

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Промышленная теплоэнергетика и экология»

# **СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
к контрольным работам по одноименному курсу  
для студентов специальности 1-43 01 05  
«Промышленная теплоэнергетика»  
заочной формы обучения**

**Электронный аналог печатного издания**

**Гомель 2007**

УДК 621.311(075.8)  
ББК 31.19я73  
С40

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом  
заочного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 4 от 28.03.2006 г.)*

Авторы-составители: *Е. М. Звездкина, Т. С. Юфанова*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого  
*Т. В. Алферова*

С40 **Системы** производства и распределения энергоносителей на промышленных предприятиях : метод. указания к контрол. работам по одноим. курсу для студентов специальности 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» заоч. формы обучения / авт.-сост.: Е. М. Звездкина, Т. С. Юфанова. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2007. – 33 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://gstu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-632-5.

Рассмотрены методики расчета разветвленных тупиковых и кольцевых газопроводов и экзогенератора, а также правила подбора основного газового оборудования. Представлен широкий круг вопросов теоретической и практической направленности.

Для студентов специальности 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» заочной формы обучения.

**УДК 621.311(075.8)  
ББК 31.19я73**

**ISBN 978-985-420-632-5**

© Звездкина Е. М., Юфанова Т. С.,  
составление, 2007  
© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2007

## Введение

Курс «Системы производства и распределения энергоносителей промышленных предприятий» является одной из базовых дисциплин для специальности 1-43 05 01 «Теплоэнергетика», который изучает назначение, устройство и принцип действия газораспределительной сети, ГРП, ГРУ, производственное и обратное водоснабжение, системы производства холода, и продуктов разделения воздуха, основные схемы мазутного хозяйства.

В процессе изучения данной дисциплины студенты получают навыки в расчетах основных и вспомогательных элементов систем производства и распределения энергоносителей (компенсаторы, ПСК, ПЗК, регуляторы давления, фильтры и т. д.) гидравлических расчетах газопроводов низкого и среднего давления и расчетах охлаждающих устройств систем водоснабжения.

На основании исходных данных, получаемых от преподавателя, студент должен осуществить гидравлический расчет газовой сети для газоснабжения промышленных потребителей и жилого массива, включающую в себя различные виды систем, а также расчет экзогенератора. Также студент должен выполнить индивидуальное задание по выбору газового оборудования, запорной арматуры и приборов КИПиА. Номер варианта соответствует порядковому номеру по журналу группы.

# 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ ЧАСТИ

## 1.1. Системы газоснабжения. Газораспределительные пункты (ГРП)

Снижение давления газа, поступающего из распределительного газопровода, и поддержание давления на определенном уровне, а также полное автоматическое отключение газа в необходимых случаях производится в ГРП и ГРУ. В зависимости от давления газа на входном газопроводе ГРП бывают высокого (свыше 3 до 12 кгс/см<sup>2</sup>) и среднего (свыше 0,05 до 3 кгс/см<sup>2</sup>) давления.

ГРП размещают: в отдельно стоящих зданиях; в пристройках к производственным зданиям; в помещениях, встроенных в одноэтажные производственные здания; в шкафах, устанавливаемых на несгораемой стене снаружи газифицируемого здания или на отдельно стоящих несгораемых опорах; на покрытиях газифицируемых производственных зданий; на открытых площадках, если позволяют климатические условия.

Оборудование и устройства ГРП включают в себя:

- фильтр – для очистки газа от механических примесей (пыли, окалины, грязи);
- предохранительный запорный клапан – для полного автоматического отключения подачи газа при повышении давления газа за регулятором давления сверх заданных пределов;
- регулятор давления – для обеспечения автоматического снижения давления газа и поддержания его значения на заданном уровне независимо от изменения расхода газа на оборудование и колебаний давления на входном газопроводе;
- предохранительное сбросное устройство – для сброса некоторого количества газа в атмосферу при возможных кратковременных повышениях его давления за регулятором, чтобы избежать отключения газа на объектах предохранительным запорным клапаном;
- обводной газопровод (байпас) с двумя последовательно расположенными запорными устройствами – для подачи по нему газа во время ревизии или ремонта оборудования;
- сбросные и продувочные трубопроводы – для сброса газа в атмосферу от предохранительно-сбросных устройств и продувки газопроводов и оборудования, т. е. для освобождения их в необходимых случаях от воздуха или газа;

– средства измерений – манометры (показывающие и самопишущие) для измерения давления газа перед регулятором и за ним; термометры (показывающие и самопишущие) для измерения температуры газа;

– импульсные трубки – для соединения отдельных элементов оборудования между собой и с контролируемыми точками газопроводов, а также для присоединения средств измерений к газопроводам в контролируемых точках.

ГРУ могут быть двухступенчатыми, если разность между входным и выходным давлением превышает  $6 \text{ кгс/см}^2$ . В этом случае устанавливают последовательно два регулятора, а фильтр ставят только перед первым по ходу газа регулятором. На объектах с резкими колебаниями (сезонными и суточными) потребления газа предусматривают две линии регулирования.

Условный диаметр продувочного трубопровода должен быть не менее 20 мм, а сбросного – равен условному диаметру патрубка ПСУ, но не более 20 мм.

В схемах ГРП, как правило, предусматривают узел учета расхода газа с газовыми счетчиками или ссужающим устройством (диафрагмой) и дифманометром-расходомером.

## **1.2. Устройство наружных и внутренних газопроводов**

Газопроводы, входящие в систему газоснабжения, классифицируют по следующим признакам:

– месторасположение относительно планировки населенного пункта: уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, внутренние (расположенные внутри зданий и помещений); местоположение относительно поверхности земли: подземные, надземные, наземные;

– назначение в системе газоснабжения: распределительные, вводы, вводные, продувочные, сбросные, импульсные;

– давление газа,  $\text{кгс/см}^2$  – высокого I-й категории (свыше 6 до 12), высокого II-й категории (свыше 3 до 6), среднего (свыше 0,05 до 3), низкого (до 0,05).

Распределительные газопроводы – наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источника газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи газа к одному объекту (ГРП, промышленные предприятия, котельные и т. п.).

Вводы – газопроводы от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

Вводные газопроводы – участки от отключающего устройства на вводе (при установке последнего снаружи здания) до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания.

Внутренние газопроводы – участки от газопровода-ввода (при установке отключающего устройства внутри здания) или от вводного газопровода до места подключения газоиспользующей установки.

### **1.3. Наружные газопроводы**

Отопительные и производственные котельные, расположенные в отдельно стоящих зданиях, могут снабжаться газом с давлением до  $6 \text{ кгс/см}^2$ . Котельные, встроенные в здания сельскохозяйственных и коммунальных предприятий (бани, фабрики-прачечные, хлебопекарни и др.), могут снабжаться газом давлением до  $3 \text{ кгс/см}^2$ . В отдельно стоящих котельных допускается использование газа с давлением до  $12 \text{ кгс/см}^2$ , а в котельных, расположенных в пристройках к производственным зданиям, до  $6 \text{ кгс/см}^2$ .

На территории промышленных и коммунальных предприятий прокладку наружных газопроводов следует осуществлять, как правило, надземно. Схема наружных газопроводов зависит от взаимного расположения котельной и городского распределительного газопровода, наличия и характера других объектов на территории предприятия, потребляющих газовое топливо.

Общее запорное устройство располагают вне территории предприятия (котельной), возможно ближе к распределительному городскому газопроводу, в удобном и доступном для обслуживания месте. Расстояние от внешней стенки колодца до линии застройки, ограждения промышленного или коммунального предприятия должно быть не менее 2 м.

За центральным (по ходу газа) ГРП находятся межцеховые газопроводы, на каждом из которых установлено запорное устройство (при подземной прокладке – в колодцах глубокого или мелкого заложения). Чугунная и стальная арматура, присоединяемая к газопроводу с помощью фланцев, должна устанавливаться вместе с компенсатором для восприятия линейных деформаций газопровода при изменении температуры. В колодцах мелкого заложения такие компенсаторы не нужны, т. к. газопровод имеет П-образную форму и обладает

свойством самокомпенсации. Фланцевые соединения на газопроводах в колодцах должны быть шунтированы постоянными электроперемычками.

Помимо указанных устройств на подземных газопроводах имеются: гидрозатворы, устанавливаемые на газопроводах низкого давления в качестве запорной арматуры; контрольные трубки, устанавливаемые в наиболее ответственных местах газопроводов; контрольные проводники для измерения электрического потенциала газопровод – земля; футляры, устанавливаемые в местах пересечения газопроводами фундаментов и подземных коммуникаций.

