

## СОДЕРЖАНИЕ

Глоссарий .....	4
Практические занятия, их содержание и объём в часах.....	10
Практическое занятие №1 .....	11
Основные свойства газов.....	11
Продукты сгорания газа.....	14
Определение температуры горения газового топлива .....	15
Практическое занятие №2 .....	16
Определение количества тепла, необходимого для подогрева газа .....	16
Практическое занятие №3 .....	22
Пересчёт горелок при изменении характеристик газа .....	22
Определение пропускной способности регуляторов давления.....	26
Практическое занятие №4 .....	28
Организация технической эксплуатации .....	28
Практическое занятие №5 .....	30
Системы снабжения потребителей сжиженными углеводородными газами .....	30
Определение количества баллонов для газоснабжения коммунальных, промышленных и сельскохозяйственных объектов .....	35
Практическое занятие №6 .....	39
Элементы теории вероятностей для расчётов показателей надёжности.....	39
Надёжность технических систем.....	41
Практическое занятие №7 .....	46
Понятие надёжности функционирования газораспределительных систем .....	46
Определение надёжности газопроводов .....	47
Список используемой литературы .....	50
Приложения .....	51

## ГЛОССАРИЙ

**Безотказность** – свойство системы непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки.

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

**Вероятность произведения** двух независимых событий равна произведению вероятностей этих событий

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

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

**Внутренний газопровод** – газопровод, проложенный от наружной конструкции здания до места подключения расположенного внутри зданий газоиспользующего оборудования.

**Газовое оборудование** – технические изделия полной заводской готовности (компенсаторы, конденсатосборники, арматура трубопроводная запорная и т. д.), используемые в качестве составных элементов газопроводов.

**Газоиспользующее оборудование** – оборудование, использующее газ в качестве топлива.

**Газоопасные работы** – работы, связанные с осмотром, чисткой, ремонтом, разгерметизацией технологического оборудования, коммуникаций, в том числе работы внутри ёмкостей (аппаратов, сушильных барабанов и печей, реакторов, резервуаров, цистерн, коллекторов, тоннелей, колодцев, прямков и т. п.), при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону взрывопожароопасных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрыв, загорание, оказать вредное воздействие на организм человека, а также при недостаточном содержании кислорода (ниже 20% объёмных).

**Газораспределительная сеть** – система наружных газопроводов от источника до ввода газа потребителям, а также сооружения и технические устройства на них.

**Газораспределительная система** – имущественный производственный комплекс, состоящий из технологически, организационно и экономически вза-

имосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям.

**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.

**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.

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

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

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

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

**Долговечность** – свойство сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

**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.

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

**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.

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

**Износ** – снижение функциональных свойств из-за старения оборудования.

**Интенсивность отказов** – условная вероятность возникновения отказов, определяемая для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента отказ не возник.

**Источник газораспределения** – элемент системы газоснабжения (например, газораспределительная станция – ГРС), служащий для подачи газа в газораспределительную сеть.

**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.

**Коэффициент готовности** – вероятность того, что объект окажется работоспособным в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых использование его по назначению не предусматривается.

**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.

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

**Надёжность** – 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.

**Наружный газопровод** – подземный, наземный и (или) надземный газопровод, проложенный вне зданий до наружной конструкции здания.

**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.

**Неисправность** – другие нарушения в работе системы теплоснабжения, при которых не выполняется хотя бы одно из требований, определённых технологическим процессом.

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

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

**Опасная концентрация газа** – концентрация (объёмная доля газа) в воздухе, превышающая 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени.

**Ответственность за производственный контроль** несут руководитель организации и лица, на которых решением руководителя организации возложены такие обязанности.

**Отказ** – потеря работоспособности в теории надёжности.

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

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

**Охранная зона газопровода** – территория с особыми условиями использования, устанавливаемая вдоль трасс газопроводов и вокруг других объектов газораспределительной сети в целях обеспечения нормальных условий её эксплуатации и исключения возможности её повреждения.

**Плотность** – масса единицы объёма вещества.

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

**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, тяжёлые углеводороды, сажа.

**Произведением двух событий  $A$  и  $B$**  называют событие, состоящее в совместном выполнении  $A$  и  $B$ .

**Приработка** – повышенная аварийность в начале эксплуатации возникает из-за дефектов проекта, строительства, монтажа, отсутствия опыта эксплуатации.

**Ремонтопригодность** 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.

**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.

**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.

**Симметричные события** – это одинаково возможные взаимосвязанные события.

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

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

**Сохраняемость** – свойство объекта сохранять безотказность, долговечность и ремонтопригодность в течение и после хранения и (или) транспортирования.

**Средний ресурс** объекта представляет собой среднюю наработку от начала эксплуатации до наступления предельного состояния.

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

**Суммой событий** называют событие, состоящее в появлении каждого из событий или обоих событий вместе, в появлении хотя бы одного из них.

**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.

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

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

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

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

**Условная пропускная способность  $K_v$**  – величина, равная расходу воды плотностью 1 г/см<sup>3</sup> (1 000 кг/м<sup>3</sup>) в кубических метрах в час через регулятор при номинальном (полном) ходе клапана и перепаде давления 0,1 МПа (1 кг/см<sup>2</sup>).

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

**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.

## ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ, ИХ СОДЕРЖАНИЕ И ОБЪЁМ В ЧАСАХ

Номер темы	Наименование практических занятий	Основное содержание практи- ческих занятий	Количество часов	
			Очное	Заоч- ное
1	2	3	4	5
1	Горючие газы и их свойства	Основные свойства газов. Продукты сгорания газа. Определение температуры го- рения газового топлива.	2	1
2	Газораспределительные станции	Определение количества теп- ла, необходимого для подо- грева газа.	2	
3	Потребление газа	Пересчёт горелок при измене- нии характеристик газа. Определение пропускной спо- собности регулирующих кла- панов.	2	
4	Техническая эксплуатация газораспределительных систем	Правила составления локаль- ных документов (актов, про- токолов, журналов), заполня- емых в ходе технического об- служивания и ремонта систем газоснабжения.	2	1
5	Установки сжиженного газа	Системы снабжения потреби- телей сжиженными углеводо- родными газами. Определение количества баллонов для газо- снабжения коммунальных, промышленных и сельскохо- зяйственных объектов.	2	
6	Повышение надёжности функционирования газорас- пределительных систем	Элементы теории вероятно- стей для расчётов показателей надёжности. Надёжность технических си- стем.	2	2
7		Понятие надёжности функци- онирования газораспрели- тельных систем. Определение надёжности газопроводов.	2	
Итого			14	4



## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1

### Основные свойства газов

**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 газовой 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.

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
Оксид углерода	12,5	75
Водород	4	75

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  $L$  – нижний (или верхний) 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 объёму газа в смеси.

