при входе в дымоход, °C; t_{ov} — температура воздуха, окружающего дымоход, °C; Q_{pc} — расход продуктов сгорания через дымоход, м³/ч, отнесенный к нормальным условиям; 5,018 — средняя объемная теплоемкость продуктов сгорания газа (условно принята постоянной), кВт/(м³·°C); K — среднее значение коэффициента теплопередачи для стенок дымохода, отнесенное к внутренней поверхности, кВт/(м²·°C); F — площадь внутренней поверхности расчетного участка дымохода, м².

Коэффициенты теплопередачи K приведены в таблице.

Примерное падение температуры уходящих газов, °C, на 1 м длины дымохода:

- в кирпичном дымоходе, расположенном во внутренней стене — 2-6;
- в кирпичном дымоходе, расположенном снаружи здания — 6-12.

Разрежение перед газовым аппаратом и прибором $\Delta p_{раз}$ определяется по формуле:

$$\Delta p_{\text{раз}} = \Delta p_{\text{т}} - (\Delta p_{\text{тр}} - \Delta p_{\text{мс}}), \quad (15)$$

где $\Delta p_{\text{т}}$, $\Delta p_{\text{мс}}$ — потери давления на трение и местные сопротивления при движении газов по соединительным трубам, дымоходам и дымовой трубе, Па.

Потери на трение рассчитываются по формуле:

$$\Delta p_{\text{тр}} = 1,02 \cdot \lambda \cdot \left(\frac{L}{d}\right) \cdot \left(\frac{v_{\text{пс}}}{2}\right) \cdot \rho_{\text{пс}} \cdot \left(273 + \frac{t_{\text{ср}}}{273}\right), \quad (16)$$

где λ — коэффициент трения (для кирпичных каналов и труб — 0,04, для металлических — 0,02, для металлических окисленных — 0,04); L — длина расчетного участка, м; d — внутренний диаметр, м;

$v_{\text{пс}}$ — скорость уходящих продуктов сгорания, определяемая по формуле $v_{\text{пс}} = S \cdot \Pi / 36005$ (здесь S — площадь поперечного сечения дымохода, м²; если сечение прямоугольное, то необходимо определить эквивалентный диаметр по формуле $d_3 = 4S/\Pi$; Π — периметр поперечного сечения дымохода, омываемый газами, м); $\rho_{\text{пс}}$ — плотность уходящих продуктов сгорания, кг/м³, приведенная к нормальным условиям; $t_{\text{ср}}$ — средняя температура уходящих продуктов сгорания, °С.

Потери на местные сопротивления:

$$\Delta p_{\text{мс}} = 1,02 \cdot \sum \xi \cdot \left(\frac{v_{\text{пс}}}{2}\right) \cdot \left(273 + \frac{t_{\text{ср}}}{273}\right) \cdot \Delta p_{\text{в}} \quad (17)$$

где $\sum \xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений, включая сопротивление при выходе из трубы; $\Delta p_{\text{в}}$ — гидравлические потери разрежения в дымоходе на ветер, Па, определяемые по формуле $\Delta p_{\text{в}} = a \cdot v_{\text{в}} \cdot 2,4$ (здесь, a — коэффициент, принимаемый для квартир, расположенных с заветренной стороны дома: со сквозным проветриванием 0,025, без сквозного проветривания 0,1; $v_{\text{в}}$ — скорость ветра в теплый период года, м/с).

При расчете дымоходов можно принимать следующие значения коэффициентов местных сопротивлений ξ вход в соединительную трубу из тягопрерывателя — 0,5; поворот под углом 90° — 0,9; внезапное расширение потока при входе в кирпичный дымоход и поворот под углом 90° — 1,2; выход из дымохода — 1,5-2,5.