Глубина заложения газопроводов должна быть не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра. В местах, где движение транспорта отсутствует, допускается уменьшение глубины заложения до 0,6 м.

Газопроводы, транспортирующие неосушенный газ, прокладывают ниже зоны сезонного промерзания с уклоном к конденсатосборникам не менее 0,002. Конденсатосборники и гидрозатворы устанавливают ниже зоны промерзания грунта.

Коверы (защитные колпаки), куда выводятся трубки конденсатосборников и гидрозатворов, контрольные трубки, контрольные проводники должны быть установлены на бетонные или железобетонные основания, обеспечивающие их устойчивость и исключающие просадку. Местоположение сооружений на газопроводах должно быть обозначено табличками-указателями, закрепленными на стенах зданий и сооружений, расположенных вблизи газопровода, или на специальных ориентирных столбиках.

В конце каждого межцехового газопровода предусматривают продувочный трубопровод с краном для его отключения и штуцером с краном для отбора проб. При небольшой протяженности и малом диаметре газопровода предусматривают только штуцер с краном или осуществляют продувку через продувочный трубопровод внутренних газопроводов.

Прокладку надземных газопроводов следует производить по стенам производственных зданий с помещениями категорий В, Г и Д (газопроводы с давлением до 6 кгс /см<sup>2</sup>) и по стенам общественных зданий и жилых домов не ниже III и IIIа степени огнестойкости (газопроводы с давлением до 3 кгс /см<sup>2</sup>), а также по колоннам, отдельно стоящим опорам и этажеркам из негорючих материалов.

На надземных газопроводах устанавливают запорные устройства и изолирующие фланцевые соединения. Газопроводы, транспорти-

рующие неосушенный газ, прокладывают с уклоном не менее 0,03 с установкой в нижних точках устройств для удаления конденсата (дренажные штуцеры). Для таких газопроводов предусматривают тепловую изоляцию.

#### **1.4. Внутренние газопроводы**

Ввод газопровода в котельную предусматривается непосредственно в котельный зал или в смежное с ним помещение при условии соединения этих помещений открытым дверным проемом.

Прокладка газопроводов низкого и среднего давления через производственные помещения, не связанные с использованием газа, допускается при отсутствии на транзитных участках арматуры и обеспечения круглосуточного доступа в это помещение персонала. Запрещается прокладка газопроводов через подвалы, помещения, относящиеся по пожарной и взрывопожарной опасности к категории А и Б, взрывоопасные зоны всех помещений, помещения подстанций и электрораспределительных устройств, склады взрывоопасных и горючих материалов, вентиляционные камеры, дымоходы, помещения, в которых газопровод может подвергаться коррозии.

В местах пересечения строительных конструкций газопроводы должны быть заключены в футляры, как правило, из стальных труб. Зазор между газопроводом и футляром должен быть не менее 5 мм для газопроводов с  $D_y \leq 32$  мм и не менее 10 мм для газопроводов с  $D_y > 32$  мм. Пространство между газопроводом и футляром должно быть заполнено просмоленной паклей, а затем – цементным раствором. Тщательно должно быть заполнено пространство между футляром и строительной конструкцией.

#### **1.5. Трубы для газопроводов**

На территориях промышленных предприятий, обычно насыщенных инженерными коммуникациями, для строительства газопроводов применяют только стальные трубы.

Поперечный размер труб характеризуется условным проходом, наружным и внутренним диаметрами и толщиной стенки. Условный проход  $D_y$  – номинальный внутренний диаметр – может не совпадать с фактическим внутренним диаметром трубы. Наружный диаметр  $D_n$  – величина, определяемая соответствующим ГОСТом на сортамент труб или ТУ; внутренний диаметр  $D_{вн}$  – величина переменная, зависящая от толщины стенки  $s$ .

По способу изготовления стальные трубы подразделяют на сварные (прямошовные и спиральношовные) или бесшовные (горяче-, тепло- или холоднодеформированные). Для строительства наружных надземных газопроводов в районах с расчетной температурой наружного воздуха не ниже минус 40 °С, а также подземных и внутренних газопроводов, которые не охлаждаются до температуры ниже минус 40 °С, должны применяться трубы, удовлетворяющие требованиям СНиП 2.04.08–87 «Газоснабжение». Основные характеристики таких труб, толщина стенок которых определена расчетом согласно СНиП и принята по номенклатурам заводов-изготовителей как ближайшая большая к расчетной, по состоянию на 1987 г. При этом толщина стенки должна быть не менее, мм: 2 – для надземных и внутренних газопроводов, 3 – для подземных и наземных (в насыпях), 5 – для подводных переходов.

Для указанных выше условий строительства газопроводов следует применять прямошовные и спирально-шовные сварные и бесшовные трубы. Для наружных и внутренних газопроводов следует применять стальные трубы групп В и Г, изготовленные из спокойной малоуглеродистой стали марок Ст2, Ст3, а также Ст4, не менее второй категории (для газопроводов с  $D_n > 530$  мм при толщине стенки более 5 мм – не менее третьей категории) группы В и марок 08, 10, 15, 20. Сталь марки 08 для газопроводов низкого давления применяют при технико-экономическом обосновании.

Допускается применение труб, изготовленных из полуспокойной и кипящей стали, в следующих случаях:

- для подземных газопроводов, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 30 °С включительно;
- для надземных газопроводов, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 10 °С включительно – трубы из полуспокойной и кипящей стали и с температурой до минус 20 °С включительно – трубы из полуспокойной стали;
- для внутренних газопроводов давлением не более 3 кгс/см<sup>2</sup> с наружным диаметром не более 159 мм и толщиной стенки до 5 мм включительно, если температура стенок труб в процессе эксплуатации не будет понижаться ниже 0 °С.

При применении для наружных газопроводов труб из полуспокойной и кипящей стали в перечисленных выше случаях должны быть соблюдены следующие условия: диаметр не должен превышать 820 мм для труб из полуспокойной стали и 530 мм для труб из кипящей стали; толщина стенки труб должна быть не более 8 мм.

В районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 40 °С включительно для строительства подземных газопроводов допускается применять трубы, изготовленные из полуспокойной стали диаметром не более 325 мм и толщиной стенки до 5 мм включительно, а для подземных и надземных газопроводов – также трубы, изготовленные из полуспокойной и кипящей стали диаметром не более 114 мм с толщиной стенки до 4 мм включительно.

Для участков газопроводов всех давлений, испытывающих вибрационные нагрузки (соединение непосредственно с источником вибрации в ГРП, ГРУ, компрессорных и др.), должны применяться стальные трубы групп В и Г.

### **1.6. Построение годового графика потребления газа и определение его расчетных часовых расходов**

Расчет тупикового разветвленного газопровода производят в следующем порядке:

1. Строят годовой график потребления горючего газа и определяют расчетный часовой расход объектов газоснабжения  $\sum V^{\max}$ ,  $\sum V^{\min}$ .

2. Выбирают общую схему подачи газа на основании ситуационного плана промплощадки объекта газоснабжения и сопоставления вариантов приведенных затрат, разрабатывают расчетную схему.

3. Выполняют гидравлический расчет участка газопровода от ввода до газораспределительного пункта (ГРП) и межцехового газопровода.

4. Выбирают диаметр труб газопроводов до ГРП и участков между цехами, а также оборудование ГРП (регуляторы давления и фильтры).

Годовой расход на отопление и коммунально-бытовые нужды приводится в условии задания. Для определения суммарного годового расхода газа необходимо рассчитать годовой расход газа на производственные нужды. Его подсчитывают, исходя из заданного зимнего и летнего часовых расходов газа цехами и количества часов их работы в каждом месяце (без учета праздников и выходных дней).

Зная расчетный годовой расход газа на производственные нужды  $V_{\text{пр}}$ , можно найти его суммарный расход для объекта газоснабжения:

$$\sum V_{\text{год}} = \sum V_{\text{пр}} + \sum V_{\text{к/б}} + \sum V_{\text{от}} \text{ (м}^3\text{/год)}.$$

Для составления годового графика расхода газа необходимо знать распределение по месяцам заданного годового расхода на отопление и коммунально-бытовые нужды [2, табл. 8.8]. Используя эти сведения, составляют сводную ведомость, на основании которой строят годовой график расхода газа объектом газоснабжения. График дает наглядное представление о структуре потребления газа по объекту газоснабжения и распределении его расхода по месяцам.

