

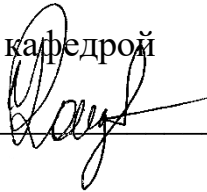
МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тульский государственный университет»

Институт *горного дела и строительства*
Кафедра «Геотехнологии и строительство подземных сооружений»

Утверждено на заседании кафедры
«Геотехнологии и строительство
подземных сооружений»
«24» января 2023 г., протокол № 6

Заведующий кафедрой


_____ Н.М. Качурин

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по проведению практических (семинарских) занятий
по дисциплине (модулю)
«Социально-экономические проблемы нефтегазовой отрасли»

основной профессиональной образовательной программы
высшего образования – программы бакалавриата

по направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое дело

с направленностью (профилем)
Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти,
газа и продуктов переработки

Форма обучения: очная

Идентификационный номер образовательной программы: 210301-01-23

Тула 2023 год

Разработчик методических указаний

Сарычев В.И., проф., д-р техн. наук, доц.
(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)


(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1. Основные свойства газов. Продукты сгорания газа. Определение температуры горения газового топлива	4
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2. Определение количества тепла, необходимого для подогрева газа	10
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3. Пересчет горелок при изменении характеристик газа. Определение пропускной способности регуляторов давления	18
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4. Системы снабжения потребителей сжиженными углеводородными газами	25
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 5. Определение количества баллонов для газоснабжения коммунальных, промышленных и сельскохозяйственных объектов	32
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 6. Элементы теории вероятностей для расчетов показателей надежности	37
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 7. Понятие надежности функционирования газораспределительных систем. Определение надёжности газопроводов	44
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	48

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1. Основные свойства газов. Продукты сгорания газа. Определение температуры горения газового топлива

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

Целью работы является формирование у обучающихся навыков расчета основных физических свойств газов в системе газораспределения.

Задачи работы заключаются в определении физических характеристик газов, изучении продуктов сгорания и оценке их свойств, расчете температуры горения газового топлива, определении пределов воспламеняемости, оценке состояния емкостей для хранения газов.

2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.4. Оформление отчетной документации
- 2.5. Защита практической работы

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Жаропроизводительность – максимальная температура, развиваемая при полном сгорании сухого топлива в теоретически необходимом для горения количестве воздуха при условии, что выделившаяся теплота расходуется на нагрев продуктов сгорания.

Температура самовоспламенения – минимальная температура газозвушной смеси, при которой начинается самопроизвольный процесс горения за счёт выделения теплоты горящими частицами газа. Для природного газа 645°C.

Горючие частицы газа – водород H_2 , углеводороды C_nH_m , сероводород H_2S , оксид углерода CO . Негорючие – углекислый газ CO_2 , кислород O_2 , азот N_2 и водяной пар H_2O .

Границы взрываемости:

До 5 % – не горит;

От 5 до 15 % – взрывается при появлении источника теплоты;

Больше 15 % – горит при подаче воздуха.

Взрыв – явление быстрого перехода вещества из одного состояния в другое, сопровождаемое нагревом продуктов сгорания до высоких температур и повышением давления.

Концентрационные пределы взрываемости газозвудушных смесей:

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

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.

Таблица 1 – Пределы взрываемости некоторых 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
Аммиак	15	28
Сероводород	4,3	45,5
Окись углерода	12,5	75
Водород	4	75

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.

Сжиженный природный газ (СПГ, англ. LNG – liquefied natural gas) – природный газ, искусственно сжиженный для облегчения хранения и транспортировки. СПГ получают из природного газа путём сжатия с последующим охлаждением. При сжижении природный газ уменьшается в объёме примерно в 600 раз.

Использование сжиженного природного газа:

газификация коммунальных и промышленных объектов, удалённых от магистральных или распределительных трубопроводов;

создание топливного резерва у потребителя для покрытия нагрузок в пиковый период;

применение СПГ на различных видах транспорта в качестве моторного топлива;

получение тепловой и электроэнергии, а также промышленного холода;

СПГ как сырьё для использования в химической промышленности.

Плотность – масса единицы объема вещества.

Относительная плотность – это отношение плотности определённого газа к плотности стандартного вещества (воздуха) при определённых условиях.

Изменение объёма жидкости (т.к. далее рассматривается пример СПГ) в зависимости от температуры вычисляется по формуле:

$$V_{t_2} = V_{t_1} \cdot (1 + k \cdot \Delta t), \quad (2)$$

где k – коэффициент объёмного расширения жидкой фракции, % на 1°C ;

t_1 и t_2 – начальная и конечная температура, $^\circ\text{C}$;

V_{t_1} и V_{t_2} – объём жидкости при t_1 и t_2 , л.

Преимущества СПГ:

в баллонах одинаковой емкости СПГ помещается примерно в 2 раза больше, чем сжатого;

СПГ при сгорании выделяет теплоты в 3 раза больше, чем такой же объем сжатого газа;

СПГ хранят в резервуарах при давлении более чем в 10 раз меньшем по сравнению с сжатым, что снижает стоимость резервуаров и арматуры, упрощает конструкцию и повышает безопасность хранения.

Компримированный природный газ (сжатый природный газ, англ. CNG, Compressed natural gas) – сжатый природный газ, используемый в качестве моторного топлива вместо бензина, дизеля. Компримированный природный газ производят путём сжатия (компримирования) природного газа в компрессорных установках.

CNG (сжатый природный газ), в отличие от LNG (сжиженный природный газ), хранится в сжатой форме. Он имеет более низкую стоимость производства и хранения и не требует дорогостоящего процесса сжижения.

Продукты сгорания природного газа – это диоксид углерода, водяные пары, некоторое количество избыточного кислорода и азот. При неполном сгорании продуктами сгорания могут быть оксид углерода, водород, метан, тяжелые углеводороды, сажа.

Чем больше в продуктах сгорания диоксида углерода CO_2 , тем меньше будет в них оксида углерода CO , т. е. тем полнее будет сгорание. Введено понятие **максимальное содержание $\text{CO}_{2\text{max}}$** в продуктах сгорания. Это количество CO_2 , которое можно было бы получить в продуктах сгорания при полном сгорании газа без избытка воздуха.

Таблица 2 – Количество диоксида углерода в продуктах сгорания газа

Газ	Максимальное содержание $\text{CO}_{2\text{max}}$ в продуктах сгорания, %	Газ	Максимальное содержание $\text{CO}_{2\text{max}}$ в продуктах сгорания, %
Сланцевый	16	Природный (саратовский)	11,7
Нефтяной	13,6	Природный (дашавский)	11,8
Коксовый	10,2	Др. месторождений	11,6...12

Пользуясь данными таблицы и зная процентное содержание CO_2 в продуктах сгорания, можно легко определить качество сгорания газа и коэффициент избытка воздуха α :

$$\alpha = \frac{CO_{2\max}}{CO_2}. \quad (3)$$

Наиболее совершенный способ контроля поступления воздуха в топку и полноты сгорания – анализ продуктов сгорания с помощью **автоматических газоанализаторов**.

Подсчет объема продуктов горения можно легко проверить определением величины P , равной низшей теплотворной способности газа, деленной на объем сухих продуктов горения:

$$P = \frac{Q_n}{(V_{CO_2} + V_{N_2})}, \quad (4)$$

где Q_n – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³;

V_{CO_2} и V_{N_2} – объём диоксида углерода и азота, полученный при сжигании 1 м³ газа, м³.

Величина P должна быть приблизительно равна 4200 кДж/м³.

Таблица 3 – Характеристики некоторых газов

Газ	Плотность газа при 0°C и 0,1 МПа), кг/м ³	Химическая формула	Низшая теплота сгорания Q_n^p , МДж/м ³ /ккал/м ³	Теоретическое количество воздуха для сгорания V^0 , м ³ /м ³	Теоретическое количество продуктов горения V_r^0 , м ³ /м ³
Метан	0,716	CH ₄	35,83/8558	9,52	10,52
Этан	1,342	C ₂ H ₆	63,77/15230	16,66	18,16
Пропан	1,967	C ₃ H ₈	91,27/21800	23,8	25,8
Бутан	2,598	C ₄ H ₁₀	118,68/28345	30,94	33,44
Пентан	3,218	C ₅ H ₁₂	145,12/34900	30,08	41,08
Этилен	1,251	C ₂ H ₄	59,08/14110	14,28	15,28
Ацетилен	1,173	C ₂ H ₂	56,04/13385	11,9	12,4
Водород	0,09	H ₂	10,78/2576	2,38	2,88
Оксид углерода	1,250	CO	12,63/3016	2,38	2,88
Сероводород	1,520	H ₂ S	23,38/5585	7,14	7,64
Пропилен	1,877	C ₃ H ₆	86,00/20541	-	-
Бутилен	2,503	C ₂ H ₈	113,51/27111	-	-

Диссоциация – распад сложных молекул на составляющие их более простые молекулы. Степень диссоциации характеризует степень незавершенности горения, т. к. диссоциация сопровождается поглощением тепла.

Температура горения газа – температура, которую приобретают полученные при сжигании газа продукты сгорания в результате нагревания их теплотой, выделяемой при горении.

Различают **калориметрическую, теоретическую и действительную температуры горения**.

Калориметрическую температуру **Менделеев** назвал жаропроизводительностью: если газ сжигают без избытка воздуха,

температура газа и воздуха 0°C , то калориметрическая температура зависит только от состава газа и называется жаропроизводительностью.

Жаропроизводительность газового топлива:

$$t_{\max} = \frac{Q_{\text{н}}}{V \cdot C}, \quad (5)$$

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

V – объем продуктов сгорания, м^3 ;

C – средняя объемная теплоёмкость продуктов сгорания при постоянном давлении в интервале температур от 0°C до теоретической температуры горения, равная $1,67 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$.

Теоретическая температура горения – максимальная температура, определяемая аналогично калориметрической, но с поправкой на эндотермические (требующие теплоты) реакции диссоциации диоксида углерода и водяного пара.

Действительная (расчётная) температура продуктов сгорания – температура, которая достигается в реальных условиях в самой горячей точке факела. Она ниже теоретической и зависит от потерь теплоты в окружающую среду, степени отдачи теплоты из зоны горения излучением, растянутости процесса горения во времени и др.

4. РЕШЕНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ

Задача №1. Определить нижний и верхний пределы воспламеняемости газа следующего состава: $\text{H}_2 = 40 \%$; $\text{CO} = 10 \%$; $\text{CH}_4 = 20 \%$; $\text{CO}_2 + \text{N}_2 = 30 \%$.

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

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

Состав горючей части без балластных примесей:

$$\text{H}_2 = \frac{40}{70} \cdot 100 = 57,2 \%; \text{CO} = \frac{10}{70} \cdot 100 = 14,3 \%;$$

$$\text{CH}_4 = \frac{20}{70} \cdot 100 = 28,5 \%;$$

$$L_{\text{H}}^{\Gamma} = \frac{100}{\frac{57,2}{4} + \frac{14,3}{12,5} + \frac{28,5}{5}} = 4,7 \%;$$

$$L_{\text{H}}^{\Gamma} = \frac{100}{\frac{57,2}{75} + \frac{14,3}{75} + \frac{28,5}{15}} = 35 \%.$$

Теперь определим нижний и верхний пределы воспламеняемости смеси с учётом балласта:

$$L_{\text{H}}^{\text{г+б}} = 6,1\%;$$

$$L_{\text{В}}^{\text{г+б}} = 45,5\%.$$

Задача №2. Баллон объёмом 50 л заполнен 48 л пропан-бутановой смесью при температуре 0°C. Что произойдёт при нагревании баллона до 40°C? Коэффициент объёмного расширения принять равным 0,003 % на 1°C.