**Задача №1. 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 к 100%-ному объёму.

Состав горючей части без балластных примесей:

$$H_2 = \frac{40}{70} \cdot 100 = 57,2\%; CO = \frac{10}{70} \cdot 100 = 14,3\%; CH_4 = \frac{20}{70} \cdot 100 = 28,5\%;$$

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

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

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

$$L_n^{z+b} = 6,1\%;$$

$$L_B^{z+b} = 45,5\%.$$

**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 объёма 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  $1^\circ\text{C}$ ;

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

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

**Задача №2.** Баллон объёмом 50 л заполнен 48 л пропан-бутановой смесью при температуре  $0^\circ\text{C}$ . Что произойдёт при нагревании баллона до  $40^\circ\text{C}$ ? Коэффициент объёмного расширения принять равным 0,003% на  $1^\circ\text{C}$ .

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.

Преимущества СПГ:

- В баллонах одинаковой ёмкости СПГ помещается примерно в 2 раза больше, чем сжатого;
- СПГ при сгорании выделяет теплоты в 3 раза больше, чем такой же объём 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 газа

**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, тяжёлые 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  $CO_{2max}$**  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 $CO_{2max}$ в продуктах сгорания, %	Газ	Максимальное содержание $CO_{2max}$ 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  $\alpha$ :

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

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

Подсчёт объёма продуктов горения можно легко проверить определением величины  $P$ , равной низшей теплотворной способности газа, делённой на объём сухих продуктов горения:

$$P = \frac{Q_n}{(V_{CO_2} + V_{n_2})}, \quad (4)$$

где  $Q_n$  – низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>;

$V_{CO_2}, V_{N_2}, V_{CO_2}$  и  $V_{N_2}$  – объём диоксида углерода и азота, полученный при сжигании 1 м<sup>3</sup> газа, м<sup>3</sup>.

Величина  $P$  должна быть приблизительно равна 4 200 кДж/м<sup>3</sup>.

**Задача №3. Продукты горения 1 м<sup>3</sup> метана CH<sub>4</sub> представляют собой 1 м<sup>3</sup> диоксида углерода и 7,52 м<sup>3</sup>. Проверить правильность определения количества продуктов сгорания.**

Таблица 3 – Характеристики некоторых газов

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

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

### Определение температуры горения газового топлива

**Диссоциация** – распад сложных молекул на составляющие их более простые молекулы. Степень диссоциации характеризует степень незавершённости 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:

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

где  $Q_n$  – низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>;

$V$  – объём продуктов сгорания, м<sup>3</sup>;

$C$  – средняя объёмная теплоёмкость продуктов сгорания при постоянном давлении в интервале температур от 0°C до теоретической температуры горения, равная 1,67 кДж/(м<sup>3</sup>·°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.

**Задача №4. Определить максимальную температуру горения метана.**

$$t_{\max} = \frac{35830}{10,52 \cdot 1,67} = 2036^\circ\text{C}.$$

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2

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

Подогреватели газа подключаются к системе водяного отопления ГРС с естественной циркуляцией. Нагревание воды производится в котлах, работаю-

щих 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.

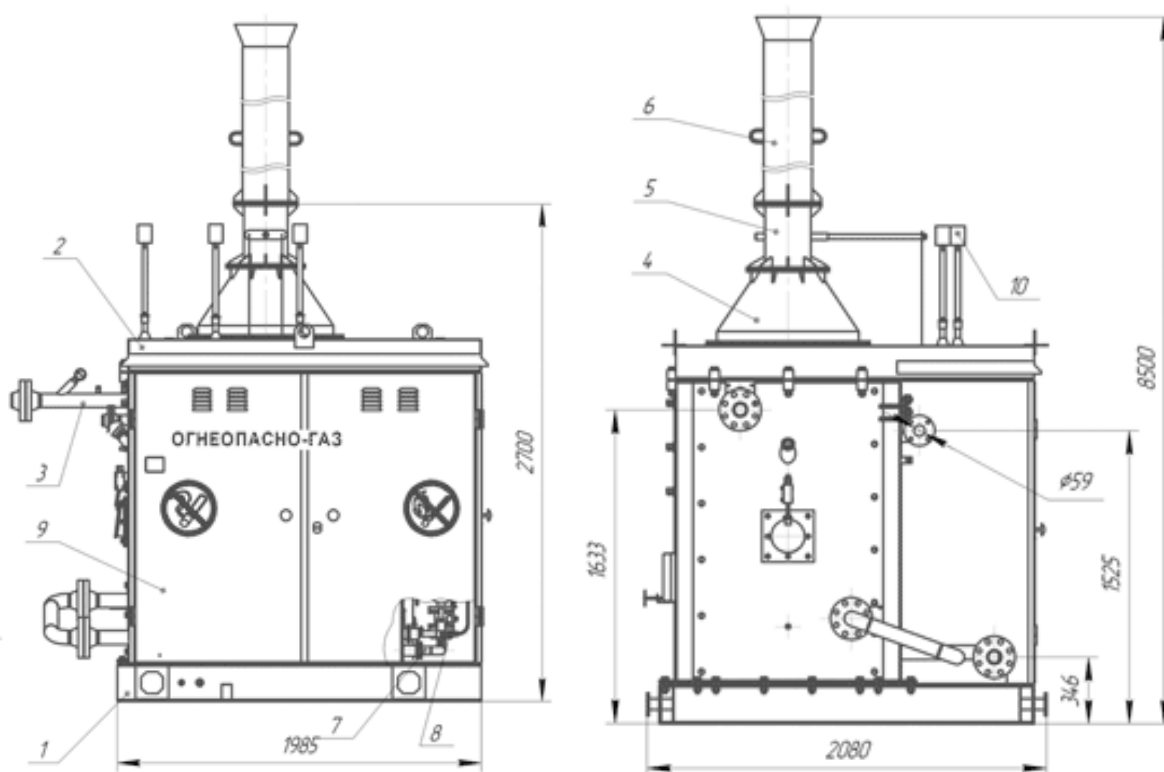


Рисунок 1. Подогреватель газа автоматический ГПМ-ПГА-100

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.

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. м<sup>3</sup>/ч могут использоваться для подогрева газа теплообменники «труба в трубе» с поверхностью нагрева 1,5 м<sup>2</sup>. 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:

$$Q = C \cdot \rho \cdot B \cdot \Delta t, \quad (6)$$

где  $C$  – удельная теплоёмкость газа ( $C = 2,092$  Дж/(кг·°C));

$\rho$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;

$B$  – расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$\Delta t$  – необходимое приращение температуры при подогреве газа, °C.

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/(м<sup>2</sup>·ч·°C));

$\Delta t_{cp}$  – средняя логарифмическая разность температур

$$\Delta t_{cp} = \frac{t_g - t_n}{2,3 \lg \frac{t_g}{t_n}}, \quad (8)$$

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

$t_n$  – низшая разность температур, равная разности температуры воды на выходе из теплообменника и температуры газа на входе в теплообменник, °C.