Используя расчетную схему, рассчитывают максимальный часовой расход газа в зимний период и минимальный часовой расход в летний период. Максимальный часовой расход газа на отопление ( $V_{от}^{max}$ ) рассчитывают для самых холодных суток года. Летом на отопление производственных и жилых помещений газ практически не расходуется. Сравнительно небольшой его объем используется для горячего водоснабжения жилого сектора. При определении минимального часового расхода газа в году его можно не учитывать, т. к. минимум расхода приходится на ночные часы, в это время водоразбор в квартирах отсутствует.

Максимальный часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды зимой определяют расчетным путем. Аналогично определяют и минимальный часовой расход в течение года, а также расход газа летом. Минимальный часовой расход потребуется для оценки режима работы принятых на ГРП регуляторов давления.

## **2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТУПИКОВОГО И КОЛЬЦЕВОГО ГАЗОПРОВОДА**

### **Задание**

На основании исходных данных произвести расчет газопровода, обеспечивающего природным газом ряд категорий объектов газоснабжения (промышленные предприятия, коммунально-бытовых потребителей, районную отопительную котельную и жилой массив). Газ от магистрального газопровода поступает к газораспределительной сети среднего давления и затем в разветвленный тупиковый газопровод среднего давления, предназначенный для транзита газа к жилому массиву и покрытие коммунально-бытовой и промышленной нагрузок. Подача газа к жилому массиву и далее – в кольцевой газопровод выполнена от ГРП низкого давления.

## 2.1. Расчет разветвленных тупиковых сетей среднего давления до газораспределительного пункта

На основании расчетных длин участков и начального давления газа в распределительной сети и давления в газопроводах, подключенных к самому отдаленному от газораспределительной сети потребителю, вычисляется коэффициент  $\alpha_{\text{ср}}$  (коэффициент потерь по трубопроводу):

$$\alpha_{\text{ср}} = \frac{(C_1^2 - C_2^2) \cdot 10^2}{1,1 \cdot L_{\text{ф}}},$$

где  $P_1$  – начальное давление газа у ГРС, МПа;  $P_2$  – давление в газопроводах, подключенных к самому отдаленному от ГРС потребителю, МПа;  $L_{\text{ф}}$  – фактическая длина газопровода от источника газоснабжения до дальнего потребителя, км.

По номограммам (приложение 1), соответствующим расчетному давлению газа в сети при значении  $\alpha_{\text{ср}}$  и расходе газа на участках определяется диаметр газопровода.

Выбирается диаметр, который обеспечит пропуск заданного расхода газа при полученных  $\alpha_i$ . Затем уточняется коэффициент потерь давления, характерный для выбранного диаметра, после чего производится пересчет конечного давления на рассчитываемом участке. Пересчет произвести на примере одного расчетного участка по формуле:

$$C_2 = \sqrt{C_1^2 - \frac{1,1 \cdot \alpha_i \cdot L_{\text{ф}}}{100}}.$$

Уточнение давления для остальных участков производится аналогично. Гидравлический расчет разветвленной тупиковой сети представить в виде таблицы 1.

Гидравлический расчет разветвленного газопровода считается выполненным, если расчетное давление на каждом из участков равно или больше необходимого (табл. 1). Если же расчетное давление  $p_{\text{ки}}$  в газопроводах, подключенных к потребителям, меньше необходимого, то необходимо изменить диаметры на одном или нескольких участках сети и произвести перерасчет.

Расчетная схема газопровода приведена в приложении 2. Результаты расчета сводятся в таблицу 1.

## Гидравлический расчет газопроводов среднего давления

Расчетный участок	Расчетный часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Диаметр газопровода, мм	Длина расчетного участка, км		Начальное давление на участке, МПа	Значение $\alpha_i$ для расчетного участка	Конечное давление на участке, МПа
			Фактическая	Расчетная			

## 2.2. Гидравлический расчет кольцевого газопровода низкого давления

Расчет замкнутой кольцевой сети отличается от расчета тупиковой разветвленной тем, что, кроме определения диаметров участков газопровода требуется равномерная работа кольцевой сети при заданных расходах газа и перепадах давления.

Рассмотрим простейшую кольцевую схему, представленную на рис. 2.1.

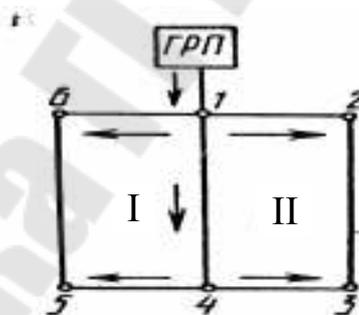


Рис. 2.1

Газ от ГРП поступает в точку 1 и далее к кольцам I и II, где разветвляется на участки 1–6, 5–6, 4–5 и 1–2, 3–2, 4–3. В условиях заводского или городского газоснабжения к этим участкам присоединены мелкие потребители. По газопроводу 1–4 газ подводится к потребителям через точку 4. От участка 1–4 отвода может и не быть, в этом случае он называется транзитным. Геометрически наиболее удаленными от ГРП являются точки 5 и 3. К ним газ поступает с двух сторон. При расчете кольцевых схем такого типа необходимо подобрать диаметры

участков так, чтобы точки 5 и 3 стали местом встречи разветвленных в точке I потоков. Тогда газ, поступающий от ГРП в точке 1 равномерно распределится между транзитным участком 1–4 и боковыми ветвями колец I и II. Все участки сети загружаются равномерно. Кольца I и II разделяются на полукольца 1–6, 5–6 и 1–4, 4–5. Поскольку на этих участках газ поступает к многочисленным потребителям, расход его изменяется. Условно заменяя распределенную нагрузку, эквивалентной ей и сосредоточенной в конечных точках, расход для участков 5–6 и 4–5 определяют как 0,5...0,6 путевого расхода.

На основании заданного расхода газа на снабжение жилого массива необходимо осуществить расчет кольцевого газопровода низкого давления. Питание осуществляется по двум полукольцам. Направление движения газа определяется исходя из принятых нулевых точек в каждом расчетном кольце.

Расчет выполняется согласно схеме приложения 2.

2.2.1. Определение удельного расхода газа  $v_{уд}$ :

$$v_{уд} = \frac{V_p}{\sum l_p},$$

где  $V_p$  – общий расчетно-часовой расход газа, м<sup>3</sup>/ч;  $\sum L_p$  – общая расчетная длина участков, от которых производится отбор газа потребителям.

Для участка 9–12  $l_p = l_{\phi}$ , а для всех остальных участков  $l_p = l_{\phi}/2$ .

2.2.2. Определение попутных и эквивалентных расходов газа на каждом расчетном участке кольцевого газопровода.

Попутный расход газа:

$$v_{п} = v_{уд} \cdot l_{\phi}.$$

Эквивалентный расход газа:

$$v_{эkv} = 0,55 \cdot v_{п}.$$

Расчетные данные расходов газа на каждом участке кольцевого газопровода представить в виде таблицы 2.

Значения расходов к расчету кольцевого трубопровода

Расчетный участок	Длина расчетного участка, м		Расчет газа на расчетном участке, м <sup>3</sup> /ч	
	Фактическая	Расчетная	Попутный	Эквивалентный

2.2.3. Наиболее вероятное распределение потоков газа принимается от источников питания до самой отдаленной точки сети, при этом выделяются нулевые точки. Согласно этому распределению газа определяются транзитные  $v_t$  и расчетно-часовые расходы газа  $v_p$ . Для участков сети 11–10, 11–12, 12–13, 13–14 транзитные расходы газа равны нулю. Можно записать, что

$$\begin{aligned} v_{T9-10} &= v_{П10-11} \\ v_{T9-12} &= v_{П11-12} = v_{П12-13} \\ v_{T9-14} &= v_{П13-14} \end{aligned}$$

На участке 8–9 весь расчетно-часовой расход газа является транзитным.

Расчетно-часовые расходы на участках газовой сети с равномерно распределенными расходами определяются по формуле:

$$v_{p_i} = v_{r_i} + 0,55 \cdot v_{n_i} = v_{T_i} + v_{ЭКВ_i}.$$

2.2.4. При расчете суммарные потери давления не должны превышать и быть ниже заданных стандартных значений.

2.2.5. Учитывая значения расчетно-часовых расходов газа на участке и уровень потерь  $H_{ср_i}$  по номограмме определяется соответствующий диаметр газопровода и значение удельных потерь давления  $H_i$  на каждом расчетном участке. Средние удельные потери давления от ГРП до нулевых точек определяется по формуле:

$$H_{ср_i} = \Delta H_i / \sum l_{\phi},$$

где  $\Delta H_i$  – потери давления в распределительных газопроводах от источника питания по полукольцу до нулевых точек. Для первого и второго полукольца  $\Delta H_i = 1200$  Па;  $\sum l_{\phi}$  – суммарная фактическая длина участка газопровода от источника питания по полукольцу до нулевой точки. Результаты расчета сводятся в таблицу 3.