Решение.

$$V_{40} = 48(1 + 0,003 \cdot 40) = 53,8 \text{ л.}$$

Полученный объём превышает объём баллона, поэтому произойдёт его разрушение. Для предупреждения таких случаев баллоны заполняются не более чем на 85% объёма, не допускается перегрев баллонов, а их наполнение производится при положительных температурах.

Задача №3. Продукты горения 1 м³ метана CH₄ представляют собой 1 м³ диоксида углерода и 7,52 м³. Проверить правильность определения количества продуктов сгорания.

$$P = \frac{35\,830}{(1 + 7,52)} = 4\,205, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Задача №4. Определить максимальную температуру горения метана.

$$t_{\text{max}} = \frac{35\,830}{10,52 \cdot 1,67} = 2036^\circ\text{C}.$$

5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2. Определение количества тепла, необходимого для подогрева газа

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

Целью работы является формирование у обучающихся навыков оценки количества тепла, необходимого для подогрева газа, а также в изучении основных параметров, технических характеристик и конструкции подогревателей газа.

Задачи работы заключаются в определении типа и количества подогревателей газа при использовании принципиальной технологии смешения холодного и горячего газа, расчете полезной тепловой мощности подогревателей.

2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.4. Оформление отчетной документации
- 2.5. Защита практической работы

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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 распространённым способом борьбы с гидратообразованием на ГРС является общий подогрев газа в специальных теплообменниках перед узлами редуцирования.

Подогреватели газа (рис. 1) 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 устанавливаются 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°C.

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.

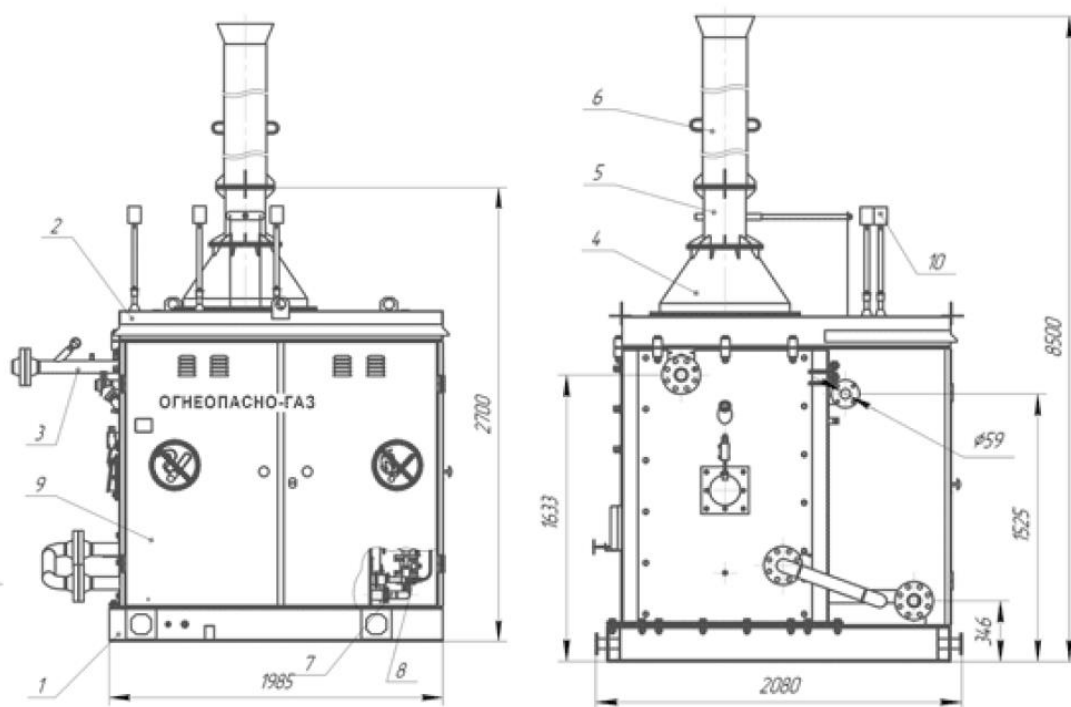


Рисунок 1 – Подогреватель газа автоматический ГПМ-ПГА-100:

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

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 подогрева газа теплообменники «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:

$$Q = C_p V \Delta t, \quad (1)$$

где C – количество тепла, передаваемого газу;

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:

$$F = \frac{Q}{\Delta t_{cp} \cdot k}, \quad (7)$$

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.

$$\Delta t_{cp} = \frac{t_g - t_n}{2,3 \lg \frac{t_g}{t_n}}, \quad (2)$$

где t_g – высшая разность температур, получаемая как разность температуры воды на входе и температуры газа на выходе из теплообменника, °С;

t_n – 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.

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°С. Снижение температуры газа при понижении давления от $P_{вх}$ до $P_{вых}$ (перепад давлений выбирается максимальным) определяем по формуле:

$$\Delta t_{\text{ред}} = (P_{\text{вх}} - P_{\text{вых}}) \cdot 5, ^\circ\text{C}, \quad (3)$$

где $P_{\text{вх}}$ – давление газа на входе в ГРС, МПа;

$P_{\text{вых}}$ – давление газа на выходе из узла редуцирования ГРС, МПа.

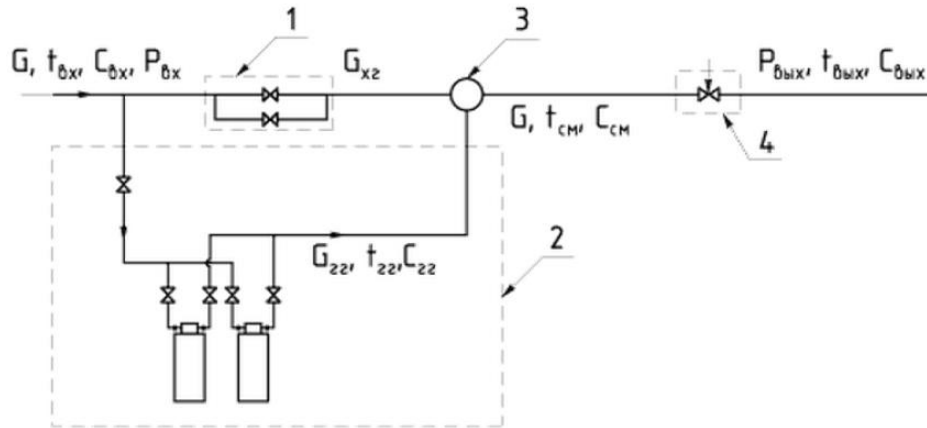


Рисунок 2. Принципиальная схема технологии смешения:

1 – узел переключения; 2 – узел подогрева газа; 3 – смеситель; 4 – узел редуцирования; $G_{\text{г}}$ – расход горячего газа, подаваемого на смешение, $\text{м}^3/\text{ч}$; $G_{\text{х}}$ – расход холодного газа, подаваемого на смешение, $\text{м}^3/\text{ч}$; G – расход газа на входе в ГРС, КС, $\text{м}^3/\text{ч}$; $C_{\text{г}}$, $C_{\text{х}}$ – теплоёмкости горячего, холодного газа, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$; $C_{\text{см}}$ – теплоёмкость смеси горячего с холодным газом, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$; $C_{\text{вых}}$ – теплоёмкость газа на выходе из узла редуцирования, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$; $t_{\text{г}}$ – температура горячего газа, $^\circ\text{C}$; $t_{\text{х}}$ – температура газа на входе в ГРС, $^\circ\text{C}$; $t_{\text{см}}$ – температура смеси горячего с холодным газом, $^\circ\text{C}$; $P_{\text{вх}}$ – давление газа на входе в узел редуцирования МПа; $P_{\text{вых}}$ – давление газа на выходе из узла редуцирования, МПа.

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

$$t_{\text{вых}} = t_{\text{вх}} + \Delta t, ^\circ\text{C}, \quad (4)$$

где $t_{\text{вх}}$ – температура газа на входе в ГРС;

$t_{\text{вых}}$ – температура газа на выходе из узла редуцирования.

Температуру газа на входе в узел редуцирования определяем по формуле:

$$t_{\text{см}} = t_{\text{вых}} + \Delta t_{\text{ред}}, ^\circ\text{C}, \quad (5)$$

где $t_{\text{см}}$ – температура смеси горячего и холодного газа.

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

$$G_{\text{г}} t_{\text{г}} G_{\text{г}} + G_{\text{х}} t_{\text{х}} C_{\text{х}} = G t_{\text{см}} C_{\text{см}}, \quad (6)$$

где $G_{\text{г}}$ – расход горячего газа, подаваемого на смешение, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$G_{\text{х}}$ – расход холодного газа, подаваемого на смешение, $\text{м}^3/\text{ч}$;

G – расход газа на входе в ГРС, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$G_{\text{ГГ}}, C_{\text{ВХ}}$ – теплоёмкости горячего, холодного газа, ккал/(м³·°C);
 $C_{\text{см}}$ – теплоёмкость смеси горячего с холодным газом, ккал/(м³·°C);
 $t_{\text{ГГ}}$ – температура горячего газа, °C;
 $t_{\text{ВХ}}$ – температура газа на входе в ГРС, °C;
 $t_{\text{см}}$ – температура смеси горячего с холодным газом, °C.

Учитывая, что $G_{\text{ХГ}} = G - G_{\text{ГГ}}$, м³/ч, а также упрощая уравнение, получаем:

$$G_{\text{ВХ}} = G(t_{\text{см}}C_{\text{см}} - t_{\text{ВХ}}C_{\text{ВХ}})/(t_{\text{ВХ}}C_{\text{ГГ}} - t_{\text{ВХ}}C_{\text{ВХ}}). \quad (7)$$

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:

$$t_{\text{ГГ}} = t_{\text{ХГ}} + \Delta t_{\text{под}} K, \text{ °C} \quad (8)$$

где $\Delta t_{\text{под}}$ – перепад температур на входе-выходе из подогревателей в номинальном режиме, °C. Принимается в соответствии с данными из табл. 1);

K – коэффициент, учитывающий колебания загрузки подогревателя. Принимается равным 0,7.

По полученному расходу подогреваемого газа выбираем тип и количество подогревателей газа по формулам:

- при использовании подогревателей газа одного типа:

$$n = G_{\text{ГГ}}/G_{\text{под}}K_1, \quad (9)$$

где n – количество подогревателей;

$G_{\text{под}}$ – производительность подогревателя, м³/ч (принимается из табл. 1);

K_1 – коэффициент, учитывающий сезонный, суточные изменения производительности ГРС, КС. Принимается равным 0,9.

- при использовании подогревателей газа одного типа:

$$n_1 = G_{\text{ГГ}}/(G_{\text{под.1}} + G_{\text{под.2}})K_1, \quad (10)$$

где $G_{\text{под.1}}$ – производительность подогревателя одного типа, м³/ч, (принимается из табл. 1);

$G_{\text{под.2}}$ – производительность подогревателя другого типа, м³/ч (принимается из табл. 1).