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 под-



вергается 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 рисунке 2.

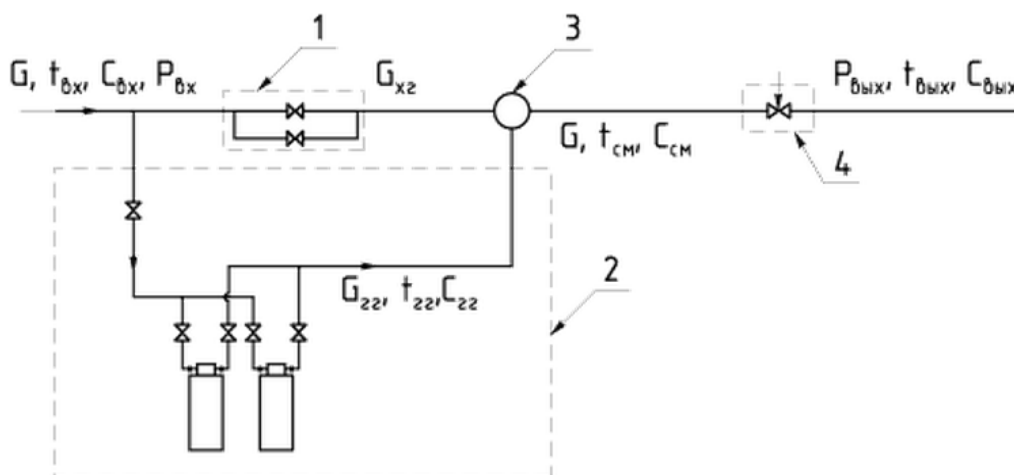


Рисунок 2. Принципиальная схема технологии смешения:

1 – узел переключения; 2 – узел подогрева газа; 3 – смеситель; 4 – узел редуцирования;  $G_{гг}$  – расход горячего газа, подаваемого на смешение, м<sup>3</sup>/ч;  $G_{х2}$  – расход холодного газа, подаваемого на смешение, м<sup>3</sup>/ч;  $G$  – расход газа на входе в ГРС, КС, м<sup>3</sup>/ч;  $C_{гг}$ ,  $C_{вх}$  – теплоёмкости горячего, холодного газа, ккал/(м<sup>3</sup> °С);  $C_{см}$  – теплоёмкость смеси горячего с холодным газом, ккал/(м<sup>3</sup> °С);  $C_{вых}$  – теплоёмкость газа на выходе из узла редуцирования, ккал/(м<sup>3</sup> °С);  $t_{гг}$  – температура горячего газа, °С;  $t_{вх}$  – температура газа на входе в ГРС, °С;  $t_{см}$  – температура смеси горячего с холодным газом, °С;  $P_{вх}$  – давление газа на входе в узел редуцирования МПа;  $P_{вых}$  – 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°С. Снижение температуры газа при

понижении давления от  $P_{\text{вх}}$  до  $P_{\text{вых}}$  (перепад давлений выбирается максимальным) определяем по формуле:

$$\Delta t_{\text{ред}} = (P_{\text{вх}} - P_{\text{вых}}) \cdot 5, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (9)$$

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

$P_{\text{вых}}$  – 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  $\Delta t$ , в дальнейших расчётах принимаем:

$$t_{\text{вых}} = t_{\text{вх}} + \Delta t, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (10)$$

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

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

Температуру газа на входе в узел редуцирования определяем по формуле:

$$t_{\text{см}} = t_{\text{вых}} + \Delta t_{\text{ред}}, \quad (11)$$

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

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

$$G_{\text{гг}} \cdot t_{\text{гг}} \cdot C_{\text{гг}} + G_{\text{хг}} \cdot t_{\text{вх}} \cdot C_{\text{вх}} = G \cdot t_{\text{см}} \cdot C_{\text{см}}, \quad (12)$$

где  $G_{\text{гг}}$  – расход горячего газа, подаваемого на смешение, м<sup>3</sup>/ч;

$G_{\text{хг}}$  – расход холодного газа, подаваемого на смешение, м<sup>3</sup>/ч;

$G$  – расход газа на входе в ГРС; м<sup>3</sup>/ч;

$C_{\text{гг}}, C_{\text{вх}}$  – теплоёмкости горячего, холодного газа, ккал/(м<sup>3</sup>·°C);

$C_{\text{см}}$  – теплоёмкость смеси горячего с холодным газом, ккал/(м<sup>3</sup>·°C);

$t_{\text{гг}}$  – температура горячего газа, °C;

$t_{\text{см}}$  – температура газа на входе в ГРС, °C;

$t_{\text{см}}$  – температура смеси горячего с холодным газом, °C.

Учитывая, что  $G_{\text{хг}} = G - G_{\text{гг}}$ , м<sup>3</sup>/ч, а также упрощая уравнение, получаем:

$$G_{\text{вх}} = G \cdot (t_{\text{см}} \cdot C_{\text{см}} - t_{\text{вх}} \cdot C_{\text{вх}}) / (t_{\text{вх}} \cdot C_{\text{гг}} - t_{\text{вх}} \cdot C_{\text{вх}}). \quad (13)$$

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:

$$t_{\text{гг}} = t_{\text{хг}} + \Delta t_{\text{под}} \cdot K, \quad (14)$$

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

$$n = G_{\text{ГГ}} / G_{\text{под}} \cdot K_1, \quad (15)$$

где  $n$  – количество подогревателей;

$G_{\text{под}}$  – производительность подогревателя, м<sup>3</sup>/ч (принимается из табл. 1);

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

- при использовании подогревателей газа различного типа:

$$n_1 = G_{\text{ГГ}} / (G_{\text{под.1}} + G_{\text{под.2}}) \cdot K_1, \quad (16)$$

где  $n_1$  – количество подогревателей разного типа;

$G_{\text{под.1}}$  – производительность подогревателя одного типа, м<sup>3</sup>/ч, (принимается из табл. 1);

$G_{\text{под.2}}$  – производительность подогревателя другого типа, м<sup>3</sup>/ч (принимается из табл. 1).

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

$$Q_{\text{п}} = G_{\text{ГГ}} \cdot (C_{\text{ГГ}} \cdot t_{\text{ГГ}} - C_{\text{вх}} \cdot t_{\text{вх}}). \quad (17)$$

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

#### **Задача №4. Пример подбора типа и количества подогревателей газа с использованием схемы смешения.**

##### **1. Исходные данные.**

Расход газа  $G = 100\,000$  м<sup>3</sup>/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  $t_{\text{вых}} = 0^{\circ}\text{C}$

##### **2. 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

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

3. Определение количества газа, направляемого на подогрев.