Остывание уходящих продуктов сгорания в дымоходе можно определить по номограмме. Для определения параметра ϕ , необходимого для нахождения температуры уходящих продуктов сгорания по номограмме, следует воспользоваться формулой:

$$\varphi = \frac{0,2 \cdot K \cdot F \cdot B}{Q_{\text{пс}}}, \quad (18)$$

В местах, где сгораемые и трудносгораемые конструкции зданий и сооружений (стены, перегородки, перекрытия, балки и т. п.) примыкают к дымоходам, следует для бытовых аппаратов приборов (проточных, емкостных, с водяным контуром и др.) предусматривать противопожарные разделки асбестовым шнуром толщиной 20 мм, общим размером 250 мм.

7. ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ

Газовая горелка – это устройство для смешения кислорода с газообразным топливом с целью подачи смеси к выходному отверстию и сжигания ее с образованием устойчивого факела.

В газовой горелке газообразное топливо, подаваемое под давлением, смешивается в смесительном устройстве с воздухом (кислородом воздуха), и образовавшаяся смесь поджигается на выходе из смесительного устройства с образованием устойчивого постоянного пламени. Газовые горелки обладают широким спектром достоинств.

Конструкция газовой горелки очень проста. Ее запуск занимает доли секунды, и работает такая горелка практически безотказно.

Газовые горелки используются для отопительных котлов или промышленного применения. Сегодня существует два основных вида газовых горелок, их разделение ведется в зависимости от используемого метода образования горючей смеси (состоящей из топлива и воздуха). Различают атмосферные (инжекторные) и наддувные (вентиляционные) устройства. В большинстве случаев первый вид является частью котла и входит в его стоимость, второй же вид чаще всего приобретается отдельно. Наддувная газовая горелка в качестве инструмента горения более эффективна, поскольку в ней подача воздуха осуществляется специальным вентилятором (встроенным в горелку).

Назначениями газовых горелок являются:

- подача газа и воздуха к фронту горения;
- смесеобразование;
- стабилизация фронта воспламенения;
- обеспечение требуемой интенсивности горения.

Типы газовых горелок

Диффузионная горелка — горелка, в которой топливо и воздух смешиваются при горении (рис. 4)

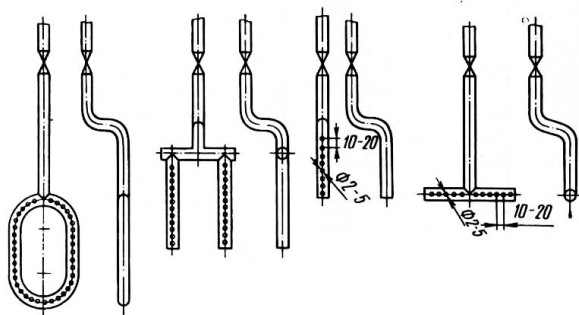


Рис. 4. Диффузионные горелки

Инжекционная горелка — газовая горелка с предварительным смешиванием газа с воздухом, у которой одна из сред, необходимых для горения, подсасывается в камеру горения другой среды (синоним — инжекционная горелка).

Горелка с полным предварительным смешением — горелка, в которой газ смешивается с полным объемом воздуха перед выходными отверстиями.

Горелка с неполным предварительным смешением — горелка, в которой газ не полностью смешивается с воздухом перед выходными отверстиями.

Атмосферная газовая горелка — инжекционная газовая горелка с частичным предварительным смешением газа с воздухом, использующая вторичный воздух среды, окружающей факел (рис. 5).