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

Полезная тепловая мощность выбранных подогревателей газа определяется как

$$Q_{\text{п}} = G_{\text{ГГ}}(C_{\text{ГГ}}t_{\text{ГГ}} - C_{\text{ВХ}}t_{\text{ВХ}}). \quad (11)$$

Полученное значение тепловой мощности позволяет проверить правильность выбора подогревателей газа и оценить, используя данные табл. 1, режимы его работы в реальных условиях эксплуатации.

Таблица 1 – Основные параметры и характеристики подогревателей газа с промежуточным теплоносителем производства ООО «Газпроммаш»

Наименование показателя	Значение по типам или использованиям					
	ГПМ-ПТПГ-5 ГПМ-ПТПГ-5-01	ГПМ-ПТПГ-10 ГПМ-ПТПГ-10-01	ГПМ-ПТПГ-15М ГПМ-ПТПГ-15М-01	ПМ-ПТПГ-30М ГПМ-ПТПГ-30М-01	ГПМ-ПТПГ-30М-02 ГПМ-ПТПГ-30М-02-01	ГПМ-ПТПГ-100 ГПМ-ПТПГ-100-01
1. Номинальная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	0,17 (0,145)	0,3 (0,258)	0,5 (0,435)	1,08 (0,93)	1,08 (0,93)	2,7 (2,32)
2. Коэффициент полезного действия, %, не менее	82					
3.Диапазон производительностей по подогреваемому газу, нм ³ /ч	2000 – 5000	4000 - 10000	6000 - 15000	15000 - 30000		30000 - 100000
4. Нагреваемая среда	Природный газ по ОСТ 51.40-93					
5.Температура подогреваемого газа на входе в подогреватель, К (°С), не ниже	253 (минус 20)					263 (минус 10)
6. Максимально допустимая температура подогреваемого газа на выходе из подогревателя, К (°С)	343 (плюс 70)					
7. Перепад температуры на входе и выходе из подогревателя в номинальном режиме, К (°С), не более	70					60
8. Давление в трубном пучке, МПа (кгс/см ²) – рабочее, не более – пробное гидравлическое	7,5 (75) 9,4 (94)				10 (100) 13 (130)	7,5 (75) 9,4 (94)
9. Номинальный расход топливного газа при Q = 8000 ккал/ч), нм ³ /ч, не более	22	36	65	110		320
10. Топливо	Природный газ по ГОСТ 5542-87					
11. Греющая среда (промежуточный теплоноситель)	Водный раствор диэтиленгликоля (ДЭГ) или охлаждающая жидкость (ОЖ) по ГОСТ 28084-89					

12. Габаритные размеры без дымохода и свеч (длина/ширина/ высота), мм, не более	3800/ 1800/ 2200	4800/ 1780/ 2150	5790/ 1780/ 2150	6700/ 2550/ 2800		9700/ 2800/ 3300
13. Масса подогревателей (без промежуточного теплоносителя), кг, не более	3700	4200	5000	10600	11600	22000

4. РЕШЕНИЕ ТИПОВОЙ ЗАДАЧИ

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

Исходные данные.

Расход газа $G = 100\,000$ 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 $t_{\text{вх}} = -8^{\circ}\text{C}$

Температура холодного газа на выходе из узла редуцирования $t_{\text{вых}} = 0^{\circ}\text{C}$

1. Определение температуры газа на входе в узел редуцирования.

Снижение температуры природного газа в процессе редуцирования:

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

Температура газа на входе в узел редуцирования:

$$t_{\text{см}} = t_{\text{вых}} + \Delta t_{\text{ред}} = 0 + 22 = 22^{\circ}\text{C}.$$

Температура газа на выходе из подогревателей:

$$t_{\text{гг}} = t_{\text{хг}} + \Delta t_{\text{под}} \cdot K = 8 + 70 \cdot 0,7 = 41^{\circ}\text{C}.$$

2. Определение количества газа, направляемого на подогрев.

По табл. 2 определяем теплоёмкость газа при различных температурах

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

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

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

$$\begin{aligned} G_{\text{гг}} &= G(t_{\text{см}} C_{\text{см}} - t_{\text{вх}} C_{\text{вх}}) / (t_{\text{гг}} C_{\text{гг}} - t_{\text{вх}} C_{\text{вх}}) = \\ &= 100\,000 (22 \cdot 0,425 - (-8) \cdot 0,461) / (41 \cdot 0,414 - (-8) \cdot 0,461) = \\ &= 63\,100 \text{ м}^3/\text{ч}. \end{aligned}$$

4. Выбор типа и количества подогревателей газа.

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

Примем подогреватели газа ГПМ-ПТПГ-30М (одного типа).

$$n = G_{\text{гг}} / G_{\text{под}} K_1 = 63100 / 30000 \cdot 0,9 = 2 \text{ шт.}$$

Выбираем два подогревателя типа ГПМ-ПТПГ-30М.

5. Определение полезной тепловой мощности выбранных подогревателей газа.

Полезная тепловая мощность подогревателей газа

$$Q_{\Pi} = G_{\Gamma\Gamma} (C_{\Gamma\Gamma} t_{\Gamma\Gamma} - C_{\text{вх}} t_{\text{вх}}) =$$

$$= 63100 \cdot (41 \cdot 0,414 - (-8) \cdot 0,461) = 1,304 \text{ Гккал/ч}$$

Следовательно, каждый подогреватель должен передавать подогреваемому в нем газу $1,304/2 = 0,652 \text{ Гккал/ч}$ (70 % от номинального значения, что вполне допустимо).

Таблица 2 – Зависимость теплоемкости газа от температуры и давления, ккал/(м³·°С)

Р, МПа	Температура, °С									
	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80
1	0,361	0,361	0,361	0,363	0,365	0,367	0,370	0,374	0,377	0,381
2	0,381	0,377	0,375	0,375	0,375	0,377	0,379	0,381	0,384	0,388
3	0,403	0,396	0,393	0,389	0,388	0,386	0,388	0,388	0,391	0,393
4	0,426	0,417	0,409	0,403	0,400	0,396	0,396	0,396	0,398	0,400
5	0,451	0,439	0,428	0,419	0,412	0,409	0,405	0,405	0,405	0,407
6	0,477	0,461	0,447	0,435	0,426	0,421	0,416	0,414	0,414	0,414
7	0,505	0,484	0,468	0,451	0,44	0,433	0,426	0,423	0,421	0,421
8	0,530	0,507	0,488	0,467	0,454	0,444	0,437	0,432	0,428	0,426

5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3. Пересчет горелок при изменении характеристик газа. Определение пропускной способности регуляторов давления

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

Целью работы является формирование у обучающихся навыков выбора инжекционных горелок и расчет их параметров, а также выбора и определения пропускной способности регуляторов давления газа.

Задачи работы заключаются в определении диаметра газового сопла и давления газа для различного типа горелок, расчете пропускной способности регуляторов давления газа.

2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.4. Оформление отчетной документации
- 2.5. Защита практической работы

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1. Пересчет горелок при изменении характеристик газа

При эксплуатации возникает необходимость реконструкции горелок в связи с изменением теплоты сгорания и удельного веса газообразного топлива, так как работа горелок на газе с теплотой сгорания и удельным весом, отличающимися от расчётных, приводит к изменению тепловой нагрузки и ухудшению условий сгорания. Рассмотрим особенности пересчёта горелок различных типов.

1. Инжекционные горелки низкого давления ($\alpha_T < 1,0$).

Для сохранения неизменной тепловой нагрузки инжекционной горелки низкого давления при переходе на газообразное топливо иного состава необходимо изменить диаметр газового сопла. Подсчет нового диаметра сопла ведётся по формуле:

$$d_1 = d \sqrt{\frac{Q_n}{Q'_n} \cdot \frac{p\gamma'_2}{p_1\gamma_2}}, \text{ мм}, \quad (1)$$

где d – диаметр газового сопла при работе на газе первоначальной теплоты сгорания, мм;

Q_n и Q'_n – расчетная и действительная теплота сгорания газа, ккал/м³;

γ_g и γ'_g – расчетный и действительный удельный вес, кг/м³;

p – расчетное давление газа, мм вод. ст.;

p_1 – давление газа при работе на газе иного состава, мм вод. ст.

Когда располагаемого давления газа в сети достаточно для сохранения тепловой нагрузки горелки, можно (не меняя конструктивных размеров) изменить давление газа перед горелкой согласно значению, получаемому по формуле:

$$p_1 = p \frac{\gamma'_g}{\gamma_g} \left(\frac{Q_n}{Q'_n} \right)^2, \text{ мм вод. ст.} \quad (2)$$

Однако в этом случае необходимо проверочным расчётом убедиться, что диапазон устойчивой работы горелки не будет меньше установленной величины.

2. Инжекционные горелки среднего давления ($\alpha_g \geq 1,0$)

Для сохранения неизменной тепловой нагрузки инжекционной горелки среднего давления при переходе на газ иного состава надо изменить диаметр газового сопла для обеспечения подсосывания необходимого количества воздуха. Новый диаметр определяется по формуле:

$$d_1 = d \sqrt{\frac{(1 + V_0\alpha)(1 + V_0\alpha \frac{\gamma'_B}{\gamma_g})}{(1 + V_0\alpha_1)(1 + V_0\alpha_1 \frac{\gamma'_B}{\gamma'_g})}}, \text{ мм}, \quad (3)$$

где V_0 – теоретическое количество воздуха, необходимое для горения, м³/м³;

γ_B – удельный вес инжектируемого воздуха, кг/м³;

α и α_1 – коэффициенты избытка воздуха на выходе из горелки.

Давление газа, которое необходимо поддерживать при изменении диаметра сопла:

$$p_1 = p \frac{\gamma'_g}{\gamma_g} \left(\frac{Q_n}{Q'_n} \right)^2 \left(\frac{d}{d_1} \right)^4, \text{ мм вод. ст.} \quad (4)$$

3. Горелки с принудительной подачей воздуха ($\alpha_g \geq 1,0$).

Для сохранения расчётной тепловой нагрузки горелки с принудительной подачей воздуха, необходимо изменить площадь

газовыпускных отверстий, однако отношение скорости газа к скорости воздуха должно оставаться постоянным.

Расчет новой площади газовыпускных отверстий ведется по формуле:

$$F_1 = F \frac{Q_H}{Q'_H}, \text{ м}^2. \quad (5)$$

При кратковременном изменении состава газа и необходимости сохранения конструктивных размеров горелок давление газа и воздуха (для неизменной тепловой нагрузки) подсчитывается по формулам:

давление газа –

$$p_1 = p \frac{\gamma'_r}{\gamma_r} \left(\frac{Q_H}{Q'_H} \right)^2, \text{ мм вод. ст.}; \quad (6)$$

давление воздуха –

$$H_1 = H \left(\frac{Q_H n_1}{Q'_H n} \right)^2, \text{ мм вод. ст.}, \quad (7)$$

где H – расчетное давление воздуха, мм вод. ст.;

H_1 – давление воздуха при работе на газе иного состава, мм вод. ст.;

n – кратность подачи воздуха при сжигании газа расчётной теплоты сгорания;

n_1 – кратность подачи воздуха при сжигании газа иного состава.

3.2. Определение пропускной способности регуляторов давления

Статическая ошибка – отклонение регулируемого давления от заданного при установившемся режиме, также называют неравномерностью регулирования.