По таблице 2 (прил. 1) определяем теплоёмкость газа при различных температурах

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

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

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

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

4. Выбор типа и количества подогревателей газа.

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

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

$$n = G_{\text{гг}} / G_{\text{под}} \cdot K_1 = 63\,100 / 30\,000 \cdot 0,9 = 2 \text{ шт.}$$

Выбираем два подогревателя типа ГПМ-ПТПГ-30М.

5. Определение полезной тепловой мощности выбранных подогревателей газа.

Полезная тепловая мощность подогревателей газа

$$Q_{\text{п}} = G_{\text{гг}} \cdot (C_{\text{гг}} \cdot t_{\text{гг}} - C_{\text{вх}} \cdot t_{\text{вх}}) = 63\,100 \cdot (41 \cdot 0,414 - (-8) \cdot 0,461) \cdot 1,304 \times 10^6 \text{ ккал}/\text{ч} = 1,304 \text{ Гкал}/\text{ч}$$

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

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3

### Пересчёт горелок при изменении характеристик газа

При эксплуатации бывает необходима реконструкция 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 ( $\alpha_{\text{г}} < 1,0$ ).

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

$$d_1 = d \sqrt{\frac{Q_n}{Q'_n} \cdot \frac{p \gamma'_z}{p_1 \gamma_z}}, \text{ мм}, \quad (18)$$

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

$Q_n$  и  $Q'_n$  – расчётная и действительная теплота сгорания газа, ккал/м<sup>3</sup>;

$\gamma_z$  и  $\gamma'_z$  – расчётный и действительный удельный вес, кг/м<sup>3</sup>;

$p$  – расчётное 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:

$$p_1 = p \frac{\gamma'_z}{\gamma_z} \left( \frac{Q_n}{Q'_n} \right)^2, \text{ мм вод. ст.} \quad (19)$$

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

**Задача №5. Инжекционная горелка рассчитана для сжигания природного газа с теплотой сгорания  $Q_n = 8\,500$  ккал/м<sup>3</sup> и удельным весом  $\gamma_z = 0,75$  кг/м<sup>3</sup> 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  $Q'_n = 22\,000$  ккал/м<sup>3</sup> и удельным весом  $\gamma'_z = 2,0$  кг/м<sup>3</sup> при номинальном давлении  $p_1 = 300$  мм вод. ст.**

В соответствии с приведённой выше формулой имеем

$$d_1 = 3,2 \sqrt{\frac{8\,500}{22\,000} \cdot \frac{130 \cdot 2,0}{300 \cdot 0,73}} = 2,1 \text{ мм.}$$

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

$$p_1 = 130 \frac{2,0}{0,73} \left( \frac{8\,500}{22\,000} \right)^2 = 53 \text{ мм вод. ст.}$$

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  $n = \sqrt{\frac{20}{300}} = 1:4$ , то на новом давлении он составит  $n = \sqrt{\frac{20}{53}} = 1:1,6$ , т. е. совершенно неприемлемую величину.

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

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:

$$d_1 = d \sqrt{\frac{(1 + V_0 \alpha) \cdot (1 + V_0 \alpha \frac{\gamma_g}{\gamma_z})}{(1 + V_0 \alpha_1) \cdot (1 + V_0 \alpha_1 \frac{\gamma_g}{\gamma_z})}}, \text{ мм}, \quad (20)$$

где  $V_0$  – теоретическое количество воздуха, необходимое для горения,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$\gamma_g$  – удельный вес инжектируемого воздуха,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\alpha$  и  $\alpha_1$  – коэффициенты избытка воздуха на выходе из горелки.

Давление газа, которое необходимо поддерживать при изменении диаметра сопла

$$p_1 = p \frac{\gamma_z'}{\gamma_z} \left( \frac{Q_n}{Q_n'} \right)^2 \left( \frac{d}{d_1} \right)^4, \text{ мм вод. ст.} \quad (21)$$

**Задача №6. Инжекционная горелка среднего давления с диаметром сопла 6,4 мм работает на природном газе с теплотой сгорания 8 500 ккал/м<sup>3</sup> и удельным весом 0,73 кг/м<sup>3</sup>. Номинальное давление газа 5 000 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 её на смешанном газе (смесь природного и коксового) с теплотой сгорания  $Q_n' = 6\,415 \text{ ккал}/\text{м}^3$  и удельным весом  $\gamma_z' = 0,59 \text{ кг}/\text{м}^3$ , чтобы тепловая нагрузка и коэффициент избытка воздуха остались без изменений. Величина  $V_0$  для смешанного газа составляет 7,2 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.**

Находим диаметр газового сопла

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

Новое номинальное давление газа:

$$p_1 = 5\,000 \frac{0,59}{0,73} \left( \frac{8\,350}{6\,415} \right)^2 \left( \frac{6,4}{7,6} \right)^4 = 3\,450 \text{ мм вод. ст.}$$

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

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.

Расчёт новой площади газовыпускных отверстий ведётся по формуле:

$$F_1 = F \frac{Q_n}{Q_n}, \text{ м}^2. \quad (22)$$

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

давление газа –

$$p_1 = p \frac{\gamma'_z \left( \frac{Q_n}{Q_n} \right)^2}{\gamma_z}, \text{ мм вод. ст.}; \quad (23)$$

давление воздуха –

$$H_1 = H \left( \frac{Q_n \cdot n_1}{Q_n \cdot n} \right)^2, \text{ мм вод. ст.}, \quad (24)$$

где  $H$  – расчётное 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.

**Задача №7.** Горелка с принудительной подачей воздуха рассчитана на сжигание газа с  $Q_n = 8\,500$  ккал/м<sup>3</sup> и  $\gamma_z = 0,75$  кг/м<sup>3</sup>. Расчётное давление газа  $p = 130$  мм вод. ст., а воздуха  $H = 60$  мм вод. ст. Необходимо пересчитать эту горелку для работы на попутном газе с  $Q_n = 12\,650$  ккал/м<sup>3</sup> и удельным весом  $\gamma'_r = 1,2$  кг/м<sup>3</sup>. В горелке для выхода газа имеется 42 сопловых отверстия диаметром 2,1 мм каждое. Кратность подачи воздуха при сжигании газа рас-

**чётной теплоты сгорания – 9,5, кратность подачи воздуха при сжигании попутного газа – 14.**

Площадь сопловых отверстий

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

Новая площадь газовыпускных отверстий

$$F_1 = 145 \cdot 10^{-6} \frac{8\,500}{12\,650} = 97,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

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 расчётной тепловой нагрузки горелки давление газа и воздуха должно быть изменено соответственно:

$$p_1 = 130 \frac{1,2}{0,75} \left( \frac{8\,500}{12\,650} \right)^2 = 94 \text{ мм вод. ст.};$$

$$H_1 = 60 \left( \frac{8\,500 \cdot 14}{12\,650 \cdot 9,5} \right)^2 = 59,5 \text{ мм вод. ст.}$$

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.