## Гидравлический расчет кольцевого газопровода низкого давления

Расчетный участок	$L_{\phi}$ , м	Расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч				Диаметр участка $D$ , мм	Потери давления, Па		
		$v_{п}$	$v_{\text{экв}}$	$v_{т}$	$v_{р}$		На 1 м, $H_i$	$H_i \cdot L_{\phi}$	$H_i \cdot L_{\phi} + z$

Гидравлический расчет кольцевого трубопровода считается завершенным, если невязка в первом и втором кольцах газопровода не превышает 10 %.

## 3. РАСЧЕТ ЭКЗОГЕНЕРАТОРА

## Задание

Произвести расчет генератора для приготовления богатого очищенного экзогаза производительностью 100 м<sup>3</sup>. Рабочая температура (задается исходя из условий стойкости жароупорных материалов): в реакторе  $t_p$ , °С, в камере сгорания  $t_{кс}$ , °С. Температура охлажденных в скруббере продуктов сгорания  $t_{опс}$ , °С. Форма частиц теплоносителя и катализатора – сферическая. Порозность свободного насыпанного слоя: катализатора  $\varepsilon_{ок}$ , теплоносителя –  $\varepsilon_k$ .

Кажущаяся плотность катализатора  $\rho_k = 2000$  кг/м<sup>3</sup>. Плотность теплоносителя  $\rho_t = 3000$  кг/м<sup>3</sup>. Средний размер частиц катализатора и теплоносителя  $d = 1$  мм.

Тип катализатора – алюмоникелевый.

Топливо и технологическое сырье – газ с теплотой сгорания  $Q_H^p$ , МДж/м<sup>3</sup>.

Плотность газовой смеси в реакторе  $\rho_{см}$ , кг/м<sup>3</sup>.

Динамическая вязкость газов смеси в реакторе  $\mu_{см}$ , кгс/м<sup>2</sup>.

Плотность продуктов горения в камере сжигания  $\rho'_{см}$ , кг/м<sup>3</sup>.

Динамическая вязкость продуктов горения в камере сжигания  $\mu'_{см}$ , кгс/м<sup>2</sup>.

Кинематическая вязкость смеси в реакторе  $\nu_{см}$ , м<sup>2</sup>/с.

Кинематическая вязкость продуктов сгорания в камере сжигания  $\nu'_{см}$ , м<sup>2</sup>/с.

## Расчетная часть

Принимается для расчета конструкция генератора с кипящим слоем катализатора.

Реактор с катализатором размещается в реторте из жароупорной стали, снизу реторта снабжена газораспределительной решеткой, верхняя часть ее расширена с целью уменьшения скорости движения продуктов сгорания и предотвращения уноса катализатора. Кольцевая камера сжигания расположена вокруг реторты.

Для интенсификации теплообмена сжигание производится в слое огнеупорного теплоносителя, теплота в реактор переносится через стенку реторты. Для того, чтобы предотвратить избыточное содержание кислорода в продуктах сгорания газ сжигается при  $\alpha = 0,95$ .

### 3.1. Состав продуктов горения топлива

При расчете необходимо сделать допущения и определить основные характерные параметры процесса горения топлива. Принимается к расчету газ с соответствующим составом продуктов горения топлива.

Содержание составляющих продуктов горения представить в виде таблицы 3.1.

Таблица 3.1

#### Содержание составляющих продуктов горения

Сухих продуктов сгорания		При $\phi = 75 \%$	
$\text{м}^3/\text{м}^3$	%	$\text{м}^3/\text{м}^3$	%
$\text{H}_2\text{O}_{\text{C}}$	$\text{H}_2\text{O}_{\text{C}}$	$\text{H}_2\text{O}_{\text{B}}$	$\text{H}_2\text{O}_{\text{B}}$
$\text{CO}_{2\text{C}}$	$\text{CO}_{2\text{C}}$	$\text{CO}_{2\text{B}}$	$\text{CO}_{2\text{B}}$
$\text{N}_{2\text{C}}$	$\text{N}_{2\text{C}}$	$\text{N}_{2\text{B}}$	$\text{N}_{2\text{B}}$
$\text{H}_{2\text{C}}$	$\text{H}_{2\text{C}}$	$\text{H}_{2\text{B}}$	$\text{H}_{2\text{B}}$
$\text{CO}_{\text{C}}$	$\text{CO}_{\text{C}}$	$\text{CO}_{\text{B}}$	$\text{CO}_{\text{B}}$

Определение объема продуктов сгорания по сухому воздуху.

$$\text{H}_2\text{O}_{\text{C}} + \text{CO}_{2\text{C}} + \text{N}_{2\text{C}} + \text{H}_{2\text{C}} + \text{CO}_{\text{C}}, \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$\text{H}_2\text{O}_{\text{C}} + \text{CO}_{2\text{C}} + \text{N}_{2\text{C}} + \text{H}_{2\text{C}} + \text{CO}_{\text{C}}, \%$$

Объем продуктов сгорания по влажному воздуху:

$$H_2O_B + CO_{2B} + N_{2B} + H_{2B} + CO_B, \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$H_2O_B + CO_{2B} + N_{2B} + H_{2B} + CO_B, \%$$

Расчетным путем определяются следующие величины: расход воздухоокислителя  $V'_o$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Химический недожог топлива:  $Q_3$ ,  $\text{кДж}/\text{м}^3$ .

Количество теплоты, выделяющееся при горении топлива при  $\alpha = 0,95$   $Q$ ,  $\text{кДж}/\text{м}^3$ .

Массовые доли продуктов сгорания:

$$G_{H_2O}, \text{ кг}/\text{м}^3; G_{CO_2}, \text{ кг}/\text{м}^3; G_{N_2}, \text{ кг}/\text{м}^3; G_{H_2}, \text{ кг}/\text{м}^3, G_{CO}, \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Суммарная масса дымовых газов:

$$G_B = \sum G_i, \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Суммарная масса сухих газов:

$$G_C = G_B - G_{H_2O} - 1,593, \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Производится расчет охлаждения и частичной осушки газов в скруббере. По  $H-d$  диаграмме определяется, что на 1 кг сухого газа при температуре  $t$  °С приходится  $x$  граммов водного пара.

Масса оставшейся в дымовых газах влаги:

$$G_{\text{ост}H_2O} = \chi \cdot G_C, \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Объем влаги при плотности пара  $\rho_o$ ,  $\text{кг}/\text{м}^3$ :

$$V_{\text{ост}H_2O} = \frac{G_{\text{ост}H_2O} \cdot 10^{-3}}{\rho_o}, \text{ м}^3.$$

Масса сконденсировавшейся в скруббере влаги:

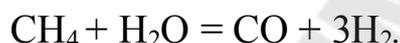
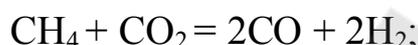
$$G_{\text{кон}H_2O} = G_{H_2O} - G_{\text{ост}H_2O}, \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Состав продуктов горения топлива после скруббера представить в виде таблицы 3.2.

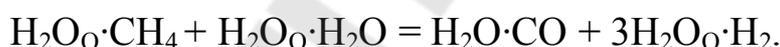
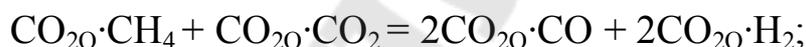
## Состав продуктов горения топлива после скруббера

По массе		По объему	
кг/м <sup>3</sup>	%	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	%
H <sub>2</sub> O <sub>М</sub>	H <sub>2</sub> O <sub>М</sub>	H <sub>2</sub> O <sub>О</sub>	H <sub>2</sub> O <sub>О</sub>
CO <sub>2М</sub>	CO <sub>2М</sub>	CO <sub>2О</sub>	CO <sub>2О</sub>
N <sub>2М</sub>	N <sub>2М</sub>	N <sub>2О</sub>	N <sub>2О</sub>
H <sub>2М</sub>	H <sub>2М</sub>	H <sub>2О</sub>	H <sub>2О</sub>
CO <sub>М</sub>	CO <sub>М</sub>	CO <sub>О</sub>	CO <sub>О</sub>
<i>Итого</i>	100	<i>Итого</i>	100

Уравнение химических реакций получения экзогаза:



В расчетах допускается пренебрежение содержанием примесей в природном газе и считается, что он состоит только из метана. В результате на 100 м<sup>3</sup> исходных продуктов (дыма, охлажденного в скруббере):

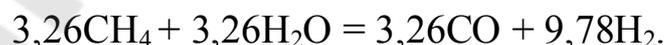
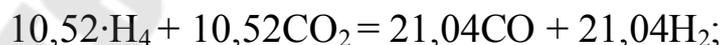


В соответствии с приведенными уравнениями реакций для получения X, м<sup>3</sup> газа необходимо:

$$\text{CH}_4 = (\text{CO}_{20} + \text{H}_2\text{O}_0), \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

При этом получится:  $\text{CO} = 2\text{CO}_{20} + \text{H}_2\text{O}_0$ ;  $\text{H}_2 = 2\text{CO}_{20} + 3\text{H}_2\text{O}_0$ .