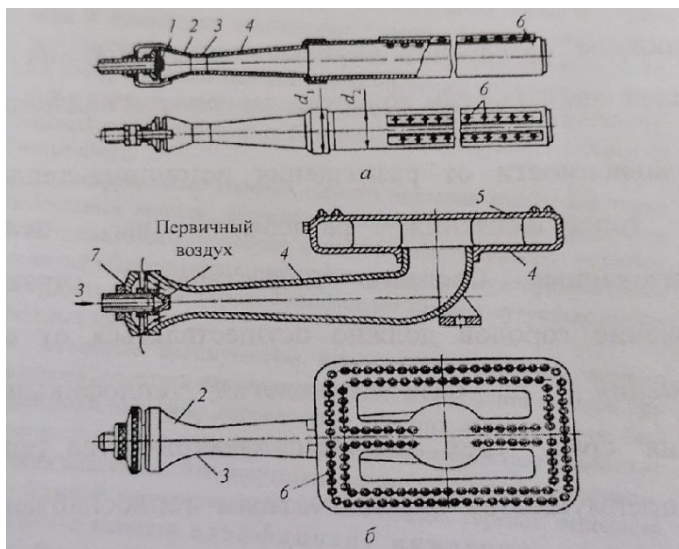


Рис. 5. Инжекционные атмосферные газовые горелки:
а-низкого давления; б-горелка для чугунного котла; 1-форсунка;
2-инжектор; 3-конфузор; 4-диффузор; 5-коллектор; 6-отверстия;
7- регулятор первичного воздуха

Горелка специального назначения — горелка, принцип действия и конструкцию которой определяет тип теплового агрегата или особенности технологического процесса.

Рекуперативная горелка — горелка, снабженная рекуператором для подогрева газа или воздуха.

Регенеративная горелка — горелка, снабженная регенератором для подогрева газа или воздуха.

Автоматическая горелка — горелка, оборудованная автоматическими устройствами: дистанционным запальным, контроля пламени, контроля давления топлива и воздуха, запорными клапанами и средствами управления, регулирования и сигнализации.

Турбинная горелка — газовая горелка, в которой энергия вытекающих струй газа используется для привода встроенного вентилятора, нагнетающего воздух в горелку (рис. 6).

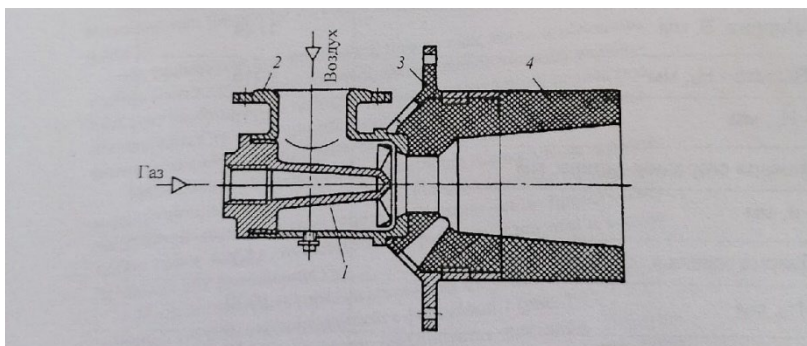


Рис. 6. Горелка с принудительной подачей воздуха:
1-сопло; 2-корпус; 3-фронтальная плита; 4-керамический тоннель

Запальная горелка — вспомогательная горелка, служащая для розжига основной горелки.

Наиболее применима на сегодняшний день классификация горелок по способу подачи воздуха, которые делятся на:

— без дутьевые — воздух поступает в топку за счет разрежения в ней;

— инжекционные — воздух засасывается за счет энергии струи газа;

дутьевые — воздух подается в горелку или топку с помощью вентилятора.

Используют газовые горелки при различных давлениях газа:

низком — до 5000 Па, среднем — от 5000 Па до 0,3 МПа и высоком — более 0,3 МПа. Чаще используют горелки, работающие на среднем и низком давлении газа.

Большое значение имеет тепловая мощность газовой горелки, которая бывает максимальная, минимальная и номинальная.

При длительной работе горелки, где газа расходуется большее количество без отрыва пламени, достигается максимальная тепловая мощность.

Минимальная тепловая мощность возникает при устойчивой работе горелки и наименьших расходах газа без проскока пламени.