### **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  $1 \text{ г/см}^3$  ( $1000 \text{ кг/м}^3$ ) в кубических метрах в час через регулятор при номинальном (полном) ходе клапана и перепаде давления  $0,1 \text{ МПа}$  ( $1 \text{ кг/см}^2$ ).

**Относительная протечка** – отношение максимального значения протечки воды через затвор регулирующего органа при перепаде давления на  $0,1 \text{ МПа}$  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 типового 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  $\Delta p \leq \frac{p_2}{2}$  используется формула:

$$K_v = \frac{Q_N}{514} \cdot \sqrt{\frac{\rho_N (t_1 + 273)}{\Delta p \cdot p_2}}. \quad (25)$$

При  $\Delta p \geq \frac{p_1}{2}$  используется формула:

$$K_v = \frac{Q_N}{257 \cdot p_1} \cdot \sqrt{\rho_N (t_1 + 273)}, \quad (26)$$

где  $Q_N$  – нормальный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$\rho_N$  – нормальная плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;

$p_1$  – входное давление, МПа абс.;

$p_2$  – выходное давление, МПа абс.

$\Delta p$  – 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:

$$K_{vy} \geq 1,2 K_v. \quad (27)$$

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4

### Организация технической эксплуатации

При технической эксплуатации газораспределительных систем следует выполнять требования «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления ПБ 12-529-03», «Правил безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы ПБ 12-609-03», «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением ПБ 03-576-03» и др.

При технической эксплуатации объектов газораспределительных систем выполняются следующие виды работ:

- технический надзор за строительством;

- подключение (врезка) к действующим газопроводам законченных строительством газопроводов и газифицированных объектов при вводе их в эксплуатацию;

- пусконаладочные работы;
- техническое обслуживание;
- ремонты (текущий и капитальный);
- реконструкция подземных газопроводов;
- аварийное обслуживание;
- аварийно-восстановительные работы;
- включение и отключение газоиспользующего оборудования, работающего сезонно;

- отключение и демонтаж недействующих газопроводов и газоиспользующего оборудования;

- техническое диагностирование;
- ведение эксплуатационной технической документации.

Эксплуатационные организации должны иметь оборудование, приборную технику, автотранспортные средства и механизмы, достаточные для выполнения работ по технической эксплуатации газораспределительных систем.

Состав работ по технической эксплуатации, сроки, методы и приёмы их выполнения должны соответствовать требованиям ПБ 12-529-03, 12-609-03.

Организация газоопасных и огневых работ осуществляется в порядке, установленном ПБ 12-529-03.

Производственные инструкции разрабатываются в соответствии с требованиями ПБ 12-529-03, 12-609-03, документации заводов-изготовителей оборудования, типовых инструкций и положений, утверждённых в установленном порядке.

Производственный контроль в эксплуатационной организации осуществляется на основании положения, разработанного в соответствии с требованиями ПБ 12-529-03 с учётом профиля выполняемых работ.

Приказом по предприятию из числа руководящих работников и ИТР должны быть назначены ответственные лица за безопасную эксплуатацию газового хозяйства. На отдельных производственных объектах, цехах и участках также должны быть назначены ответственные лица за безопасную эксплуатацию газового хозяйства.

Акты приёмки объектов в эксплуатацию и прилагаемую к ним исполнительную документацию на проектирование и строительство следует хранить в архиве эксплуатационной организации в течение всего срока эксплуатации обь-

ектов. Эксплуатационная организация составляет и ведёт эксплуатационную документацию по видам выполняемых при технической эксплуатации работ, показателям производственной деятельности, поверке средств измерений.

Виды и формы эксплуатационной документации устанавливаются действующими нормативно-техническими документами.

Объём составляемой эксплуатационной документации должен соответствовать указанному в нормативно-технических документах, а при отсутствии таких указаний определяется эксплуатационной организацией.

При утрате исполнительной документации восстановление сведений об объекте производится визуальным осмотром и замерами, на основании показаний приборов, результатов технического обследования, шурфовых осмотров, контрольной опрессовки и др.

## **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5**

### **Системы снабжения потребителей сжиженными углеводородными газами**

**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 лёгких 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 га-

зов, 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.

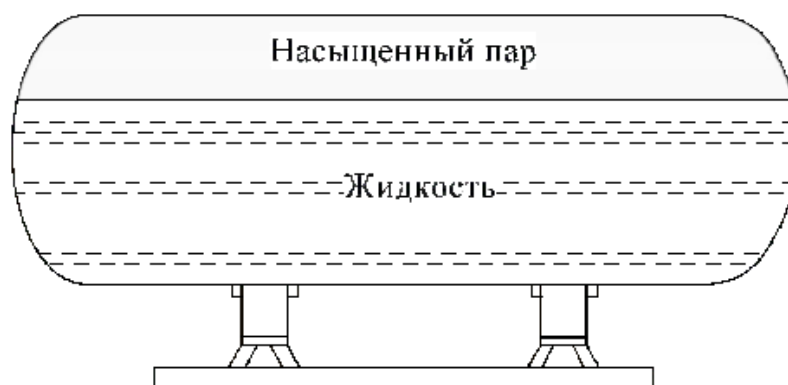
Производство, как сжиженного газа, так и ШФЛУ осуществляется за счёт следующих трёх основных источников: – предприятия нефтедобычи – получение СУГ и ШФЛУ происходит во время добычи сырой нефти при переработке попутного (связанного) газа и стабилизации сырой нефти; – предприятия газодобычи – получение 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 определённая гомогенная часть системы, имеющая чёткую 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 объёма 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. Причём 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. 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 резер-

вуара 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.

**Задача №8. 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  $M_{\text{п}} = 13,6 \cdot 0,1 \cdot V/1\,000 \text{ кг}$ . Общее количество пропана в баллоне составит  $M = (0,514 \cdot 0,9 + 1,36/1\,000)V = (0,465 + 0,0014)V = 0,466 V \text{ кг}$ . 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  $39^{\circ}\text{C}$ , 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 №9. Баллон с пропаном установлен в помещении, в котором температура воздуха  $18^{\circ}\text{C}$ . Вместимость баллона 50 л ( $d = 300 \text{ мм}$ ,  $H = 826 \text{ мм}$ ).**

**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 Вт/(м<sup>2</sup>·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  $Q_{\text{пл}} = 9,3$  кВт и теплоты сгорания пропана  $Q_{\text{н}} = 46\,400$  кДж/кг:

$$M_{\text{пр}} = Q_{\text{пл}} / Q_{\text{н}} = 9,3 / 46\,400 = 2,01 \cdot 10^{-4} \text{ кг/с} = 0,72 \text{ кг/ч.}$$

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

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

где  $r$  – скрытая теплота испарения, кДж/кг;

$k$  – коэффициент теплопередачи от окружающей среды к жидкому пропану, Вт/(м<sup>2</sup> · К);

$F$  – поверхность нагрева (в данном случае смоченная поверхность, м<sup>2</sup>). 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 табл. 3  $r = 369$  кДж/кг. Поверхность нагрева определяем с некоторым приближением, как сумму боковой поверхности и днища, т. е.