Динамическая ошибка – максимальное отклонение давления в переходный период от одного режима к другому.

Ход клапана – расстояние, на которое перемещается клапан от седла.

Диапазон настройки – разность между верхним и нижним пределами давления, между которыми может быть осуществлена настройка регулятора.

Верхний предел настройки давления – максимальное выходное давление, на которое может быть настроен регулятор.

Зона регулирования – разность между регулируемыми давлениями при 10 % и 90 % от максимального расхода.

Зона нечувствительности – разность регулируемого давления, необходимая для изменения направления движения регулирующего органа.

Зона пропорциональности – изменение регулируемого давления, необходимое для перемещения регулирующего органа (клапана) на значение его номинального (полного) хода.

Условная пропускная способность K_v – величина, равная расходу воды плотностью 1 г/см³ (1000 кг/м³) в кубических метрах в час через регулятор при номинальном (полном) ходе клапана и перепаде давления 0,1 МПа (1 кг/см²).

Относительная протечка – отношение максимального значения протечки воды через затвор регулирующего органа при перепаде давления на 0,1 МПа и условной пропускной способности K_v .

Конструкции регуляторов давления газа должны удовлетворять следующим требованиям:

зона пропорциональности не должна превышать 20 % верхнего предела настройки выходного давления для комбинированных регуляторов и регуляторов баллонных установок и 10 % для всех других регуляторов;

зона нечувствительности не должна быть более 2,5 % верхнего предела настройки выходного давления;

постоянная времени (время переходного процесса регулирования при резких изменениях расхода газа или входного давления) не должна превышать 60 с.

Выбор регуляторов давления газа необходимо производить с учётом следующих факторов:

тип объекта регулирования;

максимальный и минимальный требуемый расход газа;

максимальное и минимальное входное давление;

максимальное и минимальное выходное давление;

точность регулирования (максимально допустимое отклонение регулируемого давления и время переходного процесса регулирования);

необходимость полной герметичности при закрытии регулятора;

акустические требования к работе регуляторов с высокими входными давлениями и большими расходами газа.

Основным требованием при подборе регулятора давления является обеспечение устойчивости его работы на всех возможных режимах, что проще всего добиться правильным выбором регулятора для того или иного объекта. Для тупикового газопровода (с отбором газа в конце газопровода) следует применять статические регуляторы прямого действия. В случае больших расходов газа – непрямого действия. Для кольцевых и разветвлённых газовых сетей, учитывая их способность к самовыравниванию, в принципе можно использовать любые типы регуляторов, но так как эти сети имеют обычно большие расчётные расходы, то лучше применять астатические регуляторы непрямого действия (с пилотом). Эти регуляторы позволяют более точно поддерживать давление после себя. В ГРП применяют только регуляторы «после себя».

Коэффициент пропускной способности для газов рассчитывается в зависимости от перепада давления.

При $\Delta p \leq p_2/2$ используется формула:

$$K_v = \frac{Q_N}{514} \sqrt{\frac{\rho_N(t_1 + 273)}{\Delta p p_2}}. \quad (8)$$

При $\Delta p \geq p_1/2$ используется формула:

$$K_v = \frac{Q_N}{257p_1} \sqrt{\rho_N(t_1 + 273)}, \quad (9)$$

где Q_N – нормальный расход газа, м³/ч;

ρ_N – нормальная плотность газа, кг/м³;

p_1 – входное давление, МПа абс.;

p_2 – выходное давление, МПа абс.

Δp – перепад давления на клапане, МПа;

t_1 – температура газа на входе, °С.

Условный диаметр прохода D_y регулятора или запорно-регулирующего клапана определяется по требуемой величине K_{vy} , которая находится из условия:

$$K_{vy} \geq 1,2K_v. \quad (10)$$

4. РЕШЕНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ

Задача № 1. Инжекционная горелка рассчитана для сжигания природного газа с теплотой сгорания $Q_H = 8500$ ккал/м³ и удельным весом $\gamma_H = 0,75$ кг/м³ при номинальном давлении $p = 130$ мм вод. ст. Диаметр сопла, установленного в горелке, – 3,2 мм.

Необходимо рассчитать, какое сопло следует установить в горелку при работе на сжиженном газе с теплотой сгорания $Q'_H = 22\,000$ ккал/м³ и удельным весом $\gamma'_H = 2,0$ кг/м³ при номинальном давлении $p_1 = 300$ мм вод. ст.

Решение.

В соответствии с формулой (1) имеем:

$$d_1 = 3,2 \sqrt{\frac{8500}{22000} \cdot \sqrt{\frac{130 \cdot 2,0}{300 \cdot 0,73}}} = 2,1 \text{ мм.}$$

С другой стороны, если бы мы попытались, не изменяя диаметра сопла, сохранить тепловую нагрузку горелки при работе ее на сжиженном газе, то необходимо было бы поддерживать давление (2):

$$p_1 = 130 \frac{2,0}{0,73} \left(\frac{8500}{22000} \right)^2 = 53 \text{ мм вод. ст.}$$

Проверка диапазона устойчивой работы горелки в этом случае показывает, что он значительно снижается. Если при работе на номинальном давлении 300 мм вод. ст. диапазон устойчивой работы составляет $\sqrt{20/300} = 1:4$, то на новом давлении он составит $\sqrt{20/53} = 1:1,16$, т. е. совершенно неприемлемую величину.

Задача № 2. Инжекционная горелка среднего давления с диаметром сопла 6,4 мм работает на природном газе с теплотой сгорания 8500 ккал/м³ и удельным весом 0,73 кг/м³. Номинальное давление газа 5000 мм вод. ст., коэффициент избытка 1,05, теоретически необходимое количество воздуха для полного сгорания газа $V_0 = 9,35 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Необходимо определить, какого диаметра сопло следует установить в горелку при работе ее на смешанном газе (смесь природного и коксового) с теплотой сгорания $Q'_н = 6415 \text{ ккал/м}^3$ и удельным весом $\gamma'_г = 0,59 \text{ кг/м}^3$, чтобы тепловая нагрузка и коэффициент избытка воздуха остались без изменений. Величина V_0 для смешанного газа составляет $7,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Решение.

Находим диаметр газового сопла (3):

$$d_1 = 6,4 \sqrt{\frac{(1 + 9,35 \cdot 1,05) \cdot (1 + 9,35 \cdot 1,05 \frac{1,25}{0,73})}{(1 + 7,2 \cdot 1,05) \cdot (1 + 7,2 \cdot 1,05 \frac{1,25}{0,59})}} = 7,6 \text{ мм.}$$

Новое номинальное давление газа (4):

$$p_1 = 5000 \cdot \frac{0,59}{0,73} \cdot \left(\frac{8350}{6415}\right)^2 \cdot \left(\frac{6,4}{7,6}\right)^4 = 3450 \text{ мм вод. ст.}$$

Задача № 3. Горелка с принудительной подачей воздуха рассчитана на сжигание газа с $Q_n = 8500 \text{ ккал/м}^3$ и $\gamma_g = 0,75 \text{ кг/м}^3$. Расчётное давление газа $p = 130 \text{ мм вод. ст.}$, а воздуха $H = 60 \text{ мм вод. ст.}$. Необходимо пересчитать эту горелку для работы на попутном газе с $Q'_н = 12650 \text{ ккал/м}^3$ и удельным весом $\gamma'_г = 1,2 \text{ кг/м}^3$. В горелке для выхода газа имеется 42 сопловых отверстия диаметром 2,1 мм каждое. Кратность подачи воздуха при сжигании газа расчётной теплоты сгорания – 9,5, кратность подачи воздуха при сжигании попутного газа – 14.

Решение.

Площадь сопловых отверстий:

$$F_1 = 45 \cdot 0,785 \cdot 0,0021^2 = 145 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Новая площадь газовыпускных отверстий (5):

$$F_1 = 145 \cdot 10^{-6} \frac{8500}{12650} = 97,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Если оставить число газовыпускных отверстий без изменения, то нужно уменьшить их диаметр до 1,7 мм. Однако можно, не изменяя диаметра, уменьшить их число до 28.

В случае кратковременной работы на газе иного состава нет смысла переделывать горелку, а лучше пересчитать номинальное давление газа и

воздуха перед ней. Для сохранения расчетной тепловой нагрузки горелки давление газа (6) и воздуха (7) должно быть изменено соответственно:

$$p_1 = 130 \cdot \frac{1,2}{0,75} \cdot \left(\frac{8500}{12650} \right)^2 = 94 \text{ мм вод. ст.};$$

$$H_1 = 60 \cdot \left(\frac{8500 \cdot 14}{12650 \cdot 9,5} \right)^2 = 59,5 \text{ мм вод. ст.}$$

Необходимое давление воздуха почти не изменилось. Это объясняется тем, что при сжигании газа с различной теплотой сгорания часовое количество воздуха, идущего на горение, практически остаётся постоянным, если сохраняется тепловая нагрузка горения.

5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4. Системы снабжения потребителей сжиженными углеводородными газами

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

Целью работы является изучение свойств и состава сжиженных углеводородных газов, источников их производства, особенностей хранения сжиженного газа в резервуарах, а также формирование у обучающихся навыков оценки состояния сжиженного газа в резервуарах при хранении.

Задачи работы заключаются в определении свойств фазовых компонентов сжиженного газа с учетом заполнения емкостей для хранения.

2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.4. Оформление отчетной документации
- 2.5. Защита практической работы

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Сжиженные углеводородные газы (СУГ) представляют собой смесь химических соединений, состоящую в основном из водорода и углерода с различной структурой молекул, т. е. смесь углеводородов различной молекулярной массы и различного строения. Основными компонентами СУГ являются пропан и бутан, в виде примесей в них содержатся более лёгкие углеводороды (метан и этан) и более тяжёлые (пентан). Все перечисленные компоненты являются предельными углеводородами. В состав СУГ могут входить также непредельные углеводороды: этилен, пропилен, бутилен. Бутан-бутилены могут присутствовать в виде изомерных соединений (изобутана и изобутилена). ШФЛУ – широкая фракция лёгких углеводородов, включает в основном смесь легких углеводородов этановой (C_2) и гексановой (C_6) фракций. В целом типичный состав ШФЛУ выглядит следующим образом: этан от 2 до 5 %; сжиженный газ фракций C_4 - C_5 40-85

%; гексановая фракция C_6 от 15 до 30 %, на пентановую фракцию приходится остаток. Учитывая широкое применение в газовом хозяйстве именно СУГ, следует более подробно остановиться на свойствах пропана и бутана.