На 100 м<sup>3</sup> газа уравнения реакции будут выглядеть:



Соответственно на 100 м<sup>3</sup> исходного газа необходимо подать 13,78 м<sup>3</sup> метана. При этом получится  $\text{CO} = 24,3 \text{ м}^3$ ,  $\text{H}_2 = 30,82 \text{ м}^3$ .

Так как необходимо получить очищенный экзогаз, то CO и H<sub>2</sub> отсутствуют.

Очищенный экзогаз после конверсии будет иметь следующий состав (на 100 м<sup>3</sup> дымовых газов):

$$\begin{aligned} \text{CO} &= 25,6 \text{ м}^3, & \text{CO}' &= 18 \%, \\ \text{H}_2 &= 32,9 \text{ м}^3, & \text{H}_2' &= 23,1 \%, \\ \text{N}_2 &= 83,85 \text{ м}^3, & \text{N}_2' &= 58,9 \%, \\ & & \text{CO}' + \text{H}_2' + \text{N}_2' & \%. \end{aligned}$$

В экзогенераторах очистка от водяного пара и углекислого пара осуществляется методом каталитической конверсии.

Для приготовления  $100 \text{ м}^3$  экзогаза в час необходимо подать в реактор охлажденных дымовых газов:

$$\text{ОДГ} = 100 \cdot \frac{100}{(\text{CO} + \text{H}_2 + \text{N}_2)}, \text{ м}^3.$$

Для того, чтобы получить необходимый объем дымовых газов нужно сжечь  $X \text{ м}^3$  природного газа.

$$X = \frac{\text{ОДГ}}{\text{H}_2\text{O}'_0 + \text{CO}'_{20} + \text{N}'_{20} + \text{H}'_{20} + \text{CO}'_{20}}, \text{ м}^3.$$

Расчет теплоты для реакции:  $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 = 2\text{CO} + 2\text{H}_2$ .

Данная реакция должна протекать при температуре  $900 \text{ }^\circ\text{C}$

$$q'_a = (-53246 - 15,18 \cdot T + 0,008445 \cdot T^2 - 1,552 \cdot 10^{-6} \cdot T^3), \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{моль}).$$

$$\text{На } 1 \text{ м}^3 \text{ метана: } q'_{a1} = \frac{q'_a}{22,4} = \text{кДж}/\text{м}^3.$$

Тепловой эффект реакции при той же температуре:

$$q''_a = (-42566 - 16,2 \cdot T + 9,45 \cdot 10^{-3} \cdot T^2 - 1,6361 \cdot 10^{-6} \cdot T^3), \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{моль});$$

$$q''_{a1} = \frac{q''_a}{22,4} \text{ кДж}/\text{м}^3.$$

Количество теплоты, израсходованное за 1 час на нагрев смеси частично осушенных и охлажденных в скруббере дымовых газов:  $Q_\Gamma$ , кДж/ч.

Суммарный расход теплоты на реакции конверсии метана:

$$Q_1 = \frac{100}{(\text{CO} + \text{H}_2 + \text{N}_2)} \cdot (\text{CO}_{20} \cdot q'_a + \text{H}_2\text{O}_0 \cdot q''_a), \text{ кДж}/\text{ч};$$

Суммарное количество теплоты, которое необходимо подвести к реактору:  $Q = Q_1 + Q_\Gamma$ , кДж/ч.

### 3.2. Расчет гидродинамических параметров, размеров реактора и камеры сгорания

Расчет критерия Архимеда для катализатора:

$$Ar = \frac{g \cdot d^3 \cdot (\rho_k - \rho_{cm})}{v_{cm}^2 \cdot \rho_{cm}}.$$

Число Рейнольдса, соответствующее пределу устойчивости кипящего слоя и уноса частиц:

$$Re_{кр} = \frac{Ar}{1400 + 5,22 \cdot \sqrt{Ar}},$$

$$Re_{ун} = \frac{Ar}{18 + 0,16 \cdot \sqrt{Ar}}.$$

В соответствии с найденными  $Re_{кр}$  и  $Re_{ун}$  определяются скорости начала псевдооживления и уноса:

$$\omega_{кр} = \frac{Re_{кр} \cdot v_{cm}}{d},$$

$$\omega_{ун} = \frac{Re_{ун} \cdot v_{cm}}{d}.$$

Число Рейнольдса, соответствующее оптимальной скорости

$$Re_{опт} = \frac{Ar}{18 + 5,22 \cdot \sqrt{Ar}}.$$

Оптимальная (рабочая) скорость фильтрации:

$$\omega_{ф} = \frac{Re_{опт} \cdot v_{cm}}{d}.$$

Площадь поверхности реактора:

$$F_p = \frac{V_p}{\omega_{ф}}.$$

Конструкция реакционной камеры выбирается в виде цилиндрической реторты с диаметром:

$$D_{в.рет} = 2 \cdot \sqrt{\frac{F_{кс}}{\pi}}.$$

Толщина стенки принимается на основании расчетных данных.  
Наружный диаметр реторты:

$$D_{\text{н.рет}} = D_{\text{в.рет}} + 2 \cdot \delta.$$

### 3.3. Скорость фильтрации и размеры камеры сжигания

Камера сжигания размещена снаружи реторты и имеет общую с ней стенку. Рассчитывается аналогично реактору.

Определяется Ar и Re:

$$Ar = \frac{g \cdot d^3 \cdot (\rho_{\text{к}} - \rho_{\text{см}})}{(v'_{\text{см}})^2 \cdot \rho'_{\text{см}}}.$$

$$Re_{\text{опт}} = \frac{Ar}{18 + 5,22 \cdot \sqrt{Ar}}.$$

$$\omega_{\text{ф}} = \frac{Re_{\text{опт}} \cdot v'_{\text{см}}}{d}.$$

Сечение камеры сгорания:

$$F_{\text{кс}} = \frac{V_{\text{пр}}}{\omega_{\text{ф}}},$$

где  $V_{\text{пр}}$  – объем продуктов сгорания после камеры сжигания м<sup>3</sup>/ч.

Суммарная площадь камеры сгорания и реактора:

$$F = F_{\text{р}} + F_{\text{кс}}.$$

Диаметр камеры сгорания:

$$D_{\text{кс}} = 2 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{кс}}}{\pi}}.$$

Толщина кольца:

$$\delta = \frac{D_{\text{кс}} - D_{\text{н.рет}}}{2}.$$

### 3.4 Расчет коэффициентов теплоотдачи и теплоотдающей поверхности

Коэффициент теплопроводности в реакторе  $\lambda_r$  при  $t_p$ , °С.

Коэффициент теплопроводности для дымовых газов  $\lambda_{дг}$  при  $t_{кв}$ , °С.

Коэффициент теплоотдачи от кипящего слоя катализатора:

$$\lambda_k = 35,7 \cdot \lambda_r^{0,6} \cdot \rho_k^{0,2} \cdot d^{-0,36} \cdot \left(1 + \frac{d^{-3} \cdot 10^4 - 2,5}{11,7}\right) \cdot (0,296 \cdot t^{0,22} - 1).$$

В действительности:

$$\lambda_{кд} = \lambda_k \cdot 0,88.$$

Коэффициент теплоотдачи от кипящего слоя катализатора:

$$\lambda_T = 35,7 \cdot \lambda_{дг}^{0,6} \cdot \rho^{0,2} \cdot d^{-0,36} \cdot \left(1 + \frac{d^{-3} \cdot 10^4 - 2,5}{11,7}\right) \cdot (0,296 \cdot t^{0,22} - 1).$$

Коэффициент теплопередачи:

$$K = \left( \frac{1}{\lambda_k} + \ln \left( \frac{D_{н.рет}}{D_{в.рет}} \right) + \frac{1}{\lambda_T} \right)^{-1},$$

т. к.  $\frac{D_{н.рет}}{D_{в.рет}} \approx 1$ , то составляющую  $\ln \left( \frac{D_{н.рет}}{D_{в.рет}} \right)$  не учитывают.