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

Определяем  $t_{\text{НАС}}$  :

$$t_{\text{НАС}} = t_{\text{ОС}} - M_{\text{ПР}} \cdot r / (k F) = 18 - (2,01 \cdot 10^{-4} \cdot 369 \cdot 103 / (9,3 \cdot 0,638)) = 5,6^{\circ}\text{C}.$$

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:

$$Q = k \cdot F \cdot (t_{\text{ОС}} - t_{\text{НАС}}) = 9,3 \cdot 0,638 \cdot 12,4 = 73,6 \text{ Вт}.$$

### **Определение количества баллонов для газоснабжения коммунальных, промышленных и сельскохозяйственных объектов**

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 10 000 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 резиноканевых шлангов.

Групповые установки применяются для газоснабжения отдельных более крупных потребителей (отдельного жилого дома, небольшого предприятия и т. д.) до сооружения резервуарной установки. Суммарная ёмкость группы баллонов для жилых, общественных зданий и коммунально-бытовых потребителей не должна превышать 600 л при размещении баллонной установки у стен зданий и 1 000 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:

$$N = \frac{q n k_0}{Q_p^{\text{HV}}}, \quad (28)$$

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;

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>;

$V$  – расчётная производительность одного баллона, м<sup>3</sup>/ч.

Таблица 4 – 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 расчётную, 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 отдельной 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 м<sup>3</sup>, а при подземном – не более 50 м<sup>3</sup>. Максимальный объём одного резервуара при объёме установки до 20 м<sup>3</sup>–5 м<sup>3</sup>, при объёме установки 21–50 м<sup>3</sup> – не более 10 м<sup>3</sup>.

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

$$V = \frac{q_{\text{год}} n k_c}{Q_{\text{H}}^{\text{p}} 8760}, \quad (29)$$

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  $k_c = 2,0$ );

$Q_{\text{H}}^{\text{p}}$  – теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>.

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

Количество резервуаров в установке определяется:

$$N = \frac{\Sigma V}{v}, \quad (30)$$

где  $V$  – производительность одного резервуара.

**Задача №8. Определить число баллонов ёмкостью 50 л в баллонной установке, предназначенной для газоснабжения восьми квартирного жилого дома. В кухнях всех квартир установлены 4-х конфорочные газовые плиты. Объёмный состав газа:  $C_3H_8$  – 75%,  $C_4H_{10}$  – 25%.**

Решение:

1.  $Q_H^p$  сгорания смеси (без учёта 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:

$$N = \frac{qnk_0}{Q_H^p v} = \frac{8 \cdot 1000 \cdot 0,27}{23780 \cdot 0,2} = 4,6 \approx 5 \text{ шт. С учётом резервных} = 10 \text{ шт.}$$

**Задача №9. Определить число подземных резервуаров объёмом  $5 \text{ м}^3$  в групповой установке, предназначенной для газоснабжения 4-х жилых домов с числом жителей 500 человек и домово́й 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:

$$V_{\text{кв}} = \frac{n \cdot K \cdot q}{Q_H^p \cdot 365 \cdot 24} = \frac{500 \cdot 2 \cdot 8000}{98 \cdot 365 \cdot 24} = 9,43 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

3. Расход газа на резервуары:

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

Принимаем давление в резервуаре 0,05 МПа, остаточное содержание  $C_3H_8 = 60\%$ , температура грунта на уровне оси резервуара  $0^\circ\text{C}$ , коэффициент

теплопроводности грунта 2,56 Вт/(м К). Остаточный уровень сжиженного газа в ёмкости – 35%. По монограмме находим производительность одного резервуара, равную 3,0 м<sup>3</sup>/ч.

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

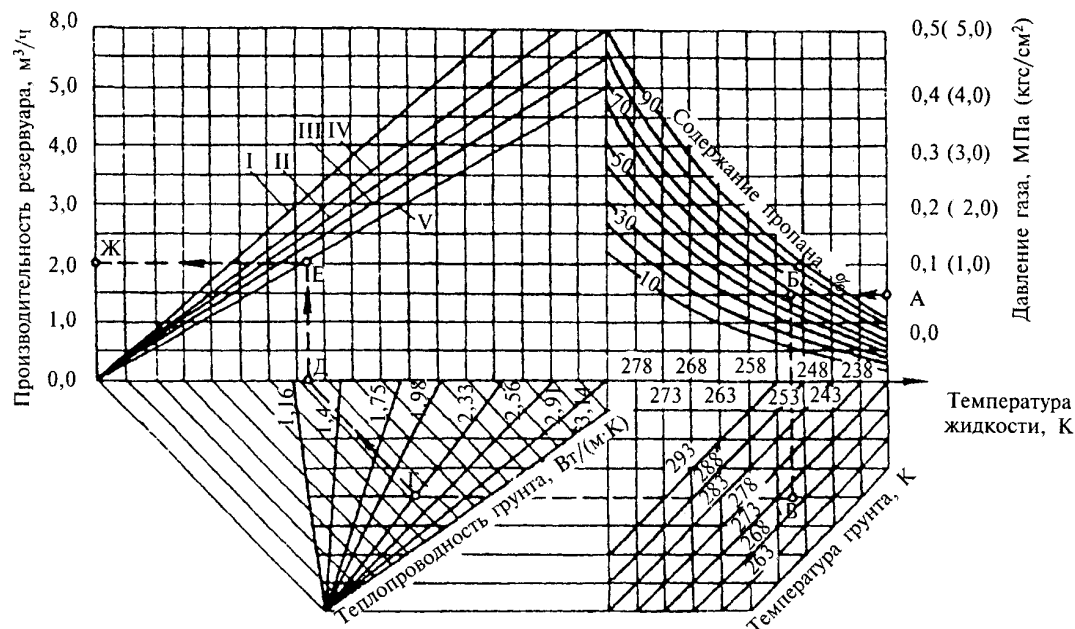


Рисунок 3. Номограмма для определения производительности резервуара сжиженного газа вместимостью 2,5 и 5 м<sup>3</sup> (подземного): *I* – резервуар 5 м<sup>3</sup>, заполнение 85%; *II* – резервуар 5 м<sup>3</sup>, заполнение 50%; *III* – резервуар 5 м<sup>3</sup>, заполнение 35% и резервуар 2,5 м<sup>3</sup>, заполнение 50%; *IV* – резервуар 2,5 м<sup>3</sup>, заполнение 85%; *V* – резервуар 2,5 м<sup>3</sup>, заполнение 35%.