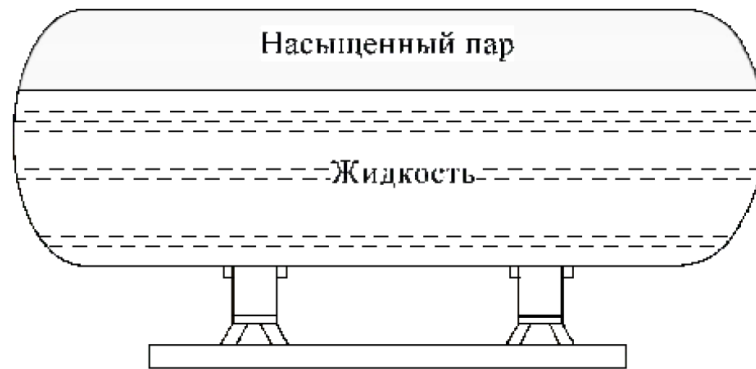
Пропан – это органическое вещество класса алканов. Содержится в природном газе, образуется при крекинге нефтепродуктов. Химическая формула C_3H_8 . Бесцветный газ без запаха, очень малорастворим в воде. Точка кипения – $42,1^\circ C$. Образует с воздухом взрывоопасные смеси при концентрации паров от 2,1 до 9,5 %. Температура самовоспламенения пропана в воздухе при давлении 0,1 МПа (760 мм рт. ст.) составляет $466^\circ C$. Пропан используется в качестве топлива, основной компонент так называемых сжиженных углеводородных газов, в производстве мономеров для синтеза полипропилена. Является исходным сырьём для производства растворителей. В пищевой промышленности пропан зарегистрирован в качестве пищевой добавки E944, как пропеллент. Бутан (C_4H_{10}) – органическое соединение класса алканов. В химии название используется в основном для обозначения н-бутана. Химическая формула C_4H_{10} . Такое же название имеет смесь н-бутана и его изомера изобутана $CH(CH_3)_3$. Бесцветный горючий газ, без запаха, легко сжижаемый (ниже $0^\circ C$ и нормальном давлении или при повышенном давлении и обычной температуре – легколетучая жидкость). Содержится в газовом конденсате и нефтяном газе (до 12 %). Является продуктом каталитического и гидрокаталитического крекинга нефтяных фракций.

Производство, как сжиженного газа, так и ШФЛУ осуществляется за счёт следующих трёх основных источников: – предприятия нефтедобычи – получение СУГ и ШФЛУ происходит во время добычи сырой нефти при переработке попутного (связанного) газа и стабилизации сырой нефти; – предприятия газодобычи – получение СУГ и ШФЛУ происходит при первичной переработке скважинного газа или несвязанного газа и стабилизации конденсата; – нефтеперегонные установки – получение сжиженного газа и аналогичных ШФЛУ происходит при переработке сырой нефти на НПЗ. В данной категории ШФЛУ состоит из смеси бутан-гексановых фракций (C_4 - C_6) с небольшим количеством этана и пропана. Основное преимущество СУГ – возможность их существования при температуре окружающей среды и умеренных давлениях, как в жидком, так и в газообразном состоянии. В жидком состоянии они легко перерабатываются, хранятся и транспортируются, в газообразном имеют лучшую характеристику сгорания. Состояние углеводородных систем определяется совокупностью влияний различных факторов, поэтому для полной характеристики необходимо знать все параметры. К основным параметрам, поддающимся непосредственному измерению и влияющим на режимы течения СУГ, относятся давление, температура, плотность, вязкость, концентрация компонентов, соотношение фаз. Система находится в равновесном состоянии, если все параметры остаются неизменными. При таком состоянии в системе не происходит видимых качественных и

количественных изменений. Изменение хотя бы одного параметра нарушает равновесное состояние системы, вызывая тот или иной процесс. Углеводородные системы могут быть гомогенными и гетерогенными. Если система имеет однородные физические и химические свойства – она гомогенна, если же она неоднородна или состоит из веществ, находящихся в разных агрегатных состояниях – она гетерогенна. Двухфазные системы относятся к гетерогенным.

Под фазой понимается определенная гомогенная часть системы, имеющая четкую границу раздела с другими фазами. Сжиженные газы при хранении и транспортировании постоянно изменяют своё агрегатное состояние, часть газа испаряется и переходит в газообразное состояние, а часть конденсируется, переходя в жидкое состояние. В тех случаях, когда количество испарившейся жидкости равно количеству сконденсировавшегося пара, система жидкость-газ достигает равновесия и пары над жидкостью становятся насыщенными, а их давление называется давлением насыщения или упругостью паров. Упругость паров СУГ возрастает с повышением температуры и уменьшается с её понижением. Это свойство сжиженных газов является одним из определяющих при проектировании систем хранения и распределения. При отборе из резервуаров кипящей жидкости и транспортировании её по трубопроводу часть жидкости испаряется из-за потерь давления, образуется двухфазный поток, упругость паров которого зависит от температуры потока, которая ниже температуры в резервуаре. В случае прекращения движения двухфазной жидкости по трубопроводу давление во всех точках выравнивается и становится равным упругости паров. Сжиженные углеводородные газы транспортируются в железнодорожных и автомобильных цистернах, хранятся в резервуарах различного объема в состоянии насыщения: в нижней части сосудов размещается кипящая жидкость, а в верхней находятся сухие насыщенные пары. При снижении температуры в резервуарах часть паров сконденсируется, т. е. увеличивается масса жидкости и уменьшается масса пара, наступает новое равновесное состояние. При повышении температуры происходит обратный процесс, пока при новой температуре не наступит равновесие фаз. Таким образом, в резервуарах и трубопроводах происходят процессы испарения и конденсации, которые в двухфазных средах протекают при постоянном давлении и температуре, при этом температуры испарения и конденсации равны.

В реальных условиях в сжиженных газах в том или ином количестве присутствуют водяные пары (рисунок). Причем их количество в газах может увеличиваться до насыщения, после чего влага из газов выпадает в виде воды и смешивается с жидкими углеводородами до предельной степени растворимости, а затем выделяется свободная вода, которая отстаивается в резервуарах.



Резервуар со сжиженным газом

Количество воды в СУГ зависит от их углеводородного состава, термодинамического состояния и температуры. Доказано, что если температуру СУГ снизить на 15-30°C, то растворимость воды снизится в 1,5-2 раза и свободная вода скопится на дне резервуара или выпадет в виде конденсата в трубопроводах. Скопившуюся в резервуарах воду необходимо периодически удалять, иначе она может попасть к потребителю или привести к поломке оборудования.

При проведении измерений количества СУГ и при учётных операциях на объектах хранения, важное значение имеют такие понятия как плотность, температурное расширение и вязкость.

4. РЕШЕНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ

Задача № 1. После заполнения баллона пропаном объём жидкой фазы составил 90 % объёма баллона. Температура $t = 10^\circ\text{C}$. С повышением температуры объём паровой подушки будет уменьшаться. Определить, при какой температуре баллон полностью будет заполнен жидкостью.

Плотность жидкости при $t = 10^\circ\text{C}$ по таблице равна $\rho_{\text{ж}} = 0,514 \text{ кг/л}$. Тогда количество жидкого пропана в баллоне будет:

$$M_{\text{ж}} = 0,514 \cdot 0,9 \cdot V.$$

Плотность пара при $t = 10^\circ\text{C}$ равна $\rho_{\text{п}} = 13,6 \text{ кг/м}^3$. Количество парообразного пропана в баллоне будет:

$$M_{\text{п}} = 13,6 \cdot 0,1 \cdot V/1000 \text{ кг}.$$

Общее количество пропана в баллоне составит:

$$M = (0,514 \cdot 0,9 + 1,36/1000) \cdot V = (0,465 + 0,0014) \cdot V = 0,466 V \text{ кг}.$$

Доля массы паровой фазы весьма незначительная.

Определим плотность жидкости, когда она полностью заполнит баллон:

$$\rho_{\text{ж}} = 0,466V/V = 0,466 \text{ кг/л}.$$

Этой плотности соответствует температура $t = 39^\circ\text{C}$ (по таблице интерполируем).

Следовательно, когда температура пропана повысится до 39°C , паровая подушка исчезнет, и при дальнейшем повышении температуры жидкость будет расширяться, расти давление в баллоне и напряжение его стенок, что может привести к разрыву баллона.

Задача № 2. Баллон с пропаном установлен в помещении, в котором температура воздуха 18°C . Вместимость баллона 50 л ($d = 300$ мм, $H = 826$ мм). Заполнен он на высоты 600 мм. Пары пропана поступают к горелкам плиты. Нагрузка плиты равна 9,3 кВт. Определить количество испаряющегося пропана и его температуру в баллоне. Коэффициент теплопередачи от воздуха к жидкому пропану принимаем равным $9,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град})$.

Рассмотрим процесс трансформации теплоты и фазовых превращений, который наблюдается при стабильном режиме работы установки. Тепловой поток из помещения поступает через стенки баллона к жидкому пропану и расходуется на его испарение. Необходимое количество испарившегося пропана определяется нагрузкой плиты. Отсюда с увеличением нагрузки увеличивается тепловой поток, поступающий в баллон в результате изменения температурного напора между воздухом помещения и пропаном в баллоне. В результате этого с увеличением нагрузки температура в баллоне будет снижаться. Значение температуры можно определить из следующих равенств: поток теплоты из окружающей среды в баллон равен расходу теплоты на испарение пропана; масса испарившегося пропана, умноженная на его теплоту сгорания, равна тепловой нагрузке плиты. Из этих равенств находят все тепловые потоки и параметры жидкой и паровой фаз пропана.

Количество пропана $M_{\text{пр}}$, необходимого для работы плиты, определяем исходя из нагрузки плиты $Q_{\text{пл}} = 9,3 \text{ кВт}$ и теплоты сгорания пропана $Q_{\text{н}} = 46400 \text{ кДж/кг}$:

$$M_{\text{пр}} = Q_{\text{пл}}/Q_{\text{н}} = 9,3/46400 = 2,01 \cdot 10^{-4} \text{ кг/с} = 0,72 \text{ кг/ч}.$$

Зная количество пропана, которое необходимо испарить в баллоне, определяем тепловой поток из окружающей среды в баллон и температуру в баллоне:

$$M_{\text{пр}}r = kF(t_{\text{ос}} - t_{\text{нас}}),$$

где r – скрытая теплота испарения, кДж/кг;

k – коэффициент теплопередачи от окружающей среды к жидкому пропану, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;

F – поверхность нагрева (в данном случае смоченная поверхность, м^2); тепловым потоком, поступающим через стенки, омываемые воздухом и парами пропана, можно пренебречь;

$t_{\text{ос}}$ и $t_{\text{нас}}$ – температура окружающей среды и пропана.