Поверхность теплообмена:

$$F_{рет} = \frac{Q}{(1100 - 900) \cdot K}.$$

Высота реактора:

$$h = \frac{2 \cdot F_{рет}}{(D_{н.рет} - D_{в.рет}) \cdot \pi}.$$

Высоту неподвижного слоя катализатора принимаем равной 80–90 % от высоты реактора. Над реактором устанавливается сепарационная зона, большего чем реторта сечения. При этом за счет падения скорости газа уменьшается высота выброса частиц из слоя и их унос.

Высота сепарационной зоны составляет 50–60 % высоты неподвижного слоя катализатора.

Определение гидравлического сопротивления слоя катализатора при заданной насыпной плотности:

$$\Delta p = \rho_{\text{нас}} \cdot g \cdot h.$$

#### 4. ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ

На основании выданного задания необходимо осуществить выбор указанного оборудования (газопроводы, задвижки, регуляторы давления, предохранительно-запорный клапан, предохранительно-сбросной клапан, фильтр газовый) для расчетной сети газоснабжения. При выполнении необходимо выполнить чертеж принятых к установке элементов с указанием размеров.

#### Выбор фильтров и определение давления горючего газа перед регулятором давления

Фильтр расположен на участке до регулятора давления (РД). Сопротивление загрязненного фильтра  $\Delta p_{\text{ф}}$ . До РД устанавливают фильтр и измерительную диафрагму, сопротивление которой  $\Delta p_{\text{дф}}$ . Получаем

$$p_1 = p_{\text{кон}} - (\Delta p_{\text{ф}} + \Delta p_{\text{дф}}), \text{ МПа.}$$

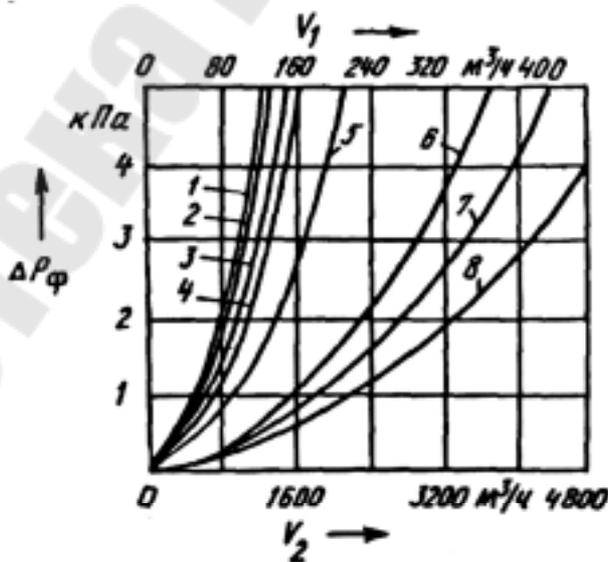


Рис. 4.1. К выбору фильтра: 1...8 – для  $D_{\text{ф}}$ , равного 32, 40, 50, 80, 100, 150, 200 и 300 мм

## Выбор регуляторов давления для газораспределительного пункта

Для расхода газа более 800...1000 м<sup>3</sup>/ч на ГРП промышленных предприятий используются, получившие повсеместное распространение регуляторы давления типа РДУК-2 с пилотом Казанцева.

Регулятор РДУК-2 пригоден для работы при любом давлении «за собой» в интервале 0,005...6 кгс/см<sup>2</sup>.

Для определения расчетной пропускной способности предварительно намеченного к установке РД воспользуемся выражением:

$$V_{\text{расч.пр}} = V_{\text{T}} \sqrt{\frac{\Delta p}{(\Delta p)_{\text{T}}} \frac{(\rho_0)_{\text{T}}}{\rho_0} \frac{p_2}{(p_2)_{\text{T}}}} \text{ м}^3/\text{ч},$$

где индексом «т» отмечены табличные характеристики, причем  $(\Delta p)_{\text{T}} = 0,1$  МПа,  $(\rho_0)_{\text{T}} = 0,73$  кг/м<sup>3</sup>,  $(p_2)_{\text{T}} = 0,101$  МПа. Давление перед регулятором  $p_1$  и за ним  $p_2$ , а также перепад  $\Delta p = p_1 - p_2$  принимаются в соответствии с данными расчета газопроводов среднего и низкого давлений.

Записанная выше расчетная формула справедлива для докритических значений  $p_1/p_2$ , т. е. при условии, что  $p_1/p_2 < 2$ . Для критических и сверхкритических давлений ( $p_1/p_2 \geq 2$ ) формула несколько видоизменяется:

$$V_{\text{расч.пр}} = 0,5V_{\text{T}} p_1 \sqrt{\frac{(\rho_0)_{\text{T}}}{\rho_0} \frac{1}{(\Delta p)_{\text{T}} (\Delta p_2)_{\text{T}}}} \text{ (м}^3/\text{ч)}.$$

Определив значение  $V_{\text{расч.пр}}$ , необходимо проверить, удовлетворяются ли условия нормальной загрузки регулятора при максимальном (зимой) и минимальном (летом) потреблении газа.

Регулятор следует подбирать так, чтобы максимальная его нагрузка составляла не более 85 %, а минимальная – не менее 10 % от  $V_{\text{расч.пр}}$ . При этом завод-изготовитель гарантирует точную регулировку давления «после себя».

Загрузка РД при максимальном потреблении газа  $V^{\text{max}}/V_{\text{расч.пр}}$ , при минимальном потреблении  $V^{\text{min}}/V_{\text{расч.пр}}$ .

Если через РД проходит газ, предназначенный для промышленных и коммунально-бытовых нужд, значения  $V^{\max}$  и  $V^{\min}$  выбирают в соответствии с выражениями:

$$V^{\max} = (V_{\text{пр}})^{\max} + (V_{\text{к/б}})^{\max};$$

$$V^{\min} = (V_{\text{пр}})^{\min} + (V_{\text{к/б}})^{\min}.$$

Если при установке одного регулятора требования его нормальной загрузки не удовлетворяются, необходимо параллельно установить два регулятора давления. В этом случае устанавливаются однопотные РД одинакового или разного типоразмера. Используя два параллельно включенных регулятора, нужно проверить плавность перехода от работы с одним (малым) при минимальной нагрузке к работе с другим (большим) или обоими сразу при максимальной нагрузке.