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6

### Элементы теории вероятностей для расчётов показателей надёжности

**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:

$$P(A) = m / n. \quad (31)$$

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

$$P(A) + P(B) = P(A + B). \quad (32)$$

В общем случае

$$P(A + B) = P(A) + P(B) + P(A/B), \quad (33)$$

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

$$P(A/B) = P(A), \quad (34)$$

а условие зависимости неравенством

$$P(A/B) \neq P(A). \quad (35)$$

**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:

$$P(AB) = P(A) \cdot P(B/A). \quad (36)$$

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

$$\begin{aligned} P(A) &= P(A/B); \\ P(B) &= P(B/A). \end{aligned} \quad (37)$$

**Вероятность произведения** двух независимых событий равна произведению вероятностей этих событий:

$$P(AB) = P(A) \cdot P(B). \quad (38)$$

**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:

$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(C_i) \cdot P(A / C_i). \quad (39)$$

**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

$$m_x = M[x] = \sum_i^n x_i p_i. \quad (40)$$

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

### **Надёжность технических систем**

**Надёжность** – 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 невосстанавливаемых объектов безотказность определяется как вероятность того, что время работы объекта до отказа  $t_0$  будет не меньше заданного времени  $t$ :

$$P_0(t) = P(t_0 \geq t). \quad (41)$$

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 остаётся:

$$N(t) \leq N_0. \quad (42)$$

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

$$P_0(t) = N(t)/N_0. \quad (43)$$

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

$$Q(t) = 1 - P_0(t). \quad (44)$$



В практических расчётах 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

$$\lambda(t) = 1 / P_0(t) \cdot dQ(t) / dt \cdot a. \quad (45)$$

Статистическая оценка находится как

$$\lambda(t) = [N(t)N(t + \Delta t)] / N(t) \cdot \Delta t, \quad (46)$$

где  $N$  – количество объектов в работе.

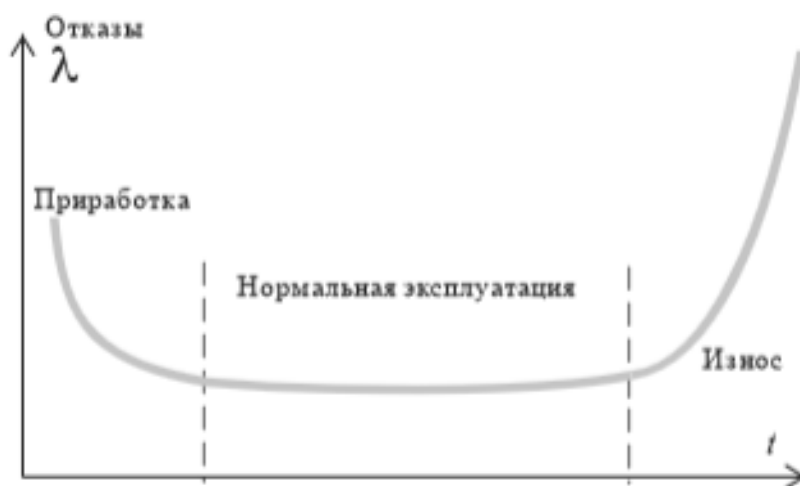


Рисунок 4. Изменение во времени интенсивности отказов для известного объекта

**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.

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:

$$T_{cp} = \Sigma T_{экс} + \Sigma T_{вос}. \quad (47)$$

**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  $t_b$  складывается из:

- времени обнаружения повреждения;
- времени устранения неисправности.

Они зависят от ряда случайных факторов и оцениваются:

- вероятностью восстановления за заданное время  $t$ :

$$G_a(t) = P(t_b < t_k); \quad (48)$$

- интенсивностью восстановления

$$\mu(t) = [1/1 \cdot G_a(t)] \cdot dG_a(t)/dt. \quad (49)$$

#### **Комплексные показатели надёжности:**

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.

**Задача №10.** 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 1 233 ч. Определить среднюю наработку на отказ  $t_{cp}$ .

Решение:

Наработка за указанный период составила

$$\Delta t = t_1 - t_2 = 1\,233 - 258 = 975 \text{ ч.}$$

Наработка на отказ по статистическим данным определяется по формуле

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

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

$$t_{cp} = \frac{975}{15} = 65 \text{ ч.}$$

**Задача №11.** Производилось наблюдение за работой трёх однотипных объектов. За период наблюдения было зафиксировано по первому объекту 6 отказов, по второму – 11 отказов, третьему – 8 отказов. Нарботка первого объекта  $t_1 = 6\,181 \text{ ч}$ , второго  $t_2 = 329 \text{ ч}$ , третьего  $t_3 = 245 \text{ ч}$ . Определить наработку объектов на отказ.

Решение:

*1-й вариант решения:*

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

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

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

*2-й вариант решения:*

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

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

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

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.

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №7

### Понятие надёжности функционирования газораспределительных систем

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:

$$Q_i = \sum_{i=1}^N Q_{it}, \quad (50)$$

где  $N$  – число потребителей, подключённых к газораспределительным сетям.

Годовое газопотребление

$$Q_{год} = \sum_{t=0}^T Q_t, \quad (51)$$

где  $T$  – число принятых временных интервалов, обычно часов ( $T = 8\,760$  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:

$$H_t = \frac{Q_t - \Delta Q_t}{Q_t}. \quad (52)$$

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

$$H_t = \frac{\sum_{i=1}^N (Q_i \alpha_i - \Delta Q_i \alpha_i) t}{\sum_{i=1}^N (Q_i \alpha_i) t}, \quad (53)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент приоритета  $i$ -го потребителя:

$$\alpha_i = \alpha_i' + \alpha_i'' \quad (54)$$

### Определение надёжности газопроводов

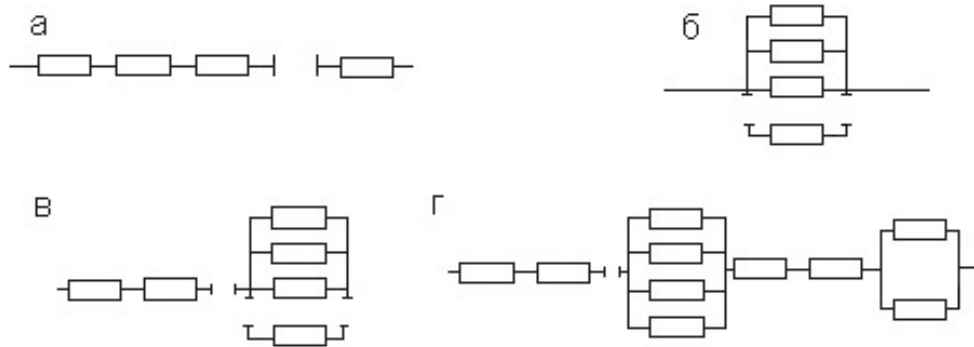


Рисунок 5. Схемы соединения элементов системы газоснабжения:

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

При тупиковом (последовательном) соединении элементов (рис. 5, а)

$$H = 1 - \left[ (1 - P_1) + (1 - P_2) \frac{q - q_1}{q} + (1 - P_3) \frac{q - q_1 - q_2}{q} + \dots \right], \quad (55)$$

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.