При работе горелки с номинальным, обеспечивающим максимальный КПД при наибольшей полноте сжигания расходом газа достигается номинальная тепловая мощность.

Допускается превышение максимальной тепловой мощности над номинальной не более чем на 20 %. В случае, если номинальная тепловая мощность горелки по паспорту 10 000 кДж/ч, максимальная должна быть 12 000 кДж/ч.

Еще одной важной особенностью газовых горелок является диапазон регулирования тепловой мощности.

На сегодня используется большое количество горелок различной конструкции

Выбирается горелка по определенным требованиям, к которым относятся: устойчивость при изменениях тепловой мощности, надежность в эксплуатации, обеспечение полноты сгорания газа.

Основные параметры и характеристики используемых газогорелочных устройств:

- тепловая мощность, вычисляемая как произведение часового расхода газа, $\text{м}^3/\text{ч}$, на его низшую теплоту сгорания, $\text{Дж}/\text{м}^3$, и являющаяся главной характеристикой горелки;

- параметры сжигаемого газа (низшая теплота сгорания, плотность, число Воббе);

- номинальная тепловая мощность, равная максимально достигаемой мощности при длительной работе горелки с минимальным коэффициентом избытка воздуха и при условии, что химический недожог не превышает установленных для данного типа горелок значений;

- номинальное давление газа и воздуха, соответствующее номинальной тепловой мощности горелки при атмосферном давлении в топочной камере;

- номинальная относительная длина факела, равная расстоянию по оси факела от выходного сечения (сопла) горелки при номинальной тепловой мощности до точки, где содержание углекислого газа при $\alpha = 1$ равно 95 % его максимального значения;

- коэффициент предельного регулирования тепловой мощности, равный отношению максимальной тепловой мощности к минимальной;

- коэффициент рабочего регулирования горелки по тепловой мощности, равный отношению номинальной тепловой мощности к минимальной;

- давление (разрежение) в топочной камере при номинальной мощности горелки;

- содержание вредных примесей в продуктах сгорания;

- теплотехнические (светимость, степень черноты) и аэродинамические характеристики факела;

- удельная металло- и материалоемкость, и удельный расход энергии, отнесенные к номинальной тепловой мощности;

- уровень звукового давления, создаваемый работающей горелкой при номинальной тепловой мощности.

Требования к газовым горелкам

На основании опыта эксплуатации и анализа принципов сжижения газа в газовых горелках можно сформулировать основные требования к их конструкции.

Конструкция горелки должна быть наиболее простой: без подвижных частей, без устройств, изменяющих сечение для прохода газа и воздуха и без деталей сложной формы, расположенных вблизи носика горелки. Сложные устройства при эксплуатации себя не оправдывают и быстро выходят из строя под действием высоких температур в рабочем пространстве печи.

Сечения для выхода газа, воздуха и газозвоздушной смеси следует отрабатывать в процессе создания горелки. В процессе эксплуатации все эти сечения должны быть неизменными. Количество газа и воздуха, подаваемого на горелку, следует измерять дроссельными устройствами на подводящих трубопроводах.

Сечения для прохода газа и воздуха в горелке и конфигурацию внутренних полостей следует выбирать таким образом, чтобы сопротивление на пути движения газа и воздуха внутри горелки было бы минимальным.

Давление газа и воздуха в основном должно обеспечивать требуемые скорости в выходных сечениях горелки. Желательно, чтобы подача воздуха в горелку была регулируемой. Неорганизованная подача воздуха в результате разрежения в рабочем пространстве или путем частичного инжесктивирования воздуха газом может допускаться только в особых случаях.

ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

*к выполнению практических работ для студентов направления
21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Проектирование
строительство и эксплуатация газонефтепроводов
и газонефтехранилищ») всех форм обучения*

Составитель

Кочегаров Алексей Викторович

Издается в авторской редакции

Подписано к изданию 28.11.2022.

Уч.- изд. л. 2,2.

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический
университет»

394006 Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84