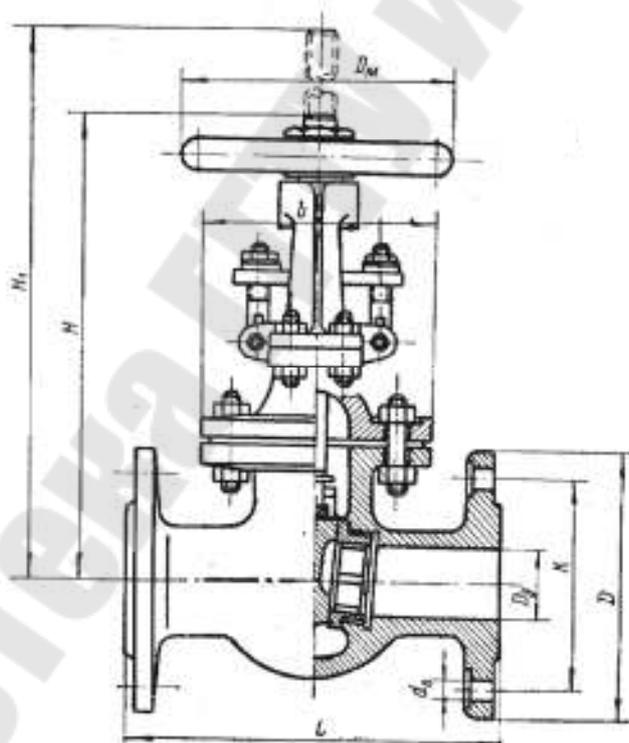


Рис. 4.2. Задвижка стальная типа ЗКЛ 2

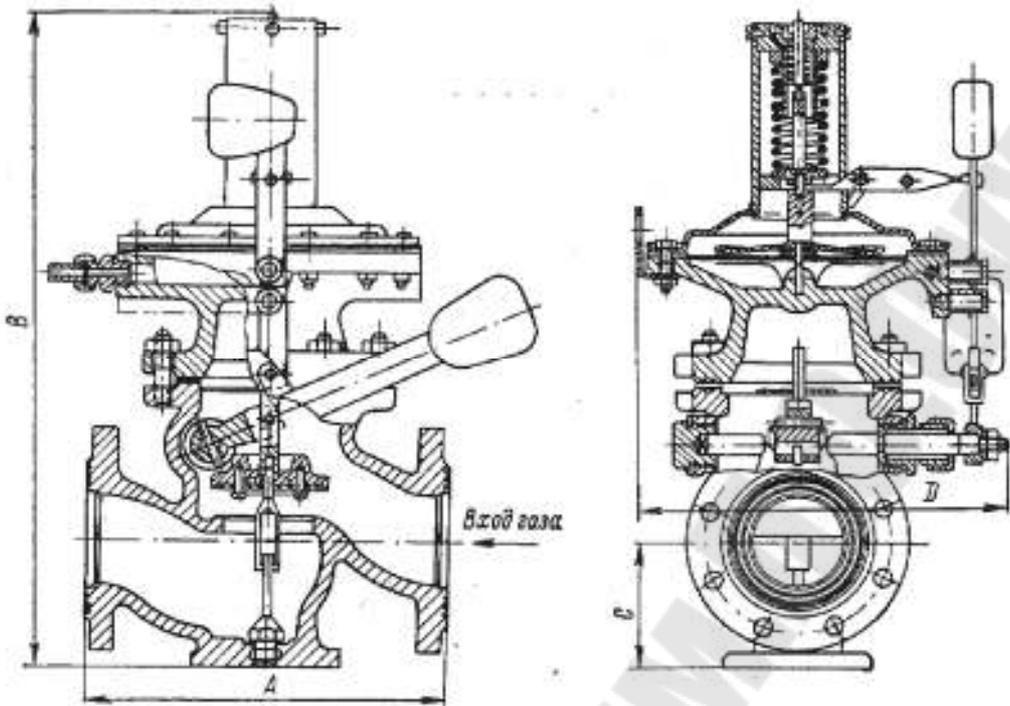


Рис. 4.3. Предохранительно-запорный клапан

## Литература

1. Промышленная теплоэнергетика. Справочник / под ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – Москва, 1991.
2. СНБ 4.03.01–98. Газоснабжение. – Минск : М-во архитектуры и строительства Респ. Беларусь, 1999. – 94 с.
3. Системы производства и распределения энергоносителей / под ред. А. П. Несенчук. – Москва : Энергоатомиздат, 1989.
4. Ионин, А. А. Газоснабжение / А. А. Ионин. – Москва : Стройиздат, 1989.
5. Равич, М. Б. Газ и эффективность его использования в народном хозяйстве / М. Б. Равич. – Москва : Недра, 2000.
6. Справочник эксплуатационщика газофицированных котельных / под ред. Л. А. Рейхерта. – Москва : Недра, 1992.
7. Промышленные теплотехнологии: Машиностроительное и металлургическое производство. В 2 ч. Ч. 2 / А. П. Несенчук [и др.] ; под общ. ред. А. П. Несенчука, В. И. Тимошпольского. – Минск : Выш. шк., 1997.
8. Стаскевич, Н. Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н. Л. Стаскевич, Г. Н. Северинец, Д. Я. Вигдорчик. – Ленинград : Недра, 1990.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## Приложение 1