Так как r зависит от $t_{\text{нас}}$, то уравнение решается методом последовательных приближений: задаём $t_{\text{нас}}$, находим r и проверяем принятое значение $t_{\text{нас}}$. Принимаем $t_{\text{нас}} = 6^\circ\text{C}$, тогда по таблице $r = 369$ кДж/кг. Поверхность нагрева определяем с некоторым приближением, как сумму боковой поверхности и днища, т. е.

$$F = \pi \cdot 0,3 \cdot 0,6 + \pi \cdot 0,32^2/4 = 0,638 \text{ м}^2.$$

Определяем $t_{\text{нас}}$:

$$t_{\text{нас}} = t_{\text{ос}} - M_{\text{пр}} r / (kF) = 18 - (2,01 \cdot 10^{-4} \cdot 369 \cdot 103) / (9,3 \cdot 0,638) = 5,6^\circ\text{C}.$$

Для этой температуры $r = 343$ кДж/кг, т. е. отличается от принятого значения в расчёте только на 0,14%. Такая точность достаточна, поэтому пересчёта не производим. Тепловой поток Q , поступающий из окружающей среды к пропану для его испарения, равен:

$$Q = kF(t_{\text{ос}} - t_{\text{нас}}) = 9,3 \cdot 0,638 \cdot 12,4 = 73,6 \text{ Вт}.$$

Давление насыщенных паров p_n , плотность жидкости $\rho_{ж}$, плотность насыщенного пара ρ_n , скрытая теплота испарения r некоторых углеводородов

Температура, °С	пропан				изо-Бутан				н-Бутан			
	p_n , МПа	$\rho_{ж}$, кг/л	ρ_n , кг/м ³	r , кДж/кг	p_n , МПа	$\rho_{ж}$, кг/л	ρ_n , кг/м ³	r , кДж/кг	p_n , МПа	$\rho_{ж}$, кг/л	ρ_n , кг/м ³	r , кДж/кг
-60	0,04	0,606	1,11	442	-	-	-	-	-	-	-	-
-55	0,05	0,598	1,36	435	-	-	-	-	-	-	-	-
-50	0,06	0,593	1,81	427	-	-	-	-	-	-	-	-
-45	0,09	0,587	2,07	425	-	-	-	-	-	-	-	-
-40	0,11	0,581	2,61	420	-	-	-	-	-	-	-	-
-35	0,14	0,575	3,25	417	-	-	-	-	-	-	-	-
-30	0,17	0,565	3,87	410	0,054	0,619	1,49	386	-	-	-	-
-25	0,2	0,559	4,62	404	0,06	0,61	1,65	380	-	-	-	-
-20	0,24	0,533	5,48	400	0,073	0,606	1,96	375	-	-	-	-
-15	0,29	0,548	6,4	396	0,09	0,6	2,5	371	0,051	0,615	1,6	397
-10	0,34	0,542	7,57	388	0,11	0,594	3,04	366	0,08	0,611	1,95	393
-5	0,41	0,535	9,05	383	0,133	0,588	3,59	360	0,096	0,605	2,1	389
0	0,47	0,528	10,4	380	0,16	0,582	4,31	356	0,115	0,6	2,82	384
5	0,55	0,521	11,9	371	0,192	0,576	5,07	349	0,138	0,596	3,35	380
10	0,63	0,514	13,6	364	0,225	0,57	5,92	345	0,164	0,591	3,94	376
15	0,73	0,507	15,5	356	0,253	0,565	6,95	339	0,197	0,583	4,65	371
20	0,83	0,499	17,7	345	0,306	0,56	7,94	335	0,23	0,578	5,39	367
25	0,95	0,49	20,2	339	0,355	0,553	9,21	327	0,269	0,573	6,18	362
30	1,07	0,483	22,8	329	0,41	0,546	11,5	323	0,314	0,568	7,19	358
35	1,21	0,474	25,3	320	0,471	0,54	13	316	0,36	0,569	8,17	355
40	1,37	0,464	28,6	312	0,639	0,534	14,7	310	0,408	0,556	9,33	347
45	1,53	0,451	34,5	301	0,606	0,527	16,8	302	0,477	0,549	10,6	341
50	1,7	0,446	36,8	285	0,695	0,52	18,94	294	0,536	0,542	12,1	333
55	1,89	0,437	40,2	270	0,781	0,513	20,56	285	0,609	0,536	12,4	328
60	2,1	0,434	44,6	262	0,869	0,505	24,2	275	0,69	0,532	15,4	322

5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 5. Определение количества баллонов для газоснабжения коммунальных, промышленных и сельскохозяйственных объектов

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

Целью работы является изучение установок для использования сжиженного газа, в формирование у обучающихся навыков определения количества баллонов в установках и расхода газа для различных потребителей.

Задачи работы заключаются в определении количества баллонов и (или) подземных резервуаров для различного типа установок в зависимости от потребителей, в изучении номограммы для определения производительности резервуаров.

2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.4. Оформление отчетной документации
- 2.5. Защита практической работы

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Установки для использования сжиженного газа могут быть индивидуальные, групповые и резервуарные.

Индивидуальные установки имеют производительность, достаточную для обеспечения работы 4-х конфорочной плиты, или проточного водонагревателя с тепловой нагрузкой при установке баллона в помещении и любом составе жидкого газа; а также 4-х конфорочной плиты или водонагревателя с тепловой нагрузкой до 10000 ккал/ч при установке баллона на открытом воздухе в средней полосе России и заполнении баллона техническим пропаном. Поэтому расчёт производительности индивидуальной баллонной установки не требуется. Без расчёта для индивидуальной установки применяется также регулятор давления типа РДГ-6 и газопровод диаметром 15 мм из стальных труб или резинотканевых шлангов.

Групповые установки применяются для газоснабжения отдельных более крупных потребителей (отдельного жилого дома, небольшого предприятия и т. д.) до сооружения резервуарной установки. Суммарная емкость группы баллонов для жилых, общественных зданий и коммунально-бытовых потребителей не должна превышать 600 л при размещении баллонной установки у стен зданий и 1000 л при наличии разрывов от зданий

(от 8 до 25 м), а для коммунальных и бытовых предприятий – соответственно 100 и 150 л.

Количество баллонов в групповой установке для жилых зданий определяется по номинальным расходам газа приборами по формуле:

$$N = \frac{qnk_0}{Q_p^H v}, \quad (1)$$

где N – количество баллонов в установке, шт;

q – номинальная тепловая нагрузка газовых приборов, установленных в одной квартире, кДж/ч;

n – количество обслуживаемых квартир;

k_0 – коэффициент одновременности (таблица);

Q_p^H – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³;

v – расчётная производительность одного баллона, м³/ч.

Коэффициенты одновременности в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования

Число квартир	Коэффициенты одновременности в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная и тяговый проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,280	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135

Примечание:

1. Для квартир, в которых устанавливается несколько однотипных газовых приборов. Коэффициент одновременности следует принимать как для такого же числа квартир с этими газовыми приборами.

2. Значение коэффициента одновременности для ёмкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85 независимо от количества квартир.

Количество баллонов для газоснабжения коммунальных, промышленных и сельскохозяйственных объектов определяется по суммарной номинальной тепловой нагрузке агрегатов с введением коэффициента одновременности, учитывающего возможное уменьшение нагрузки вследствие несовпадения времени работы агрегатов. Производительность одного баллона зависит от температуры наружного воздуха, принятой за расчетную, равномерности работы установки и длительности её непрерывной работы. В соответствии с существующей практикой проектирования применяется двойной комплект баллонов – один рабочий и один резервный – и предусматривается возможность их раздельной и совместной работы. Резервный комплект должен быть всегда заполнен смесью, т. к. он рассчитан на работу в зимний период. В этом случае при расчёте производительности баллона применяют среднюю температуру января.

Резервуарные установки подают газ значительному количеству потребителей по наружной газовой сети. Суммарный геометрический объём резервуаров резервуарной установки при наземном расположении составляет не более 20 м³, а при подземном – не более 50 м³. Максимальный объём одного резервуара при объёме установки до 20 м³ – 5 м³, при объёме установки 21–50 м³ – не более 10 м³.

Расчетный расход газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды определяется по годовым нормам расхода газа:

$$V = \frac{q_{\text{год}} n k_c}{Q_{\text{H}}^{\text{p}} 8760}, \quad (2)$$

где $q_{\text{год}}$ – расход газа на 1 человека, кДж/год;

n – количество жителей, пользующихся газом;

k_c – коэффициент суточной неравномерности за год (при наличии газовых плит = 1,4, при наличии газовых плит и водонагревателей $k_c = 2,0$);

Q_{H}^{p} – теплота сгорания газа, кДж/м³. РН

Для отдельных установок и приборов расход газов определяется по номинальным расходам газа и коэффициентам одновременности.

Количество резервуаров в установке определяется:

$$N = \frac{\sum v}{v}, \quad (3)$$

где v – производительность одного резервуара.

4. РЕШЕНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ

Задача № 1. Определить число баллонов емкостью 50 л в баллонной установке, предназначенной для газоснабжения восьми квартирного жилого дома. В кухнях всех квартир установлены 4-х конфорочные газовые плиты. Объемный состав газа: C_3H_8 – 75 %, C_4H_{10} – 25 %.

Решение

1. Q_H^p сгорания смеси (без учета фракционности испарения):

$$Q_H^p = 0,75 \cdot Q + 0,25 \cdot Q.$$

2. Производительность одного баллона составляет $v = 0,2 \text{ м}^3/\text{ч}$.

3. $k_0 = 0,27$ – принято для 8 квартир, в которых установлены 4-х конфорочные плиты.

4. Число рабочих баллонов в установке (1):

$$N = \frac{8 \cdot 1000 \cdot 0,27}{23\,780 \cdot 0,2} = 4,6 \approx 5 \text{ шт.}$$

С учетом резервных $N = 10$ шт.

Задача № 2. Определить число подземных резервуаров объемом 5 м³ в групповой установке, предназначенной для газоснабжения 4-х жилых домов с числом жителей 500 человек и домовой кухней с суммарной тепловой нагрузкой установленных газовых приборов $q = 580 \text{ МДж/ч}$. В кухнях квартир установлены 4-х конфорочные плиты и проточные водонагреватели. Объёмный состав газа: C_3H_8 – 75%; C_4H_{10} – 25 %; $Q_H^p = 98 \text{ МДж/м}^3$.

Решение.

Расход газа на 1 человека при наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении природным газом $q = 2800 \text{ МДж/год}$.

1. Расход газа на домовую кухню:

$$V_k = \frac{580000}{98000} = 5,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

2. Расход газа на квартиры:

$$V_{KB} = \frac{nKq}{Q_H^p \cdot 365 \cdot 24} = \frac{500 \cdot 2 \cdot 8\,000}{98 \cdot 365 \cdot 24} = 9,43 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

3. Расход газа на резервуары:

$$V_p = V_k + V_{KB} = 5,9 + 9,43 = 15,33 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принимаем давление в резервуаре 0,05 МПа, остаточное содержание $C_3H_8 = 60$ %, температура грунта на уровне оси резервуара 0°C, коэффициент теплопроводности грунта 2,56 Вт/(м·К). Остаточный уровень сжиженного газа в емкости – 35 %. По номограмме (рисунок) находим производительность одного резервуара, равную 3,0 м³/ч.

Число резервуаров в установке: $N = 15,33/3 = 5$ шт.