При параллельном соединении (рис. 5, б) с суммируемыми показателями эффективности отдельных элементов, если надёжность и пропускная способность всех газопроводов одинаковы, т. е. если

$$\begin{aligned} H_1 = H_2 = H_3 = \dots = P; \\ q_1 = q_2 = q_3; \\ H = P. \end{aligned} \quad (56)$$

Если надёжность и пропускная способность газопроводов различны:

$$H = \sum P_i = \frac{q_1}{q_2}, \quad (57)$$

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

В случае смешанного (параллельно-последовательного) соединения (рис. 5, в) сначала определяют надёжность последовательного соединения  $H_1$ , затем – надёжность параллельного соединения  $H_2$ .

Надёжность смешанного соединения

$$H = H_1 H_2. \quad (58)$$

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 (рис. 5, г).

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

$$H = \frac{(96 - N + 0,5D_{cp})}{100} \quad (59)$$

или при расчётном перепаде давления 120 мм:

$$H = \frac{(96 - N + 0,09 \cdot q_{y0}^{0,37} N^{0,47} l^{0,58})}{100}, \quad (60)$$

где  $N$  – число участков, составляющих радиус действия ГРП;

$D_{cp}$  – средний диаметр газораспределительной сети, мм;

$q$  – удельная нагрузка на газопроводах низкого давления, м<sup>3</sup>/ч на 1 м;

$l$  – средняя длина участка газораспределительной сети, м.

**Задача 12. Определить надёжность тупикового газопровода, состоящего из трёх участков с надёжностью соответственно 0,99; 0,98; 0,975 и путевыми расходами 250; 300; 400 м<sup>3</sup>/ч.**

Общий объём газа, проходящего через газопровод, равен 250 + 300 + 400 = 950 м<sup>3</sup>/ч.

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

**Задача 13. Определить надёжность параллельного соединения из трёх газопроводов с теми же показателями, что и в предыдущей задаче. Сравнить надёжность тупикового и параллельного соединения.**

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

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

**Задача 14. Определить надёжность сети, если известно, что  $q_{уд} = 0,1 \text{ м}^3 / \text{ч}$  на  $1 \text{ м}$ ,  $l = 200 \text{ м}$ ,  $N = 5$ .**

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

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 посёлках – 0,95-0,99, для сетей низкого давления – 0,9-0,99.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бадагуев, Б. Т. Техническая эксплуатация газораспределительных систем / Б. Т. Бадагуев. – М. : Альфа-Пресс, 2013. – 432 с.
2. Данилов, А. А. Автоматизированные газораспределительные станции : справ. / А. А. Данилов. – М. : Химиздат, 2006. – 544 с.: ил.
3. Данилов, А. А. Газораспределительные станции / А. А. Данилов, А. И. Петров. – СПб. : Недра, 1997. – 240 с.: ил.
4. Жила, В. А. Автоматика и телемеханика систем газоснабжения : учеб. / В. А. Жила. – М. : ИНФРА-М, 2007. – 238 с.
5. 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.
6. Иссерлин, А. С. Газовые горелки / А. С. Иссерлин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1966. – 234 с.
7. Карякин, Е. А. Промышленное газовое оборудование: справ. / Е. А. Карякин. – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Газовик, 2013. – 624 с.: ил.
8. 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.
9. Свод правил. Газораспределительные системы. СП 62.13330.2011. Актуализированная редакция. СНиП 42-01-2002.



## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1

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	ГПМ-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 <sup>3</sup> /ч	2 000 - 5 000	4 000 - 10 000	6 000 - 15 000	15 000 - 30 000		30 000 - 100 000
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 <sup>2</sup> ) – рабочее, не более – пробное гидравлическое	7,5 (75) 9,4 (94)				10,0 (100) 13 (130)	7,5 (75) 9,4 (94)
9. Номинальный расход топливного газа при Q = 8 000 ккал/ч), нм <sup>3</sup> /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	3 800 1 800 2 200	4 800 1 780 2 150	5 790 1 780 2 150	6 700 2 550 2 800	9 700 2 800 3 300	
13. Масса подогревателей (без промежуточного теплоносителя), кг, не более	3 700	4 200	5 000	10 600	11 600	22 000

Таблица 2 – Зависимость теплоёмкости газа от температуры и давления, ккал/(м<sup>3</sup>·°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	0,53	0,507	0,488	0,467	0,454	0,444	0,437	0,432	0,428	0,426

Таблица 3 – Давление насыщенных паров  $p_n$ , плотность жидкости  $\rho_{ж}$ , плотность насыщенного пара  $\rho_{п}$ , скрытая теплота испарения  $r$  некоторых углеводородов

Температура, °С	пропан				изо-Бутан				н-Бутан			
	$p_n$ , МПа	$\rho_{ж}$ , кг/л	$\rho_{п}$ , кг/м <sup>3</sup>	$r$ , кДж/кг	$p_n$ , МПа	$\rho_{ж}$ , кг/л	$\rho_{п}$ , кг/м <sup>3</sup>	$r$ , кДж/кг	$p_n$ , МПа	$\rho_{ж}$ , кг/л	$\rho_{п}$ , кг/м <sup>3</sup>	$r$ , 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

### **Правила оформления контрольной работы**

В объём контрольной работы входят все задачи, примеры решения которых были разобраны на практических занятиях. Выбор варианта исходных данных к каждой задаче производится в зависимости от двух последних цифр номера зачётной книжки студента. Варианты раздаются преподавателем после каждого практического занятия.

Объём контрольной работы – до 20 полных страниц формата А4, выполненных в редакторе Microsoft Word.

Наличие содержания и нумерации страниц – обязательно.

Отступы: слева, сверху и снизу – 20 мм, справа – 10 мм.

Основной текст контрольной работы: 14 кегль, шрифт Times New Roman, выравнивание по ширине, межстрочный интервал – 1,5, автоматическая расстановка переносов. Отступ первой строки абзаца – 1,5 см.

Библиографический список должен содержать не менее трёх источников.

В каждой задаче обязательно приводится условие и исходные данные. Ход решения расписывается максимально подробно (исходные формулы, единицы измерения и т. д.).

**Контрольные работы, не отвечающие вышеперечисленным требованиям, не принимаются на проверку.**

Выполнение и успешная защита контрольной работы позволяют студенту получить допуск к зачёту.