### Номограммы для расчета газопровода

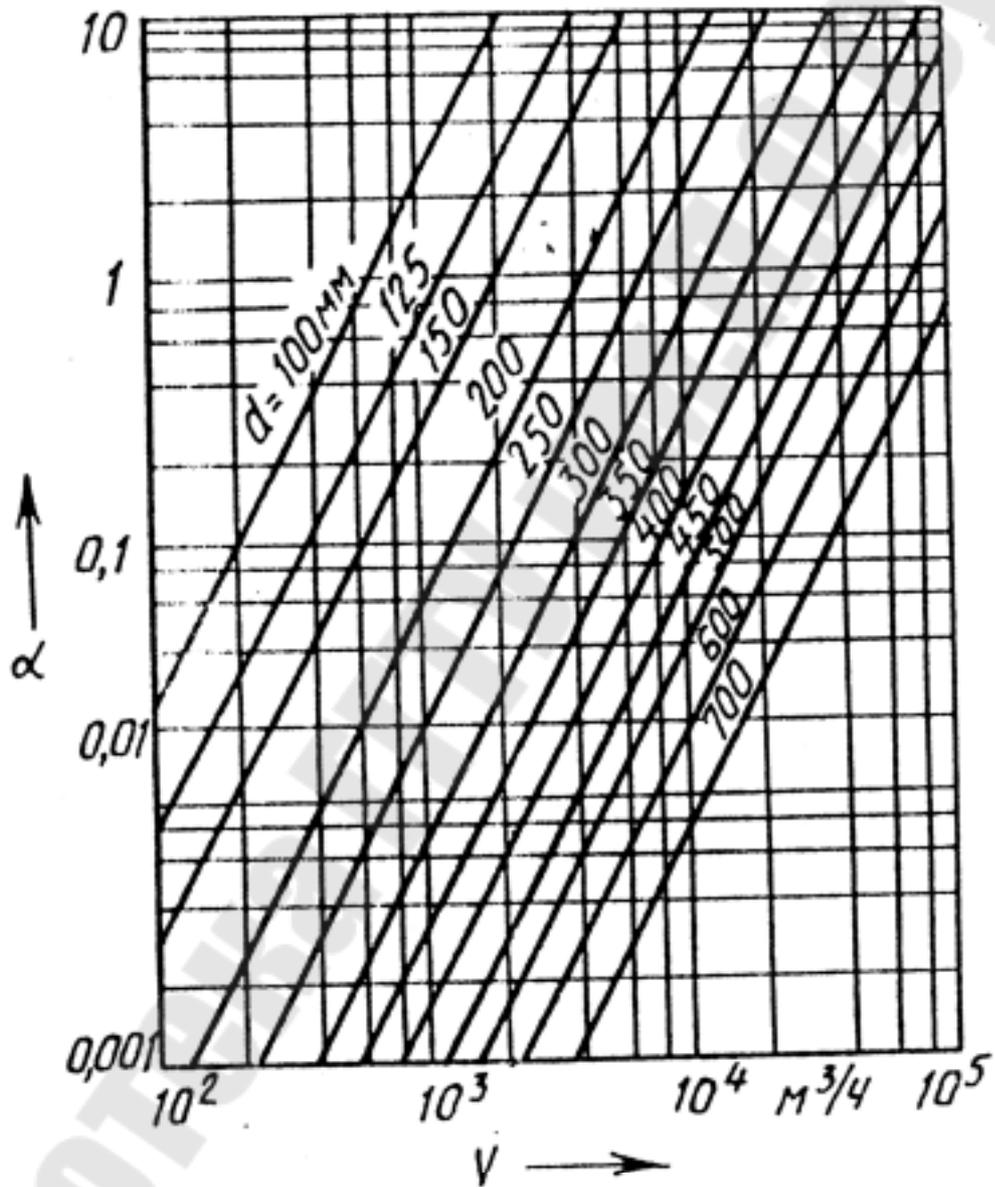


Рис. П.1.1. Номограмма для расчета газопровода высокого и среднего давления

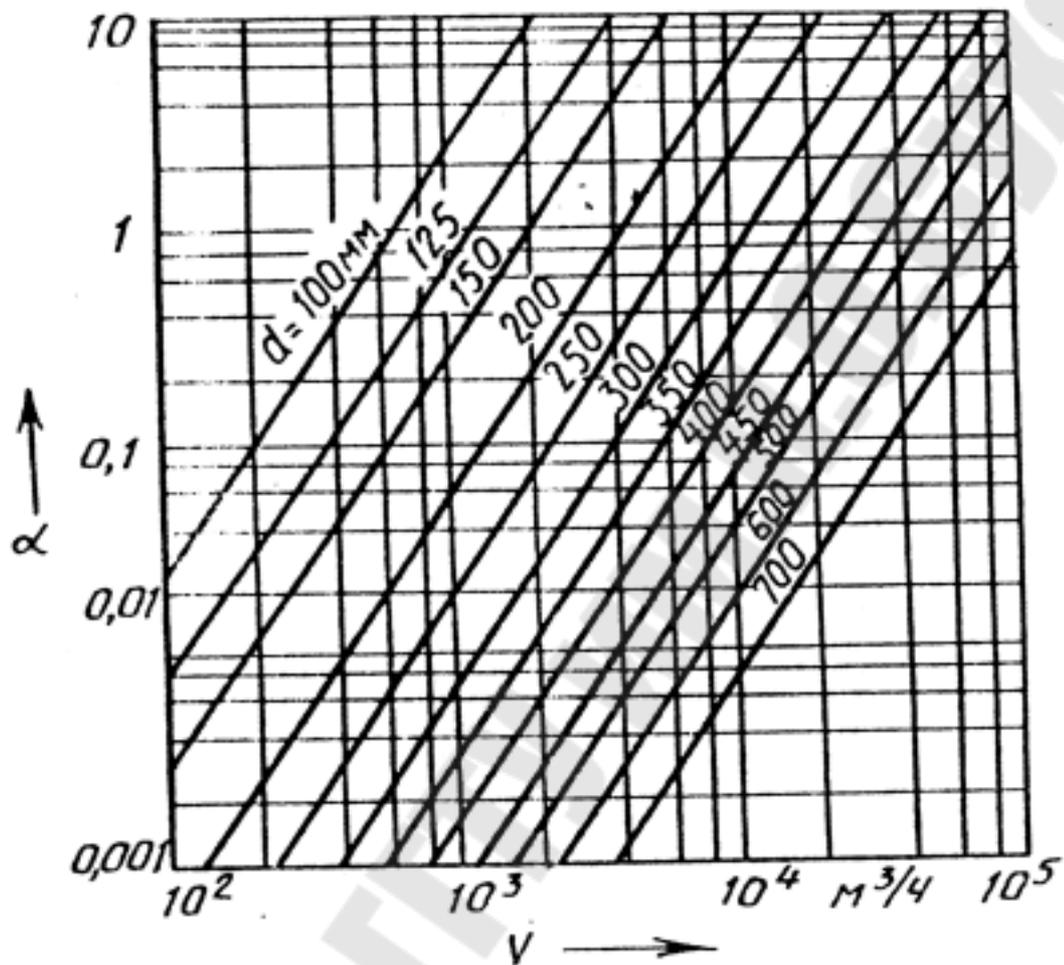


Рис. П.1.2. Номограмма для расчета газопровода низкого давления при плотности природного газа  $\rho_0 = 0,78 \dots 0,8 \text{ кг/м}^3$

## Приложение 2

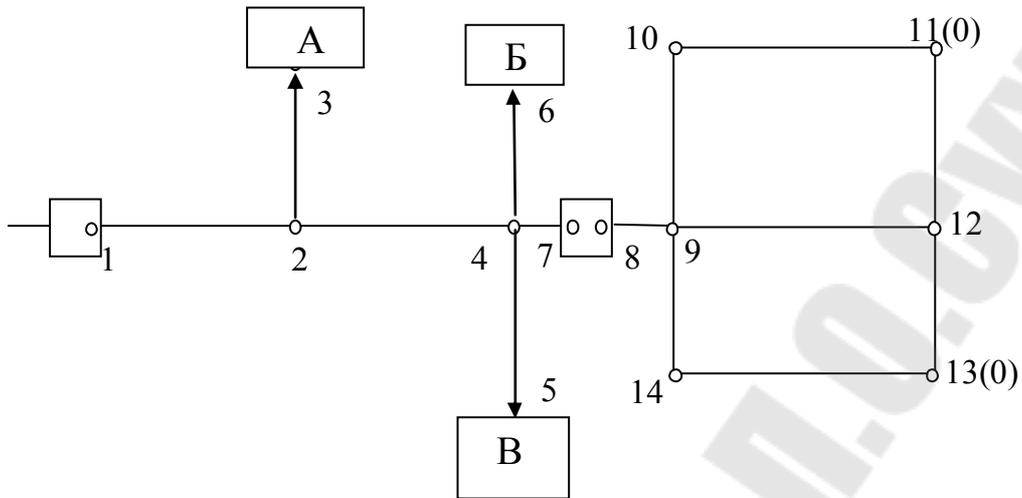


Рис. П.2.1. Расчетная схема газовой сети

## Приложение 3

### Исходные данные для расчета газовой сети

Номер варианта	Длина расчетного участка, м									
	$L_{1-2}$	$L_{2-3}$	$L_{2-4}$	$L_{4-6}$	$L_{4-5}$	$L_{4-7}$	$L_{8-9}$	$L_{9-10}=L_{12-11}$	$L_{10-11}=L_{9-12}=L_{14-13}$	$L_{9-14}=L_{12-13}$
1	250	400	300	250	250	50	140	450	650	400
2	255	395	305	245	255	55	135	455	645	405
3	260	390	310	240	260	60	130	460	640	410
4	265	385	315	235	265	65	125	465	635	415
5	270	380	320	230	270	70	120	470	630	420
6	275	375	325	225	275	75	115	475	625	425
7	280	370	330	220	280	80	110	480	620	430
8	285	365	335	215	285	85	105	485	615	435
9	290	360	340	210	290	90	100	490	600	440
10	295	355	345	205	295	95	95	495	500	445
11	300	350	350	200	300	100	90	500	510	450
12	245	345	355	195	305	105	85	505	515	455
13	230	340	360	190	310	110	80	510	520	460
14	235	335	365	185	315	115	75	515	525	465
15	230	330	370	108	320	120	70	520	530	470
16	225	325	375	175	325	125	65	525	535	475
17	220	320	380	170	330	130	60	530	540	480
18	215	315	385	165	335	135	55	535	545	485
19	210	310	390	160	340	140	50	540	550	490

## Приложение 4

### Исходные данные для расчета экзогенератора

Номер варианта	$\rho_{\text{см}}$	$\rho'_{\text{см}}$	$\mu_{\text{см}} \cdot 10^6$	$\mu'_{\text{см}} \cdot 10^6$	$\nu_{\text{см}} \cdot 10^6$	$\nu'_{\text{см}} \cdot 10^6$
1	0,1	0,15	3	4	190	215
2	0,15	0,2	3,5	4,1	191	213
3	0,20	0,25	4	5	192	210
4	0,25	0,3	4,5	5,2	193	215
5	0,3	0,35	5	5,7	194	220
6	0,3	0,3	5,5	6,1	195	210
7	0,25	0,25	5	6,2	196	211
8	0,2	0,2	4,5	5,3	197	212
9	0,15	0,15	4	5,1	198	213
10	0,1	0,1	3,5	4,7	195	214
11	0,15	0,08	3,7	4,2	190	210
12	0,3	0,09	4	5	191	217
13	0,25	0,1	4,2	5,1	195	218
14	0,2	0,25	4,7	5,3	197	220
15	0,35	0,2	3,8	4,5	193	221
16	0,1	0,15	4,1	5,1	190	222
17	0,15	0,3	4,5	4,9	191	223
18	0,2	0,25	4,4	4,8	194	225
19	0,25	0,3	4,2	4,6	195	224

## Содержание

Введение.....	3
1. Теоретические сведения, необходимые для выполнения расчетной части.....	4
1.1. Системы газоснабжения. Газораспределительные пункты .....	4
1.2. Устройство наружных и внутренних газопроводов.....	5
1.3. Наружные газопроводы .....	6
1.4. Внутренние газопроводы .....	8
1.5. Трубы для газопроводов .....	8
1.6. Построение годового графика потребления газа и определение его расчетных часовых расходов.....	10
2. Гидравлический расчет тупикового и кольцевого газопровода.....	11
2.1. Расчет разветвленных тупиковых сетей среднего давления до ГРП .....	12
2.2. Гидравлический расчет кольцевого газопровода низкого давления .....	13
3. Расчет экзогенератора .....	16
3.1. Состав продуктов горения топлива .....	17
3.2. Расчет гидродинамических параметров, размеров реактора и камеры сгорания .....	21
3.3. Скорость фильтрации и размеры камеры сжигания.....	22
3.4. Расчет коэффициентов теплоотдачи и теплоотдающей поверхности.....	23
4. Индивидуальные задания .....	24
Литература .....	28
Приложение 1.....	29
Приложение 2.....	31
Приложение 3.....	31
Приложение 4.....	32

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

# **СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ**

**Методические указания  
к контрольным работам по одноименному курсу  
для студентов специальности 1-43 01 05  
«Промышленная теплоэнергетика»  
заочной формы обучения**

**Электронный аналог печатного издания**

Автор-составитель: **Звездкина** Екатерина Марковна  
**Юфанова** Татьяна Сергеевна

Редактор *Н. И. Жукова*  
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 10.10.07.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Цифровая печать. Усл. печ. л. 2,09. Уч.-изд. л. 2,0.

Изд. № 68.

E-mail: [ic@gstu.gomel.by](mailto:ic@gstu.gomel.by)

<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:  
Издательский центр учреждения образования  
«Гомельский государственный технический университет  
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.