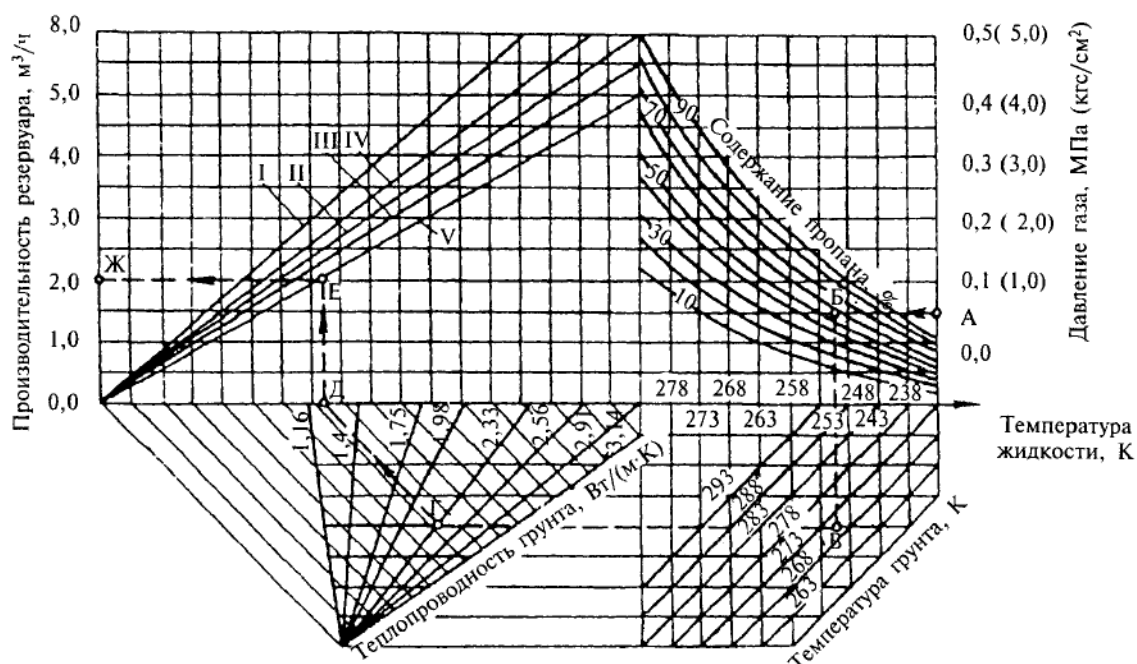


Рисунок 3. Номограмма для определения производительности резервуара сжиженного газа вместимостью 2,5 и 5 м³ (подземного):

- I* – резервуар 5 м³, заполнение 85 %; *II* – резервуар 5 м³, заполнение 50 %;
III – резервуар 5 м³, заполнение 35 % и резервуар 2,5 м³, заполнение 50 %;
IV – резервуар 2,5 м³, заполнение 85 %;
V – резервуар 2,5 м³, заполнение 35 %.

5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 6. Элементы теории вероятностей для расчетов показателей надежности

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

Целью работы является формирование у обучающихся навыков использования основных элементов теории вероятностей для расчета показателей надежности применительно к газораспределительным системам.

Задачи работы заключаются в ознакомлении с основными методологическими положениями и показателями теории вероятностей и надежности технических систем, а также с методами расчета наработки объектов на отказ.

2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.4. Оформление отчетной документации
- 2.5. Защита практической работы

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Событие – всякий факт, который в результате опыта может произойти или не произойти.

Случайная величина – величина, которая в результате опыта может принимать то или иное заранее неизвестное значение.

Дискретные и непрерывные величины: дискретные случайные величины могут принимать лишь отделённые друг от друга значения, а непрерывные заполняют некоторый промежуток на числовой оси.

Чтобы сравнивать события по степени их вероятности, необходимо каждому из них придать некое число, которое тем больше, чем вероятнее событие.

Вероятность события – численная мера степени объективной возможности события. Достоверное событие – вероятность равна 1. Невозможное событие – вероятность равна 0.

Симметричные события – это одинаково возможные взаимосвязанные события.

Несовместимые события – события, которые не могут произойти вместе. Например, при бросании монеты не могут одновременно выпасть и

орёл, и решка. Статистическая вероятность частоты выхода орла определяется отношением числа выходов к общему числу бросаний:

$$P(A) = m/n. \quad (1)$$

Вероятности вычисляют до опыта, а частоты – после.

Теорема Бернулли (закон больших чисел): при неограниченном увеличении числа однородных независимых опытов с практической достоверностью можно утверждать, что частота события будет сколь угодно мало отличаться от его вероятности в отдельном опыте.

Суммой событий называют событие, состоящее в появлении каждого из событий или обоих событий вместе, в появлении хотя бы одного из них. Вероятность суммы двух событий всегда больше вероятностей слагаемых событий. Если события несовместны, то:

$$P(A) + P(B) = P(A + B). \quad (2)$$

В общем случае:

$$P(A + B) = P(A) + P(B) + P(A/B), \quad (3)$$

где $P(A/B)$ – условная вероятность события A , вычисленная при условии, что имело место событие B . Условие независимости A от B записывают в виде

$$P(A/B) = P(A), \quad (4)$$

а условие зависимости неравенством

$$P(A/B) \neq P(A). \quad (5)$$

Произведением двух событий A и B называют событие, состоящее в совместном выполнении A и B . Вероятность произведения событий всегда меньше вероятностей сомножителей. В случае взаимозависимых событий вероятность произведения равна произведению вероятностей одного из них на условную вероятность другого, вычисленную при условии, что первое произошло:

$$P(AB) = P(A) \cdot P(B/A). \quad (6)$$

Если событие A не зависит от B , то и событие B не зависит от A :

$$\begin{aligned} P(A) &= P(A/B); \\ P(B) &= P(B/A). \end{aligned} \quad (7)$$

Вероятность произведения двух независимых событий равна произведению вероятностей этих событий:

$$P(AB) = P(A) \cdot P(B). \quad (8)$$

Условной вероятностью $P(B/A) = P_A(B)$ называют вероятность события B , вычисленную в предположении, что событие A уже наступило.

Полная вероятность события A , которое может произойти вместе с одним из событий $C_1, C_2, \dots, C_n$, образующих полную группу несовместных событий, определяется:

$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(C_i) \cdot P(A/C_i). \quad (9)$$

Законом распределения случайной величины называют соотношение между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями.

Математическое ожидание – это сумма произведений всех значений случайной величины на вероятности этих значений:

$$m_x = M[x] = \sum_i^n x_i p_i. \quad (10)$$

При увеличении числа опытов частоты приближаются к соответствующим вероятностям, а среднеарифметическое значение случайной величины приближается к её математическому ожиданию.

Надежность – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах все параметры, характеризующие способность выполнять требуемые функции в заданных режимах в условиях применения, технического обслуживания, ремонта и транспортирования. Для систем газоснабжения и газопотребляющих агрегатов такими параметрами являются пропускная способность, мощность, давление, расход газа и др.

Надёжность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта, его специфики и условий эксплуатации может включать **безотказность**, **долговечность**, **ремонтпригодность**, **сохраняемость** или определённое сочетание этих свойств – как для всего объекта, так и для его частей.

Под **безотказностью** понимают свойство системы непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки, под **долговечностью** – свойство сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта. **Ремонтпригодность** заключается в приспособлении объекта к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов и повреждений, а также к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния проведением технического обслуживания и ремонтов. Свойство объекта сохранять безотказность, долговечность и ремонтпригодность в течение и после хранения и (или) транспортирования является **сохраняемостью**. Эти свойства численно характеризуются соответствующими единичными показателями.

К единичным показателям безотказности систем газоснабжения относятся вероятность безотказной работы, интенсивность отказов и наработка на отказ. Вероятность безотказной работы, т. е. вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ не произойдёт, определяется отношением количества объектов, безотказно проработавших до момента времени t , к количеству объектов, работоспособных в начальный момент времени $t = 0$.

Элементами системы называют её отдельные части, способные выполнять поставленные задачи. Элемент может быть как угодно сложен, но для решения поставленной задачи его внутренние связи несущественны. Это любое устройство, не подлежащее дальнейшему расчленению.

Объектом называют устройство, принятое для изучения каких-то свойств вне всяких связей с другими элементами.

При эксплуатации системы или элемента может происходить частичная или полная потеря функциональных свойств. Такая потеря работоспособности в теории надёжности называется **отказом**.

Отказ может быть частичным или полным. В энергетике отказы классифицируются как аварии или инциденты.

Для восстанавливаемых объектов безотказность определяется как вероятность того, что время работы объекта до отказа t_0 будет не меньше заданного времени t :

$$P_0(t) = P(t_0 \geq t). \quad (11)$$

Статистически этот параметр можно оценить следующим образом: если N_0 – число одинаковых объектов, работающих в одинаковых условиях, а к некоторому моменту t из-за отказа их частей в работе остается:

$$P_0(t) = P(t_0 \geq t). \quad (12)$$

Следовательно, статическая оценка вероятности $P_0(t)$ равна:

$$P_0(t) = N(t)/N_0. \quad (13)$$

Эта величина всегда меньше единицы. Дополняет ее до единицы $Q(t)$ – вероятность того, что за время t объект откажет:

$$Q(t) = 1 - P_0(t). \quad (14)$$

В практических расчетах чаще используется другой показатель безотказности. Это $\lambda(t)$ – **интенсивность отказов**, которая представляет собой условную вероятность возникновения отказов, определяемая для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента отказ не возник:

$$\lambda(t) = \frac{1}{P_0(t)} \frac{dQ(t)}{dt} a. \quad (15)$$

Статистическая оценка находится как:

$$\lambda(t) = \frac{N(t)N(t + \Delta t)}{N(t)} \Delta t, \quad (16)$$

где N – количество объектов в работе.

Приработка – повышенная аварийность в начале эксплуатации возникает из-за дефектов проекта, строительства, монтажа, отсутствия опыта эксплуатации. Период **нормальной эксплуатации** характеризуется случайными, внезапными, часто внешними причинами отказов. **Износ** – снижение функциональных свойств из-за старения оборудования. Графически отражено на рисунке.



Изменение во времени интенсивности отказов для известного объекта

Основные характеристики долговечности объекта: средний срок службы – T_c и средний ресурс – T_p .

Для восстанавливаемого объекта **средний срок службы** складывается из чередующихся периодов работы и восстановления и представляет собой среднюю календарную продолжительность эксплуатации объекта от начала эксплуатации или её возобновления после предупредительного ремонта до наступления предельного состояния:

$$T_{cp} = \sum T_{экс} + \sum T_{вос}. \quad (17)$$

Средний ресурс объекта представляет собой среднюю наработку от начала эксплуатации до наступления предельного состояния. Для невосстанавливаемых объектов эти характеристики совпадают и определяются средней наработкой до отказа.

Количественно **ремонтпригодность** может быть определена только для восстанавливаемых объектов. При этом следует различать следующие виды ремонтов: аварийно-восстановительные и планово-предупредительные.

При аварийно-восстановительных ремонтах время восстановления t_v складывается из:

времени обнаружения повреждения;

времени устранения неисправности.

Они зависят от ряда случайных факторов и оцениваются:

вероятностью восстановления за заданное время t –

$$G_a(t) = P(t_v < t_k); \quad (18)$$

интенсивностью восстановления –

$$\mu(t) = \frac{1}{t} G_a(t) \frac{dG_a(t)}{dt}. \quad (19)$$

Комплексные показатели надежности:

1) коэффициент готовности – вероятность того, что объект окажется работоспособным в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых использование его по назначению не предусматривается;

2) коэффициент технического использования – отношение математического ожидания времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к сумме математических ожиданий времени пребывания объекта в рабочем состоянии, времени простоев, обусловленных техническим обслуживанием, и времени аварийных ремонтов за тот же период;

3) недоотпуск энергии и топлива – математическое ожидание недоотпуска энергии потребителям за расчётный период времени. Различают два вида недоотпуска: а) при эксплуатации, когда возникает отказ оборудования, приводящий к снижению производительности; б) при прогнозируемых отказах, когда есть определённая вероятность снижения производительности как в функционирующей системе, так и в проектируемой;

4) экономический ущерб от отказов.

4. РЕШЕНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ

Задача № 1. В течение некоторого периода времени производилось наблюдение за работой одного объекта. За весь период зарегистрировано $n = 15$ отказов. До начала наблюдений объект проработал 258 ч, к концу наблюдения наработка составила 1233 ч. Определить среднюю наработку на отказ t_{cp} .

Решение.

Наработка за указанный период составила

$$\Delta t = t_1 - t_2 = 1233 - 258 = 975 \text{ ч.}$$

Наработка на отказ по статистическим данным определяется по формуле:

$$t_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_i,$$

где t_i – время исправной работы между $(i - 1)$ и i отказами; n – число отказов за некоторое время t .

Приняв

$$\sum_{i=1}^n t_i = 975 \text{ ч,}$$

можно определить среднюю наработку на отказ $t_{cp} = 975/15 = 65 \text{ ч.}$

Задача № 2. Производилось наблюдение за работой трех однотипных объектов. За период наблюдения было зафиксировано по первому объекту 6 отказов, по второму – 11 отказов, третьему – 8 отказов. Нарabотка первого объекта $t_1 = 6181 \text{ ч}$, второго $t_2 = 329 \text{ ч}$, третьего $t_3 = 245 \text{ ч}$. Определить наработку объектов на отказ.

Решение.

1-й вариант решения.

$$t_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_i;$$

$$t_{\text{ср}} = \frac{T_1 + T_2 + T_3}{n_1 + n_2 + n_3};$$

$$t_{\text{ср}} = \frac{181 + 329 + 245}{6 + 11 + 8} = 30,2 \text{ ч.}$$

2-й вариант решения:

$$t_{\text{ср } 1} = \frac{t_1}{n_1}; \quad t_{\text{ср } 2} = \frac{t_2}{n_2}; \quad t_{\text{ср } 3} = \frac{t_3}{n_3};$$

$$t_{\text{ср } 1} = \frac{181}{6} = 30,2 \text{ ч}; \quad t_{\text{ср } 2} = \frac{329}{11} = 29,9 \text{ ч}; \quad t_{\text{ср } 3} = \frac{245}{8} = 30,6 \text{ ч};$$

$$t_{\text{ср}} = (30,2 + 29,9 + 30,6)/3 = 30,2 \text{ ч.}$$

Как видно, у задачи есть два варианта решения. Первый основан на использовании общей формулы вычисления средней наработки; второй – более детальный: сначала находится средняя наработка для каждого элемента, а среднее значение этих чисел и есть то, что определяется.

5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 7. Понятие надежности функционирования газораспределительных систем. Определение надёжности газопроводов

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

Целью работы является формирование у обучающихся навыков оценки функционирования газораспределительных систем и надежности газопроводов для обеспечения круглогодичного непрерывного газоснабжения всех потребителей с давлением, определяемым конструкцией и типоразмером регуляторов давления.

Задачи работы заключаются в ознакомлении с системой оценки функционирования и надежности газораспределительных систем, а также надежности газопроводов, в определении показателей надежности газораспределительных систем при различных соединениях газопроводов.

2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.4. Оформление отчетной документации
- 2.5. Защита практической работы

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Конкретизируя определение надёжности для газораспределительных систем, можно сказать, что надёжность – это способность обеспечивать круглогодичное непрерывное газоснабжение всех потребителей с давлением, определяемым конструкцией и типоразмером регуляторов давления, установленных у этих потребителей. Следовательно, в каждый момент

времени t количество газа, транспортируемого по газораспределительным сетям, должно быть равно сумме расходов газа:

$$Q_i = \sum_{i=1}^n Q_{it}, \quad (1)$$

где N – число потребителей, подключенных к газораспределительным сетям.

Годовое газопотребление:

$$Q_{\text{год}} = \sum_{t=0}^T Q_t, \quad (2)$$

где T – число принятых временных интервалов, обычно часов ($T = 8760$ ч), но в некоторых случаях дней, месяцев, кварталов или сезонов.

В течение года Q_t колеблется в широких пределах: от нуля до максимального значения, которое иногда оказывается больше расчётного, предусмотренного проектом.

Если по какой-либо причине потребители не обеспечиваются необходимым количеством газа, то это является отказом системы.

Разность требуемого и поставленного количества газа называется недоотпуском газа и является количественным критерием надёжности системы:

$$H_t = \frac{Q_t - \Delta Q_t}{Q_t}. \quad (3)$$

По данной формуле можно оценить надёжность газораспределительной системы, если рассматривать её в качестве чисто транспортной. Однако для потребителей безразлично, как распределится имеющееся в момент или интервал времени t количество газа в системе. Основной задачей системы является первоочередное, преимущественное и наиболее полное обеспечение газом потребителей, где его использование гарантирует наибольший социальный эффект. Такое обеспечение отражает качество функционирования системы, в том числе её надёжность

$$H_t = \frac{\sum_{i=1}^N (Q_i a_i - \Delta Q_i a_i) t}{\sum_{i=1}^N (Q_i a_i) t}, \quad (4)$$

где a_i – коэффициент приоритета i -го потребителя:

$$a_i = a'_i + a''_i. \quad (5)$$

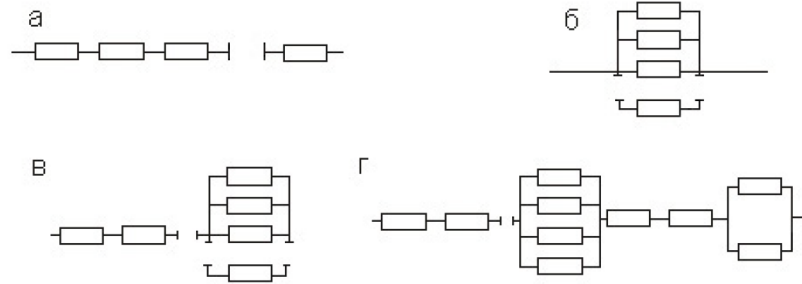
При тупиковом (последовательном) соединении элементов (рисунок, а):

$$H = 1 - \left[(1 - P_1) + (1 - P_2) \frac{q - q_1}{q} + (1 - P_3) \frac{q - q_1 - q_2}{q} + \dots \right], \quad (6)$$

где P_1, P_2, P_3 – надёжность 1-го, 2-го, 3-го и т. д. по ходу газа участков;

q – общий объём газа, проходящего через газопровод;

q_1, q_2 – путевые расходы газа в 1-м, 2-м и т. д. по ходу газа участках.



Схемы соединения элементов системы газоснабжения:

а) последовательное; б) параллельное; в), г) смешанное

При параллельном соединении (рисунок, б) с суммируемыми показателями эффективности отдельных элементов, если надежность и пропускная способность всех газопроводов одинаковы, т. е. если

$$\begin{aligned} H_1 = H_2 = H_3 = \dots = P; \\ q_1 = q_2 = q_3; \\ H = P. \end{aligned} \quad (7)$$

Если надёжность и пропускная способность газопроводов различны:

$$H = \sum P_i = \frac{q_1}{q_2}, \quad (8)$$

где q_i – путевые расходы газа в каждом газопроводе, входящем в соединение.

В случае смешанного (параллельно-последовательного) соединения (рисунок, в) сначала определяют надёжность последовательного соединения H_1 , затем – надёжность параллельного соединения H_2 .

Надёжность смешанного соединения:

$$H = H_1 H_2. \quad (9)$$

При этом обе части рассматриваемого соединения принимаются в качестве участков тупикового газопровода. Этот же принцип сохраняется для более сложных случаев, когда могут быть несколько параллельных и тупиковых звеньев, соединённых последовательно (рисунок, г).

Для закольцованной сети с ГРП, находящимся в центре нагрузки (в центре микрорайона, обслуживаемого газом от данного ГРП):

$$H = \frac{(96 - N + 0,5D_{\text{ср}})}{100} \quad (10)$$

или при расчетном перепаде давления 120 мм:

$$H = \frac{(96 - N + 0,09 \cdot q_{\text{уд}}^{0,37} N^{0,47} l^{0,58})}{100}, \quad (11)$$

где N – число участков, составляющих радиус действия ГРП;

$D_{\text{ср}}$ – средний диаметр газораспределительной сети, мм;

q – удельная нагрузка на газопроводах низкого давления, м³/ч на 1 м;

l – средняя длина участка газораспределительной сети, м.

4. РЕШЕНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ

Задача 1. Определить надежность тупикового газопровода, состоящего из трех участков с надежностью соответственно 0,99; 0,98; 0,975 и путевыми расходами 250; 300; 400 м³/ч.

Общий объём газа, проходящего через газопровод, равен:

$$250 + 300 + 400 = 950 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$H = 1 - (1 - 0,99) + (1 - 0,98) \cdot (950 - 250) / 950 + (1 - 0,975) \cdot (950 - 250 - 300) / 950 = 0,965.$$

Задача 2. Определить надежность параллельного соединения из трех газопроводов с теми же показателями, что и в предыдущей задаче. Сравнить надежность тупикового и параллельного соединения.

$$H = 0,99 \cdot (250/950) + 0,98 \cdot (300/650) + 0,975 \cdot (400/950) = 0,981.$$

Надёжность параллельного соединения газопроводов больше, чем тупикового на $0,981 - 0,965 = 0,016$, или на 1,6 %.

Задача 14. Определить надежность сети, если известно, что $q_{\text{уд}} = 0,1$ м³/ч на 1 м, $l = 200$ м, $N = 5$.

$$H = \frac{(96 - 5 + 0,09 \cdot 0,1^{0,37} 5^{0,47} 200^{0,58})}{100} = 0,93.$$

Чтобы определить, является ли надёжность систем газопроводов достаточной, её значение следует сравнить с уровнем, который принимается в качестве нормативного H_0 . Условием достаточной надёжности является $H \geq H_0$.

Величину H_0 принимают для сетей высокого и среднего давления в больших и средних городах 0,999, в малых городах и поселках – 0,95-0,99, для сетей низкого давления – 0,9-0,99.

5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бадагуев, Б. Т. Техническая эксплуатация газораспределительных систем / Б. Т. Бадагуев. – М.: Альфа-Пресс, 2013. – 432 с.
2. Вишневская, Н. С. Эксплуатация газораспределительных систем. Решение типовых задач [Текст]: метод. указания / Н. С. Вишневская, Е. В. Исупова. – Ухта: УГТУ, 2014. – 54 с.
3. Данилов, А. А. Автоматизированные газораспределительные станции: справ. / А. А. Данилов. – М.: Химиздат, 2006. – 544 с.: ил.
4. Данилов, А. А. Газораспределительные станции / А. А. Данилов, А. И. Петров. – СПб.: Недра, 1997. – 240 с.: ил.
5. Жила, В. А. Автоматика и телемеханика систем газоснабжения: учеб. / В. А. Жила. – М.: ИНФРА-М, 2007. – 238 с.
6. Ионин, А. А. Газоснабжение: учеб. / А. А. Ионин; под ред. А. А. Широковой. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭКОЛИТ, 2011. – 440 с.: ил.
7. Иссерлин, А. С. Газовые горелки / А. С. Иссерлин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1966. – 234 с.
8. Карякин, Е. А. Промышленное газовое оборудование: справ. / Е. А. Карякин. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Газовик, 2013. – 624 с.: ил.
9. Кязимов, К. Г. Эксплуатация и ремонт оборудования систем газораспределения: практ. пособие для слесаря газового хозяйства / К. Г. Кязимов, В. Е. Гусев. – М.: ЭНАС, 2012. – 288 с.: ил.
10. Свод правил. Газораспределительные системы. СП 62.13330.2011. Актуализированная редакция. СНиП 42-01-2002.